PROSPECTO DE INFORMACIÓN Y CONSTITUCIÓN
PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ACCIONES ORDINARIAS DE ECOPETROL S.A.

Emisor: Ecopetrol S.A. (en adelante "Ecopetrol" el "Emisor" o la "Compañía") NIT: 899.999.068-1
Domicilio Principal: Carrera 13 No. 36 – 24 Bogotá D.C., Colombia.
Actividad Principal del Emisor: Actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos.

Características de la Oferta	
Destinatarios de la(s) Oferta(s) Simultánea(s):	El público en general, es decir, todas las personas naturales o jurídicas, patrimonios autónomos y entidades territoriales que puedan y tengan la capacidad directa o por interpuesta persona para adquirir las Acciones Ordinarias, incluidas las entidades a que hace referencia el artículo 3 de la Ley 1118 de 2006, así como los Accionistas con Derecho de Preferencia para efectos del derecho de preferencia en la suscripción de Acciones. En el Mercado Internacional serán aquellos que se determinen en el correspondiente Prospecto de Información Internacional, los cuales incluirán todas las personas naturales o jurídicas, patrimonios autónomos y en general cualquier vehículo o entidad que pueda y tenga la capacidad directa o por interpuesta persona para adquirir los ADR.
Mercado al que serán dirigidas la(s) emisión(es):	La oferta de las Acciones Ordinarias en el Mercado Local se dirigirá al Mercado Principal. Los ADRs se dirigirán al Mercado Internacional.
Modalidad de Inscripción y de Oferta:	Las Acciones Ordinarias objeto de la(s) Oferta(s) Simultánea(s) de que trata el Prospecto de Constitución del Programa están inscritas en el Registro Nacional de Valores y Emisores.
Clase de Valores:	(i) En el Mercado Local, Acciones Ordinarias, y (ii) en el Mercado Internacional, ADSs representados en ADRs. Cada ADR representa un ADS. A cada ADS subyacen 20 Acciones Ordinarias.
Ley de Circulación:	Las Acciones Ordinarias son nominativas y circularán en forma desmaterializada.
Valor Nominal por Acción:	COP 609,00 por Acción.
Precio de Suscripción:	El Precio de Corte del Libro, y el Precio de Suscripción por ADR serán determinados por el Emisor con base en el Proceso de Construcción del Libro de Ofertas, así como por la regulación y las prácticas internacionales. El Precio de Corte del Libro se expresará en Pesos. El Precio de Suscripción por ADR se expresará en Dólares.
Cupo global de la(s) emisión(es) que abarca el Programa:	Cuatro mil millones trescientos sesenta y cuatro millones doscientos ochenta y ocho mil ochocientos treinta y una (4.364.288.831) Acciones Ordinarias en reserva. Con posterioridad a la(s) Emisión(es) bajo el Programa, la Nación en cabeza del Ministerio de Hacienda y Crédito Público mantendrá una participación por lo menos igual al 80% del capital suscrito y en circulación de Ecopetrol.
Cantidad Mínima de Acciones Ordinarias a Demandar:	Cinco mil (5.000) Acciones Ordinarias, aplicables para la Capa de Adjudicación General pero no para el ejercicio del derecho de preferencia en la suscripción de Acciones Ordinarias.
Monto total de la(s) emisión(es):	El monto total de emisión de cada Oferta Simultánea corresponde a la suma en Pesos de (i) el resultado de multiplicar el número de Acciones Ordinarias adjudicadas en el Mercado Local por el Precio de Corte del Libro, más (ii) el resultado de multiplicar el número de ADRs adjudicados en el Mercado Internacional por el Precio de Suscripción por ADR, multiplicado por la TRM vigente en la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas.
Derechos que Incorporan las Acciones Ordinarias:	Los establecidos en la Sección 1.2 del Capítulo I de la Primera Parte de este Prospecto.
Comisiones y Gastos Conexos del Suscriptor	Los establecidos en la Sección 1.8 del Capítulo I de la Primera Parte de este Prospecto.
Bolsa donde están Inscritas las Acciones Ordinarias:	Bolsa de Valores de Colombia S.A. o BVC.
Bolsa donde están inscritos los ADRs	New York Stock Exchange o NYSE.
Vigencia del Programa:	Será de cinco (5) años a partir de la fecha en que quede en firme la Resolución de la Superintendencia Financiera de Colombia que autorice la oferta pública de las Acciones Ordinarias.
Plazo de Suscripción y Vigencia del Período de Construcción del Libro de Ofertas:	Las fechas de inicio y finalización del Período de Construcción del Libro de Ofertas serán informadas en el respectivo Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, de conformidad con el plazo de quince (15) Días Hábiles señalado en la definición del Período de Construcción del Libro de Ofertas, sujeto al derecho a extender el mismo hasta por un Día Hábil con ocasión de situaciones extraordinarias, según se describe en la Sección 3 del Capítulo Ii de la Primera Parte de este Prospecto.
Período de Cesión de los Derechos de Suscripción Preferencial:	Para cada Oferta Simultánea será el período de diez (10) Días Hábiles contados a partir de la fecha de publicación del Aviso de Apertura del Libro de Ofertas.
Mecanismo de Colocación de las Acciones Ordinarias del Mercado Local:	La colocación de las Acciones Ordinarias del Mercado Local se realizará a través de la Red de Distribución del Mercado Local y el Coordinador Líder Local bajo la modalidad de colocación al mejor esfuerzo.
Red de Distribución del Mercado Local:	Serán aquellos agentes colocadores del Mercado Local definidos en el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas.

COORDINADOR LÍDER

Grupo Bancolombia Capital

ASESORES LEGALES

Baker McKenzie.

Brigard Urrutia
Nuevos tiempos / Nuevas soluciones

ADMINISTRADOR DE LA EMISIÓN

deceval una compañía bvc

BOLSA DE VALORES

bvc Bolsa de Valores de Colombia

La información financiera del presente Prospecto de Constitución del Programa se encuentra actualizada al 30 de junio de 2021. A partir de esa fecha, la información financiera y toda información relevante de Ecopetrol S.A. se encuentra a disposición de los interesados en el RNVE y en la BVC y podrá ser consultada en la página web www.superfinanciera.gov.co y en la página web del Emisor www.ecopetrol.com.co.

El Emisor cuenta con un Código de Buen Gobierno adoptado por la Junta Directiva, según consta en el Acta No. 21 del 13 de julio de 2004, y cuya última actualización consta en el Acta No. 282 del 21 de septiembre de 2018, el cual cumple con los requisitos establecidos por las normas vigentes para el efecto y se encuentra a disposición de todos los inversionistas en la página web del Emisor (www.ecopetrol.com.co). El Emisor en su calidad de emisor de valores, y en cumplimiento de la Circular Externa 029 de 2014 de la Superintendencia Financiera de Colombia (o SFC), publica en su página web la encuesta sobre la adopción del Código de Mejores Prácticas Corporativas de Colombia (Código País), debidamente diligenciada y remitida a la SFC. La encuesta refleja la situación del Emisor frente a las recomendaciones establecidas en el Código País en relación con las prácticas de gobierno corporativo.

OCTUBRE DE 2021

ADVERTENCIAS

SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA DEL PRESENTE PROSPECTO DE INFORMACIÓN PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA INVERSIÓN.

LA INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES Y LA AUTORIZACIÓN DE LA OFERTA PÚBLICA, NO IMPLICA CALIFICACIÓN NI RESPONSABILIDAD ALGUNA POR PARTE DE LA SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA ACERCA DE LAS PERSONAS INSCRITAS NI SOBRE EL PRECIO, LA BONDAD O LA NEGOCIABILIDAD DEL VALOR O DE LA RESPECTIVA EMISIÓN, NI SOBRE LA SOLVENCIA DEL EMISOR.

EL PROSPECTO DE INFORMACIÓN NO CONSTITUYE UNA OFERTA NI UNA INVITACIÓN POR O A NOMBRE DEL EMISOR NI CUALQUIERA DE LOS ASESORES, A SUSCRIBIR O COMPRAR CUALQUIERA DE LOS VALORES SOBRE LOS QUE TRATA EL MISMO.

LA INSCRIPCIÓN DE LOS VALORES EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA S.A., ASÍ COMO EL PROCESO DE EMISIÓN A TRAVÉS DE LA MISMA, NO IMPLICA CERTIFICACIÓN SOBRE LA BONDAD DE LAS ACCIONES ORDINARIAS O LA SOLVENCIA DEL EMISOR. EL PRESENTE PROSPECTO DE INFORMACIÓN NO CONSTITUYE UNA OFERTA NI UNA INVITACIÓN POR O A NOMBRE DEL EMISOR, A SUSCRIBIR O COMPRAR CUALQUIERA DE LOS VALORES SOBRE LOS QUE TRATA LA MISMA.

EL PROSPECTO DE INFORMACIÓN PUEDE CONTENER MANIFESTACIONES SOBRE EL DESEMPEÑO FUTURO DE ECOPETROL, LAS CUALES ESTÁN INCLUIDAS EN VARIOS APARTES DEL MISMO. TALES MANIFESTACIONES INCLUYEN INFORMACIÓN REFERENTE A ESTIMACIONES O EXPECTATIVAS ACTUALES RELACIONADAS CON LA FUTURA CONDICIÓN FINANCIERA Y A SUS RESULTADOS OPERACIONALES. SE LES ADVIERTE A LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS QUE TALES MANIFESTACIONES SOBRE EL DESEMPEÑO FUTURO NO SON UNA GARANTÍA DE QUE EL MISMO SE LLEVARA A CABO DE LA MANERA COMO HA SIDO ESTIMADO, SINO QUE, POR EL CONTRARIO, EXISTE RIESGO O INCERTIDUMBRE EN CUANTO A QUE DICHAS PROYECCIONES SE PUEDAN PRESENTAR EN EL FUTURO, Y QUE LOS RESULTADOS REALES PUEDEN VARIAR SUSTANCIALMENTE CON RESPECTO A LAS PROYECCIONES PLANTEADAS SOBRE EL FUTURO DEBIDO A DIVERSOS FACTORES.

CADA INVERSIONISTA DEBERÁ REVISAR Y OBTENER, DE ACUERDO CON SU RÉGIMEN LEGAL APLICABLE, LAS AUTORIZACIONES CORPORATIVAS Y REGULATORIAS NECESARIAS PARA INVERTIR EN LAS ACCIONES ORDINARIAS.

LA RENTABILIDAD DE LAS INVERSIONES EN ACCIONES SE ENCUENTRA SUJETA A LA EVOLUCIÓN DEL MERCADO ACCIONARIO, LA POLÍTICA DE DIVIDENDOS DEL EMISOR Y EL DESEMPEÑO FINANCIERO DEL MISMO. NO EXISTE UNA TASA DE RENTABILIDAD GARANTIZADA.

LA INVERSIÓN EN LAS ACCIONES ORDINARIAS DEL EMISOR CONLLEVA RIESGO DE PÉRDIDA DEL CAPITAL INVERTIDO.

AUTORIZACIONES, INFORMACIONES ESPECIALES Y OTRAS ADVERTENCIAS GENERALES

NOTIFICACIÓN

El presente documento ha sido preparado con el único objeto de facilitar el conocimiento general, por parte del potencial inversionista, sobre el Emisor y el Programa de Emisión y Colocación de Acciones Ordinarias. Por consiguiente, para todos los efectos legales, cualquier interesado deberá consultar la totalidad de la información contenida en el cuerpo del presente Prospecto de Constitución del Programa, antes de tomar cualquier decisión de inversión.

La información contenida en este Prospecto de Constitución del Programa ha sido preparada para asistir a potenciales inversionistas interesados en realizar su propia evaluación del Programa y de cualquier emisión al amparo del mismo. El presente Prospecto contiene la información requerida de acuerdo con la normatividad aplicable. No obstante lo anterior, el mismo no pretende contener toda la información que un posible inversionista pudiera eventualmente requerir. Salvo que se indique lo contrario, la fuente de las cifras y de los cálculos incluidos en este Prospecto de Constitución del Programa, es el Emisor.

La información contenida en este Prospecto de Constitución del Programa o proporcionada posteriormente a cualquier persona, ya sea en forma verbal o escrita, respecto de una operación que involucre valores emitidos por el Emisor, no debe considerarse como una asesoría legal, tributaria, fiscal, contable, financiera, técnica o de otra naturaleza a cualquiera de dichas personas por parte del Emisor, ni de sus Asesores.

Se entenderá que la referencia a las leyes, normas y demás regulaciones citadas en el Prospecto de Constitución del Programa se extenderá a aquellas que las regulen, modifiquen o sustituyan, excepto cuando se trate de describir la legislación tributaria aplicable a las Acciones Ordinarias a la fecha de este Prospecto.

Ni el Emisor, ni sus representantes, Asesores o empleados tendrán la obligación de reembolsar ni compensar a los potenciales inversionistas cualquier costo o gasto incurrido por éstos al evaluar el Prospecto de Constitución del Programa, o incurrido de otra manera con respecto a la suscripción de las Acciones Ordinarias Ofrecidas.

Los Asesores, por no estar dentro de la órbita de sus funciones, no han auditado independientemente la información suministrada por el Emisor que sirvió de base para la elaboración de este Prospecto de Constitución del Programa. Por lo tanto, no tendrán responsabilidad alguna por cualquier omisión, afirmación o certificación (explícita o implícita), contenida en el mismo.

Los inversionistas potenciales solamente deben basarse en la información contenida en este Prospecto de Constitución del Programa y en la Información Relevante que publique el Emisor de tiempo en tiempo a través de los Canales de Información Relevante. Los Asesores no han autorizado a ninguna persona para entregar información que sea diferente o adicional a la contenida en este Prospecto de Constitución del Programa. Si alguien suministra información adicional o diferente, no tendrá validez alguna.

Los inversionistas potenciales deberán asumir que la información financiera de este Prospecto de Constitución del Programa es exacta sólo en la fecha que aparece en la portada del mismo, sin tener en cuenta la fecha de entrega de este Prospecto de Constitución del Programa o cualquier venta posterior de las Acciones Ordinarias.

La condición financiera, resultados de las operaciones y el Prospecto de Constitución del Programa pueden variar después de la fecha que aparece en la portada de este Prospecto de Constitución del Programa.

La lectura completa de este Prospecto de Constitución del Programa se considera esencial para permitir una evaluación adecuada de la inversión por parte de inversionistas potenciales.

El Emisor se reserva el derecho, a su entera discreción, y sin tener que dar explicación alguna, de revisar la programación o procedimientos relacionados con cualquier aspecto de autorización de cualquier emisión ante la

SFC. En ningún evento, ni el Emisor ni cualquiera de sus representantes, Asesores o empleados, asumirá responsabilidad alguna por la adopción de dicha decisión.

APROBACIONES DEL EMISOR

En ejercicio de la autorización conferida por la Ley 1118, la Asamblea General de Accionistas del Emisor, mediante Acta No. 014 de junio 12 de 2007, decidió por unanimidad (i) aprobar la emisión de hasta cuarenta y cinco millones (45.000.000) de Acciones Ordinarias (con posterioridad convertidas por la Asamblea de Accionistas en dieciocho mil millones (18.000.000.000) de Acciones Ordinarias con ocasión del cambio de valor nominal de las mismas), posteriormente a través de la Resolución 1404 del 15 de agosto de 2007 de la SFC se aclaró que el cupo de dicho programa de emisión y colocación debía ser de nueve mil noventa y seis millones ciento noventa y seis mil doscientos cuatro (9.096.196.204) Acciones Ordinarias, y (ii) autorizar a la Junta Directiva para que reglamentara la emisión y colocación de dichas Acciones Ordinarias.

La Junta Directiva del Emisor, mediante Acta No. 373 del día 27 de agosto de 2021, aprobó el Reglamento y delegó en el Presidente: (i) la preparación y aprobación del Prospecto de Constitución del Programa y de todos los demás documentos relevantes para la emisión y colocación de la Tercera Ronda del Programa de la ley 1118; y (ii) el desarrollo de todas las gestiones necesarias para adelantar la emisión y colocación de las Acciones Ordinarias objeto del Reglamento, salvo las que expresamente se reserve la Junta Directiva de conformidad con el Reglamento o no sean delegables según los Estatutos Sociales.

ANTECEDENTES GENERALES DEL PROGRAMA

El Emisor fue creado a través del Decreto 0030 de 1951 como un organismo autónomo con personería jurídica, de conformidad con lo establecido en la Ley 165 de 1948, mediante la cual se autorizó al Gobierno Nacional a promover la organización de una empresa colombiana de petróleos.

En desarrollo de lo dispuesto en el Decreto 1760 de 2003, por escritura pública número 2931 del 7 de julio de 2003 de la Notaría 2ª de Bogotá, D.C., el Emisor se transformó en una sociedad pública por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Posteriormente, con ocasión de la Ley 1118 se autorizó la conversión del Emisor en sociedad de economía mixta a través de un proceso de capitalización del Emisor, cuya primera ronda se cumplió en el año 2007.

A la fecha, el capital suscrito y pagado del Emisor asciende a la suma de veinticinco billones cuarenta mil sesenta y siete millones sesenta y seis mil trescientos veintinueve Pesos ($25.040.067.066.329) dividido en cuarenta y un mil ciento diez y seis millones seiscientos noventa y cuatro mil seiscientos noventa coma ciento noventa y seis (41.116.694.690,196) acciones nominativas, ordinarias y de capital, de valor nominal unitario de seiscientos nueve Pesos ($609) cada una.

La Ley 1118 autorizó la emisión de acciones del Emisor con el objetivo de ofrecerlas en el mercado para que fueran suscritas por personas naturales o jurídicas, siempre y cuando la Nación conserve, como mínimo, el ochenta por ciento (80%) de las acciones en circulación con derecho a voto.

El artículo 3° de la Ley 1118 estableció que para garantizar la democratización de la propiedad accionaria del Emisor, el Programa de la Ley 1118 contaría con dos (2) rondas iniciales, en las cuales se ofrecerían Acciones Ordinarias a los destinatarios de condiciones especiales previstos en el artículo 3° de la Ley 226 de 1995, así como a los patrimonios autónomos pensionales del Emisor, las entidades territoriales y, en general, a cualquier ciudadano colombiano. Conforme con lo dispuesto en la mencionada Ley 1118, después de agotadas las dos rondas indicadas, la oferta de Acciones Ordinarias se extenderá al público en general y a personas naturales y jurídicas.

En ejercicio de la autorización conferida por la Ley 1118, la Asamblea General de Accionistas del Emisor, mediante Acta No. 014 de junio 12 de 2007, decidió por unanimidad (i) aprobar la emisión de hasta cuarenta y cinco millones (45.000.000) de Acciones Ordinarias, con posterioridad convertidas por la Asamblea de Accionistas en dieciocho mil millones (18.000.000.000) de Acciones Ordinarias con ocasión del cambio de valor nominal de las mismas, según consta en el Acta No. 16 del 24 de julio de 2007, y (ii) autorizar a la Junta Directiva para que reglamentara la emisión y colocación de dichas Acciones Ordinarias.

El numeral 28 del artículo 23 de los Estatutos Sociales del Emisor, establece como función de la Junta Directiva reglamentar e instrumentar la emisión y colocación de acciones; pudiendo en todo caso, encargar al Presidente del Emisor la aprobación del prospecto de emisión y todos los demás documentos relativos a la emisión y colocación de títulos valores.

En ejercicio de la autorización conferida por la Ley 1118 y de la Asamblea de Accionistas antes mencionada, el día 26 de julio de 2007 la Junta Directiva del Emisor, mediante Acta No. 70, aprobó el reglamento de emisión y colocación de Acciones Ordinarias de un programa de emisión y colocación de Acciones Ordinarias que contemplaba la realización de una primera y una segunda ronda de oferta dirigidas a los destinatarios especiales del artículo 3 de la Ley 1118 y una tercera ronda dirigida al público en general, todas, en el marco del Programa de la Ley 1118.

Mediante Resolución 1314 del 27 de julio de 2007 la Superintendencia Financiera de Colombia autorizó un programa de emisión y colocación de Acciones Ordinarias del Emisor, la inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores, y la oferta pública de las Acciones Ordinarias del Emisor, como parte del Programa de la Ley 1118, integrado por un cupo dieciocho mil millones (18.000.000.000) de Acciones Ordinarias. A través de la Resolución 1404 del 15 de agosto de 2007 de la SFC se aclaró que el cupo de dicho programa de emisión y colocación debía ser de nueve mil noventa y seis millones ciento noventa y siete mil doscientos cuatro (9.096.197.204) Acciones Ordinarias, pues de emitirse un número superior de Acciones Ordinarias, y a razón del número de Acciones Ordinarias en circulación en ese momento, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público no podría cumplir con su obligación legal de conservar por lo menos el 80% de las acciones en circulación y con derecho a voto del Emisor.

La Primera Ronda del Programa de la Ley 1118 concluyó el 13 de noviembre de 2007 con la adjudicación de cuatro mil ochenta y siete millones setecientos veintitrés mil setecientos setenta y un (4.087.723.771) Acciones Ordinarias del cupo inicial.

Posteriormente, mediante Resolución 1557 del 30 de julio de 2010, la Superintendencia Financiera de Colombia renovó el plazo del programa de emisión y colocación por tres (3) años adicionales contados a partir del 6 de agosto de 2010. Señaló, entre otros aspectos, el artículo 1º de la Resolución 1314 del 27 de julio de 2007 de la Superintendencia Financiera de Colombia que "*la Ley 1118 de 2006 establece que el programa de emisión y colocación de acciones de Ecopetrol consta de dos (2) rondas iniciales, en las cuales se ofrecerán acciones ordinarias de ECOPETROL a los destinatarios exclusivos de las condiciones especiales previstas en el artículo 3º de la ley 226 de 1995, así como a los patrimonios autónomos pensionales de ECOPETROL, las entidades territoriales y en general, a cualquier ciudadano colombiano. Agotadas las dos (2) rondas iniciales, ECOPETROL podrá realizar una o más rondas adicionales dirigidas al público en general*".

Según consta en el Acta No. 133 del 11 de marzo de 2011, en ejercicio de la autorización conferida por la Ley 1118 y de la Asamblea de Accionistas según consta en Acta No. 14 del 12 de junio de 2007, la Junta Directiva del Emisor modificó el reglamento aprobado el 26 de julio de 2007 en Acta No. 70 de la Junta Directiva, y aprobó una modificación al reglamento para la segunda ronda de emisión y colocación de Acciones Ordinarias del Programa de la Ley 1118.

En virtud de lo anterior y adicionalmente, bajo el amparo de la Resolución 1557 del 30 de julio de 2010 de la Superintendencia Financiera de Colombia por medio de la cual se autorizó la renovación del plazo de vigencia del

programa de emisión y colocación de Acciones Ordinarias del Emisor, la Segunda Ronda del Programa de la Ley 1118 fue dirigida a los destinatarios especiales del artículo 3° de la Ley 1118, la cual concluyó el 30 de septiembre de 2011 con la adjudicación de seiscientos cuarenta y cuatro millones ciento ochenta y cinco mil ochocientos sesenta y ocho (644.185.868) Acciones Ordinarias del cupo inicial.

El número de Acciones Ordinarias restantes del cupo inicial después de adjudicarse la Primera Ronda del Programa de la Ley 1118 y la Segunda Ronda del Programa de la Ley 1118, era de cuatro mil trescientos sesenta y cuatro millones doscientos ochenta y siete mil quinientos sesenta y cinco (4.364.287.565) Acciones Ordinarias. Sin embargo, la tercera ronda, a dirigirse al público en general, no se realizó bajo el programa cuya extensión hasta el año 2013 había autorizado la Superintendencia Financiera de Colombia a través de la Resolución 1557 del 30 de julio de 2010. Dicho programa expiró.

Posteriormente, en el año 2015, el Emisor decidió llevar a cabo una distribución de una reserva ocasional mediante el aumento del valor nominal de cada Acción Ordinaria de doscientos cincuenta Pesos ($250) a seiscientos nueve Pesos ($609), según consta en el Acta No. 31 del 26 de marzo de 2015 de la Asamblea General de Accionistas. Sin embargo, algunos accionistas minoritarios del Emisor decidieron no aceptar la distribución de la reserva mediante el aumento del valor nominal y exigieron el pago de las utilidades correspondientes en efectivo contra la cancelación de las correspondientes Acciones Ordinarias, lo que resultó en: (i) la reducción del número de Acciones Ordinarias suscritas y en la circulación del Emisor de cuarenta y un mil ciento dieciséis millones seiscientos noventa y ocho mil cuatrocientos cincuenta y seis (41.116.698.456) Acciones Ordinarias a cuarenta y un mil ciento diez y seis millones seiscientos noventa y cuatro mil seiscientos noventa coma ciento noventa y seis (41.116.694.690,196) Acciones Ordinarias, y (ii) el correspondiente ajuste en el número de Acciones Ordinarias que computan para efectos de que las acciones en circulación y con derecho a voto del Emisor, que no sean propiedad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, no excedan del 20% de las acciones en circulación y con derecho a voto del Emisor. En consecuencia, el número de Acciones Ordinarias que Ecopetrol puede emitir al amparo del Programa de la Ley 1118 pasó de cuatro mil trescientos sesenta y cuatro millones doscientos ochenta y siete mil quinientos sesenta y cinco (4.364.287.565) Acciones Ordinarias (saldo remanente del cupo inicial), a cuatro mil trescientos sesenta y cuatro millones doscientas ochenta y ocho mil ochocientas treinta y un (4.364.288.831) Acciones Ordinarias.

Atendida la obligación legal del Emisor de dirigir las dos primeras rondas de emisión del Programa de la Ley 1118 a los destinatarios especiales previstos en su artículo 3° de la Ley 1118, corresponde en esta oportunidad dirigir, a través de una o más ofertas de Acciones Ordinarias, la Tercera Ronda del Programa de la Ley 1118.

Ecopetrol requiere recursos para financiar la ejecución de su estrategia corporativa y su plan de transición energética, incluyendo: (i) proyectos para el crecimiento orgánico, (ii) oportunidades de crecimiento inorgánicas, y (iii) el fortalecimiento del balance financiero de Ecopetrol y/o la reducción de su endeudamiento; por tanto ha decidido continuar con el Programa de la Ley 1118 y, para tal efecto, acudir al esquema de programa de emisión y colocación previsto en el Decreto 2555 de 2010 con el fin de emitir y colocar la Tercera Ronda del Programa de la Ley 1118 para lo cual, a la fecha, cuenta con un cupo global de cuatro mil trescientos sesenta y cuatro millones doscientos ochenta y ocho mil ochocientos treinta y un (4.364.288.831) Acciones Ordinarias, número de Acciones Ordinarias que en virtud de lo establecido en la Ley 1118 de 2006 garantiza que la Nación, en cabeza del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, conserve por lo menos el 80% de las acciones con derecho a voto que conforman el capital social de Ecopetrol.

Toda vez que la Tercera Ronda del Programa de la Ley 1118 debe dirigirse al público en general y que, a la fecha, los accionistas del Emisor tienen el derecho de preferencia en la suscripción de nuevas emisiones de acciones previsto en los Estatutos Sociales y en el artículo 388 del Código de Comercio, esta Tercera Ronda del Programa de la Ley 1118 se efectuará con sujeción al derecho de preferencia.

La Ley 1118 de 2006 contiene en su artículo 3° establece limitaciones para la adquisición de Acciones Ordinarias, aplicables a los destinatarios allí descritos en sus respectivos montos y porcentajes. Por un lado, ninguna persona natural podrá adquirir títulos por valor superior a cinco mil (5.000) salarios mínimos legales mensuales vigentes (smlmv), según el cálculo que se describe en la Sección 7.5(c)(i) del Capítulo Ii de la Primera Parte de este Prospecto. Por otro lado, colectivamente, los fondos de pensiones y cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol no podrán adquirir más del 15% de las acciones en circulación de Ecopetrol. Sin embargo, según la información registrada en las bases de datos sobre las adjudicaciones realizadas a este tipo de inversionistas (fondos de pensiones y cesantías, fondos mutuos de inversión y patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol) en la Primera Ronda del Programa de la Ley 1118 y en la Segunda Ronda del Programa de la Ley 1118 puestas a disposición de Ecopetrol por parte de Deceval, aún si el Cupo Global del Programa le fuere adjudicado en su totalidad a este grupo de inversionistas, no se alcanzaría el límite indicado.

Según el artículo 6.3.1.1.1 del Decreto 2555 de 2010, el programa de emisión y colocación es un plan mediante el cual una misma entidad, estructura con cargo a un cupo global, la realización de varias emisiones, de uno o más valores, mediante oferta pública, durante un término establecido.

AUTORIZACIONES

La inscripción de las Acciones Ordinarias en el Registro Nacional de Valores y Emisores y su respectiva oferta pública, fueron autorizadas por la SFC mediante la Resolución No. 1314 del 27 de julio de 2007.

Las Acciones Ordinarias están debidamente inscritas en la BVC, y la SFC autorizó la oferta pública con cargo al Programa mediante Resolución No. 1184 del 13 de octubre de 2021.

Dichos registros y autorización no constituyen una opinión de la Superintendencia Financiera ni de la BVC respecto a la calidad de los valores o la solvencia del Emisor.

La realización de una Oferta Simultánea –en lo que se refiere a la oferta en el Mercado Local– bajo el Programa de Emisión y Colocación de Acciones Ordinarias del Emisor, se autoriza por la SFC mediante la autorización de este Programa, sin que ello implique autorización alguna de la Superintendencia Financiera de Colombia de la oferta de ADRs en el Mercado Internacional.

OTRAS OFERTAS PÚBLICAS O PRIVADAS DE VALORES SIMULTÁNEAS

Además de los procedimientos necesarios para realizar la Oferta Simultánea en el Mercado Local y en el Mercado Internacional, a la fecha de publicación de este Prospecto, el Emisor no se encuentra adelantando ningún procedimiento para realizar otras ofertas públicas o privadas sobre valores.

PERSONAS AUTORIZADAS PARA DAR INFORMACIÓN SOBRE EL PROSPECTO DE CONSTITUCIÓN DEL PROGRAMA

Las siguientes personas, o quienes estas a su vez designen, han sido autorizadas por el Emisor para dar información o declaraciones sobre el contenido del Prospecto de Constitución del Programa:

Tatiana Uribe Benninghoff
Gerente Corporativo de Mercado de Capitales
Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co
Oficina de Atención al Accionista e Inversionista
Contact Center: 3077075 (Bogotá) 01 8000 113434 (A nivel nacional)

CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO

Las prácticas de gobierno corporativo fueron actualizadas de manera voluntaria en el año 2004, con ocasión de la transformación del Emisor en una sociedad pública por acciones, de conformidad con lo previsto en el Decreto 1760 de 2003. Como sociedad pública por acciones, el Emisor decidió implementar altos estándares de gobierno corporativo con el objetivo de asegurar la efectividad de los derechos de sus accionistas y el respeto y transparencia hacia sus grupos de interés. Es así como el 13 de julio de 2004, la Junta Directiva del Emisor aprobó la primera versión del Código de Buen Gobierno, convirtiéndose de esta manera en una de las primeras entidades estatales que ingresaba voluntariamente a la tendencia mundial del enfoque en el gobierno corporativo.

Posteriormente, con la expedición de la Ley 1118, se inició el proceso de capitalización del Emisor y surgió la necesidad de ajustar el Código de Buen Gobierno a la nueva naturaleza jurídica de esta (sociedad de economía mixta) y a la autorización para la emisión y colocación de acciones en el Mercado Local. Así mismo, el ingreso del Emisor a bolsas de valores internacionales (tales como la Bolsa de Nueva York – "*New York Stock Exchange*"), conllevó a que el Emisor continuara robusteciendo sus prácticas de gobierno corporativo de acuerdo con los más altos estándares aplicables a los emisores de valores.

Actualmente, las prácticas de gobierno corporativo implementadas por el Emisor se enmarcan en los principios de transparencia, gobernabilidad y control y se ajustan a la actividad comercial del Emisor procurándole un marco regulatorio que permite el buen funcionamiento de los órganos de gobierno y el cumplimiento de los objetivos estratégicos generando confianza a los grupos de interés y asegurando la sostenibilidad del negocio.

El Código de Buen Gobierno del Emisor, así como los documentos que hacen parte integral del mismo, pueden ser consultados de manera permanente en la página web www.ecopetrol.com.co.

PERSONAS NATURALES O JURÍDICAS QUE HAN PARTICIPADO EN LA TASACIÓN, VALORACIÓN O EVALUACIÓN DE ACTIVOS O PASIVOS DEL EMISOR

La información contenida en este Prospecto de Constitución del Programa ha sido suministrada por el Emisor y, en algunos casos, por diversas fuentes o terceros, los cuales se encuentran debidamente identificados en el cuerpo del documento.

Ninguna de las personas que han participado en la valoración de pasivos o activos del Emisor para la información financiera del presente Prospecto de Constitución del Programa tiene un interés económico directo que dependa del éxito de la colocación de las Acciones Ordinarias. El Coordinador Líder Local actuó como asesor financiero del Emisor en el proceso de Adquisición de ISA. El presente Prospecto de Constitución del Programa ha sido elaborado por el Emisor.

INFORMACIÓN SOBRE VINCULACIONES ENTRE EL EMISOR Y SUS ASESORES

No existe vínculo societario y/o corporativo y/o participación directa o indirecta alguno entre el Emisor y los Asesores para la elaboración del presente Prospecto de Constitución del Programa.

INTERÉS ECONÓMICO DE LOS ASESORES DE LAS EMISIONES

El Coordinador Líder Local y los Agentes Colocadores que hagan parte de la Red de Distribución del Mercado Local tendrán un interés económico directo en la colocación de las Acciones Ordinarias, de acuerdo con los términos de contratación de cada parte respectiva.

Con ocasión de la realización de una Oferta Simultánea bajo el Programa, los Colocadores Internacionales tendrán un interés económico directo en la colocación de los ADRs de acuerdo con los términos del contrato de colocación suscrito con el Emisor.

No existe ningún otro asesor del Programa que tenga un interés económico directo o indirecto que dependa del éxito de la colocación de las Acciones Ordinarias en el Mercado Local.

RIESGO DE INVERTIR EN EL MERCADO DE RENTA VARIABLE

La rentabilidad que se puede generar de la tenencia de una acción es producto del nivel de los dividendos que pague dicha acción y de las ganancias o pérdidas que el precio de dicha acción experimente mientras se es titular de ella.

En las inversiones de renta variable, como las Acciones Ordinarias, la ganancia futura es incierta en la medida en que ésta puede verse afectada por los resultados de la economía y el comportamiento del Mercado Local y del Mercado Internacional.

En estas condiciones, como puede suceder que se superen las expectativas de ganancia, bien sea a través de dividendos o de la valoración del precio de la acción, también puede suceder que por diversas circunstancias no se devengue la utilidad calculada inicialmente y, eventualmente, se genere una pérdida. La inversión en acciones es usualmente considerada como una inversión de mediano y largo plazo. Esta situación se hace extensiva a las Acciones Ordinarias en la medida en que la utilidad percibida depende de que el Emisor genere utilidades y de que la Asamblea General de Accionistas decrete el reparto de dividendos a favor de los accionistas.

Antes de realizar una inversión en valores de renta variable se debe tener conciencia que se puede ganar o perder el capital invertido.

CRITERIOS PARA DETERMINAR LA COMPOSICIÓN DE SU PORTAFOLIO

La aversión o afinidad al riesgo y los riesgos asociados a cada inversión determinarán la composición de un portafolio de inversiones. A mayor riesgo existe una mayor expectativa de ganancia, y bajo este principio financiero, el inversionista diseña su portafolio. Se recomienda a todos los potenciales inversionistas revisar con sus asesores el Capítulo Vi de la Segunda Parte del presente Prospecto "Información sobre riesgos del Emisor".

En el mercado de renta variable no está predeterminada ni asegurada la rentabilidad de la inversión, pues se encuentra ligada a las potenciales utilidades obtenidas por la empresa en la que se invierte, así como a las posibles variaciones en los precios de los valores por las condiciones existentes en el mercado.

Para inversiones de renta variable se debe considerar la solvencia del emisor, el nivel de bursatilidad, que es la categoría que otorga la SFC a las acciones que se negocian en la BVC, dependiendo del volumen y frecuencia de negociación, las expectativas del sector en el que se desenvuelve la empresa emisora, la evolución económica y política del país, etc.

PORCENTAJE QUE REPRESENTAN LAS ACCIONES ORDINARIAS QUE SERÁN EMITIDAS SOBRE EL TOTAL DE ACCIONES EN CIRCULACIÓN

De emitirse la totalidad de las Acciones Ordinarias del Cupo Global del Programa, el porcentaje que representarán las Acciones Ordinarias emitidas sobre el total de acciones en circulación será de 9,60%.

BOLSA DE VALORES Y SOCIEDADES COMISIONISTAS

La BVC es una sociedad anónima por acciones, de carácter privado, sometida a la inspección y vigilancia permanente de la SFC, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley 964 de 2005. La BVC tiene como objeto principal administrar sistemas de negociación y registro de valores. La BVC es una plaza de negociación donde diariamente se transan los valores que en ella se encuentran inscritos.

Las Sociedades Comisionistas de Bolsa son personas jurídicas profesionales, que ostentan la calidad de agentes del Mercado Local y que por lo tanto se encuentran inscritas en el Registro Nacional de Agentes del Mercado de Valores y en el RNVE, que lleva la SFC.

En desarrollo de sus actividades de intermediación, las Sociedades Comisionistas de Bolsa se encuentran facultadas para celebrar y ejecutar el contrato de comisión sobre valores. En desarrollo de su labor, las Sociedades Comisionistas de Bolsa reciben órdenes impartidas por un cliente para proceder a la compra o venta de valores en las mejores condiciones que ofrezca el mercado, igualmente brindan asesoría a sus clientes, dándoles a conocer, de manera objetiva, las opciones que ofrece el mercado. Las Sociedades Comisionistas de Bolsa se encuentran sometidas a la inspección y vigilancia permanente de la SFC. Las Sociedades Comisionistas de Bolsa pueden cobrar al inversionista un monto por su labor, lo que podrá impactar el retorno en la inversión.

DECISIÓN DE INVERSIÓN

La decisión de presentar o no una o más Posturas de Demanda será una decisión libre e independiente de los Destinatarios, basada en sus propios análisis, investigaciones, exámenes, inspecciones, y no en documento, material o información alguna, o en comentario o sugerencia alguna, provenientes del Gobierno Nacional, el Emisor o de cualquiera de sus representantes, administradores, funcionarios, integrantes o Asesores.

Los Destinatarios entienden que tienen a su disposición y para su acceso todas las herramientas y elementos sobre la emisión de las Acciones Ordinarias del Emisor, y, por lo tanto, su decisión de inversión es una decisión informada.

Igualmente, los Destinatarios entienden y aceptan que la inversión en las Acciones Ordinarias, y en general la inversión en valores inscritos en la BVC, conlleva incurrir en ciertos costos y gastos, todos los cuales deberán ser asumidos por los destinatarios.

El Emisor no será responsable por el pago de ninguno de los costos o gastos en que tenga que incurrir un inversionista como consecuencia de la inversión en las Acciones Ordinarias. Las Acciones Ordinarias constituyen valores de renta variable, y como tales no garantizan una rentabilidad mínima ni periódica y acarrean el riesgo de pérdida.

OFERTAS SIMULTÁNEAS EN EL EXTERIOR Y EN COLOMBIA

Bajo cada Oferta Simultánea, el monto total de Acciones Ordinarias a ofrecer que se puedan destinar a la constitución de ADRs y/o a la adjudicación en el Mercado Local, será incluido en el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas.

El monto total de la emisión de cada Oferta Simultánea corresponderá a la suma en Pesos de (i) el resultado de multiplicar el número de Acciones Ordinarias adjudicadas en el Mercado Local por el Precio de Corte del Libro, más (ii) el resultado de multiplicar el número de ADRs adjudicados en el Mercado Internacional por el Precio de Suscripción por ADR, multiplicado por la TRM vigente en la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas.

DECLARACIÓN PREVENTIVA SOBRE PROYECCIONES FUTURAS

Este Prospecto de Constitución del Programa contiene proyecciones futuras dentro del significado que tienen en las leyes de valores de los Estados Unidos y la regulación colombiana. Las proyecciones futuras incluyen declaraciones precedidas o seguidas por, o incluyen, expresiones como "cree", "espera", "pretende", "planea", "proyecta", "estima", o "anticipa" y expresiones similares. Aunque creemos que estas previsiones se basan en suposiciones razonables, estas declaraciones están sujetas a varios riesgos e incertidumbres y se hacen con base en la información disponible en el momento de la elaboración de este Prospecto. Las previsiones incluyen, entre

otras, las declaraciones con respecto a la intención, creencia o expectativas actuales del Emisor, así como de sus directivas o ejecutivos, con respecto, y/o sin limitación, a la siguiente información sobre el Emisor:

(a) La estrategia, planes, objetivos o metas corporativas;

(b) La habilidad para obtener beneficios de las adquisiciones del Emisor y gastos de capital;

(c) Los productos y desarrollos de proceso;

(d) Proyecciones de ingresos operativos, ingreso (pérdida) neto, ganancias (pérdidas) netas por acción, gastos de capital, dividendos, estructura de capital u otros partidas o indicadores financieros;

(e) Proyecciones de crecimiento y desarrollo de las industrias de petróleo y gas preparado en las jurisdicciones en las que tenga operaciones;

(f) Demanda de sus productos, especialmente en países en los que operará o comercializará sus productos,

(g) El comportamiento económico futuro o el de Colombia, Brasil, México, los Estados Unidos, y otros países o regiones en los que operará o comercializará sus productos;

(h) Las suposiciones que fundamentan dichas declaraciones;

(i) Otros asuntos que no son hechos históricos;

Cualquiera o todas las proyecciones futuras de este Prospecto de Constitución del Programa pueden resultar inexactas. Los resultados reales del Emisor podrán diferir sustancialmente de aquellos contenidos en las previsiones debido a un número de factores, incluyendo:

(a) Las condiciones económicas, empresariales, políticas y sociales generales en los mercados en los que operará o comercializará sus productos el Emisor, incluyendo Colombia, Brasil, México, Chile, Perú, Bolivia, los Estados Unidos, China, entre otros, así como el efecto de eventos mundiales y desastres naturales en dichos mercados;

(b) Los tipos de cambio entre el peso y las divisas extranjeras;

(c) Los precios a nivel mundial de los commodities y particularmente los hidrocarburos, así como los ciclos económicos propios de las economías en las que operará;

(d) La disponibilidad y precios de recursos energéticos y combustibles y su capacidad de manejar el incremento en los costos de la energía;

(e) Las tendencias que afectan la condición financiera o los resultados de las operaciones;

(f) Condiciones climáticas que afectan la actividad industrial en los países en los que operará o comercializará sus productos;

(g) Su capacidad de identificar y consumar adquisiciones, empresas conjuntas, alianzas estratégicas y obtener beneficios de esas adquisiciones, empresas conjuntas o alianzas estratégicas;

(h) Su capacidad de identificar oportunidades de ceder activos no estratégicos o no esenciales;

(i) Su capacidad de adaptación a las nuevas exigencias de los mercados y de la economía global, particularmente en materia de transición energética, nuevas tecnologías, estándares y requisitos en materia social, ambiental y de gobierno corporativo, entre otros.

(j) Las declaraciones y pago de dividendos de sus subsidiarias;

(k) Los resultados de los procedimientos de litigio en los que el Emisor, sus funcionarios, exfuncionarios, directores o exdirectores están involucrados actualmente o en los que puedan estar involucrados en el futuro;

(l) Su capacidad de generar dinero y el costo y disponibilidad de la financiación requerida para solventar las operaciones y gastos de capital del Emisor;

(m) Las habilidades empresariales y evaluación de su personal;

(n) La promulgación de nuevas y más estrictas regulaciones ambientales en los mercados en los que operará o comercializará sus productos;

(o) El impacto futuro de la competencia y de cambio en las regulaciones aplicables en los segmentos y mercados en donde opere;

(p) Las interrupciones del negocio o el deterioro de sus activos;

(q) El impacto que pueda tener la pandemia COVID-19 sobre las distintas economías donde opera el Emisor, así como sobre los resultados financieros del mismo;

(r) Las políticas y resoluciones futuras adoptadas por sus accionistas, incluido el Ministerio de Hacienda y Crédito Público de la República de Colombia como accionista controlante; y

(s) Otros factores discutidos bajo el título "Factores de Riesgo".

Dichas proyecciones futuras incluyen las expectativas con respecto al negocio del Emisor después de publicado este Prospecto de Constitución del Programa y contiene proyecciones solo a la fecha de la carátula del mismo.

Ni el Emisor ni los Agentes Colocadores pueden asegurar a los compradores potenciales de las Acciones Ordinarias que estas proyecciones futuras, estimados, suposiciones o intenciones resultarán correctas o que la información, interpretaciones y conocimientos en los que se basan resultarán válidos. Los resultados reales de dichas previsiones, estimados, suposiciones o intenciones pueden depender de factores externos y de mercado fuera del control del Emisor.

Ni el Emisor ni los Coordinadores del Libro de Ofertas asumen una obligación de presentar públicamente ninguna revisión de dichas proyecciones futuras después de la terminación de esta oferta para reflejar eventos o circunstancias posteriores o para reflejar la ocurrencia de eventos imprevistos, incluso si la nueva información, eventos futuros u otras circunstancias las hacen incorrectas o erróneas. A la luz de los riesgos e incertidumbres en las que se basan las proyecciones futuras, no puede haber certeza en que los eventos descritos o implícitos en las mismas, contenidas en este Prospecto de Constitución del Programa, en efecto van a ocurrir. Por consiguiente, se les advierte a los lectores no depositar una confianza excesiva en las proyecciones futuras, las cuales contienen proyecciones únicamente a la fecha en las que fueron realizadas. Los revisores fiscales del Emisor no han revisado o compilado las proyecciones futuras y, en consecuencia, no proporcionan seguridad con respecto a esas declaraciones. Estas declaraciones preventivas también deberían ser consideradas en relación con cualquier previsión verbal o escrita que el Emisor pueda emitir en el futuro.

PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA

Las cifras incluidas en este reporte se encuentran expresadas en miles de millones de pesos colombianos (COP), o dólares estadounidenses (USD), o miles de barriles de petróleo equivalentes por día (kbped) o toneladas, y así se indica cuando corresponde. Para efectos de presentación, ciertas cifras de este informe fueron redondeadas al decimal más cercano.

Las cifras referenciadas a "US$" "USD" o "Dólares" son a dólares estadounidenses y las referencias a "COP", "$", "Peso colombiano" o "Pesos colombianos" son a pesos colombianos, la moneda funcional y de presentación del Grupo Ecopetrol bajo la cual se prepararon los estados financieros consolidados y separados del Emisor. Este Prospecto de Constitución del Programa traduce ciertos montos en pesos colombianos a dólares estadounidenses a tasas específicas únicamente para la conveniencia del lector. A menos que se indique lo contrario, dichos montos en Pesos Colombianos han sido convertidos a la tasa de COP 3.622,28 por USD 1,00, que corresponde a la Tasa Representativa del Mercado (TRM) promedio para el primer semestre de 2021. Dicha conversión no debe interpretarse como una declaración de que los montos en pesos colombianos corresponden, han sido o podrían convertirse a dólares estadounidenses a esa tasa o cualquier otra tasa.

Las cifras financieras reportadas a nivel Grupo Ecopetrol y a nivel de Ecopetrol –así como las de ISA– incluidas en este Prospecto de Constitución del Programa son preparadas de acuerdo con los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia (NCIF), reglamentadas en el Decreto 2420 de 2015, modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017, 2483 de 2018, 2270 de 2019 y 1432 de 2020. Estas normas están fundamentadas en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF y sus Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) y otras disposiciones legales aplicables para las entidades vigiladas y/o controladas por la Contaduría General de la Nación, que pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otros organismos de control del Estado.

La información financiera incluida en el Prospecto de Información Internacional puede variar en la medida en que se encuentra expresada bajo un estándar de NIIF que puede contener diferencias sustanciales frente a las NCIF. Consecuencia de lo anterior es que las cifras financieras presentadas bajo NCIF pueden no ser directamente comparables a las presentadas bajo NIIF. En este Prospecto de Constitución del Programa presentamos el indicador "EBITDA", que bajo la metodología establecida por el Emisor, corresponde a la utilidad antes de los intereses, impuestos, depreciaciones, amortizaciones, reducciones del precio de mercado por debajo del valor en libros, de activos de largo plazo y ganancias por combinación de negocios.

Cabe aclarar que el EBITDA presentado de la compañía ISA utiliza la siguiente metodología que puede diferir de la metodología utilizada por el Emisor: se calcula como el ingreso neto antes de los intereses minoritarios para el año/período sumando o restando, según sea el caso, el gasto por impuesto sobre la renta; gastos financieros netos; provisiones, depreciaciones y amortizaciones; los ingresos procedentes de inversiones medidos utilizando el método de la participación neta y otros ingresos (gastos) netos, durante dicho período.

Este indicador es una medida financiera no auditada fuera del alcance de las NCIF. Este indicador puede no ser comparable con las medidas financieras con título similar reportadas por otras compañías.

Algunas cifras incluidas en este Prospecto de Constitución del Programa han sido sometidas a ajustes de redondeo. En consecuencia, las cifras mostradas como totales en algunas tablas pueden no ser los consolidados aritméticos de las cifras que las preceden.

AUSENCIA DE OFERTA PÚBLICA EN EL MERCADO INTERNACIONAL

ESTE PROSPECTO DE CONSTITUCIÓN DEL PROGRAMA NO ES UNA OFERTA DE VENTA DE VALORES EN LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA. LAS ACCIONES ORDINARIAS NO PUEDEN SER VENDIDAS EN

LOS EE. UU. A MENOS QUE SEAN REGISTRADAS O SE CONSIDEREN VALORES EXENTOS DEL REQUISITO DE REGISTRO. EL EMISOR TIENE PREVISTO INSCRIBIR UNA O VARIAS OFERTAS SIMULTÁNEAS TOTAL O PARCIALMENTE EN LOS EE. UU. CUALQUIER OFERTA PÚBLICA DE VALORES QUE SE REALICE EN LOS EE. UU. SE FORMALIZARÁ A TRAVÉS DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN INTERNACIONAL, EL CUAL CONTENDRÁ INFORMACIÓN DETALLADA SOBRE EL EMISOR, SU ADMINISTRACIÓN, Y SUS ESTADOS FINANCIEROS. COPIAS DE ESTE PROSPECTO DE CONSTITUCIÓN DEL PROGRAMA NO ESTÁN SIENDO, Y NO PUEDEN SER, DISTRIBUIDOS EN, O ENVIADAS A, LOS EE. UU.

LÍMITES LEGALES A LA ADQUISICIÓN DE ACCIONES EN UNA OFERTA SIMULTÁNEA

LA LEGISLACIÓN APLICABLE ESTABLECE QUE NINGUNA PERSONA NATURAL PUEDE ADQUIRIR ACCIONES ORDINARIAS, EN EL AGREGADO DE LAS RONDAS (INCLUIDAS LAS REALIZADAS EN EL 2007, 2011 Y LAS QUE SE COLOQUEN SEGÚN ESTE PROSPECTO), POR VALOR SUPERIOR A CINCO MIL SALARIOS MÍNIMOS LEGALES MENSUALES VIGENTES. CADA DESTINATARIO MANIFIESTA EXPRESAMENTE QUE CONOCE Y ENTIENDE DICHAS LIMITACIONES A LA ADQUISICIÓN DE ACCIONES ORDINARIAS. CADA DESTINATARIO DECLARA Y MANIFIESTA QUE LA PRESENTACIÓN DE SU(S) POSTURA(S) DE DEMANDA Y/O LA ADJUDICACIÓN EFECTIVA DE ACCIONES ORDINARIAS NO IMPLICA UNA VIOLACIÓN DEL LÍMITE.

LA LEGISLACIÓN APLICABLE ESTABLECE QUE LOS FONDOS DE PENSIONES, FONDOS DE CESANTÍAS, LOS FONDOS MUTUOS DE INVERSIÓN Y LOS PATRIMONIOS AUTÓNOMOS PENSIONALES DE ECOPETROL NO PUEDEN ADQUIRIR, EN CONJUNTO, MÁS DEL 15%DE LAS ACCIONES EN CIRCULACIÓN DE ECOPETROL.

[ESPACIO INTENCIONALMENTE EN BLANCO]

TABLA DE CONTENIDO

DEFINICIONES 5
1. Glosario general 5
2. Glosario de términos de la industria 18
3. Convenciones 25
PRIMERA PARTE - DE LOS VALORES 27
CAPÍTULO I - CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES, CONDICIONES Y REGLAS DE EMISIÓN 27
1. Información general 27
2. Obligaciones del Emisor 41
3. Información adicional sobre cada Oferta de Acciones Ordinarias 42
CAPÍTULO II - CONDICIONES DE OFERTA SIMULTÁNEA Y DE COLOCACIÓN 48
1. Ofertas Simultáneas 48
2. Vigencia de la autorización del Programa 48
3. Plazo de colocación de los valores y vigencia del Período de Construcción del Libro de Ofertas 49
4. Cómputo de plazos 49
5. Modalidad para adelantar cada Oferta Simultánea 49
6. Medios a través de los cuales se informará la vigencia del Período de Construcción del Libro de Ofertas en una Oferta Simultánea 49
7. Procedimiento de colocación de las Ofertas Simultáneas bajo el Programa 49
8. Mercado secundario y metodología de valoración 60
9. Forma y término para el pago de las Acciones Ordinarias en el Mercado Local y de los ADRs en el Mercado Internacional 60
10. Procedimientos cambiarios aplicables a los ADRs 60
11. Vacíos y dudas que se presenten 61
12. Información adicional sobre las Acciones Ordinarias y los ADRs 61
13. Mecanismos para la prevención y control del lavado de activos y financiación del terrorismo 62
14. Apostilla y autenticación de documentos 62
15. Declaraciones de los Destinatarios que presenten Posturas de Demanda 62
16. Régimen Jurídico 63
SEGUNDA PARTE - INFORMACIÓN DEL EMISOR 64
CAPÍTULO I - INFORMACIÓN GENERAL DE ECOPETROL S.A. 64
1. Razón social, situación legal, duración y causales de disolución 64
2. Naturaleza y régimen jurídico 89
3. Domicilio social principal y dirección principal 89
4. Objeto social principal y/o actividad económica principal 89
5. Reseña histórica 91
6. Composición accionaria e información sobre los principales accionistas 94
CAPÍTULO II - ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL EMISOR 97
1. Estructura orgánica del Emisor 97
2. Participación accionaria en el Emisor de los miembros de Junta Directiva y funcionarios directivos 120

3. Convenios o programas para otorgar participación a los empleados en el capital del Emisor 120
4. Sociedad controlante 120
5. Sociedades subordinadas y sociedades en las que el emisor tiene participación 120
6. Entidades no subordinadas con participación inferior o igual al 50% y mayor al 10% 128
7. Relaciones laborales 128
CAPÍTULO III - ASPECTOS RELACIONADOS CON LA ACTIVIDAD DEL EMISOR 131
1. Descripción de las principales actividades productivas y ventas del Emisor 131
2. Dependencia de principales proveedores 146
3. Dependencia de principales clientes 146
4. Descripción de los principales mercados en los que participa el Emisor 146
CAPÍTULO IV - INFORMACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR 148
1. Capital autorizado, suscrito y pagado del emisor 148
2. Ofertas públicas de adquisición de Acciones Ordinarias 148
3. Provisiones y reservas para la readquisición de acciones 148
4. Información sobre dividendos 148
5. Información sobre las Acciones Ordinarias del Emisor: 149
6. EBITDA 150
7. Evolución del capital social del Emisor 151
8. Empréstitos u obligaciones convertibles, canjeables o bonos convertibles en acciones 151
9. Principales activos del Emisor 151
10. Activos fijos del Emisor 152
11. Restricciones para la venta de activos 153
12. Política Contable para el manejo de activos 153
13. Inversiones que exceden el 10% del total de los activos 168
14. Principales inversiones en curso de realización y su modo de financiación 168
15. Adquisición de inversiones futuras 170
16. Patentes, marcas y otros derechos de propiedad intelectual 170
17. Protección gubernamental 174
18. Operaciones con vinculadas, accionistas y/o administradores 174
19. Relación de créditos al personal 175
20. Créditos o contingencias que representen el 5% o más del pasivo total 175
21. Obligaciones financieras 176
22. Procesos legales contra el Emisor. 177
23. Valores inscritos en el RNVE 189
24. Títulos de deuda en curso que se hayan ofrecido públicamente y se encuentren sin redimir 189
25. Valor de las garantías reales otorgadas a favor de terceros 190
26. Evaluación conservadora de las perspectivas del emisor 190
CAPÍTULO V - COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN Y LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR Y SUS SUBORDINADAS 204
1. Tendencias y otros que afecten al Emisor 204
2. Comportamiento de los ingresos operacionales 206

3. Costos de ventas- gastos operacionales - utilidad neta y otros 210
4. Pasivo pensional 221
5. Impacto de la inflación y de fluctuaciones de tasa de cambio 226
6. Préstamos o inversiones en moneda extranjera 228
7. Restricciones acordadas con las subordinadas para transferir recursos a la Sociedad 228
8. Información sobre el nivel de endeudamiento 228
9. Información sobre los créditos o deudas fiscales que el Emisor mantenga en el último ejercicio fiscal 231
10. Información relativa a las inversiones en capital 232
11. Cambios importantes en las principales cuentas del estado de situación financiera del Emisor 232

CAPÍTULO VI – INFORMACIÓN SOBRE RIESGOS DEL EMISOR 235

1. Los intereses del Gobierno colombiano como accionista mayoritario pueden ir en conflicto con los intereses de los accionistas minoritarios 235
2. Riesgos asociados a factores macroeconómicos 236
3. Dependencia de personal clave (administradores y otro personal gerencial) 241
4. Dependencia en un solo segmento de negocio 242
5. Interrupción de las actividades del Emisor ocasionada por factores diferentes a las relaciones laborales 243
6. Ausencia de un Mercado Secundario para los valores ofrecidos 247
7. Ausencia de un historial respecto de las operaciones de Ecopetrol 248
8. Ocurrencia de resultados operacionales negativos, nulos o insuficientes en los últimos 3 años 248
9. Incumplimientos en el pago de pasivos bancarios y bursátiles 248
10. Riesgos relacionados con la naturaleza del giro del negocio que realiza o que pretende realizar el Emisor 249
11. Factores de riesgo relacionados con la Adquisición de ISA 256
12. Riesgos generados por carga prestacional, pensional y sindicatos 257
13. Vulnerabilidad del emisor ante variaciones en la tasa de interés y/o tasa de cambio 258
14. La dependencia del negocio del Emisor respecto a licencias, contratos, marcas, personal clave y demás variables, que no sean de su propiedad 260
15. Situaciones relativas a los países en los que opera el Emisor 261
16. Incertidumbre sobre el comportamiento de activos distintos a los del giro normal del negocio del Emisor 262
17. Vencimiento de contratos de abastecimiento 262
18. Impacto de posibles cambios en las regulaciones que atañen al Emisor 263
19. Impacto de disposiciones ambientales 266
20. Existencia de créditos que obliguen al Emisor a conservar determinadas proporciones en su estructura financiera 267
21. Operaciones a realizar que podrían afectar el desarrollo normal del negocio del Emisor . 267
22. Factores políticos, tales como inestabilidad social, estado de emergencia económica, etc 268
23. Compromisos conocidos del emisor que pueden significar un cambio en control de sus acciones 269

24. Dilución potencial de inversionistas 270
25. Operaciones que podrían afectar el desarrollo normal del negocio del Emisor 270
26. Riesgos de la estrategia actual del Emisor 270
27. Existencia de litigios actuales y potenciales 271
28. Riesgos derivados de la declaratoria de estado de emergencia económica, social y ecológica por causa de la emergencia de salud pública a nivel global, debido al virus COVID-19 272
CAPÍTULO VII - ESTADOS FINANCIEROS 275
1. Indicadores financieros 275
2. Formatos de información financiera 275
3. Estados financieros comparativos 278
TERCERA PARTE - CERTIFICACIONES 279
CUARTA PARTE - ANEXOS 283
ANEXO 1 1
ANEXO 2 2
ACERCA DE ESTE SUPLEMENTO DEL PROSPECTO 4
ADVERTENCIA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS 5
OTRA INFORMACIÓN 5
INFORMACIÓN FINANCIERA NO BAJO NIIF 6
RESUMEN 7
Visión General 7
Plan de Inversiones 2021 12
LA OFERTA 13
RESUMEN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECCIONADA 14
ADQUISICIÓN DE ISA 15
FACTORES DE RIESGO 21
DESTINACIÓN DE LOS RECURSOS 28
TASAS DE CAMBIO Y CONTROLES 29
CAPITALIZACIÓN 30
DESCRIPCIÓN DE LOS VALORES 31
PRINCIPALES ACCIONISTAS 42
IMPUESTOS 43
SUSCRIPCIÓN (*UNDERWRITING*) 51
EXIGIBILIDAD DE DECISIONES JUDICIALES 52
DÓNDE ENCONTRAR MÁS INFORMACIÓN 54
INCORPORACIÓN POR REFERENCIA 54
ASUNTOS LEGALES 55
EXPERTOS 55
ANEXO 3 ESTADOS FINANCIEROS COMPARATIVOS 57

[ESPACIO INTENCIONALMENTE EN BLANCO]

DEFINICIONES

1. Glosario general

Para los fines de este Prospecto de Constitución del Programa, a menos que expresamente se estipule de otra manera, los términos en mayúsculas que aquí se usan tendrán el significado asignado a dichos términos en esta Sección 1. Las palabras técnicas o científicas que no se encuentren definidas expresamente en este Prospecto de Constitución del Programa tendrán el significado que les corresponda según la técnica o ciencia respectiva y las demás palabras se entenderán en su sentido natural y obvio, según el uso general de las mismas.

Todas las palabras utilizadas en este Prospecto de Constitución del Programa deberán interpretarse con el género o número que requieran las circunstancias. Adicionalmente, siempre que en este Prospecto de Constitución del Programa se utilicen términos con mayúscula inicial serán igualmente aplicables en sus formas singulares y plurales.

Asimismo, cualquier referencia a una ley o norma se considera también como una referencia a cualquier modificación o legislación futura y vigente en el momento de que se trate.

Acciones Ordinarias: son las acciones ordinarias de Ecopetrol. Son valores de participación, de carácter negociable, representativos de una parte alícuota del patrimonio del Emisor, que le otorgan a su titular ciertos derechos y obligaciones de participación en el Emisor, entre los cuales está el de percibir dividendos y el de votar en la Asamblea General de Accionistas del Emisor.

Accionistas con Derecho de Preferencia: para efectos de una Oferta Simultánea son quienes se encuentren registrados como titulares directos de Acciones Ordinarias del Emisor en el primer minuto (00:01 a.m) del día en que se publique el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, según se evidencie en el libro de registro de accionistas del Emisor que administra Deceval.

Adenda de Incorporación del Prospecto de Información Internacional: significa una adenda de incorporación de un Prospecto de Información Internacional en formato sustancialmente similar al previsto en el Anexo 2 de este Prospecto, el cual contendrá una traducción al español de la información que se incluirá en el Prospecto de Información Internacional de una Oferta Simultánea que se realice con base en información financiera con una fecha de corte posterior a la del 30 de junio de 2021, excepto por las secciones que correspondan, en particular a: (i) las reglas específicas de la oferta (*"The Offering*"), (ii) las reglas sobre colocación de los valores por los Coordinadores del Libro de Ofertas (*"Underwriting"*), (iii) el uso específico de recursos (*"Use of Proceeds*"), (iv) la información financiera que se prepare bajo un estándar de revelación distinto del exigido en el Mercado Local y (v) la información relevante del Emisor que no se haya podido incluir en la Adenda de Incorporación del Prospecto de Información Internacional, pero sí en el Prospecto de Información Internacional correspondiente, con ocasión de la diferencia en la fecha de publicación de ambos documentos. Dichas secciones estarán disponibles mediante los Canales de Información Relevante, una vez ocurra el lanzamiento de la respectiva Oferta Simultánea en el Mercado Local y en el Mercado Internacional.

Adjudicación: significa respecto de cada Oferta Simultánea, el acto mediante el cual se determinan los Adjudicatarios de las Acciones Ordinarias y los Adjudicatarios de los ADRs.

Adjudicatario: significa un Destinatario a quien se le adjudiquen Acciones Ordinarias o ADRs con ocasión de una Oferta Simultánea.

Administrador de la Emisión: será el Depósito Centralizado de Valores de Colombia -Deceval S.A.,- quien realizará la custodia y administración y actuará como agente de pago de las Acciones Ordinarias. Así mismo, ejercerá todas las actividades operativas derivadas del depósito de las Acciones Ordinarias,

así como todas las actividades indicadas en el Prospecto de Constitución del Programa conforme con lo establecido en las normas aplicables a los depósitos centralizados de valores en Colombia, y a los términos y condiciones acordados por el Emisor y Deceval según el contrato de depósito y administración de las Acciones Ordinarias suscrito entre Deceval y el Emisor.

Adquisición de ISA: significa operación de adquisición de las acciones de propiedad de la Nación –a través del MHCP–, en ISA, correspondiente al 51,4% del capital suscrito y en circulación de ISA. La adquisición fue completada el 20 de agosto de 2021.

ADRs: es cada uno de los *American Depositary Receipts*, representativos de las ADSs especificadas en los términos del Contrato de Depósito de ADSs y ADRs. Cada ADR representa un ADS.

ADSs: es cada una de las *American Depositary Shares*, representativas cada una de veinte (20) Acciones Ordinarias según el contrato de depósito celebrado entre el Emisor y Banco Depositario, emitidos por el Banco Depositario, que están registrados en la NYSE.

Agentes Colocadores: significan conjuntamente los Colocadores Internacionales y los miembros de la Red de Distribución del Mercado Local.

Anexo de Incorporación del Prospecto de Información Internacional: significa el Anexo 2 de este Prospecto, el cual contiene una traducción al español de la información que se incluirá en el Prospecto de Información Internacional de la primera Oferta Simultánea que se realice bajo el Programa, excepto por las secciones que correspondan, en particular a: (i) las reglas específicas de la oferta (*"The Offering*"), (ii) las reglas sobre colocación de los valores por los Coordinadores del Libro de Ofertas (*"Underwriting"*), (iii) el uso específico de recursos (*"Use of Proceeds*"), (iv) la información financiera equivalente a la ya contenida en este Prospecto y que se prepare bajo un estándar de revelación distinto del exigido en el Mercado Local y (v) la información relevante del Emisor que no se haya podido incluir en el Prospecto pero que sí se pueda incluir en el Prospecto de Información Internacional con ocasión de la diferencia en la fecha de publicación de ambos documentos. Dichas secciones estarán disponibles mediante los Canales de Información Relevante, una vez ocurra el lanzamiento de la primera Oferta Simultánea en el Mercado Local y en el Mercado Internacional.

Anotación en Cuenta: será el registro que se efectúe de los derechos o saldos de los titulares de las Acciones Ordinarias en las cuentas de depósito, el cual será llevado por el Administrador de la Emisión. La Anotación en Cuenta será constitutiva del respectivo derecho sobre las Acciones Ordinarias. En consecuencia, la creación, emisión o transferencia, los gravámenes y las medidas cautelares a que sean sometidos los derechos contenidos en las Acciones Ordinarias y cualquiera otra afectación de éstos se perfeccionará mediante la Anotación en Cuenta. Quien figure en los asientos del registro electrónico es titular del valor al cual se refiera dicho registro y podrá exigir del Emisor que realice en su favor las prestaciones que correspondan al mencionado valor conforme a las leyes y regulaciones.

Apoderado: significa cada uno de los apoderados que nombre en Colombia cada inversionista de capitales del exterior de portafolio, para efectos del cumplimiento con los trámites previstos en la legislación colombiana.

Asamblea General de Accionistas o AGA: es el máximo órgano de dirección del Emisor y está conformada por los titulares de Acciones Ordinarias debidamente inscritos en el libro de registro de accionistas que administra Deceval, por sí mismos o representados por sus apoderados o representantes legales, reunidos en las condiciones establecidas en los Estatutos Sociales y en la Ley.

Asesores: son, en su conjunto, (i) las distintas entidades que, en calidad de Coordinadores Líderes, contrate el Emisor para cada una de las distintas Ofertas Simultáneas que formen parte del Programa, (ii)

Baker & McKenzie S.A.S. como asesor legal de la estructuración del Programa y de su primera Oferta Simultánea, (iii) los asesores legales del Emisor, contratados para la estructuración del Programa de ADRs y la primera Oferta Simultánea en el Mercado Internacional, (v) Brigard Urrutia que actuará como asesor legal de los Coordinadores Líderes de la primera Oferta Simultánea del Programa y (vi) los que en el futuro designen como asesores legales por el Emisor o los Coordinadores Líderes según corresponda.

Aviso de Apertura del Libro de Ofertas: se refiere, con ocasión de una Oferta Simultánea, al aviso que será publicado por el Emisor en la versión digital o en línea de, por lo menos, un diario de amplia circulación nacional en Colombia y en el Boletín Diario de la Bolsa de Valores de Colombia (BVC), en el cual se señalará el procedimiento para la presentación de Posturas de Demanda en el Mercado Local, la fecha y hora de la apertura y cierre del Libro de Ofertas.

Banco Depositario: significa JPMorgan Chase Bank, el cual ha suscrito el Contrato de Depósito de ADSs y ADRs con el Emisor.

Beneficiarios del Derecho de Suscripción Preferencial: sólo se considerarán titulares de los Derechos de Suscripción Preferencial con ocasión de una Oferta Simultánea (i) los Accionistas con Derecho de Preferencia, y (ii) quienes adquieran mediante cesión, en todo o en parte, Derechos de Suscripción Preferencial dentro del Período de Cesión de los Derechos de Suscripción Preferencial. Una persona dejará de ser titular de los Derechos de Suscripción Preferencial cuando los haya cedido en los términos que se especifiquen en este Prospecto y en el instructivo operativo que expida la BVC para la correspondiente Oferta Simultánea.

BVC: es la Bolsa de Valores de Colombia S.A.

Canales de Información Relevante: significan los canales mediante los cuales el Emisor cumple con el deber de transmitir la Información Relevante. Incluyen la página web de la SFC: (www.superfinanciera.gov.co) y la página web de Ecopetrol (www.ecopetrol.com.co).

Cantidad Mínima a Demandar: en cada Oferta Simultánea que se efectúe con cargo al Programa corresponde a 5.000 Acciones Ordinarias, número mínimo de Acciones Ordinarias consolidadas a demandar por Destinatario para efectos de la Capa de Adjudicación General. Los Beneficiarios del Derecho de Suscripción Preferencial no se encuentran sujetos a la Cantidad Mínima a Demandar para efectos de la Capa de Adjudicación Preferencial.

Capa de Adjudicación Preferencial: significa la capa de Adjudicación de las Acciones Ordinarias, que se efectúa según el procedimiento descrito en la Sección 7.5(a) del Capítulo Ii de la Primera Parte de este Prospecto.

Capa de Adjudicación General: significa la capa de Adjudicación de las Acciones Ordinarias, que se efectúa según el procedimiento descrito en la Sección 7.5(b) del Capítulo Ii de la Primera Parte de este Prospecto.

CCI: Cámara de Comercio Internacional.

Código de Buen Gobierno: se refiere al documento del Emisor que compila las mejores prácticas corporativas en materia de transparencia, gobernabilidad y control, según el mismo sea modificado de tiempo en tiempo.

Código de Comercio: se refiere al Decreto 410 de 1971 de Colombia, según el mismo haya sido o sea modificado de tiempo en tiempo.

Colocadores Internacionales: se refiere para cada Oferta Simultánea, a las distintas entidades que sean designadas por el Emisor, y los demás intermediarios debidamente autorizados, para realizar la distribución de ADRs con ocasión de la correspondiente Oferta Simultánea.

Comunicación de Formalización de la Oferta: para cada emisión con ocasión de una Oferta Simultánea, será la comunicación del Emisor de su decisión de adjudicar las Acciones Ordinarias con base en el Proceso de Construcción del Libro de Ofertas. La Comunicación de Formalización de la Oferta incluirá la siguiente información la cual se incorporará en el Prospecto Definitivo:

(a) el Precio de Corte del Libro;

(b) Número de Acciones Ordinarias que fueron adjudicadas en el Mercado Local (en la Capa de Adjudicación Preferencial y en la Capa de Adjudicación General) incluido en ambos casos las Acciones Ordinarias adjudicadas al Banco Depositario para la constitución de ADRs.

El Día Hábil siguiente a la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas, Ecopetrol remitirá la Comunicación de Formalización de la Oferta y el Prospecto Definitivo al RNVE y a la BVC. Dicha información también será transmitida a través de los Canales de Información Relevante.

Contraloría General de la Nación o Contraloría: entidad del Estado encargada de vigilar la gestión fiscal de la administración y de los particulares o entidades que manejan fondos o bienes de la Nación.

Contrato de Depósito de ADSs y ADRs, o Contrato de Depósito: significa el contrato suscrito por el Emisor con el Banco Depositario con respecto al depósito de ADSs y la emisión de ADRs, según sea modificado de tiempo en tiempo, según las prácticas internacionales.

Coordinador Líder Local: es el encargado de coordinar las labores de la Red de Distribución del Mercado Local para cada Oferta Simultánea. Para efectos de la primera oferta bajo el Programa, se trata de Banca de Inversión Bancolombia S.A. Corporación Financiera.

Coordinadores del Libro de Ofertas: significan aquellas entidades que designe el Emisor en el respectivo Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, para actuar en su rol de responsables de la consolidación del Libro de Ofertas en cada Oferta Simultánea. En cualquier caso, serán los que se incluyan en la publicación de cada Aviso de Apertura de Libro de Ofertas.

Coordinadores Líderes: son los Coordinadores del Libro de Ofertas y el Coordinador Líder Local.

Cupo Global del Programa: será de cuatro mil trescientos sesenta y cuatro millones doscientos ochenta y ocho mil ochocientos treinta y un (4.364.288.831) Acciones Ordinarias en reserva.

Custodio del Programa de ADRs: será Itau Securities Services Colombia S.A. Sociedad Fiduciaria, entidad que tendrá la calidad de custodio local de las Acciones Ordinarias depositadas en el Programa de ADRs.

Deceval: es el Depósito Centralizado de Valores de Colombia S.A. que actuará como Administrador de la Emisión.

Decreto 2555: se refiere al Decreto 2555 de 15 de julio de 2010, expedido por el Gobierno Nacional, por el cual se recogen y reexpiden las normas en materia del sector financiero, asegurador y del Mercado Local y se dictan otras disposiciones, en su versión vigente a la fecha de la información contenida en este Prospecto de Constitución del Programa.

Depositante Directo: es cada una de las entidades que de acuerdo con el Reglamento de Operaciones de Deceval puede acceder directamente a los servicios de éste y ha suscrito el contrato de depósito de valores, bien sea a nombre y por cuenta propia y/o en nombre y por cuenta de terceros.

Depositante Indirecto: son todas las personas naturales y jurídicas que no pueden acceder directamente a los servicios de Deceval pero que han encomendado en virtud de un contrato de mandato a un Depositante Directo la administración de valores y dineros ante Deceval. El Depositante Indirecto es el propietario y titular del derecho de dominio sobre los valores depositados en Deceval.

Derecho de Suscripción Preferencial: será el derecho de suscripción preferencial asociado a cada Acción Ordinaria en la correspondiente Fecha y Hora de Corte del Derecho de Suscripción Preferencial, y resultará de dividir el Número Máximo de Acciones a Ofrecer entre el total de las Acciones Ordinarias de Ecopetrol suscritas y en circulación antes de la correspondiente Oferta Simultánea y que será informado en el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas.

Destinatarios Generales: significan respecto de cada Oferta Simultánea, los Destinatarios que a la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas no sean Beneficiarios del Derecho de Suscripción Preferencial.

Destinatarios: respecto de cada Oferta Simultánea que se efectúe con cargo al Programa en el Mercado Local, significa el público en general, es decir, todas las personas naturales o jurídicas, patrimonios autónomos y entidades territoriales que puedan y tengan la capacidad directa o por interpuesta persona para adquirir las Acciones Ordinarias, incluidas las entidades a que hace referencia el artículo 3 de la Ley 1118, así como los Accionistas con Derecho de Preferencia para efectos del derecho de preferencia en la suscripción de Acciones Ordinarias.

En el Mercado Internacional serán aquellos que se determinen en el correspondiente Prospecto de Información Internacional, los cuales incluirán todas las personas naturales o jurídicas, patrimonios autónomos y en general cualquier vehículo o entidad que pueda y tenga la capacidad directa o por interpuesta persona para adquirir los ADR. La posibilidad de residentes en Colombia de adquirir los ADRs se sujetará a la legislación aplicable a la oferta de ADRs.

Deterioro (en inglés *impairment*): tiene el significado que se le otorga en la norma internacional de contabilidad NIC 36 como deterioro del valor de los activos.

Día Hábil: cualquier día calendario de lunes a viernes excluyendo días festivos, así como otros días no hábiles bursátiles en la República de Colombia. En el supuesto de que el último día de un período cualquiera establecido en el presente Prospecto no fuese un Día Hábil, el último día de tal período será el Día Hábil siguiente al referido día calendario. Cuando en el Prospecto se refiera a día y no se precise otra cosa se entenderá que es Día Hábil.

Documentos Relevantes de la Emisión: significan respecto de cada Oferta Simultánea, el Reglamento, este Prospecto de Constitución del Programa, cada Adenda de Incorporación del Prospecto de Información Internacional, el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas y el correspondiente instructivo operativo que expida la Bolsa de Valores.

DOJ: Departamento de Justicia de los Estados Unidos.

Dólar o USD: es la moneda legal de los Estados Unidos de América.

Ecopetrol, el Emisor o la Compañía: es Ecopetrol S. A.

Estatuto Tributario: significa el decreto 624 de 1989, tal como ha sido adicionado y modificado de tiempo en tiempo.

Estatutos Sociales: son los estatutos sociales del Emisor.

FCPA o Foreign Corrupt Practices Act: Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de Estados Unidos.

Fecha de Adjudicación: para cada una de las Ofertas Simultáneas será el Día Hábil siguiente a la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas.

Fecha de Cierre del Libro de Ofertas: para cada Oferta Simultánea, será la fecha en la cual terminará el Período de Construcción del Libro de Ofertas, que se indicará en el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas y deberá ser un Día Hábil en el que los bancos comerciales estén generalmente abiertos para hacer negocios en la ciudad de Nueva York, Estado de Nueva York, Estados Unidos, sujeto a la posibilidad de extensión de la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas, para cada Oferta Simultánea, hasta por un Día Hábil por decisión del Emisor en circunstancias extraordinarias según se describe en la Sección 3 del Capítulo Ii de la Primera Parte de este Prospecto.

Fecha de Emisión: será el Día Hábil en que el Emisor remita la Comunicación de Formalización de cada Oferta Simultánea al RNVE, y a la BVC como sistema de negociación de las Acciones Ordinarias, y la publique a través de los Canales de Información Relevante.

Fecha y Hora de Corte del Derecho de Suscripción Preferencial: significa para cada Oferta Simultánea el primer minuto (00:01 a.m.) del día en que se publique el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas.

Fiscalía General de la Nación o Fiscalía: organismo adscrito a la rama judicial en Colombia, que tiene como función principal investigar y acusar a los presuntos responsables de un delito.

Gobierno Nacional: significa el gobierno de la República de Colombia.

Grupo Ecopetrol: está conformado por todas las filiales, subsidiarias y sociedades en las que Ecopetrol tiene alguna participación accionaria, así como los vehículos financieros y de inversión que tiene Ecopetrol tanto en Colombia como en el exterior.

Grupo Empresarial: tiene el significado que le otorga el artículo 28 de la Ley 222 de 1995.

Información Relevante: información que Ecopetrol en su calidad de emisor de valores deberá divulgar de manera veraz, suficiente, completa y de fácil comprensión para los inversionistas y el mercado en general, a través de los Canales de Información Relevante, enumerada en el artículo 5.2.4.1.5 del Decreto 2555 al Mercado Local.

Inversionistas Institucionales: significan las entidades vigiladas por las SFC, fondos de pensiones, fondos de cesantías, fondos de inversión colectiva, fondos mutuos de inversión, fideicomisos, establecimientos de crédito, aseguradoras y sociedades de capitalización, sociedades comisionistas de bolsa en posición propia, fiduciarias, fondos de pensiones y sociedades de servicios financieros.

IPC: es la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) certificado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), para los doce (12) meses de un año calendario, expresado como una tasa efectiva anual.

Ley 1118: es la Ley 1118 de 2006 del 27 de diciembre de 2006 por la cual se modifica la naturaleza jurídica de Ecopetrol y se dictan otras disposiciones.

Ley 964: es la Ley 964 de 2005, del 8 de julio de 2005 por la cual se dictan normas generales y se señalan en ellas los objetivos y criterios a los cuales debe sujetarse el Gobierno Nacional para regular las

actividades de manejo, aprovechamiento e inversión de recursos captados del público que se efectúen mediante valores y se dictan otras disposiciones.

Ley de Valores: Ley de Valores de los Estados Unidos de América de 1933 (*United States Securities Act of 1933*).

Libro de Ofertas: para cada Oferta Simultánea, se refiere al registro de las Posturas de Demanda que incluye la Sección Local del Libro de Ofertas y la Sección Internacional del Libro de Ofertas. Para fines de claridad, se tratará en todo momento como un libro único, cuya consolidación y construcción es responsabilidad exclusiva de los Coordinadores del Libro de Ofertas.

Límite Colectivo de la Ley 1118: significa la restricción prevista en la Ley 1118 según la cual colectivamente los fondos de pensiones y cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol no podrán adquirir más del 15% de las acciones en circulación de Ecopetrol.

Límite Individual de la Ley 1118: significa la restricción prevista en la Ley 1118 según la ninguna persona natural podrá adquirir títulos por valor superior a cinco mil (5.000) salarios mínimos legales mensuales vigentes (smlmv).

Límites de la Ley 1118: significan el Límite Colectivo de la Ley 1118 y el Límite Individual de la Ley 1118.

Lista de la OFAC: significa, conjuntamente las siguientes disposiciones y aquellas que las sustituyan, modifiquen o complementen (i) cualquier lista de Personas Sancionadas expedida en virtud de la orden ejecutiva de los Estados Unidos de América No. 13224 de septiembre 23 de 2001 bloqueando la Propiedad y prohibiendo transacciones con Personas que cometen, amenazan con cometer o fomentan el terrorismo (*U.S. Executive Order No. 13224 of September 23, 2001 Blocking Property and Prohibiting Transactions With Persons Who Commit, Threaten to Commit, or Support Terrorism*); o (ii) cualquier otra lista expedida por la OFAC incluyendo, sin limitación, la "Lista de Nacionales Especialmente Designados y Personas Bloqueadas" (*Specially Designated Nationals and Blocked Persons List*) del Departamento del Tesoro de Estados Unidos (*U.S. Department of the Treasury*).

Listas Restrictivas: significan, conjuntamente las siguientes listas y aquéllas que las sustituyan, modifiquen o complementen (i) la Lista de la OFAC; (ii) la "Lista de Empresas y Personas Sancionadas" (*List of Sanctioned Firms and Individuals*) del Comité de Sanciones del Grupo del Banco Interamericano de Desarrollo (*Inter-American Development Bank Group's Sanctions Committee*); (iii) la "Lista de empresas e individuos inelegibles del Grupo del Banco Mundial" (*World Bank Group's Listing of Ineligible Firms and Individuals*); (iv) la "Lista Consolidada de Objetivos Financieros" (*Consolidated List of Financial Sanctions Targets*) del Ministerio de Hacienda del Reino Unido (*Her Majesty's Treasury*); (v) cualquier otra lista de reconocimiento general que a tales efectos utilice el Agente Colocador o que sustituya a cualquiera de las anteriores, incluidas aquéllas de uso obligatorio en Colombia y (vi) las demás que sean de obligatoria observación para los Colocadores Internacionales, en el caso de las Posturas de Demanda por ADRs en el Mercado Internacional.

Matrices de Decisiones y Atribuciones: Son las matrices que hacen parte de los procesos ejecutados por las unidades de negocio y áreas corporativas o de soporte del Emisor y contienen las decisiones consideradas clave para el Emisor y los cargos/órganos que deben recomendar y aprobar dichas decisiones.

Mercado Internacional: es el mercado de valores que se desarrolla fuera del territorio de Colombia de conformidad con la Ley de Valores, y bajo las prácticas internacionales.

Mercado Local: es el mercado de valores colombiano.

Mercado Secundario: se refiere a la compra y venta de valores ya emitidos y en circulación que se realiza entre inversionistas y proporciona liquidez a los propietarios de valores.

MHCP: significa el Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.

Monto Base de Colocación: para cada Oferta Simultánea, si el Emisor así lo comunica en el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, será el monto mínimo en Pesos a recibir con ocasión de la adjudicación de la respectiva Oferta Simultánea que pueda definir Ecopetrol, por debajo del cual Ecopetrol no adjudicará la respectiva Oferta Simultánea.

Monto de Demanda: significa:

(a) Respecto de una Oferta Simultánea en que se ofrezcan directamente Acciones Ordinarias, representa el número máximo de Acciones Ordinarias que el Destinatario está dispuesto a adquirir.

El Destinatario podrá presentar múltiples Posturas de Demanda durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas.

(b) Respecto de una Oferta Simultánea en que se ofrezcan ADRs significa, según la modalidad de presentación de la Postura de Demanda escogida por el Destinatario en los términos que instruyan los Coordinadores del Libro de Ofertas:

(i) Una suma en Dólares que representa el monto máximo que está dispuesto a pagar el Destinatario por los ADRs con ocasión de la Adjudicación.

(ii) El número máximo de ADRs que está dispuesto a adquirir el Destinatario con ocasión de la Adjudicación.

(iii) El porcentaje máximo del total de las Acciones Ordinarias representadas por ADRs objeto de la correspondiente Oferta Simultánea que está dispuesto a adquirir el Destinatario con ocasión de la Adjudicación.

Para efectos de claridad, el Destinatario sólo podrá limitar cada Postura de Demanda por uno de los conceptos indicados en los numerales (i), (ii) y (iii) inmediatamente anteriores. Sin embargo, el Destinatario podrá presentar múltiples Posturas de Demanda durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas.

NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera.

Número Máximo de Acciones a Ofrecer: significa el número máximo de Acciones Ordinarias a ser ofrecidas en cada Oferta Simultánea, el cual será determinado por el Emisor y se publicará en el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, y en el Mercado Internacional de acuerdo con las prácticas internacionales.

NYSE: significa la New York Stock Exchange.

Oferta Simultánea: significa una oferta de Acciones Ordinarias que realice el Emisor bajo el Programa en el Mercado Local, la cual siempre se efectuará de forma simultánea con la oferta de ADRs en el Mercado Internacional en los términos previstos en el artículo 6.13.1.1.1 del Decreto 2555 o el que lo modifique, complemente y/o remplace y en los términos del Reglamento y el presente Prospecto.

Oficina de Atención al Accionista e Inversionista: significa el canal a distancia de atención al inversionista mediante el cual se atenderán las necesidades e inquietudes de los accionistas y potenciales inversionistas en relación con la gestión del Emisor, sus derechos y obligaciones, brindando en todo momento información clara, objetiva, inmediata y no discriminatoria sobre el Emisor y sus actividades, que permita a los accionistas y potenciales inversionistas tomar decisiones informadas en relación con su inversión.

Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas: será la BVC, entidad encargada de llevar el registro operativo de las Posturas de Demanda de las Acciones Ordinarias del Mercado Local que cumplan con los criterios definidos por el Emisor en el Prospecto de Constitución del Programa, ingresadas en la Sección Local del Libro de Ofertas que será construido durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas y que realizará las actividades operativas relacionadas con la adjudicación del Derecho de Preferencia, la Adjudicación a los Otros Inversionistas, previa asignación del monto a adjudicar por parte del Emisor, la compensación y liquidación de las Acciones Ordinarias del Mercado Local según las reglas establecidas en el Reglamento, en el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, en este Prospecto y en el instructivo operativo que, para el efecto, expida la BVC.

Otros Inversionistas: cualquier Destinatario que presente una Postura Aceptable, como personas naturales y extranjeras y otras personas jurídicas que no sean Inversionistas Institucionales.

Período de Cesión de los Derechos de Suscripción Preferencial: significa el período de diez (10) Días Hábiles en Colombia contados a partir de la fecha de publicación del Aviso de Apertura del Libro de Ofertas de una Oferta Simultánea, después del cual no se podrán ceder los Derechos de Suscripción Preferencial.

Período de Construcción del Libro de Ofertas: es el período de quince (15) Días Hábiles en Colombia contados a partir de la fecha de publicación del Aviso de Apertura del Libro de Ofertas de una Oferta Simultánea, durante el cual se realizará el Proceso de Construcción del Libro de Ofertas. El Período de Construcción del Libro de Ofertas comprende desde la fecha en que se abre el Libro de Ofertas para la recepción de las Posturas de Demanda, y se extiende hasta la fecha y hora fijadas, en el respectivo Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, para su cierre. Para cada Oferta Simultánea el Período de Construcción del Libro de Ofertas se entiende abierto el Día Hábil de la publicación del correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas. Sin embargo, el Emisor por conducto de su Presidente, por una única vez, para cada Oferta Simultánea, podrá extender hasta por un Día Hábil el Período de Construcción del Libro de Ofertas y por lo tanto la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas, con ocasión de la ocurrencia de circunstancias extraordinarias según se describe en la Sección 3 del Capítulo Ii de la Primera Parte de este Prospecto, lo cual se informará a través de una modificación al instructivo operativo que expida la BVC para la correspondiente Oferta Simultánea, el Boletín Diario de la BVC y los Canales de Información Relevante a más tardar a las 08:00 a.m. del último día del Período de Construcción del Libro de Ofertas originalmente comunicado mediante el Aviso de Apertura del Libro de Ofertas.

Peso o COP: significa la moneda de curso legal en la República de Colombia.

Plan de negocio: plan de negocio orgánico del Grupo Ecopetrol para el período 2021-2023.

Postura Aceptable: serán todas aquellas Posturas de Demanda correctamente presentadas dentro del Período de Construcción del Libro de Ofertas y que cumplan con los requisitos establecidos en la Sección 7.5(b)(ii) del Capítulo Ii de la Primera Parte de este Prospecto, y en el Reglamento, las cuales se consideran órdenes irrevocables de compra en firme.

Postura Preferencial Aceptada: significan cada una de aquellas Posturas de Demanda correctamente presentadas dentro del Período de Construcción del Libro de Ofertas por parte de los Beneficiarios del Derecho de Suscripción Preferencial que sean titulares de Derechos de Suscripción Preferencial en la

Fecha de Cierre del Libro de Ofertas, que hayan sido presentadas al Precio de Corte del Libro o que igualen o superen el Precio de Corte del Libro.

Postura de Demanda: es la manifestación inequívoca y en firme por parte de un Destinatario sobre su interés de adquirir Acciones Ordinarias en el Mercado Local o de un Destinatario sobre su interés de adquirir ADRs en el Mercado Internacional, conforme a los procedimientos que se prevean en el respectivo Prospecto de Información Internacional, en el Prospecto de Constitución del Programa y en el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, según corresponda, la cual deberá:

(a) Si la demanda es por Acciones Ordinarias:

(i) indicar un Precio de Demanda por cada Acción Ordinaria; o

(ii) elegir que se le adjudiquen las Acciones Ordinarias correspondientes al Precio de Corte del Libro.

(b) Si la demanda es por ADRs:

(i) Indicar un Precio de Demanda por cada ADR o

(ii) elegir se le adjudiquen los ADRs correspondientes al Precio de Suscripción por ADR.

(c) El Monto de Demanda.

(d) En cualquiera de los dos casos (a) o (b), el Agente Colocador deberá obtener constancia de la aceptación de los Documentos Relevantes de la Emisión por parte del Destinatario que presente la correspondiente Postura de Demanda en el Mercado Local.

Postura de Demanda Remanente: significa la Postura de Demanda o las Posturas de Demandas consolidadas de un Beneficiario del Derecho de Suscripción Preferencial por un Precio de Demanda igual o superior al Precio de Corte del Libro, cuyo Monto de Demanda no hubiere sido objeto de Adjudicación en la Capa de Adjudicación Preferencial y que (en conjunto con las Acciones Ordinarias que le hubieren sido adjudicadas en la Capa de Adjudicación Preferencial) sea igual o superior a la Cantidad Mínima a Demandar.

Precio de Corte del Libro: es para cada Oferta Simultánea, el valor expresado en Pesos determinado por el Emisor como precio de adjudicación y suscripción de cada Acción Ordinaria, a partir de los resultados obtenidos en la aplicación del Proceso de Construcción del Libro de Ofertas.

Precio de Demanda: significa

(a) el precio máximo por Acción que un Destinatario de una Oferta Simultánea está dispuesto a pagar por cada Acción Ordinaria; o

(b) el precio máximo por ADR que un Destinatario de una Oferta Simultánea está dispuesto a pagar por cada ADR.

Sin embargo, el Destinatario siempre podrá elegir presentar su Postura de Demanda al Precio de Corte del Libro o al Precio de Suscripción por ADR, según corresponda, y en el caso de no determinar un precio máximo, se entenderá que el Precio de Demanda será el Precio de Corte del Libro o el Precio de Suscripción por ADR según corresponda.

Precio de Suscripción por ADR: es para cada emisión que se realice con ocasión de una Oferta Simultánea, el precio de suscripción de cada ADR expresado en Dólares, que será el resultado de

multiplicar (i) veinte (20), por (ii) el Precio de Corte del Libro dividido entre la TRM vigente en la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas.

Primera Ronda del Programa de la Ley 1118: significa la primera ronda de emisión y colocación de Acciones Ordinarias bajo el Programa de la Ley 1118 dirigida a los destinatarios especiales previstos en el artículo 3° de la Ley 1118, que resultó en la adjudicación de 4.087.723.771 (cuatro mil ochenta y siete millones setecientos veintitrés mil setecientos setenta y una) Acciones Ordinarias el 13 de noviembre de 2007.

Proceso de Construcción del Libro de Ofertas: es para cada Oferta Simultánea, el proceso de recepción de las Posturas de Demanda de ADRs en el Mercado Internacional y de Posturas de Demanda de Acciones Ordinarias en el Mercado Local, y que coordinarán y consolidarán los Coordinadores del Libro de Ofertas con la información que les suministre diariamente el Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas, de conformidad con los procedimientos reconocidos técnicamente.

Procuraduría General de la Nación, PGN o Procuraduría: es la entidad encargada de iniciar, adelantar y fallar las investigaciones que se adelanten como consecuencia de faltas disciplinarias de servidores públicos, o particulares que ejerzan funciones públicas o manejen dineros del estado colombiano.

Programa de ADRs: se refiere al programa de emisión y colocación emitido bajo el prospecto del 28 de mayo de 2021 registrado bajo la forma F-3 ante la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos de América, a través del cual se expedirán los ADRs representativos de las ADSs en los términos del correspondiente Prospecto de Información Internacional o el que en el futuro lo renueve o reemplace.

Programa de Emisión y Colocación de Acciones Ordinarias o Programa: es el programa de emisión y colocación de la Tercera Ronda integrado por las Acciones Ordinarias objeto del presente Prospecto, el cual en ningún evento excederá el Cupo Global del Programa.

Programa de la Ley 1118: significa aquel programa de emisión y colocación descrito en la Ley 1118, el cual permite llevar a cabo uno o varios procesos de capitalización de Ecopetrol, siempre y cuando la Nación conserve, como mínimo el ochenta por ciento (80%) de las acciones en circulación con derecho a voto de Ecopetrol, el cual debía (i) contemplar al menos la Primera Ronda del Programa de la Ley 1118 y la Segunda Ronda del Programa de la Ley 1118 dirigidas a los destinatarios especiales del artículo 3 de la Ley 1118, las cuales se cumplieron en el 2007 y en el 2011 respectivamente y (ii) extenderse al público en general después de cumplidas la Primera Ronda del Programa de la Ley 1118 y la Segunda Ronda del Programa de la Ley 1118.

Prospecto Definitivo: tiene el significado que se le otorga en el artículo 6.2.2.1.3, numeral 4, literal (b) del Decreto 2555. Para dar cumplimiento a lo previsto en la norma indicada se publicará con ocasión de la Comunicación de Formalización de la Oferta, el Anexo 1 debidamente diligenciado, el cual hará las veces de prospecto definitivo respecto de cada Oferta Simultánea.

Prospecto de Información Internacional: significa el documento denominado en inglés *Prospectus Supplement*, que deberá ser utilizado en el Mercado Internacional, con ocasión de una Oferta Simultánea, de conformidad con la Ley de Valores y las prácticas internacionales.

Prospecto de Información, Prospecto de Constitución del Programa o Prospecto: es el presente prospecto de constitución del Programa, sus anexos y las adendas que lo modifiquen de tiempo en tiempo.

Red de Distribución del Mercado Local: son, para una Oferta Simultánea, los agentes colocadores del Mercado Local que sean designados y aprobados por el Emisor y el Coordinador Líder Local, los cuales serán definidos en el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas.

Registro Nacional de Valores y Emisores o RNVE: es el Registro Nacional de Valores y Emisores, registro público administrado por la SFC que hace parte del SIMEV y que tiene por objeto inscribir las clases y tipos de valores, así como los emisores de los mismos y las emisiones que estos efectúen, y que constituye el mecanismo a través del cual los emisores de valores allí inscritos publican información periódica y relevante al mercado.

Reglamento de Operaciones de Deceval: es el Reglamento de Operaciones de Deceval, en el cual se entrega la información necesaria sobre la actividad de Deceval y los servicios prestados en el marco de la emisión.

Reglamento de la Tercera Ronda del Programa de Emisión y Colocación de Acciones Ordinarias de Ecopetrol S.A. de la Ley 1118 de 2006 o Reglamento: es el reglamento mediante el cual se establecen las condiciones generales de la emisión, oferta y adjudicación de las Acciones Ordinarias de la Tercera Ronda del Programa de la Ley 1118, el cual fue aprobado por la Junta Directiva de Ecopetrol el día 27 de agosto de 2021, según sea modificado.

Rondas: significan en conjunto la Primera Ronda del Programa de la Ley 1118, la Segunda Ronda del Programa de la Ley 1118 y la Tercera Ronda del Programa de la Ley 1118.

Salario Mínimo Legal Mensual Vigente o S.M.L.M.V: es el salario mínimo mensual legal vigente.

Saldo del Cupo Global: significa para efectos de cada Oferta Simultánea el resultado de restarle al Cupo Global del Programa las Acciones Ordinarias que hayan sido emitidas y adjudicadas en virtud de una o más Ofertas Simultáneas precedentes.

SEC: Comisión del Mercado de Valores de Estados Unidos (*Securities and Exchange Commission*).

Sección Internacional del Libro de Ofertas: se refiere, respecto de cada Oferta Simultánea, al registro de las Posturas de Demanda de ADRs en el Mercado Internacional que presenten inversionistas del Mercado Internacional a los Coordinadores del Libro de Ofertas.

Sección Local del Libro de Ofertas: se refiere, respecto de cada Oferta Simultánea, al registro de las Posturas de Demanda de Acciones Ordinarias del Mercado Local que presenten Destinatarios del Mercado Local al Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas, a través de la Red de Distribución del Mercado Local.

Segunda Ronda del Programa de la Ley 1118: significa la segunda ronda de emisión y colocación de Acciones Ordinarias bajo el Programa de Ley 1118 dirigida a los destinatarios especiales previstos en el artículo 3° de la Ley 1118, que resultó en la adjudicación de 644.185.868 (seiscientos cuarenta y cuatro millones ciento ochenta y cinco mil ochocientos sesenta y ocho) Acciones Ordinarias el 30 de septiembre de 2011.

SFC: es la Superintendencia Financiera de Colombia.

SIMEV: es el Sistema Integral de Información del Mercado de Valores, del cual hace parte el RNVE.

Sociedad Comisionista de Bolsa: son profesionales dedicados a realizar, por cuenta de un tercero, pero a nombre propio, un negocio que le han ordenado perfeccionar a cambio de una contraprestación denominada comisión, y que son miembros de la BVC.

SOX: significa la legislación expedida por el Congreso de los EE. UU. conocida como Ley Sarbanes Oxley.

Tercera Ronda del Programa de la Ley 1118: significa la tercera ronda de emisión y colocación de acciones bajo el Programa de la Ley 1118 dirigida al público en general y a personas naturales o jurídicas bajo el artículo 3° de la Ley 1118, la cual ha sido objeto del Reglamento.

TRM: es una tasa de cambio de Pesos a Dólar que corresponde al promedio ponderado por monto de las operaciones de compra y venta de Dólares a cambio de Pesos, pactadas para cumplimiento en ambas monedas el mismo día de su negociación, efectuadas por los Intermediarios del Mercado Cambiario dentro del horario que establezca el Banco de la República mediante reglamentación general. Para el cálculo de la TRM se deberán excluir las operaciones de derivados, así como las operaciones efectuadas por los Intermediarios del Mercado Cambiario con entidades diferentes de las entidades vigiladas por la Superintendencia Financiera de Colombia y de la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público. La TRM será calculada diariamente y certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia con base en la información disponible y la reglamentación expedida por el Banco de la República. En aquellos casos en que no se pueda calcular la TRM de acuerdo con los criterios que señale el Banco de la República, la TRM del día corresponderá a la última tasa calculada y certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Valor Nominal: valor que aparece consignado en el documento representativo del título valor correspondiente, para el caso de las Acciones Ordinarias, es el establecido en los estatutos sociales.

Valor Patrimonial: valor que resulta de dividir el valor del patrimonio del emisor sobre el número de acciones en circulación del mismo. Este resultado muestra la relación existente entre los bienes de la empresa y el valor de la acción.

[EL RESTO DE LA PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO]

2. Glosario de términos de la industria

ACPM o Diésel: aceite combustible para motor.

Actividad de Explotación: es aquella encaminada a formar, extraer y utilizar los recursos naturales y del ambiente, con los cuales se busca obtener una utilidad o beneficio económico, generalmente, a través del mercado.

Aditivo: una sustancia química agregada a un producto para mejorar sus propiedades.

AGPE: Autogeneradores a Pequeña Escala.

AGGE: Autogeneradores Eléctricos a Gran Escala.

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH): entidad creada por el Decreto Ley 1760 del 26 de junio de 2003 para administrar las reservas de hidrocarburos de Colombia.

Agencia Nacional de Infraestructura (ANI): entidad creada por el Decreto 4165 del 3 de noviembre de 2011 adscrita al Ministerio de Transporte. Tiene por objeto planear, coordinar, estructurar, contratar, ejecutar, administrar y evaluar proyectos de concesiones y otras formas de Asociación Público Privada - APP, para el diseño, construcción, mantenimiento, operación, administración y/o explotación de la infraestructura pública de transporte en todos sus modos y de los servicios conexos o relacionados y el desarrollo de proyectos de asociación público privada para otro tipo de infraestructura pública cuando así lo determine expresamente el Gobierno Nacional.

Agotamiento: valor correspondiente a la disminución gradual de los recursos naturales renovables y no renovables por efecto de su explotación, extracción o producción, como reconocimiento de la pérdida de su capacidad económica y operacional en el transcurso de su vida útil, de acuerdo con la estimación efectuada mediante métodos de reconocido valor técnico.

Agregado: la materia mineral utilizada junto con el bitumen para elaborar asfalto destinado a la construcción de caminos.

Alcoholes: un tipo de compuestos, de los cuales el etanol es el más conocido. Estos reaccionan con ácidos para formar ésteres. Son ampliamente usados como solventes.

Baja de Bienes: corresponde al proceso soportado legalmente con un acto administrativo, mediante el cual se retiran de las Propiedades, Planta y Equipo, los bienes que han sido objeto de destrucción total o parcial por siniestro, pérdida o condición de ser inservible.

Barril (Petróleo): unidad de volumen igual a 42 galones.

Barril Equivalente (BOE): término frecuentemente usado para comparar al gas con el aceite y proporcionar una medida común para diferentes calidades de gases. Es el número de barriles de aceite crudo estabilizado, que contienen aproximadamente la misma cantidad de energía que el gas: por ejemplo, 5,8 trillones de pies^3 (de gas seco) equivalen aproximadamente a un billón de BOE.

Barriles Por Día (Bpd o B/D): en términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

Benchmark: práctica utilizada para medir el rendimiento de un sistema comparándolo con algún parámetro de referencia.

Billón: un millón de millones, que se expresa por la unidad seguida de doce ceros.

Bloque: la subdivisión en acres dedicada a la exploración y producción.

BOEPD: Barriles Equivalentes de Petróleo al día.

BPC o BN PC: Billón (109) pies cúbicos (pc), unidad de medida.

Brent: marcador de Crudo para cotización en la bolsa, usado para el crudo del Mar del Norte.

Butano: un hidrocarburo que se compone de cuatro átomos de carbono y diez átomos de hidrógeno. Normalmente se encuentra en estado gaseoso pero se licua fácilmente para transportarlo y almacenarlo; se utiliza en gasolinas, y también para cocinar y para calentar. Véase también LPG.

CAPEX (Capital Expenditures): Inversión de capital

Carga de Alimentación (Feedstock): materia prima para una unidad de proceso.

Catalizador (Catalyst): una sustancia que ayuda o promueve una reacción química sin formar parte del producto final. Hace que la reacción tenga lugar más rápidamente o a menor temperatura, y permanece sin cambio al final de la reacción. En procesos industriales, sin embargo, el catalizador debe ser cambiado periódicamente para mantener una producción económica.

CB&I: significa conjuntamente las siguientes sociedades Chicago Bridge & Iron Company N.V., CB&I (UK) Limited y CBI Colombiana S.A.

Cenit: Cenit Transporte y Logística Hidrocarburos S.A.S, es una sociedad que presta servicios portuarios, logísticos, de transporte y almacenamiento a la industria del petróleo y el gas. La compañía es una filial de propiedad total de Ecopetrol, y se formó en 2012 para gestionar sus activos midstream.

CEO: Presidente o Director Ejecutivo por sus siglas en inglés.

Combustible Diésel (Diésel Fuel): un término general que cubre aceite combustible ligero proveniente del gasóleo, utilizado en motores Diésel. Algunas veces es llamado combustible Diésel para máquinas de vehículos rodantes (Diésel Engine Road Vehicle - Derv).

Combustóleos (Fuel Oils): aceites pesados provenientes del proceso de refinación; utilizados como combustibles en plantas de generación de energía, en la industria, en barcos, etc.

Compuesto: término químico que se refiere a una sustancia de dos o más elementos químicos unidos en proporciones fijas, por peso.

Contrato de Asociación: tipo de contrato en que el riesgo, en la etapa exploratoria, lo asume totalmente la compañía asociada y en la etapa de explotación, se conforma una operación conjunta y la inversión, dirección y producción son compartidas.

Contrato E&P: Contrato de Exploración y Producción.

Corriente - Abajo (Downstream): se refiere a los segmentos de refinación y mercadeo de la industria del petróleo.

Corriente Arriba (Upstream): las actividades relativas a la exploración, producción y entrega a una terminal de exportación de petróleo crudo.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Crudo Pesado: un crudo se considera pesado cuando tiene una densidad API igual o inferior a 27 grados.

Crudo: mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en reservorios bajo tierra y que permanece a presión atmosférica después de ser recuperado del pozo. Se puede encontrar asociado con gas, sulfuros y metales.

Cuenca: área de corteza terrestre que puede abarcar extensas regiones que han sufrido hundimientos donde se acumulan importantes depósitos de rocas sedimentarias en capas superpuestas que llegan a tener hasta más de 10.000 metros de espesor. Bajo determinadas condiciones y por descomposición de la materia orgánica se pueden generar hidrocarburos.

Desarrollo Sostenible (Sustainable Development): la satisfacción de necesidades actuales sin comprometer la habilidad de futuras generaciones para satisfacer las suyas propias.

Destilado: los productos de condensación obtenidos durante el proceso de destilación fraccionada (combustibles gaseosos, nafta, gasolina, querosina y gasóleos).

Distribución de Gas: después que el gas ha sido procesado, es transportado a través de gasoductos hasta centros de distribución local, para ser medido y entregado a los clientes.

Ducto (Pipeline): tubería para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea tierra adentro o tierra afuera.

DWT: Toneladas de Peso Muerto.

Energía Renovable: recursos energéticos continuamente disponibles o renovables (p. ej. solar, eólica, marea, biomasa, hidroeléctrica, geotérmica).

EPC: contrato de construcción, ingeniería y entrega de un proyecto (por sus siglas en inglés).

Esenttia: Esenttia S.A es una filial del Emisor cuya planta principal está ubicada en Cartagena, Colombia. Está dedicada a la producción y comercialización de materias primas para la industria del plástico como polipropileno, polietileno y *masterbatch*.

Esquisto De Petróleo (Oil Shale): roca sedimentaria compacta impregnada de materiales orgánicos (principalmente querógeno) que rinde aceite al ser calentada.

Etano: un hidrocarburo formado por dos átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno. Normalmente este gas está presente en la mayor parte de los casos referentes al gas natural.

Etanol (Ethanol -Ethyl Alcohol-): un compuesto químico formado por fermentación o síntesis; utilizado como una materia prima en un amplio rango de procesos industriales y químicos.

Etileno (Ethylene -Ethene-): una olefina formada por dos átomos de carbono y cuatro átomos de hidrógeno; es un químico básico muy importante en las industrias química y de plásticos.

FEPC: Fondo de Estabilización del Precio del Combustible.

Fraccionamiento: nombre genérico del proceso de separación de una mezcla en sus componentes o fracciones.

Futuros (aceites): la venta y compra de aceite a un precio acorde con una fecha de entrega a futuro. El vendedor puede no tener aún el aceite, y ambos comprador y vendedor están especulando sobre cómo cambiarán los precios en el futuro.

Gas Asociado: gas natural encontrado en asociación con aceite en un yacimiento, ya sea disuelto en el aceite o como una capa arriba del aceite.

Gas Combustible: se refiere a combustibles gaseosos, capaces de ser distribuidos mediante tubería, tales como gas natural, gas líquido de petróleo, gas de hulla y gas de refinería.

Gas Natural: Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano.

Gas Licuado De Petróleo (LPG o GLP por sus siglas en inglés "*Liquefied petroleum gas*"): está compuesto de propano, butano, o una mezcla de los dos, la cual puede ser total o parcialmente licuada bajo presión con objeto de facilitar su transporte y almacenamiento. El LPG puede utilizarse para cocinar, para calefacción o como combustible automotriz.

Gas Natural Licuado (Liquified Natural Gas o LNG por sus siglas en ingles *Liquified Natural Gas*): gas natural que para facilidad de transportarlo ha sido licuado mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica. El gas natural es 600 veces más voluminoso que el gas natural licuado.

Gas Pobre o Gas Seco: gas con relativamente pocos hidrocarburos diferentes al metano. El poder calorífico es típicamente alrededor de 1.000 Btu/pie cúbico estándar, a menos que esté presente una proporción significativa de gases que no sean hidrocarburos.

Gasificación: la producción de combustible gaseoso a partir de combustible sólido o líquido.

Gasóleo: (Gas oil) el aceite intermedio procedente del proceso de refinación; utilizado como combustible en motores Diésel, quemado en sistemas de calefacción central y como carga de alimentación para la industria química.

Gasolina: el combustible usado en automóviles y motocicletas, etc. (también conocido como petrol). La gasolina que se encuentra en forma natural se conoce como condensado.

GNV: Gas natural vehicular.

Hidrocarburo: compuesto químico orgánico formado por hidrógeno y carbono en cualquiera de sus fases, líquida, sólida o gaseosa. La estructura molecular de un hidrocarburo varía desde la más simple, como por ejemplo el metano - que forma el gas natural - hasta estructuras muy pesadas y complejas.

Hidrógeno: elemento incoloro, inodoro, insaboro y altamente inflamable. Es el más ligero de los todos los gases y el elemento más abundante en el universo. Se encuentra corrientemente asociado con el oxígeno formando agua, pero también está presente en ácidos, bases, alcoholes, petróleo y otros hidrocarburos.

HSE: HSE por sus siglas en inglés significa salud, seguridad y medio ambiente (*Health, Safety and Environmental*).

IEA: Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés *International Energy Agency*). Establecida en 1974 para monitorear la situación mundial de la energía, promover buenas relaciones entre los países productores y consumidores y desarrollar estrategias para abastecer energía durante situaciones de emergencia.

Instalaciones de Almacenamiento: para gas natural estas son de dos categorías de acuerdo a la IEA. La primera la constituyen sitios estacionales de almacenamiento que comprenden acuíferos (incluyendo campos agotados de aceite y gas); cavernas de sal; cavernas excavadas; y minas en desuso. Para

almacenamiento pico se emplean gasómetros en desuso y empacado de ductos. Adicionalmente, existen tanques de almacenamiento de GNL para servicio de carga normal o de emergencia, dependiendo del mercado.

InterNexa: significa InterNexa S.A.

Inversiones en Recursos Naturales No Renovables en Explotación: valor de los costos incurridos para la explotación de recursos no renovables, hasta el momento en que se inicie la etapa de producción. Además, incluye aquellas erogaciones tendientes a la recuperación secundaria y desarrollo en zonas de explotación.

ISA: significa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., sociedad colombiana multilatina, con más de 53 años de experiencia y trayectoria, que opera en los negocios de Energía Eléctrica, Vías y Telecomunicaciones y TIC, con presencia en Colombia, Brasil, Chile, Perú, Bolivia, Argentina y Centroamérica, conformada por 51 empresas.

Kerosene: un aceite medio ligero procedente de la refinación del petróleo, intermedio entre el gasóleo y la gasolina; utilizado para alumbrado y calefacción y también como combustible para los motores de los aviones a chorro y los de turbo-hélice.

Licuefacción del Gas: el proceso de enfriamiento del gas natural a una temperatura de -162°C, con lo cual se reduce su volumen por un factor de 600, convirtiéndose en líquido. El gas natural licuado resultante es entonces transportable en buques diseñados para tal propósito, o puede ser almacenado en tanques.

MADS o Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible: entidad pública colombiana encargada de definir la política nacional ambiental y promover la recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento de los recursos naturales renovables, a fin de asegurar el desarrollo sostenible.

MBOED: Miles de barriles de petróleo al día.

MCFPD o MPCPD: Millones de pies cúbicos por día.

MEM: Mercado de Energía Eléctrica Mayorista.

MMBD: millones de barriles por día.

MME o Ministerio de Minas y Energía: Entidad pública colombiana encargada de dirigir la política nacional en materia minera, de hidrocarburos e infraestructura energética.

MOA: Memorando de Acuerdo.

Monómero: una molécula sencilla que puede ser químicamente unida para formar cadenas largas conocidas como polímeros.

NAFTA: término genérico aplicado a una fracción del petróleo que hierve en un rango aproximado entre 122-400 º F.

Olefinas: grupo de hidrocarburos, incluyendo etileno y propileno, de especial importancia como insumo a la industria química. Ver también propileno.

Oleoducto: infraestructura de tubos por donde se transporta el petróleo crudo.

OPEP: Organización de países exportadores de petróleo fundada en 1960 con el objeto de unificar las políticas petroleras de los países miembros para asegurar a los productores petroleros precios estables y

justos. Está conformada por Argelia, Angola, Indonesia, Irán, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, UAE y Venezuela.

OXY: Occidental Petroleum Corp.

Parafina: (Wax) Material sólido o semi sólido derivado de destilados o residuos; se emplea para distintos propósitos incluyendo velas y encerados.

Petróleo: literalmente significa "aceite de piedra"; se forma del latín "petra" (piedra) y "oleum" (aceite). Su conocimiento se remonta a la antigüedad y era conocido porque afloraba en pequeñas cantidades a la superficie.

Petroquímico: producto químico derivado del petróleo o gas natural (p. ej.: benceno, etileno).

PIP: Procedimiento de Facturación de Proyectos.

Plataforma: estructura fija o flotante, costa afuera, desde la cual se perforan pozos. Las plataformas de perforación pueden convertirse en plataformas de producción una vez que los pozos produzcan.

PLEM: Sistema Pipeline End Manifold.

Poder Calorífico: la cantidad de calor producido por la combustión completa de un combustible. Puede ser medido seco o saturado con vapor de agua; y neto o bruto. ("Bruto" significa que el agua producida durante la combustión ha sido condensada en líquido, liberando así su calor latente; "Neto" significa que el agua permanece como vapor). La convención general es llamarle seco o bruto.

Poliducto: es el ducto para el transporte de productos derivados del petróleo desde el punto de carga hasta una Terminal u otro poliducto y que comprende las instalaciones y equipos necesarios para dicho transporte.

Polietileno: polímero formado por la unión de moléculas de etileno; uno de los plásticos más importantes.

Polímero: compuesto complejo en el cual moléculas individuales (monómeros) se unen químicamente en cadenas largas (p. ej.: plásticos).

Polipropileno: polímero formado uniendo moléculas de propileno. Ver también: olefinas.

Pozo: agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

Pozo de Gas: un agujero hecho en la tierra con el objetivo de extraer gas natural y llevarlo hasta la superficie.

Pozo Seco (Dry Hole): un pozo que no tuvo éxito, perforado sin haber encontrado cantidades comerciales de aceite o de gas.

PPAA: Procedimiento Permanente de Licitación Competitiva.

PPII: Proyectos Piloto de Investigación Integral.

PPM: partes por millón.

Procesamiento del Gas: la separación del aceite y el gas, y la remoción de impurezas y líquidos del gas natural.

Propano: hidrocarburo que se encuentra en pequeñas cantidades en el gas natural, gaseoso en condiciones normales. Se le emplea como combustible automotriz, para cocinar y para calefacción. Ver también: LPG.

Propileno: olefina consistente de una cadena corta de tres átomos de carbono y seis de hidrógeno; producto químico básico muy importante para las industrias química y de plásticos.

Recuperación Mejorada (EOR o Enhanced Oil Recovery): la recuperación de aceite de un yacimiento utilizando otros medios aparte de la presión natural del yacimiento. Esto puede ser incrementando la presión (recuperación secundaria), o por calentamiento, o incrementando el tamaño de los poros en el yacimiento (recuperación terciaria). Ver también: acidificación.

Recuperación Primaria: la recuperación de aceite y gas de un yacimiento empleando sólo la presión natural del yacimiento para forzar la salida del aceite o gas. Ver también recuperación secundaria y terciaria.

Recuperación Secundaria: la recuperación secundaria de hidrocarburos de un yacimiento incrementando la presión del yacimiento mediante la inyección de gas o agua en la roca del yacimiento.

Recuperación Terciaria: recuperación de hidrocarburos de un yacimiento por encima de lo que se puede recuperar por medio de recuperación primaria o secundaria. Normalmente implica un método sofisticado tal como el calentamiento del yacimiento o el ensanchamiento de los poros empleando productos químicos. Ver: acidificación.

Recursos Naturales y del Ambiente, No Renovables: son aquellos no susceptibles de ser reproducidos o reemplazados. Los recursos naturales sufren un proceso de agotamiento en la medida en que se explotan, el cual debe reflejarse por separado como un menor valor de los mismos.

Refinería: complejo de instalaciones en el que el petróleo crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechables o insumos.

Reservas: cantidad de crudo y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

Reservas Posibles: estimado de reservas de crudo o gas con base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas.

Reservas Probables: estimado de las reservas de crudo y/o gas con base a estructuras exploradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para podérseles clasificar como reservas probadas.

Reservas Probadas: cantidad de crudo y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

Resina: mezcla sólida o semi sólida de sustancias complejas que no tienen punto de fusión definido.

SASB: Sustainability Accounting Standards Board o estándares del concejo de normas de contabilidad sobre sostenibilidad.

SNI: Sistema Nacional de Información.

SosTECnibilidad: modelo de contribución y generación de valor a la sociedad que, a través de soluciones innovadoras y tecnológicas, propende por armonizar el desarrollo económico, social y ambiental, bajo un marco de gobierno confiable, transparente y ético.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

TCFD: Task Force on Climate-related Financial Disclosure o set de recomendaciones en materia de relevación de información financiera referente al cambio climático.

TEA: Contrato de evaluación técnica mediante el cual la ANH puede asignar un área de gran tamaño para realizar trabajos de superficie con el fin de obtener mejor información sobre la presencia de hidrocarburos en una zona específica, y el cual puede tener una duración de hasta 18 meses. El contratista de un TEA cuenta con la primera opción para firmar un contrato de exploración y producción en esa área.

Terminal: instalación marítima que recibe y almacena petróleo crudo y productos de producción costa afuera vía ductos y/o buques tanque.

Tonelada: una tonelada métrica equivale a 1000 kg (2205 libras), una tonelada larga a 2240 libras, una tonelada corta a 2000 libras.

UGES: Unidades Generadoras de Efectivo.

Unidad Térmica Británica (British Thermal Unit (BTU)): cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.

US GAAP: "*Generally Accepted Accounting Principles*": son las reglas de contabilidad generalmente aceptadas en Estados Unidos.

Viscosidad: pegajoso, esto es: la resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.

XM: significa XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Yacimiento (Reservoir): acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

YNC: Yacimientos No Convencionales.

3. Convenciones

Billón	▪ Un millón de millones de Pesos (1.000.000.000.000)
Bl	▪ Barril
Bls	▪ Barriles
Bpd	▪ Barriles de petróleo por día
Gcf	▪ Giga pies cúbicos
Kbpd	▪ Miles de barriles de petróleo por día
Kpcf	▪ Miles de pies cúbicos
Kbped	▪ Miles de barriles de petróleo equivalente por día
Millardo	▪ Mil millones de Pesos (1.000.000.000)
Mbls	▪ Millones de barriles de petróleo
Mbpd	▪ Millones de barriles de petróleo por día
MPCD	▪ Millones de pies cúbicos por día
n.s.	▪ No significativo
TPC	▪ Tera pies cúbicos
USD o USD	▪ Dólares Americanos

WTI	▪ West Texas Intermediate
$ o COP	▪ Pesos - moneda legal colombiana

[EL RESTO DE LA PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO]

PRIMERA PARTE - DE LOS VALORES

CAPÍTULO I - CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES, CONDICIONES Y REGLAS DE EMISIÓN

1. Información general

1.1 Clase de valor ofrecido

Por medio del Programa se ofrecerán Acciones Ordinarias, hasta el Cupo Global del Programa, nominativas, libremente negociables, con sujeción a los términos establecidos en los Estatutos Sociales.

Las Acciones Ordinarias serán ofrecidas mediante una o varias Ofertas Simultáneas en desarrollo del Programa.

En el Mercado Internacional se ofrecerán ADRs. A cada ADR subyace un ADS y a cada ADS subyacen veinte (20) Acciones Ordinarias.

1.2 Destinatarios de las Ofertas Simultáneas

Respecto de cada Oferta Simultánea que se efectúe con cargo al Programa en el Mercado Local, significa el público en general, es decir, todas las personas naturales o jurídicas, patrimonios autónomos y entidades territoriales que puedan y tengan la capacidad directa o por interpuesta persona para invertir en las Acciones Ordinarias, incluidas las entidades a que hace referencia el artículo 3 de la Ley 1118, así como, para efectos del derecho de preferencia en la suscripción de Acciones Ordinarias, los Beneficiarios del Derecho de Suscripción Preferencial. En el Mercado Internacional serán aquellos que se determinen en el correspondiente Prospecto de Información Internacional, los cuales incluirán todas las personas naturales o jurídicas, patrimonios autónomos y en general cualquier vehículo o entidad que pueda y tenga la capacidad directa o por interpuesta persona para adquirir los ADR. La posibilidad de residentes en Colombia de adquirir los ADRs se sujetará a la legislación aplicable a la oferta de ADRs.

1.3 Derechos que incorporan los valores

Los titulares de Acciones Ordinarias tendrán los siguientes derechos contenidos en los Estatutos Sociales, y los que les otorga la legislación aplicable:

(a) Participar en las deliberaciones de la Asamblea General de Accionistas y votar en ella para la toma de las decisiones que corresponden a la misma, incluyendo la designación de los órganos y personas a quienes, de acuerdo con la ley y los Estatutos Sociales, les corresponda elegir y, de ser necesario, contar con mecanismos efectivos para ser representados en dichas Asambleas.

(b) Recibir como dividendo una parte de las utilidades de Ecopetrol en proporción a las acciones que posea en la misma. Ecopetrol distribuye las utilidades conforme a lo consagrado en la ley y en sus Estatutos.

(c) Tener acceso a la información pública de Ecopetrol en tiempo oportuno y en forma integral e inspeccionar libremente los libros y demás documentos a que se refieren los artículos 446 y 447 del Código del Comercio o las normas que los modifiquen, sustituyan o adicionen, dentro de los quince (15) días hábiles anteriores a las reuniones de la Asamblea General de Accionistas en las que se consideren los estados financieros de fin de ejercicio.

(d) Solicitar la información o las aclaraciones que consideren pertinentes, a través de los canales dispuestos por el Emisor, tales como la Oficina de Atención al Accionista e Inversionista o la que haga sus veces.

(e) Recibir una parte proporcional de los activos sociales al tiempo de la liquidación, si a ello hubiere lugar y, una vez pagado el pasivo externo de Ecopetrol, en proporción a las acciones que posea en la misma.

(f) Hacerse representar mediante escrito en el cual expresen el nombre del apoderado y la extensión del mandato. Los poderes para representación ante la Asamblea General de Accionistas deberán someterse a lo dispuesto en el artículo 184 del Código de Comercio, o las normas que lo modifiquen, sustituyan o adicionen.

(g) Transferir o enajenar sus acciones, según lo establecido por la ley y los Estatutos.

(h) Hacer recomendaciones sobre el gobierno corporativo de Ecopetrol, a través de solicitudes por escrito presentadas a la Oficina de Atención al Accionista e Inversionista.

(i) Solicitar, en unión con otros accionistas, la convocatoria a reunión extraordinaria de Asamblea General de Accionistas, conforme a lo establecido en el artículo 17 de los Estatutos Sociales.

(j) Solicitar autorización ante la Oficina de Atención al Accionista e Inversionista para encargar auditorías especializadas a su costa y bajo su responsabilidad, siempre que dicha auditoría no entorpezca las operaciones del día a día de Ecopetrol, en los siguientes términos:

(i) Las auditorías especializadas se podrán llevar a cabo en cualquier momento y sobre los documentos que autoriza el artículo 447 del Código de Comercio, previa solicitud de un número plural de accionistas que representen por lo menos el cinco por ciento (5%) de las acciones suscritas de Ecopetrol.

(ii) Las auditorías especializadas no podrán versar sobre documentos que ostenten el carácter de reservados de conformidad con la ley, en especial los artículos 15 de la Constitución Política y 61 del Código de Comercio, así como del literal g) del artículo 4 de la Ley 964 de 2005 y las normas que los reglamenten, modifiquen, sustituyan o adicionen.

(iii) Tampoco será objeto de auditoría especializada, la información de carácter científico, técnico, económico y estadístico que obtengan las personas que se dedican a la industria del petróleo en cualquiera de sus ramas, de conformidad con la legislación aplicable; la información técnica y científica respecto de prospectos de yacimientos obtenidos directamente por Ecopetrol o por sus asociados; ni la información derivada de contratos que constituyan ventajas competitivas; este tipo de información gozará de la reserva comercial que regula la ley mercantil colombiana. En todo caso las auditorías especializadas deberán versar sobre asuntos específicos y no podrán adelantarse sobre secretos industriales ni respecto de materias cuya confidencialidad se protege por la legislación sobre derechos de propiedad intelectual.

(iv) En ningún caso las auditorías especializadas podrán implicar una afectación de la autonomía de los administradores, según las facultades legales y estatutarias.

(v) Los papeles de trabajo del auditor especial estarán sujetos a reserva y deberán conservarse por un tiempo no inferior a cinco (5) años, contados a partir de la fecha de su elaboración.

(vi) La solicitud para realizar auditorías especializadas se presentará por escrito ante la Oficina de Atención al Accionista e Inversionista, indicando las razones que motivan su realización, los hechos y operaciones a auditar y el tiempo de duración. Las personas que se contraten para realizar las auditorías especializadas deberán ser profesionales idóneos, reconocidos

como tales de acuerdo con la ley y cumplir con los requisitos exigidos en la ley y en los Estatutos para ser revisor fiscal de Ecopetrol. El auditor externo será elegido conforme a procedimientos que garanticen su selección objetiva e independencia.

(vii) La Oficina de Atención al Accionista e Inversionista deberá tramitar la solicitud en cuestión de manera expedita y eficiente, facilitando las actividades del auditor, en coordinación con las dependencias de Ecopetrol que deban colaborar para que su práctica sea viable.

(viii) Los resultados de la auditoría especializada deberán darse a conocer en primera instancia al Presidente de Ecopetrol, quien dispone de treinta (30) días hábiles para pronunciarse. Estos resultados y el pronunciamiento del Presidente se darán a conocer a la Junta Directiva y a las entidades de control y vigilancia. En el caso de existir la posibilidad de transgresiones a las normas legales, se dará traslado a las autoridades competentes.

(ix) Los inversionistas podrán solicitar auditorías especializadas de conformidad con la naturaleza de su inversión, teniendo en cuenta las reglas anteriores y siempre y cuando posean, al menos, individual o conjuntamente, el diez por ciento (10%) o más de la correspondiente emisión de títulos o valores.

(k) Presentar propuestas relacionadas con la buena marcha de Ecopetrol a la Junta Directiva, en asocio con otros accionistas, siempre que representen por lo menos el cinco por ciento (5%) de las acciones suscritas. En las propuestas se debe indicar la dirección y el nombre de la persona a la cual se enviará la respuesta a la petición y con quien la Junta actuará, en caso de considerarlo necesario. En todo caso, tales propuestas no podrán tener por objeto temas relacionados con secretos industriales o información estratégica para el desarrollo de Ecopetrol. Estas solicitudes deben presentarse por escrito ante la Oficina de Atención al Accionista e Inversionista o la dependencia que haga sus veces. Esta oficina debe, a su vez, presentarlas a la Junta Directiva o al comité institucional que ésta defina para su estudio y posible aprobación por parte de la Junta Directiva. En la atención de estas solicitudes, la Junta Directiva debe abstenerse de suministrar información de carácter reservado o que ponga en riesgo los negocios de Ecopetrol o afecte derechos de terceros o que, de ser divulgada, pueda ser utilizada en detrimento de Ecopetrol.

(l) Cuando considere que se ha desconocido o violado una norma del Código de Buen Gobierno, podrá dirigirse por escrito a la Junta Directiva de Ecopetrol, indicando las razones y hechos en los que sustenta su reclamación, indicando nombre, cédula de ciudadanía, dirección, teléfono y ciudad para garantizar que será posible responderle su solicitud. La Secretaría General o quien haga sus veces remitirá la solicitud anterior a la Junta Directiva quien la estudiará, dará respuesta a la misma y tomará las medidas necesarias para que no se vulneren las disposiciones indicadas. La Junta Directiva podrá desarrollar esta función a través de cualquiera de los comités que decida conformar.

(m) Ejercer el derecho de retiro en los términos establecidos en la ley y, si es del caso, acogerse a las condiciones que llegare a establecer la Nación, representada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público en la declaración del accionista mayoritario, de fecha 16 de febrero de 2018, la cual se encuentra en el siguiente hipervínculo: https://nuevoportal.ecopetrol.com.co/documentos/inversionistas/Declaraci%C3%B3n%20del%20Accionista%20Mayoritario%20-%20MHCP%20-%2016%20de%20febrero.pdf.

(n) Los demás derechos que les otorguen la ley y los Estatutos.

1.4 Ley de circulación y negociación secundaria

Las Acciones Ordinarias son valores nominativos y su negociación se sujetará a lo señalado en la ley aplicable y en los reglamentos de la BVC. La transferencia de la titularidad se hará mediante Anotación en Cuenta por Deceval conforme a la Ley 964, el Decreto 2555, el Reglamento de Operaciones de Deceval y demás normas que la regulen, modifiquen o sustituyan.

La enajenación y transferencia de los derechos individuales se harán mediante registros y sistemas electrónicos de datos, siguiendo el procedimiento establecido en el Reglamento de Operaciones de Deceval, el cual se entiende aceptado por el inversionista y los titulares al momento de realizar la adquisición y/o suscripción de las Acciones Ordinarias, según corresponda.

Las Acciones Ordinarias se encuentran inscritas en la BVC. En consecuencia, podrán negociarse en el Mercado Secundario a través de los sistemas transaccionales de la BVC. Para efectos de su negociación, debe darse cumplimiento a las normas del Mercado Local que son aplicables para las Acciones Ordinarias.

Toda vez que las Acciones Ordinarias circularán de forma desmaterializada, y no a través de títulos físicos, Deceval emitirá las constancias de depósito de los valores emitidos primariamente mediante Anotación en Cuenta una vez esté concluida la etapa de emisión. Esta constancia será entregada a los Depositantes Directos a través de la plataforma tecnológica de Deceval que a su vez deberán remitirlas a los Depositantes Indirectos o inversionistas. De forma posterior a la emisión primaria, Deceval en ejercicio de sus funciones y en desarrollo de los servicios que ofrece expedirá certificados de valores en depósito por solicitud de los Depositantes Directos o de los Depositantes Indirectos. Dichas constancias o certificados no podrán circular ni servirán para transferir la propiedad de las Acciones Ordinarias. Al momento de efectuar la Anotación en Cuenta a favor de los suscriptores de las Acciones Ordinarias, Deceval, en su calidad de Administrador de la Emisión, acreditará en la cuenta de depósito correspondiente las Acciones Ordinarias suscritas por el titular.

Con base en el artículo 6.15.1.1.2 del Decreto 2555, toda compraventa de acciones inscritas en una bolsa de valores como es el caso de las Acciones Ordinarias, que representen un valor igual o superior al equivalente en Pesos de sesenta y seis mil unidades de valor real (66.000) deberá realizarse obligatoriamente a través de los módulos o sistemas transaccionales de esta, salvo las excepciones legales previstas en la misma norma.

La negociación de Acciones Ordinarias a través de los módulos o sistemas transaccionales de la BVC genera comisiones a favor de las Sociedades Comisionistas de Bolsa que actúan como Depositantes Directos de los inversionistas. Estas comisiones pueden variar dependiendo de la Sociedad Comisionista de Bolsa y del canal a través del cual se ejecuta la orden de negociación y son a cargo única y exclusivamente del Destinatario.

La negociación de los ADRs se sujetará a los términos y condiciones aplicables a los ADRs según se señalará en el Prospecto de Información Internacional.

1.5 Cantidad de Acciones Ordinarias del Programa, Cupo Global, valor nominal, precio de suscripción, inversión mínima, monto total y Monto Base de Colocación de una Oferta Simultánea

(a) Cantidad de Acciones Ordinarias y Cupo Global del Programa

Ecopetrol efectuará una Oferta Simultánea o varias Ofertas Simultáneas hasta por la Cantidad del Cupo Global del Programa, esto es hasta cuatro mil trescientos sesenta y cuatro millones doscientos ochenta y ocho mil ochocientos treinta y un (4.364.288.831) Acciones Ordinarias que se encuentran en reserva para su colocación y que forman parte de la Tercera Ronda del Programa de la Ley 1118, bajo el entendido de que con posterioridad a la emisión de las Acciones Ordinarias

indicadas, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público mantendrá una participación por lo menos igual al 80% del capital suscrito, en circulación y con derecho a voto de Ecopetrol.

El Cupo Global del Programa representa el 10,61% del total de Acciones Ordinarias en circulación antes de la autorización del Programa por la SFC, equivalentes a cuarenta y un mil ciento dieciséis millones seiscientos noventa y cuatro mil seiscientos noventa coma ciento noventa y seis (41.116.694.690,196) Acciones Ordinarias. Si las acciones del Cupo Global del Programa son emitidas y adjudicadas en su totalidad, el número de acciones en circulación ascendería a cuarenta y cinco mil cuatrocientos ochenta millones novecientos ochenta y tres mil quinientos veintiún coma ciento noventa y seis (45.480.983.521,196) Acciones Ordinarias.

En la medida que el número de Acciones Ordinarias en cabeza del Ministerio de Hacienda y Crédito Público es de treinta y seis mil trescientos ochenta y cuatro millones setecientos ochenta y seis mil ochocientos diecisiete coma ciento noventa y seis (36.384.786.817,196) Acciones Ordinarias, de emitirse y adjudicarse la totalidad de las Acciones Ordinarias que forman parte del Cupo Global del Programa, la participación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público se diluiría del 88,49% actual al 80,0% de las acciones de Ecopetrol en circulación y con derecho a voto. Las Acciones Ordinarias en propiedad de accionistas diferentes al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, por su parte, que ascienden a cuatro mil setecientos treinta y un millones novecientos siete mil ochocientos setenta y tres Acciones Ordinarias (4.731.907.873) y representan el 11,5% del total de acciones en circulación, ascenderían a nueve mil noventa y seis millones ciento noventa y seis mil setecientos cuatro (9.096.196.704) Acciones Ordinarias con motivo de la emisión y adjudicación de la totalidad del Cupo Global del Programa, y pasarían a representar el 20,0% del nuevo total de las acciones en circulación y con derecho a voto de Ecopetrol.

El Número Máximo de Acciones a Ofrecer en cada Oferta Simultánea será determinado por el Emisor y se publicará en el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, y en el Mercado Internacional de acuerdo con las prácticas internacionales.

En ningún caso, el número de Acciones Ordinarias ofrecidas en la correspondiente Oferta Simultánea, de forma directa o para la constitución de ADRs, podrá ser superior al Saldo del Cupo Global.

(b) Cantidad de Acciones Ordinarias a Adjudicar

La cantidad de Acciones Ordinarias a adjudicar en una Oferta Simultánea será determinada por el Emisor a partir de los resultados obtenidos en la aplicación del Proceso de Construcción del Libro de Ofertas, sin que pueda exceder el Saldo del Cupo Global ni del Número Máximo de Acciones a Ofrecer determinado para cada Oferta Simultánea. En todo caso, las Acciones Ordinarias emitidas y adjudicadas con ocasión de una Oferta Simultánea se restarán del Saldo del Cupo Global, y no se podrán emitir ni adjudicar Acciones Ordinarias que superen el Cupo Global. La cantidad de Acciones Ordinarias a adjudicar se informará a través de la Comunicación de Formalización de la Oferta y el Prospecto Definitivo en los términos del artículo 6.2.2.1.3, numeral 4, literal (b) del Decreto 2555.

(c) Valor nominal y denominación

El Valor Nominal de cada Acción Ordinaria es de seiscientos nueve Pesos (COP 609). Las Acciones Ordinarias se denominan en Pesos Colombianos.

La diferencia entre el valor nominal de cada Acción Ordinaria y su precio de suscripción que será el Precio de Corte del Libro se llevará a la cuenta de superávit de capital, subcuenta prima en colocación de acciones no susceptible de distribuirse como dividendo en dinero.

(d) Precio de suscripción

Para cada Oferta Simultánea, el Precio de Corte del Libro, y el Precio de Suscripción por ADR serán determinados por el Emisor con base en el Proceso de Construcción del Libro de Ofertas, así como la regulación y las prácticas internacionales. El Precio de Suscripción por ADR se expresará en Dólares.

El Precio de Corte del Libro será informado en la Comunicación de Formalización de la Oferta y en el Prospecto Definitivo, en los términos del artículo 6.2.2.1.3, numeral 4, literal (b) del Decreto 2555.

El Precio de Suscripción por ADR será el resultante de multiplicar el Precio de Corte del Libro por veinte (20) y dividido entre la TRM vigente en la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas.

(e) Inversión mínima

Para cada Oferta Simultánea, será la Cantidad Mínima a Demandar que aplicará para la Capa de Adjudicación General, pero no para la Capa de Adjudicación Preferencial.

(f) Monto total de cada Oferta Simultánea

El monto total de la emisión de cada Oferta Simultánea corresponde a la suma en Pesos de (i) el resultado de multiplicar el número de Acciones Ordinarias adjudicadas en el Mercado Local por el Precio de Corte del Libro, más (ii) el resultado de multiplicar el número de ADRs adjudicados en el Mercado Internacional por el Precio de Suscripción por ADR, multiplicado por la TRM vigente en la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas.

(g) Monto Base de Colocación

El Emisor puede decidir sujetar una Oferta Simultánea a un Monto Base de Colocación que de no alcanzarse resultaría en la no adjudicación de la correspondiente Oferta Simultánea. En caso de que la Oferta Simultánea se sujete a un Monto Base de la Colocación se publicará en el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, y en el Mercado Internacional de acuerdo con las prácticas internacionales.

(h) No adjudicación de una Oferta Simultánea

En todo caso, esté o no la Oferta Simultánea sujeta a un Monto Base de Colocación, el Emisor podrá siempre optar por no adjudicar la correspondiente Oferta Simultánea mediante su decisión de no formalizar la misma, en los términos del artículo 6.2.2.1.3, numeral 4, literal (b) del Decreto 2555.

Ecopetrol no será responsable por los eventuales daños o perjuicios que los Destinatarios de la correspondiente Oferta Simultánea que presenten Posturas de Demanda, pudieren o hubieren podido llegar a sufrir como consecuencia de la decisión de no adjudicación de la Oferta Simultánea.

1.6 Reglas relativas a la reposición, fraccionamiento y englobe de los valores

Por tratarse de una emisión totalmente desmaterializada, las reglas consagradas para la reposición, fraccionamiento y englobe de las Acciones Ordinarias definidas por el Código de Comercio, no serán aplicables.

Para los valores desmaterializados, la reposición de las constancias de depósito de las Acciones Ordinarias se realizará de conformidad con las reglas previstas por Deceval para el efecto.

1.7 Fechas de cierre del Libro de Ofertas y de emisión

(a) Fecha de Cierre del Libro de Ofertas: para cada una de las Emisiones del Programa, será la fecha en la cual terminará el respectivo Período de Construcción del Libro de Ofertas, y que se indicará en el Aviso de Apertura del Libro de Ofertas.

(b) Fecha de Emisión: para cada una de las emisiones del Programa, será el Día Hábil en que el Emisor remita la Comunicación de Formalización de cada Oferta Simultánea al RNVE, y a la BVC como sistema de negociación de las Acciones Ordinarias, y la publique a través de los Canales de Información Relevante.

(c) Fecha de Adjudicación: para cada una de las Ofertas Simultáneas será el Día Hábil siguiente a la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas.

(d) Fecha de Anotación en Cuenta o Fecha de Expedición: será la fecha en que el Administrador de la Emisión inscriba a cada Depositante Directo para beneficio de cada Adjudicatario de Acciones Ordinarias de conformidad con el correspondiente instructivo operativo que expida la BVC.

1.8 Comisiones y gastos conexos de todo tipo que obligatoriamente haya de desembolsar el suscriptor

Todos los costos y gastos, tanto directos como indirectos, relacionados con la participación en cada emisión, correrán por cuenta de cada Destinatario. Ecopetrol no será responsable, en caso alguno, por dichos costos y gastos, cualquiera que sea el resultado de la Adjudicación.

Igualmente, los interesados tendrán la responsabilidad, única y exclusiva, de adelantar las actividades necesarias para la presentación de sus Posturas de Demanda.

Cualquier operación en el Mercado Secundario sobre las Acciones Ordinarias a través de una Sociedad Comisionista de Bolsa genera, a favor de esta última, el pago de una comisión que habrá de ser convenida entre el inversionista y la misma.

1.9 Bolsa de valores donde están inscritas las Acciones Ordinarias

Las Acciones Ordinarias están inscritas en la Bolsa de Valores de Colombia - BVC.

1.10 Objetivos económicos y financieros del Programa

El Programa tiene como objetivo financiar la ejecución de la estrategia corporativa de Ecopetrol y su plan de transición energética. Lo anterior incluye (a) proyectos para el crecimiento orgánico, (b) alternativas de crecimiento inorgánicas, y (c) el fortalecimiento del balance de Ecopetrol y/o la reducción de su endeudamiento.

El crecimiento orgánico es aquel producto del desarrollo y optimización de activos existentes (enfoque en mejora de productividad y reducción de costos), dentro del giro ordinario de los negocios.

Crecimiento inorgánico es aquel producto de adquisiciones que permiten la incorporación de nuevas unidades de negocio.

La destinación porcentual específica de los recursos de cada Oferta Simultánea será informada a los inversionistas a través del Aviso de Apertura del Libro de Ofertas respectivo.

En el evento en que más del 10% de los recursos de una Oferta simultánea pretendan destinarse al pago de pasivos con compañías vinculadas o socios, el Emisor lo informará en el respectivo Aviso de Apertura del Libro de Ofertas.

1.11 Medios a través de los cuales se dará a conocer la información de interés para los inversionistas del Mercado Local

En la página web del Emisor se enuncian los mecanismos de información y atención para accionistas e inversionistas: www.ecopetrol.com.co.

Adicionalmente, la información se encuentra disponible en el RNVE que administra la SFC. El Prospecto se pondrá a disposición de los interesados e inversionistas en la página web de la Bolsa de Valores de Colombia S.A. (www.bvc.com.co).

De acuerdo con el artículo 5.2.4.1.2 del Decreto 2555, Ecopetrol en su calidad de emisor de valores deberá divulgar, en forma veraz, suficiente, completa y de fácil comprensión al Mercado Local, a través de la SFC, aquella información que sería tenida en cuenta por un inversionista prudente y diligente al momento de comprar, vender o conservar los valores del emisor o al momento de ejercer los derechos políticos inherentes a tales valores. Dicha información podrá ser consultada a través de la página web de la SFC: (www.superfinanciera.gov.co) en el ícono "Información Relevante".

La Oficina de Atención al accionista tiene por objeto, atender las necesidades e inquietudes de los accionistas y potenciales inversionistas en relación con la gestión del Emisor, sus derechos y obligaciones, brindando en todo momento información clara, objetiva, inmediata y no discriminatoria sobre el Emisor y sus actividades, que permita a los accionistas y potenciales inversionistas tomar decisiones informadas en relación con su inversión.

Se puede acceder a esta oficina escribiendo a: accionistas@ecopetrol.com.co.

1.12 Régimen fiscal aplicable a las Acciones Ordinarias

Según la legislación vigente a la fecha de este Prospecto, las acciones por ser Acciones Ordinarias, tienen el tratamiento fiscal que se deriva de dicha calidad. Por consiguiente, están sujetas a las normas vigentes del Estatuto Tributario sobre su enajenación, Valor Patrimonial y distribución de dividendos, entre otros. La siguiente es una descripción resumida del tratamiento tributario aplicable, únicamente a la fecha de este Prospecto:

(a) Utilidad en la Enajenación de Acciones Ordinarias

La utilidad en la enajenación de Acciones Ordinarias será gravable como una renta ordinaria si (i) las Acciones Ordinarias no hacen parte del activo fijo del vendedor, o (ii) han hecho parte del activo fijo del vendedor por un período inferior a dos (2) años. Por el contrario, la utilidad en la enajenación de las Acciones Ordinarias será considerada una ganancia ocasional si las acciones han hecho parte del activo fijo del vendedor por un período de al menos dos (2) años antes de la venta.

No obstante, tratándose de acciones inscritas en bolsa, la utilidad que se genere no será gravable si proviene de la enajenación de acciones de las cuales sea titular un mismo beneficiario real, cuando dicha enajenación no supere el 10% de las acciones en circulación de la respectiva sociedad durante un mismo año gravable.

(b) Valor patrimonial de las Acciones Ordinarias

De conformidad con el artículo 272 del Estatuto Tributario, modificado parcialmente por el artículo 78 de la Ley 1111 del 27 de diciembre de 2006, las acciones y derechos sociales en cualquier clase de sociedad deben ser declaradas por su costo fiscal, que es su valor de adquisición según lo establece el artículo 74-1 numeral 6 del referido Estatuto.

(c) Utilidad en la Distribución de Dividendos

No constituyen renta ni ganancia ocasional los dividendos que se distribuyan con cargo a utilidades que hayan sido declaradas en cabeza de la sociedad. Para tal efecto, la sociedad que distribuye los dividendos debe tomar la renta líquida gravable del respectivo año y restarle el impuesto básico de renta liquidado por el mismo año gravable. El resultado constituye la utilidad máxima susceptible de ser distribuida sin gravarse, valor que en ningún caso puede exceder de la utilidad comercial después de impuestos.

Ahora bien, si las utilidades no han estado gravadas en cabeza de la sociedad, el dividendo será gravable para el accionista, sin importar que se trate de persona natural o jurídica, residente en Colombia o en el exterior.

En cualquier caso, los dividendos que se distribuyan a accionistas que sean personas naturales en Colombia o no residentes (personas jurídicas o naturales), estarán sometidos a un impuesto que se determinará de la siguiente forma:

(i) Si se trata de dividendos con cargo a utilidades previamente gravadas, distribuidos a favor de accionistas que sean personas naturales residentes en Colombia, se aplicará el impuesto sobre la renta a una tarifa que oscilará entre el 0% y el 10%, dependiendo del monto del dividendo distribuido al accionista (la tarifa del 0% se aplica a distribuciones iguales o inferiores a 300UVTs, si se excede ese monto se aplica la tarifa del 10%, según lo previsto en el artículo 242 del Estatuto Tributario).

(ii) Si se trata de dividendos con cargo a utilidades previamente gravadas, distribuidos a favor de accionistas que sean no residentes, se aplicará el impuesto sobre la renta a una tarifa del 10% (Artículo 245 del Estatuto Tributario).

(iii) Si se trata de dividendos con cargo a utilidades que no estuvieron gravadas en cabeza de la sociedad, el impuesto sobre la renta se aplicará en primer lugar a una tarifa del 31% (35% a partir de 2022), y sobre el valor del dividendo disminuido (i.e. luego del impuesto del 35%, que se aplica vía retención en la fuente), se aplicará la tarifa que corresponda según se trate de un accionista persona natural residente o de un accionista no residente.

En todos los casos enunciados anteriormente, el impuesto sobre la renta se recaudará vía retención en la fuente, y en la medida en que se practique la retención en debida forma, no será necesario que el accionista presente una declaración de renta en Colombia, a menos que obtenga otro tipo de ingresos o realice otro tipo de operaciones con ocasión de las cuales pueda surgir esa obligación formal de declarar.

(d) Renta presuntiva e Impuesto al Patrimonio

De acuerdo con el artículo 189 del Estatuto Tributario, el Valor Patrimonial neto de las acciones poseídas en sociedades nacionales no hace parte de la base para el cálculo y la determinación de la renta presuntiva. Cabe agregar que a partir de 2021 la tarifa de renta presuntiva es 0%.

El impuesto al patrimonio se genera por la posesión al 1 de enero del año 2020 de un patrimonio igual o superior a COP 5.000 millones de pesos. La base gravable es el patrimonio bruto, poseído

a 1 de enero de 2020 y 2021 menos las deudas a cargo del contribuyente vigentes a esa fecha. Los sujetos pasivos son: (i) las personas naturales y sucesiones ilíquidas contribuyentes del impuesto sobre la renta, (ii) las personas naturales y extranjeras sin residencia en el país respecto a su patrimonio poseído en Colombia, directa o indirectamente a través de establecimientos permanentes (iii) las sucesiones ilíquidas de causantes sin residencia en Colombia al momento de su muerte respecto de su patrimonio poseído en Colombia y (iv) las sociedades extranjeras no declarantes que posean bienes diferentes a acciones, cuentas por cobrar, inversiones de portafolio o bienes en arrendamiento financiero en Colombia. La tarifa es del 1% por cada año.

En caso que la base gravable determinada en el año gravable 2021, sea superior (inferior) a aquella determinada en el año 2020, la base gravable para el año 2021 será la menor (mayor) entre la base gravable determinada en el año 2020 incrementada (disminuida) en el veinticinco por ciento (25%) de la inflación certificada por el Departamento Nacional de Estadística (DANE) para el año inmediatamente anterior al declarado y la base gravable determinada en el año en que se declara.

(e) Cesión del Derecho de Suscripción Preferencial

Cualquier ingreso derivado de operaciones accesorias o relacionadas con cualquier Oferta Simultánea como sería el caso de la cesión de Derechos de Suscripción Preferencial, podría tener efectos tributarios en Colombia para las partes involucradas en dichas operaciones accesorias o relacionadas. Los efectos tributarios específicos para cada una de las partes dependerán de la calidad tributaria de las partes y las circunstancias que acompañen la operación.

Los posibles inversionistas en Acciones Ordinarias y aquellos que sean parte de operaciones accesorias o relacionadas con cada emisión, como sería el caso de la cesión de Derechos de Suscripción Preferencial, deberán consultar sus propios asesores de impuestos locales y extranjeros en caso de que aplique, en relación con los aspectos tributarios que puedan surgir con ocasión de las operaciones accesorias o relacionadas antes mencionadas.

LA ENUNCIACIÓN DE LAS ANTERIORES DISPOSICIONES LEGALES NO IMPLICA RECOMENDACIÓN, ASESORÍA, CALIFICACIÓN NI RESPONSABILIDAD ALGUNA POR PARTE DE ECOPETROL Y/O DE SUS ASESORES FRENTE A LOS INVERSIONISTAS O LOS ACCIONISTAS EN MATERIA TRIBUTARIA, NI GARANTIZA QUE EL TRATAMIENTO TRIBUTARIO ACTUAL DE LA INVERSIÓN EN ACCIONES ORDINARIAS SE MANTENGA EN EL FUTURO. SE RECOMIENDA LA CONSULTA Y ASESORÍA EXPERTA EN MATERIA TRIBUTARIA PARA QUE LOS INVERSIONISTAS O ACCIONISTAS PUEDAN EVALUAR LOS EFECTOS TRIBUTARIOS DE LA INVERSIÓN Y DE CUALQUIER DECISIÓN POSTERIOR EN RELACIÓN CON LA MISMA. ESTE RESUMEN REFLEJA EL TRATAMIENTO TRIBUTARIO ÚNICAMENTE A LA FECHA DE ESTE PROSPECTO. NI EL EMISOR NI SUS ASESORES ASUMEN RESPONSABILIDAD ALGUNA POR EVENTUALES MODIFICACIONES A LO AQUÍ DESCRITO, COMO RESULTADO DE CAMBIOS EN LA LEGISLACIÓN APLICABLE.

1.13 Entidad que administrará la emisión

Deceval tendrá a su cargo, en su calidad de Administrador de la Emisión, la custodia y administración de las Acciones Ordinarias. Deceval se encuentra domiciliado en la ciudad de Bogotá, D.C. y tiene sus oficinas principales en la Avenida Calle 24ª No. 59 - 42 Torre 3 Oficina 501 y en la Carrera 7ª No. 71-21 Torre B Piso 12 Edificio BVC, de esa ciudad.

La custodia y administración de cada emisión de Acciones Ordinarias deberá realizarse conforme a lo establecido en las normas aplicables a los depósitos centralizados de valores en Colombia, al Reglamento de Operaciones de Deceval y a los términos y condiciones acordados por el Emisor y Deceval en el contrato de depósito y administración de la emisión suscrito por ambos.

(a) Derechos y obligaciones de Deceval bajo el contrato de depósito y administración de la emisión suscrito por ambos

El objeto del contrato de depósito y administración de la emisión es llevar a cabo la custodia y administración de la emisión desmaterializada de acciones dentro del Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol. Deceval tiene, entre otras, las siguientes obligaciones bajo el contrato actualmente vigente:

(i) Custodia Física y Electrónica del título global;

(ii) Teneduría del libro de registro de titulares;

(iii) Pago de Dividendos;

(iv) Expedición del certificado Global para el ejercicio de derechos sociales;

(v) Instalación del módulo de consulta para emisores;

(vi) Expedición de constancias de depósito;

(vii) Control de Lavado de Activos;

(viii) Proveer cierta información; y

(ix) Resolver consultas jurídicas.

1.14 Emisión totalmente desmaterializada

Cada emisión de las Acciones Ordinarias se realizará de forma desmaterializada y será depositada en Deceval para su administración y custodia. El depósito y administración de las Acciones Ordinarias a través de Deceval se regirá por lo establecido en la Ley 964, la Ley 27 de 1990, el Decreto 2555 y las demás normas que modifiquen o regulen el tema, así como por el Reglamento de Operaciones de Deceval.

Las Acciones Ordinarias no podrán ser materializadas y, en consecuencia, los tenedores de las mismas, al momento de adquirirlas, renuncian expresamente a la facultad de solicitar la materialización de las Acciones Ordinarias.

Las Acciones Ordinarias se encuentran representadas en un macrotítulo custodiado por Deceval. En consecuencia, la titularidad de las Acciones Ordinarias se constituirá por la respectiva Anotación en Cuenta que realice Deceval. No obstante lo anterior, la titularidad de los ADRs la registrará el Banco Depositario, de conformidad con el Contrato de Depósito.

1.15 Derecho de Suscripción Preferencial

Cada Beneficiario del Derecho de Suscripción Preferencial tiene derecho a suscribir preferencialmente Acciones Ordinarias ofrecidas en una cantidad igual a multiplicar la fracción que represente un Derecho de Suscripción Preferencial por los Derechos de Suscripción Preferencial de que sea titular en la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas, resultado que de no ser un número entero se aproximará al número entero inmediatamente inferior.

El mínimo de Acciones Ordinarias a suscribir en razón de los Derechos de Suscripción Preferencial será de una (1) Acción Ordinaria y si el resultado de la multiplicación indicada fuere menor a uno (1), no se realizará Adjudicación alguna al correspondiente Beneficiario del Derecho de Suscripción Preferencial.

En el Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, se indicará el hipervínculo a través del cual cada Accionista con Derecho de Preferencia podrá ver sus Derechos de Suscripción Preferencial en la Fecha y Hora de Corte del Derecho de Preferencia.

La cantidad de Acciones Ordinarias que se pueden adjudicar en virtud de los Derechos de Suscripción Preferencial se limitará de conformidad con el Límite Individual de la Ley 1118 para cada persona natural, quien de forma agregada en las Rondas no puede adquirir Acciones Ordinarias por un valor superior a 5.000 S.M.L.M.V, según el cálculo que se describe en la Sección 7.5(c)(i) del Capítulo Ii de la Primera Parte de este Prospecto.

Si un Beneficiario de Derechos de Suscripción Preferencial tiene su cuenta en Deceval en estado inactiva, no podrá ejercer sus respectivos Derechos de Suscripción Preferencial, de conformidad con lo que se establece en la Sección 7.3(d)(ii) del Capítulo Ii de la Primera Parte de este Prospecto.

Será responsabilidad de cada Beneficiario de Derechos de Suscripción Preferencial, verificar y efectuar a través de un Agente Colocador, los procedimientos que sean necesarios para mantener su cuenta activa, de conformidad con el reglamento de Deceval, el procedimiento operativo definido para el efecto en el instructivo operativo, y en todo caso antes de la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas. Los tiempos de respuesta o reactivación serán establecidos por Deceval en el respectivo instructivo operativo de cada Oferta Simultánea. Asimismo, a través de un Agente Colocador podrá verificar el estado de su cuenta en Deceval.

En el Aviso de Apertura del Libro de Ofertas se indicará el Agente Colocador o los Agentes Colocadores que estarán dispuestos a recibir Posturas de Demanda para el ejercicio del Derecho de Preferencia respecto de clientes de Depositantes Directos que no sean Agentes Colocadores.

1.16 Cesión del derecho de suscripción preferencial

Los Derechos de Suscripción Preferencial son libremente negociables mediante cesión que se haga durante el Período de Cesión de los Derechos de Suscripción Preferencial. La respectiva cesión será registrada por los Agentes Colocadores en el sistema de la BVC; sin embargo, su negociación no estará disponible en los sistemas transaccionales de la BVC.

Los Derechos de Suscripción Preferencial serán negociados exclusivamente a través de su cesión total o parcial, según las instrucciones previstas en este Prospecto y en el instructivo operativo que expida la BVC, el cual aplica al Mercado Local bajo una Oferta Simultánea.

Para el efecto, el Beneficiario del Derecho de Suscripción Preferencial deberá indicar por cualquier medio verificable aceptable para el Agente Colocador, dentro del Período de Cesión de los Derechos de Suscripción Preferencial, el nombre completo e identificación del cesionario o cesionarios y los Derechos de Suscripción Preferencial o la parte de los mismos que sean objeto de la correspondiente cesión a cada cesionario, mediante la remisión de la información solicitada por cada Agente Colocador, con la finalidad de que el Agente Colocador realice el registro de la cesión de los Derechos de Suscripción Preferencial en el sistema del Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas.

Ecopetrol no realizará los procesos de conocimiento del inversionista respecto del cesionario, toda vez que éste debe presentar su Postura de Demanda ante la Red de Distribución del Mercado Local, quienes dentro de sus obligaciones tienen la responsabilidad de realizar el conocimiento del cliente a luz de las políticas del SARLAFT. Los Beneficiarios del Derecho de Suscripción Preferencial que deseen suscribir Acciones Ordinarias deberán cumplir con los requisitos establecidos por la ley en materia de control y lavado de activos en forma previa a la suscripción de las Acciones Ordinarias.

La información sobre medios verificables para la realización de la cesión, los documentos y requisitos que solicite cada Agente Colocador estará disponible en el vínculo específico de la página web del Agente Colocador que se indique en el Aviso de Apertura del Libro de Ofertas. El respectivo inversionista deberá entregar dicha información por cualquier medio verificable que determine el respectivo Agente Colocador, a más tardar el último día de dicho Período de Cesión del Derecho de Suscripción Preferencial.

Los Beneficiarios del Derecho de Suscripción Preferencial sólo podrán ceder los Derechos de Suscripción Preferencial propios (es decir, respecto de los cuales sean titulares en los sistemas de la BVC) y en todo caso deberán seguir el instructivo operativo que para el efecto expida la BVC respecto de la correspondiente Oferta Simultánea. Quien adquiera Derechos de Suscripción Preferencial mediante cesión también podrá cederlos durante el Período de Cesión de los Derechos de Suscripción Preferencial.

Los cesionarios del Derecho de Suscripción Preferencial deberán tener en cuenta que el hipervínculo a través del cual cada Accionista con Derecho de Preferencia podrá ver sus Derechos de Suscripción Preferencial a la Fecha y Hora de Corte del Derecho de Preferencia, no se actualizará automáticamente con la información sobre las cesiones que se perfeccionen durante el Período de Cesión de los Derechos de Suscripción Preferencial; en caso de requerir acceso a dicha información deberán solicitarlo expresamente al respectivo Agente Colocador. Ni Ecopetrol, ni la Red Distribución del Mercado Local, ni la BVC serán responsables por las cesiones de los Derechos de Suscripción Preferencial que realice un cedente que no sea titular de los Derechos de Suscripción Preferencial correspondientes y por la consecuente negación del registro de la correspondiente cesión en los sistemas de la BVC. No obstante, el respectivo cesionario conservará sus acciones legales contra el cedente con el cual haya celebrado el contrato de cesión correspondiente.

Dentro de los tres (3) Días Hábiles siguientes al recibo de la solicitud de cesión por parte del respectivo Agente Colocador, el Agente Colocador correspondiente enviará al cedente una comunicación, a través del medio establecido entre el Agente Colocador y este, con la confirmación o rechazo del trámite solicitado a la dirección de correo electrónico indicado en la información de cesión.

Si el rechazo respectivo se efectúa dentro del Período de Cesión de los Derechos de Suscripción Preferencial, el cedente respectivo podrá volver a presentar la solicitud de cesión corregida, únicamente dentro del Período de Cesión de los Derechos de Suscripción Preferencial. Si el rechazo respectivo se efectúa después de terminado el Período de Cesión de los Derechos de Suscripción Preferencial, el cedente no podrá volver a presentar la respectiva solicitud de cesión corregida.

Si un cedente de Derechos de Suscripción Preferencial tiene su cuenta en Deceval en estado inactiva no podrá ceder sus respectivos Derechos de Suscripción Preferencial. Para efectos de claridad la única causal de inactividad de la cuenta de Deceval que impide la cesión es el embargo.

En todo caso el cedente podrá realizar las gestiones necesarias, a través de un Agente Colocador, para efectuar la reactivación de su cuenta antes de la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas, según las instrucciones previstas para el efecto en el respectivo instructivo operativo en el instructivo operativo que expida la BVC para la correspondiente Oferta Simultánea. Los tiempos de respuesta o reactivación serán establecidos por Deceval en el respectivo instructivo operativo de cada Oferta Simultánea. Asimismo, a través de un Agente Colocador el cedente o cesionario podrá verificar el estado de su cuenta en Deceval.

Será responsabilidad de cada Beneficiario de Derechos de Suscripción Preferencial, verificar y efectuar los procedimientos necesarios para mantener su cuenta activa, en cumplimiento de los procedimientos y tiempos del reglamento u otros documentos aplicables de Deceval, el instructivo operativo que expida la BVC para la correspondiente Oferta Simultánea, y los requerimientos de su correspondiente Depositante Directo, para que se pueda realizar exitosamente la Anotación en Cuenta de las acciones adjudicadas.

(a) Derechos de Suscripción Preferencial respecto de las Acciones Ordinarias que subyacen a los ADRs

De conformidad con los términos del Contrato de Depósito, el Banco Depositario no tiene la facultad de ejercer los Derechos de Suscripción Preferencial, como tampoco lo tienen los tenedores de ADRs al no ser titulares de las Acciones Ordinarias.

El Banco Depositario empleará esfuerzos comercialmente razonables para negociar, mediante cesión, los Derechos de Suscripción Preferencial correspondientes a las Acciones Ordinarias que subyacen a los ADRs en la Fecha y Hora de Corte del Derecho de Preferencia. Los eventuales recursos (netos de los gastos correspondientes) de dicha enajenación se distribuirán entre los titulares de los ADRs, si los hubiere.

(b) Derechos de Suscripción Preferencial respecto de las Acciones Ordinarias que se adquieran a través de cuentas ómnibus y depósitos centralizados de valores del mecanismo MILA

El ejercicio o cesión de los Derechos de Suscripción Preferencial de que sean titulares inversionistas a través de una cuenta ómnibus y depósitos centralizados de valores de conformidad con el mecanismo MILA se sujetará, además de lo previsto en los Documentos Relevantes de la Emisión, a las reglas previstas para la correspondiente cuenta ómnibus.

1.17 Derechos y obligaciones de los tenedores de los valores

(a) Derechos conferidos por las Acciones Ordinarias

Son aquellos enumerados en la Sección 1.3 del Capítulo I de la Primera Parte de este Prospecto.

(b) Derechos conferidos por los ADRs

El ejercicio de los derechos económicos y políticos inherentes a los ADRs por parte de los tenedores los ADRs se sujetará a los términos y condiciones del Contrato de Depósito y las normas aplicables a dichos títulos. En todo caso, la causación de dividendos de las Acciones Ordinarias que hagan parte del Programa de ADRs será igual a la causación de dividendos de las Acciones Ordinarias colocadas en el Mercado Local.

(c) Obligaciones de los titulares de las Acciones Ordinarias

Las principales obligaciones de los titulares de las Acciones Ordinarias son las siguientes:

(i) Cumplir con los Estatutos Sociales de Ecopetrol y los códigos internos que les sean aplicables;

(ii) Acatar y cumplir las decisiones de los órganos sociales de Ecopetrol;

(iii) Pagar el valor correspondiente a las Acciones Ordinarias que le hayan sido adjudicadas al inversionista en los términos que haya convenido con el correspondiente Agente Colocador, bajo el entendido de que el responsable por el cumplimiento del pago del precio frente a la BVC y a Ecopetrol será el correspondiente Agente Colocador.

(iv) Registrar su domicilio y la dirección de su residencia o la de sus representantes legales o apoderados para el envío de las comunicaciones a que hubiere lugar a la dirección registrada;

(v) Realizar la actualización de sus datos oportunamente, cuando haya lugar a ello, ante su Depositante Directo, para que este último actualice la información contenida en los sistemas de información de Deceval; y

(vi) Actuar conforme a los estándares fiduciarios de lealtad propios de los accionistas, frente a otros accionistas y frente al Emisor.

(d) De acuerdo con el Código de Buen Gobierno los accionistas deberán actuar con lealtad frente al Emisor, absteniéndose de participar en actos o conductas que de manera particular pongan en riesgo los intereses del Emisor o impliquen la divulgación de información privilegiada de la misma; y

(e) Las demás que emanen de los Documentos Relevantes de la Emisión, de los Estatutos Sociales y de la Ley Aplicable.

1.18 Reintegro a la reserva

Las Acciones Ordinarias del Programa que no fueren suscritas dentro de los términos y condiciones establecidas para cada una de sus Ofertas Simultáneas, permanecerán en reserva en calidad de Acciones Ordinarias y a disposición de Ecopetrol para futuras emisiones y colocaciones.

2. Obligaciones del Emisor

El Emisor dará a todos sus accionistas el mismo trato en cuanto a petición, reclamación e información, independiente del valor de su inversión o el número de acciones que represente.

El Emisor dispondrá de una "Oficina de Atención al Accionista e Inversionista", la cual se encargará de atender a los accionistas a distancia o de manera virtual y solucionar los requerimientos de los accionistas, así como el suministro de información que soliciten conforme a lo establecido en la Ley, los Estatutos Sociales y el Código de Buen Gobierno.

El Emisor se compromete a dar cumplimiento al Código de Buen Gobierno de tal manera que se garantice a los accionistas e inversionistas el ejercicio cabal de sus derechos.

Ecopetrol se compromete a dar cumplimiento a las provisiones en materia de gestión de riesgos que se establecen en el Código de Buen Gobierno.

Ecopetrol se compromete a dar cumplimiento a las provisiones que en materia de control interno y externo se establecen en el Código de Buen Gobierno.

Ecopetrol además se compromete a dar cumplimiento a todas las normas que en su calidad de sociedad inscrita en el RNVE le sean aplicables.

2.1 Frente a los titulares de las Acciones Ordinarias el Emisor

Ecopetrol está obligado a cumplir con los derechos establecidos para los titulares de las Acciones Ordinarias, a los que se hace referencia en la Sección 1.3 del Capítulo I de la Primera Parte - De Los Valores de este Prospecto.

2.2 Frente a la SFC

Frente al RNVE, Ecopetrol está obligada a mantener permanentemente actualizado el RNVE remitiendo a la Superintendencia Financiera las informaciones periódicas y relevantes de que trata el Título 4° del Libro 2° de la Parte 5° del Decreto 2555.

2.3 Frente a la BVC y a Deceval

Ecopetrol debe cumplir frente a la BVC y a Deceval con todas las obligaciones contenidas en las normas vigentes, reglamentos y circulares, así como aquellas obligaciones establecidas contractualmente en su calidad de Emisor. La BVC y Deceval también deberán cumplir ciertas obligaciones con Ecopetrol bajo los documentos ya descritos.

3. Información adicional sobre cada Oferta de Acciones Ordinarias

3.1 Clase de acciones

Son Acciones Ordinarias.

3.2 Precio de suscripción, valor patrimonial de la acción, determinación del precio de suscripción

(a) Precio de suscripción y su determinación

El Precio de Corte del Libro y el Precio de Suscripción por ADR será determinado por el Emisor con base en el Proceso de Construcción del Libro de Ofertas así como la regulación y las prácticas internacionales. El Precio de Suscripción por ADR se expresará en Dólares.

El Precio de Corte del Libro será informado en la Comunicación de Formalización de la Oferta y en el Prospecto Definitivo.

(b) Valor patrimonial de la Acción

Al 30 de junio de 2021, el capital autorizado del Emisor es de COP 36.540.000.000.000, dividido en 60.000.000.000 Acciones Ordinarias. El capital suscrito y pagado de Ecopetrol al 30 de junio de 2021 asciende a COP 25.040.067.066.329, dividido en 41.116.694.690,196 acciones en circulación. El valor nominal de las Acciones Ordinarias es de COP 609 por acción.

Al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, el valor patrimonial en libros de cada una de las Acciones Ordinarias fue de COP 1.267,01, COP 1.372,01 y COP 1.391,49, respectivamente.

(c) Responsables de la administración, colocación, construcción del Libro de Ofertas, determinación del Precio de Corte del Libro y Adjudicación.

Para cada Oferta Simultánea, el Emisor contratará los servicios de los Coordinadores del Libro de Ofertas, quienes serán las entidades encargadas de:

(i) registrar las Posturas de Demanda de las Acciones Ordinarias del Mercado Internacional;

(ii) consolidarlas con las Posturas de Demanda de las Acciones Ordinarias del Mercado Local recibidas por el Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas;

(iii) construir el Libro de Ofertas de conformidad con los procedimientos reconocidos técnicamente y las prácticas internacionales; y

(iv) aconsejar al Emisor en la Adjudicación de las Acciones Ordinarias.

En todo caso, la determinación del Precio de Corte del Libro (precio de suscripción por acción y Precio de Suscripción por ADR) será discrecional del Emisor. La forma de Adjudicación de la Capa de Adjudicación General será discrecional del Emisor, sujeto a lo previsto en las reglas de este Prospecto.

3.3 Proceso a seguir para cambiar los derechos asociados a las Acciones Ordinarias

Los derechos que confieren las Acciones Ordinarias solo pueden ser modificados por reforma estatutaria, la cual solo podrá ser realizada a través de la Asamblea General de Accionistas de conformidad con lo señalado en los Estatutos Sociales y conforme a los requisitos establecidos en la ley.

3.4 Limitaciones para la adquisición de Acciones Ordinarias por parte de los accionistas o determinada clase de accionistas

(a) Adquisición de Acciones Ordinarias por los administradores de Ecopetrol.

De conformidad con lo previsto en el artículo 404 del Código de Comercio los administradores de Ecopetrol no podrán, ni por sí ni por interpuesta persona, enajenar o adquirir Acciones Ordinarias de Ecopetrol mientras estén en ejercicio de sus cargos, sino cuando se trate de operaciones ajenas a motivos de especulación y con autorización de la Junta Directiva, otorgada con el voto favorable de las dos terceras partes de sus miembros, excluido el del solicitante, o de la Asamblea General de Accionistas, con el voto favorable de la mayoría ordinaria prevista en los Estatutos Sociales, excluido el del solicitante.

(b) Readquisición de Acciones Ordinarias por Ecopetrol

Adicionalmente el Código de Buen Gobierno establece que corresponde a la Asamblea General de Accionistas ordenar la readquisición de Acciones Ordinarias y su posterior enajenación, crear la respectiva reserva empleando fondos tomados de las utilidades líquidas, siempre que las Acciones Ordinarias a readquirir se encuentren totalmente liberadas en la forma en que lo establece la ley y los Estatutos Sociales y establecer los parámetros bajo los cuales la Junta Directiva fijará las condiciones y requisitos de readquisición y enajenación de las Acciones Ordinarias readquiridas. Dicha readquisición de Acciones Ordinarias deberá realizarse de conformidad con las reglas y condiciones definidas por parte de la BVC, siempre que se realice por dicho sistema de negociación.

Las Acciones Ordinarias que readquiera el Emisor no contarán para determinar mayorías, ni confieren derecho a participar y votar en la Asamblea General de Accionistas, ni de recibir ningún tipo de beneficio económico.

(c) Limitaciones derivadas de la Ley 1118

La Ley 1118 contiene limitaciones adicionales para la adquisición de acciones en los siguientes términos:

(i) Ninguna persona natural puede adquirir Acciones Ordinarias u otras acciones de Ecopetrol (si las llegare a haber en el futuro) por más de 5.000 S.M.L.M.V., según el cálculo que se describe en la Sección 7.5(c)(i) del Capítulo Ii de la Primera Parte - De Los Valores de este Prospecto. Para efectos del cómputo anterior, se tendrán en cuenta las Acciones Ordinarias adquiridas en cada una de las Rondas incluidas las que se deban adjudicar en la correspondiente Oferta Simultánea. Este límite no aplica para acciones adquiridas en el Mercado Secundario.

(ii) Los fondos de pensiones, fondos de cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol no pueden adquirir, en conjunto, más del 15% de las acciones en circulación de Ecopetrol. Sin embargo, con base en las bases de datos sobre las adjudicaciones realizadas a este tipo de inversiones en la Primera Ronda y en la Segunda Ronda puestas disposición de Ecopetrol por parte de Deceval, aún si el

Cupo Global del Programa le fuere adjudicado en su totalidad a este grupo de inversionistas, no se alcanzaría el límite indicado.

(d) Obligación de realizar una Oferta Pública de Adquisición

Por otro lado, de conformidad con la legislación aplicable en Colombia, toda persona o grupo de personas que conformen un mismo beneficiario real, directamente o por interpuesta persona, sólo podrá convertirse en beneficiario real de una participación igual o superior al veinticinco por ciento (25%) del capital con derecho a voto de una sociedad cuyas acciones se encuentren inscritas en bolsas de valores, como es el caso del Emisor, adquiriendo los valores con los cuales se llegue a dicho porcentaje a través de una oferta pública de adquisición conforme a lo establecido por el Decreto 2555.

De la misma manera, toda persona o grupo de personas que sean beneficiarios reales de una participación igual o superior al veinticinco por ciento (25%) del capital con derecho a voto de la sociedad, sólo podrá incrementar dicha participación en un porcentaje superior al cinco por ciento (5%), a través de una oferta pública de adquisición conforme a lo establecido al respecto por el Decreto 2555.

Sin perjuicio de lo anterior, no está en la obligación de formular una oferta pública de adquisición quien incremente su participación en el capital con derecho a voto de una sociedad en razón de una emisión primaria de capital con derecho a voto realizada por dicha sociedad.

3.5 La forma como se convocarán las asambleas ordinarias y extraordinarias de accionistas

La AGA podrá llevar a cabo reuniones ordinarias y extraordinarias. Las reuniones ordinarias de la AGA se celebrarán anualmente dentro de los tres (3) primeros meses de cada año en el día y hora indicados en la convocatoria. A falta de convocatoria, la AGA se reunirá por derecho propio el primer día hábil del mes de abril a las 10.00 a.m. en las oficinas del domicilio principal donde funcione la administración de Ecopetrol.

Las reuniones de la AGA diferentes a la ordinaria que se celebren, tendrán el carácter de extraordinarias y en la convocatoria se incluirá el orden del día, la fecha, hora y el lugar en la que se llevará a cabo. Las reuniones extraordinarias de la AGA se efectuarán cuando lo exijan las necesidades imprevistas o urgentes del Emisor, y se convocará por parte de: (i) el presidente del Emisor, (ii) la Junta Directiva, (iii) el revisor fiscal, o (iv) por orden de la entidad oficial que ejerza el control permanente del Emisor, cuando así se lo solicite un número plural de accionistas que represente por lo menos el cinco por ciento (5%) del total de las acciones suscritas.

Adicionalmente, la AGA del Emisor podrá reunirse válidamente en cualquier fecha, hora y lugar, sin previa convocatoria, cuando, existiendo voluntad para ello, estuviere representada la totalidad de las acciones suscritas, pudiéndose ocupar de cualquier asunto, siempre que, se cumplan los requisitos previstos en la Ley y en los Estatutos Sociales.

La convocatoria a la reunión ordinaria de la AGA la realiza el presidente con una antelación de treinta (30) días calendario a la fecha prevista para la realización de la reunión, mediante publicación del aviso de convocatoria en la página web del Emisor, así como en un diario de amplia circulación nacional, de forma física o digital. Por su parte, la convocatoria para reuniones extraordinarias se realiza con una antelación de quince (15) días calendario a la fecha prevista para la realización de la reunión, mediante publicación del aviso de convocatoria en la página web del Emisor, así como en un diario de amplia circulación nacional de forma física o digital.

Adicionalmente, el Emisor ha adoptado las mejores prácticas de gobierno corporativo en relación con los siguientes asuntos: a) el domingo anterior a la fecha de la reunión ordinaria o extraordinaria de la AGA, la administración recuerda mediante un aviso publicado en un diario de amplía circulación nacional, de forma física o digital, y en la página web del Emisor, la fecha, la hora y el lugar de reunión, y b) con una antelación de por lo menos tres (3) días calendario a la fecha de la reunión ordinaria o extraordinaria, publica en la página del Emisor, el orden del día de la AGA y las proposiciones de la Administración.

Además de las reuniones presenciales, la AGA podrá reunirse de forma no presencial, de conformidad con la Ley 222 de 1995 y demás normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. También serán válidas las decisiones de la AGA cuando por escrito, todos los socios o miembros expresen el sentido de su voto, de conformidad con la Ley 222 de 1995 y demás normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

3.6 Condiciones para participar en las asambleas ordinarias y extraordinarias de accionistas

El reglamento interno de la AGA en su artículo 5° establece que los accionistas podrán participar directamente con derecho a voz y voto en las reuniones de la AGA o a través de sus representantes legales o apoderados. Ahora bien, de acuerdo con el artículo 9° del referido reglamento, en caso de que un accionista, sea persona natural o jurídica, desee participar a través de un apoderado, solamente podrá designar un único apoderado ante la AGA, independientemente del número de acciones del cual sea titular de derechos. Lo anterior sin perjuicio de lo previsto en el artículo 185 del Código de Comercio o la norma que lo modifique, sustituya o adicione.

El representante o apoderado de un accionista no podrá fraccionar el voto de su representado o poderdante, lo cual significa que no le es permitido votar con una o varias acciones de las representadas, en determinado sentido o por ciertas personas y con otra u otras acciones en sentido distinto o por otras personas. Sin embargo, esta unidad del voto no impide que el representante o apoderado de varios accionistas, vote en cada caso siguiendo por separado las instrucciones que le haya impartido cada representado o poderdante.

Finalmente, el reglamento interno de la AGA en su artículo 7° además establece que cuando una accionista vaya a hacerse representar en la AGA, a través de un apoderado, la representación deberá otorgarse de conformidad con lo previsto en el artículo 185 del Código de Comercio por lo que no podrá conferirse a administradores o empleados del Emisor.

3.7 Convenios que afectan el cambio de control del Emisor

(a) Convenios

La totalidad de los bonos emitidos por el Emisor en el Mercado Internacional, cuyo valor registrado en el pasivo al 30 de junio de 2021 asciende a COP 35,2 billones, incluyen una cláusula de aceleración del pago del capital adeudado en el evento de un cambio de control del Emisor, siempre que resulte en una disminución en la calificación crediticia del Emisor.

Ver la Sección 24 del Capítulo Iv de la Segunda Parte - Información Del Emisorde este Prospecto.

Todos los créditos bancarios del Emisor denominados en dólares, cuyo valor registrado en el pasivo al 30 de junio de 2021 asciende a COP 8,4 billones, incluyen una cláusula de aceleración en el pago del saldo adeudado ante un cambio de control del Emisor.

Ver la Sección 21(a) del Capítulo Iv de la Segunda Parte de este Prospecto.

(b) Limitaciones derivadas de la Ley 1118

Ver Sección 3.4(c) del Capítulo I de la Primera Parte - De Los Valores de este Prospecto.

(c) Obligación de realizar una Oferta Pública de Adquisición

Ver Sección 3.4(d) del Capítulo I de la Primera Parte - De Los Valores de este Prospecto.

3.8 Fideicomisos en los que se limiten los derechos corporativos que confieren las Acciones Ordinarias

Ecopetrol no tiene conocimiento de la existencia de fideicomisos que limiten los derechos corporativos conferidos por las Acciones Ordinarias.

3.9 Cláusulas estatutarias o acuerdos que limiten o restrinjan a la administración de la compañía o a sus accionistas

De conformidad con el parágrafo del Artículo 15 de los Estatutos Sociales del Emisor la disposición de activos cuyo monto sea igual o superior al quince por ciento (15%) de la capitalización bursátil del Emisor, será discutida y decidida en el seno de la Asamblea General de Accionistas y la Nación a través del Ministerio de Hacienda y Crédito Público solo podrá votar afirmativamente, si el voto de los accionistas minoritarios es igual o superior al dos por ciento (2%) de las acciones suscritas por los accionistas diferentes del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

3.10 Restricciones para la negociación

Son las que se encuentran descritas en la Sección 3.4 del Capítulo I de la Primera Parte - De Los Valores de este Prospecto.

3.11 Cotización promedio y volumen transado de las Acciones Ordinarias para cada uno de los últimos 12 meses

Acción Ordinaria: BVC		
Nemotécnico: Ecopetrol		
	Volumen por mes	Precio promedio (COP)
6/30/2020	420.998.635.340	2.165
7/31/2020	332.014.084.120	2.152
8/31/2020	333.306.464.915	2.189
9/30/2020	518.832.779.480	2.045
10/31/2020	323.456.105.181	1.868
11/30/2020	498.018.271.590	2.076
12/31/2020	501.108.976.785	2.249
1/31/2021	576.105.119.801	2.321
2/28/2021	463.596.309.014	2.184
3/31/2021	555.167.214.742	2.360
4/30/2021	382.018.247.681	2.276
5/31/2021	342.092.729.797	2.289
6/30/2021	377.704.101.820	2.501
7/31/2021	370.396.545.584	2.642
8/31/2021	501.681.839.466	2.649

Fuente de información: Bolsa de Valores de Colombia

ADR

Nemotécnico: EC		
	Volumen por mes	Precio promedio (USD)
6/30/2020	19.898.180	$11,60
7/31/2020	17.751.905	$11,73
8/31/2020	18.058.688	$11,53
9/30/2020	25.653.165	$10,85
10/31/2020	20.285.217	$9,72
11/30/2020	23.175.776	$11,02
12/31/2020	20.570.089	$12,97
1/31/2021	22.477.150	$13,38
2/28/2021	24.682.498	$12,25
3/31/2021	28.553.371	$13,01
4/30/2021	18.693.298	$12,55
5/31/2021	20.862.263	$12,31
6/30/2021	22.285.700	$13,40
7/31/2021	18.089.000	$13,79
8/31/2021	20.969.600	$13,94

Fuente de información: Bloomberg

3.12 Efectos de la cancelación voluntaria en el RNVE

En caso de que la AGA apruebe la cancelación de la inscripción de las Acciones Ordinarias en el RNVE y en la BVC, los accionistas que hayan votado a favor de dicha cancelación estarán obligados a promover una oferta pública de adquisición sobre las Acciones Ordinarias de propiedad de los accionistas ausentes o disidentes, para lo cual se seguirá el procedimiento previsto en el artículo 5.2.6.1.2 y concordantes del Decreto 2555 y en el reglamento general de la BVC.

[EL RESTO DE LA PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO]

PRIMERA PARTE - DE LOS VALORES

CAPÍTULO II - CONDICIONES DE OFERTA SIMULTÁNEA Y DE COLOCACIÓN

1. Ofertas Simultáneas

Las ofertas que se efectúen con cargo al Programa se efectuarán bajo la modalidad de Oferta Simultánea, por tanto, se ofrecerán Acciones Ordinarias en el Mercado Local y ADRs en el Mercado Internacional a través de la adjudicación de Acciones Ordinarias para la constitución de ADRs, con fundamento en el Libro 13 de la Parte 6 del Decreto 2555 de 2010.

Cada Oferta Simultánea será adjudicada de acuerdo con las reglas de colocación y adjudicación que se señalan en este Prospecto, en el respectivo Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, el Reglamento y bajo las prácticas internacionales.

Cualquier modificación a las características del Programa será realizada mediante adenda, previa aprobación de la Superintendencia Financiera y será informada al mercado mediante la publicación en el sistema de información relevante del SIMEV y según las prácticas internacionales.

Sobre la eventual información que contendrá el Prospecto de Información Internacional con ocasión de la primera Oferta Simultánea que se pueda realizar bajo el Programa, los inversionistas podrán referirse al Anexo de Incorporación del Prospecto de Información Internacional. Sin embargo, mientras no ocurra el lanzamiento de la primera Oferta Simultánea en el Mercado Local y en el Mercado Internacional, dicho Anexo de Incorporación del Prospecto de Información Internacional no incluye las secciones que correspondan a: (i) las reglas específicas de la oferta (*"The Offering*"), (ii) las reglas sobre colocación de los valores por los Coordinadores del Libro de Ofertas (*"Underwriting"*), (iii) el uso específico de recursos (*"Use of Proceeds*") y (iv) la información financiera equivalente a la ya contenida en este prospecto y que se prepare bajo un estándar de revelación distinto del exigido en el Mercado Local.

Sin embargo, cuando se formule una Oferta Simultánea la traducción integral del Prospecto de Información Internacional se pondrá a disposición de los inversionistas en el Mercado Local de forma simultánea con la publicación del correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas mediante los Canales de Información Relevante.

Adicionalmente, para cada Oferta Simultánea distinta de la primera Oferta Simultánea, el Emisor deberá radicar en la Superintendencia Financiera de Colombia con una antelación no inferior a cinco (5) Días Hábiles a la publicación del Aviso de Apertura del Libro de Ofertas (i) copia de la parte pertinente del acta del órgano competente que autorizó el reglamento de emisión y colocación, (ii) la documentación que actualiza el Prospecto en estos apartes, de conformidad con el artículo 6.3.1.1.5 del Decreto 2555 y (iii) la correspondiente Adenda de Incorporación del Prospecto de Información Internacional (si la información financiera tiene una fecha de corte distinta a la fecha de corte de la información financiera del presente Prospecto).

2. Vigencia de la autorización del Programa

La vigencia de la autorización del Programa será de cinco (5) años contados a partir de la ejecutoria del acto que haya autorizado la inscripción de las Acciones Ordinarias que hacen parte del presente Programa en el RNVE.

Ecopetrol podrá solicitar ante la SFC, por escrito, la renovación del plazo, por períodos iguales, antes del vencimiento del mismo.

3. Plazo de colocación de los valores y vigencia del Período de Construcción del Libro de Ofertas

Las Posturas de Demanda por las Acciones Ordinarias en el Mercado Local, para cada Oferta Simultánea, deberán realizarse durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas. La iniciación del Período de Construcción del Libro de Ofertas y la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas serán informadas por medio del Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, que se publicará en la versión en línea o digital de un diario de amplia circulación en Colombia, en el Boletín Diario de la BVC y a través de los mecanismos de publicación de Información Relevante. Sin embargo, el Emisor por conducto de su Presidente, por una única vez para cada Oferta Simultánea, podrá extender hasta por un Día Hábil el Período de Construcción del Libro de Ofertas y por lo tanto la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas, con ocasión de la ocurrencia de circunstancias extraordinarias según se describe en el siguiente párrafo. Ello se informará a través de una modificación al instructivo operativo que expida la BVC para la correspondiente Oferta Simultánea, el Boletín Diario de la BVC y los Canales de Información Relevante, a más tardar a las 08:00 a.m. del último día del Período de Construcción del Libro de Ofertas originalmente comunicado mediante el Aviso de Apertura del Libro de Ofertas.

Para efectos de la extensión de la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas hasta por un Día Hábil, se entienden como **circunstancias extraordinarias** las siguientes: (a) una caída significativa de la BVC o de otras bolsas de valores en mercados financieros internacionalmente reconocidos, o (b) hechos o noticias sobrevinientes sobre la Nación, el Gobierno Nacional o Ecopetrol, que, en cualquier caso, a juicio de Ecopetrol pueda afectar de manera significativa la demanda de Acciones Ordinarias o ADRs respecto de la correspondiente Oferta Simultánea.

Cada Oferta Simultánea se lanzará en el Mercado Internacional de acuerdo con las normas y prácticas aplicables en los mercados internacionales y se informará a través del Prospecto de Información Internacional y los mecanismos que prevean para el efecto los Colocadores Líderes.

4. Cómputo de plazos

Todos los plazos fijados en el presente Prospecto iniciarán y terminarán el día señalado, en el horario establecido en el Aviso de Apertura del Libro de Ofertas y/o en el boletín normativo o instructivo operativo que la BVC expida para la Oferta Simultánea respectiva.

5. Modalidad para adelantar cada Oferta Simultánea

Cada Oferta Simultánea se adelantará a través del respectivo proceso de Construcción del Libro de Ofertas según los términos del Decreto 2555 y las prácticas internacionales.

6. Medios a través de los cuales se informará la vigencia del Período de Construcción del Libro de Ofertas en una Oferta Simultánea

La iniciación del Período de Construcción del Libro de Ofertas y la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas de cada Oferta Simultánea serán informados en el Mercado Local por medio del correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, que se publicará en la versión en línea o digital de un diario de amplia circulación en Colombia, en el Boletín Diario de la BVC y a través de los Canales de Información Relevante.

Cada Oferta Simultánea se lanzará en el Mercado Internacional de acuerdo con las normas y prácticas aplicables en los mercados internacionales y se informará a través del Prospecto de Información Internacional y los mecanismos que prevean para el efecto los Colocadores Líderes.

7. Procedimiento de colocación de las Ofertas Simultáneas bajo el Programa

7.1 Cantidad Mínima a Demandar

Salvo por las Posturas de Demanda que presenten los Beneficiarios del Derecho de Suscripción Preferencial, (a) las Posturas de Demanda consolidadas por Destinatario se deberán presentar por una cantidad de Acciones Ordinarias que no sea inferior a la Cantidad Mínima a Demandar, y (b) en caso de que las Posturas de Demanda consolidadas tengan una cantidad de Acciones Ordinarias inferior a la Cantidad Mínima a Demandar, serán descartadas para efectos de la Capa de Adjudicación General.

Los Beneficiarios del Derecho de Suscripción Preferencial no se encuentran sujetos a la Cantidad Mínima a Demandar y podrán presentar Posturas de Demanda por cualquier número entero positivo de Acciones Ordinarias que puedan suscribir con base en sus Derechos de Suscripción Preferencial. Sin embargo, para efectos de Adjudicación en la Capa de Adjudicación General, el Monto de Demanda de sus correspondientes Posturas de Demanda se sujetará a la Cantidad Mínima a Demandar, pero computarán como Monto de Demanda las Acciones Ordinarias que le fueren adjudicadas en virtud de la Capa de Adjudicación Preferencial.

7.2 Plazo para presentar Posturas de Demanda

El Libro de Ofertas sólo estará abierto para el registro de Posturas de Demanda durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas. El horario de cierre del Libro de Ofertas y los horarios para la presentación de cada Postura de Demanda serán establecidos en el respectivo Aviso de Apertura del Libro de Ofertas, sin que lo anterior limite el derecho del Emisor respecto de cada Oferta Simultánea de extender el Período de Construcción del Libro de Ofertas hasta por un Día Hábil, en circunstancias extraordinarias según se describe en la Sección 3 del Capítulo Ii de la Primera Parte de este Prospecto y se comunicará a través de una modificación al instructivo operativo que expida la BVC para la correspondiente Oferta Simultánea, el Boletín Diario de la BVC y los Canales de Información Relevante a más tardar a las 8:00 a.m. del último día del Período de Construcción del Libro de Ofertas originalmente comunicado mediante el Aviso de Apertura del Libro de Ofertas.

7.3 Forma de presentar Posturas de Demanda

(a) Posturas por Acciones Ordinarias

Los Destinatarios podrán participar en el Proceso de Construcción del Libro de Ofertas a través de los Agentes Colocadores, que para el Mercado Local será la Red de Distribución del Mercado Local. Los Agentes Colocadores deberán registrar, durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas, dichas Posturas de Demanda en el sistema electrónico diseñado por la BVC, de acuerdo con los términos y condiciones previstos en el instructivo operativo que dicha entidad elaborará y divulgará oportunamente al mercado.

La colocación de las Acciones Ordinarias ofrecidas al Mercado Local se realizará bajo la modalidad de colocación al mejor esfuerzo a través de la Red de Distribución del Mercado Local.

Los Destinatarios del Mercado Local podrán presentar Posturas de Demanda al respectivo Agente Colocador que haga parte de la Red de Distribución Local, y deberán entregar los documentos que éste requiera en desarrollo de las normas que regulan su funcionamiento. En el correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas se establecerá el lugar en donde se podrán consultar las direcciones y los horarios en que estarán disponibles las oficinas de la Red de Distribución Local, así como las direcciones electrónicas de cada Agente Colocador donde se puede consultar la documentación requerida para el efecto.

Durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas, los Destinatarios a través de los Agentes Colocadores de la Red de Distribución Local podrán incluir, modificar o excluir sus Posturas de Demanda en la Sección Local del Libro de Ofertas. Todas las Posturas de Demanda que no

hubieren sido excluidas antes de la hora prevista para el cierre en la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas serán vinculantes tanto para el respectivo Agente Colocador, así como para el Destinatario que dio la orden o instrucción de presentar la correspondiente Postura de Demanda.

La verificación y corrección de la información contenida en cada Postura de Demanda en el Mercado Local será responsabilidad exclusiva de cada Agente Colocador de la Red de Distribución que la hubiere transmitido al Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas. Los errores no detectados por el correspondiente Agente Colocador no impedirán que la Postura de Demanda respectiva se incorpore a la Sección Local del Libro de Ofertas, y cualquier consecuencia derivada de dicha circunstancia o de la imposibilidad de llevar a cabo la Anotación en Cuenta será únicamente responsabilidad del Agente Colocador.

Los Agentes Colocadores que hagan parte de la Red de Distribución Local remitirán las Posturas de Demanda del Mercado Local al Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas de acuerdo con lo señalado en el Aviso de Apertura del Libro de Ofertas y en el instructivo operativo que la BVC expida para la correspondiente Oferta Simultánea.

Sin perjuicio de lo anterior, si (i) durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas se registrare en la Sección Local del Libro de Ofertas una Postura de Demanda correspondiente a una cuenta en Deceval inactiva o (ii) la cuenta correspondiente fuere desactivada antes de la correspondiente Anotación en Cuenta en caso de que dicha Postura de Demanda fuese objeto de Adjudicación, que, después de presentada la respectiva Postura de Demanda, sea desactivada, dicha Postura de Demanda adjudicada no será objeto de Anotación en Cuenta si el respectivo Destinatario no activa su cuenta en Deceval a más tardar dentro dentro de los tres (3) Días Hábiles siguientes a la Fecha de Adjudicación.

La activación de la respectiva cuenta en Deceval deberá realizarse de conformidad con el reglamento de Deceval, el procedimiento operativo definido para el efecto en el Instructivo Operativo y los requerimientos de su Depositante Directo, y en todo caso deberá realizarse antes de la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas.

(b) Reglas específicas de las Posturas de Demanda por los Beneficiarios del Derecho de Suscripción Preferencial, cuando se trate del ejercicio de los Derechos de Suscripción Preferencial

PARA EL EJERCICIO DE LOS DERECHOS DE SUSCRIPCIÓN PREFERENCIAL RESPECTO DE UNA OFERTA SIMULTÁNEA, EL BENEFICIARIO DEL DERECHO DE SUSCRIPCIÓN PREFERENCIAL DEBERÁ PRESENTAR LA CORRESPONDIENTE POSTURA DE DEMANDA EN EL MERCADO LOCAL.

EL BENEFICIARIO DEL DERECHO DE SUSCRIPCIÓN PREFERENCIAL PODRÁ PRESENTAR LA(S) POSTURA(S) DE DEMANDA AL PRECIO DE CORTE DEL LIBRO O A OTRO PRECIO DE DEMANDA DISTINTO, PROPUESTO DE FORMA AUTÓNOMA Y VOLUNTARIA POR EL RESPECTIVO BENEFICIARIO DEL DERECHO DE SUSCRIPCIÓN PREFERENCIAL.

SIN EMBARGO, EL BENEFICIARIO DEL DERECHO DE SUSCRIPCIÓN PREFERENCIAL DEBERÁ TENER EN CUENTA QUE SI PRESENTA LA POSTURA DE DEMANDA POR UN PRECIO DE DEMANDA QUE RESULTE INFERIOR AL PRECIO DE CORTE DEL LIBRO, NO SE LE ADJUDICARÁ ACCIÓN ORDINARIA ALGUNA EN VIRTUD DE LOS DERECHOS DE SUSCRIPCIÓN PREFERENCIAL. POR LO TANTO, LA ÚNICA MANERA EN QUE EL BENEFICIARIO DEL DERECHO DE SUSCRIPCIÓN PREFERENCIAL PODRÁ ASEGURARSE DE RESULTAR ADJUDICATARIO DE ACCIONES ORDINARIAS CON OCASIÓN DEL DERECHO DE PREFERENCIA EN LA SUSCRIPCIÓN DE ACCIONES, SIEMPRE QUE LA

OFERTA RESPECTIVA SEA ADJUDICADA, ES SI LA POSTURA DE DEMANDA LA PRESENTA EN CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS PREVISTOS EN LOS DOCUMENTOS RELEVANTES DE LA EMISIÓN Y POR UN PRECIO DE DEMANDA QUE SEA EL PRECIO DE CORTE DEL LIBRO.

(c) Posturas en el Mercado Internacional

Los Destinatarios de una Oferta Simultánea que deseen adquirir ADRs podrán participar en el Proceso de Construcción del Libro de Ofertas a través de los mecanismos que los Coordinadores del Libro de Ofertas pongan a su disposición. Los Coordinadores del Libro de Ofertas deberán registrar sus Posturas de Demanda, durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas, de acuerdo con las instrucciones que impartan según las prácticas internacionales y sujeto en todo caso al Prospecto de Información Internacional.

Para la colocación de los ADRs en el Mercado Internacional el Emisor contratará los servicios de Colocadores Internacionales, bajo la coordinación de los Coordinadores del Libro de Ofertas y/o sus afiliadas internacionales, quienes ejecutarán la colocación de acuerdo con las normas y prácticas aplicables en los mercados internacionales. La colocación de los ADRs en el Mercado Internacional será realizada por los Colocadores Internacionales.

(d) Rechazo de Posturas de Demanda en el Mercado Local

Sin perjuicio de lo dispuesto en los Documentos Relevantes de la Emisión, las Posturas de Demanda por Acciones Ordinarias en el Mercado Local podrán ser rechazadas cuando no cumplan con las formalidades y requisitos presentes en los Documentos Relevantes de la Emisión, así como cuando: (i) no sean consistentes con las condiciones ofrecidas en el respectivo Aviso de Apertura del Libro de Ofertas; o (ii) no incluyan la totalidad de la información requerida, de acuerdo con los Documentos Relevantes de la Emisión o cualquier otro documento de instrucciones emitido por el Emisor, los Agentes Colocadores o la BVC, según sea el caso.

Sin limitar lo anterior, los Agentes Colocadores rechazarán las Posturas de Demanda en el Mercado Local si:

(i) el Destinatario se encuentra en una Lista Restrictiva;

(ii) la cuenta del Destinatario se encuentra inactiva ante Deceval, sin que lo anterior limite la posibilidad de que el Destinatario logre su activación antes de la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas;

(iii) el Destinatario no declara, ante el respectivo Agente Colocador a través de los medios dispuestos por el correspondiente Agente Colocador para la toma de Posturas de Demanda, que conoce y acepta los Documentos Relevantes de la Emisión.

(iv) quien la presenta no cumple con los requisitos de vinculación del respectivo Agente Colocador que haga parte de la Red de Distribución del Mercado Local, incluidos los requerimientos de conocimiento del cliente que exija el correspondiente Agente Colocador, caso en el cual el correspondiente Agente Colocador se podrá rehusar a tomar la correspondiente orden de Postura de Demanda.

No será responsabilidad de Ecopetrol ni de la BVC informar a los Destinatarios a los que no se les adjudiquen Acciones Ordinarias por rechazo de alguna o la totalidad de Posturas de Demanda presentadas. Dicha información estará disponible a través del Agente Colocador a través del cual presentó su Postura de Demanda.

(e) Rechazo de Posturas de Demanda en el Mercado Internacional

Las Posturas de Demanda por ADRs en el Mercado Internacional podrán ser rechazadas cuando no cumplan con las formalidades cuando: (i) no sean consistentes con las condiciones ofrecidas en el respectivo Prospecto de Información Internacional; o (ii) no incluyan la totalidad de la información requerida de acuerdo con cualquier otro documento de instrucciones emitido por los Coordinadores del Libro de Ofertas.

(f) Reglas comunes

Quienes presenten Posturas de Demanda deberán cumplir con las políticas de prevención de lavado de activos y de la financiación del terrorismo de conformidad con las normas aplicables. Para estos efectos, los Agentes Colocadores deberán dar cumplimiento a las instrucciones relativas a la administración del riesgo de lavado de activos y de la financiación del terrorismo, de conformidad con lo establecido para los miembros de la Red de Distribución del Mercado Local, en la Circular Básica Jurídica y demás normas aplicables en la República de Colombia y, para los Colocadores Internacionales de conformidad con las normas aplicables a los mismos. EN TODO CASO, NO SE ACEPTARÁN POSTURAS DE DEMANDA, NI PARA EL EJERCICIO DEL DERECHO DE PREFERENCIA, NI PARA LA SUSCRIPCIÓN DE ACCIONES ORDINARIAS O DE ADRs EN LA CAPA DE ADJUDICACIÓN GENERAL DE DESTINATARIOS QUE SE ENCUENTREN EN LISTAS RESTRICTIVAS AL MOMENTO DE LA TOMA DE POSTURA DE DEMANDA POR LOS CORRESPONDIENTES AGENTES COLOCADORES.

Con el fin de cumplir con lo dispuesto en las normas sobre prevención y control del lavado de activos y de la financiación del terrorismo, quienes presenten Posturas de Demanda deberán presentar las Posturas de Demanda con la información y documentos que sean requeridos y solicitados por los Agentes Colocadores.

En el evento de determinarse que los documentos de la Postura de Demanda presentados por alguno de los Destinatarios no se ajustan a los requisitos establecidos en los Documentos Relevantes de la Emisión, cada Agente Colocador, informará al respectivo Destinatario para que – dentro del Período de Construcción del Libro de Ofertas– subsane las deficiencias encontradas, salvo que se trate de un error o deficiencia no subsanable. Si el Destinatario no los subsana a satisfacción del Agente Colocador, el Agente Colocador deberá retirar la Postura de Demanda del sistema de la BVC y el Destinatario no tendrá derecho a que se considere su Postura de Demanda en el proceso de Adjudicación de Acciones Ordinarias o de ADRs según corresponda.

La comunicación al Destinatario sobre el hecho de haberse encontrado un error o deficiencia no subsanable respecto de la Postura de Demanda y los documentos anexos, se realizará por parte del respectivo Agente Colocador mediante mensaje de datos a la dirección proporcionada por el respectivo Destinatario, o por cualquier otro mecanismo acordado entre el Agente Colocador y el respectivo Destinatario.

Ni Ecopetrol ni la BVC serán responsables por los eventuales daños o perjuicios que los Destinatarios de una Oferta Simultánea que presentaron Posturas de Demanda pudieren o hubieren podido llegar a sufrir como consecuencia del rechazo de las Posturas de Demanda, de conformidad con lo previsto en el presente numeral o de la decisión de no llevar a cabo la Anotación en Cuenta, sea por una decisión relacionada con un Destinatario en particular, o sea porque el Emisor ha decidido no formalizar la oferta pública, si la Postura de Demanda ya hubiere sido registrada en el Libro de Ofertas.

7.4 Consolidación del Libro de Ofertas para cada Oferta Simultánea

Para cada Oferta Simultánea, el Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas consolidará en la Sección Local del Libro de Ofertas las Posturas de Demanda realizadas por Acciones Ordinarias por los Agentes Colocadores durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas en el Mercado Local y se las entregará al Coordinador de la Sección Local del Libro de Ofertas para la consolidación con las demandas internacionales en el aplicativo establecido por los Coordinadores del Libro de Ofertas para la consolidación del Libro de Ofertas.

Los Coordinadores del Libro de Ofertas serán responsables de la Sección Internacional del Libro de Ofertas y registrarán en la misma las Posturas de Demanda por ADRs durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas. La Sección Internacional del Libro de Ofertas será construida de conformidad con la Ley de Valores, y las prácticas internacionales.

Los Coordinadores del Libro de Ofertas serán responsables por la consolidación del Libro de Ofertas en forma que incluya las Posturas de Demanda recibidas en la Sección Local del Libro de Ofertas y las Posturas de Demanda de la Sección Internacional del Libro de Ofertas.

Para tal efecto, el Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas dará acceso al Emisor y a los Coordinadores del Libro de Ofertas de forma diaria la información recibida de los Agentes Colocadores de la Red de Distribución Local, de forma que puedan identificar por cada Postura de Demanda el Destinatario que la presenta, el Monto de Demanda y el Precio de Demanda, con el nivel de detalle y/o agregación que acuerden con Ecopetrol y los Coordinadores del Libro de Ofertas y el Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas.

El Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas consolidará las Posturas de Demanda presentadas por los Destinatarios con los campos de información que acuerde con Ecopetrol y los Coordinadores del Libro de Ofertas y enviará diariamente dicha información a los Coordinadores del Libro de Ofertas.

Ni los Coordinadores del Libro de Ofertas ni el Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas pondrán a disposición de los Destinatarios en ningún caso, detalles sobre los Agentes Colocadores y demás demandantes que participen en la construcción del Libro de Ofertas o sobre sus Posturas de Demanda.

7.5 Mecanismo de Adjudicación de las Acciones Ordinarias y los ADRs

Con base en la recomendación de los Agentes Colocadores y los Asesores –distintos de los asesores legales– para cada Oferta Simultánea, el Emisor en primer lugar procederá a determinar el Precio de Corte del Libro, en segundo lugar, determinará el número de Acciones Ordinarias a adjudicar, para efectos de lo cual emitirá la Comunicación de Formalización de la Oferta y el Prospecto Definitivo y procederá a la Adjudicación.

En primer lugar, la BVC procederá a adjudicar las Acciones Ordinarias con base en los Derechos de Suscripción Preferencial, según se describe en la Sección (a) del Capítulo Ii de la Primera Parte de este Prospecto, y le suministrará esta información a Ecopetrol y a los Coordinadores del Libro de Ofertas.

En segundo lugar, respecto de las Acciones Ordinarias que no sean adjudicadas en la Capa de Adjudicación Preferencial, el Emisor determinará el número de Acciones Ordinarias en el Mercado Local y el número de Acciones Ordinarias que será adjudicado para la constitución de ADSs representados por ADRs en el Mercado Internacional, según se describe en la Sección (b) del Capítulo Ii de la Primera Parte de este Prospecto, y le suministrará esta información a los Coordinadores del Libro de Ofertas quienes a su vez se la comunicarán a la BVC.

Las Acciones Ordinarias serán adjudicadas en dos capas de acuerdo con las siguientes reglas, sujeto al Límite Individual de la Ley 1118, calculado de la forma descrita en la Sección 7.5(c)(i) abajo:

(a) Adjudicación de la Capa de Adjudicación Preferencial

(i) Para la Adjudicación de la Capa de Adjudicación Preferencial sólo se tendrán en cuenta las Posturas de Demanda presentadas por los Beneficiarios del Derecho de Suscripción Preferencial.

(ii) Se descartarán las Posturas de Demanda:

(A) Que estén por debajo del Precio de Corte del Libro; o

(B) Efectuadas por Beneficiarios del Derecho de Suscripción Preferencial que tengan sus cuentas en Deceval en estado inactivo. Es responsabilidad del respectivo Beneficiario del Derecho de Suscripción Preferencial asegurar que su cuenta en Deceval esté activa –en los términos y plazos del reglamento de Deceval–, con el fin de recibir la adjudicación de sus Posturas de Demanda.

(iii) Se considerarán como órdenes irrevocables en firme de compra y como aceptación las Posturas Preferenciales Aceptadas.

(iv) A cada Beneficiario del Derecho de Suscripción Preferencial con base en su Postura Preferencial Aceptada se le adjudicará un número de Acciones Ordinarias igual al menor número entre:

(A) El resultado de multiplicar la fracción que represente un Derecho de Suscripción Preferencial por los Derechos de Suscripción Preferencial de que sea titular en la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas que, en caso de no ser un número entero, se aproximará al número entero inmediatamente inferior. Para ilustrar lo anterior, si un Derecho de Suscripción Preferencial permitiera sucribir 0,1 Acciones Ordinarias de forma preferencial y el Beneficiario de Suscripción Preferencial tiene 11 Derechos de Suscripción Preferencial, podría suscribir preferencialmente 1,1 Acciones Ordinarias y por efecto del redondeo ese número de Acciones Ordinarias que puede suscribir preferencialmente se reducirá a una Acción Ordinaria.

(B) El Monto de Demanda de la correspondiente Postura Preferencial Aceptada.

(C) En el caso de personas naturales, el Monto de Demanda que resulte de la aplicación del Límite Individual de la Ley 1118.

(D) En cualquier caso, el número mínimo de Acciones Ordinarias que se podrá adjudicar por razón de los Derechos de Suscripción Preferencial será de una Acción Ordinaria. Si los Derechos de Suscripción Preferencial no permiten la Adjudicación de por lo menos una Acción Ordinaria, no se realizará Adjudicación alguna al correspondiente Beneficiario del Derecho de Suscripción Preferencial.

(b) Adjudicación de la Capa de Adjudicación General

Las Acciones Ordinarias objeto de Adjudicación en la Capa de Adjudicación General serán las que resulten de restar a las Acciones Ordinarias por las que el Emisor decida adjudicar la correspondiente Oferta Simultánea menos, las Acciones Ordinarias objeto de la Adjudicación de la Capa de Adjudicación Preferencial. La Adjudicación se realizará de acuerdo con las siguientes reglas:

(i) Se descartarán las Posturas de Demanda:

(A) Las Posturas de Demanda que hayan quedado registradas al cierre de la Sección Local del Libro de Ofertas y que estén (1) por debajo del Precio de Corte del Libro y/o (2) en forma consolidada por debajo de la Cantidad Mínima a Demandar.

(B) Las Posturas de Demanda que hayan quedado registradas al cierre de la Sección Internacional del Libro de Ofertas que estén por debajo del Precio de Suscripción por ADR.

(ii) Se considerarán como Posturas Aceptables:

(A) Las Posturas de Demanda que hayan quedado registradas en la Sección Local al cierre del Libro de Ofertas (1) que igualen o superen el Precio de Corte del Libro y (2) sus Montos de Demanda, en forma consolidada que igualen o superen la Cantidad Mínima a Demandar;

(B) Las Posturas de Demanda por parte de Destinatarios Generales que hayan quedado registradas en la Sección Internacional al cierre del Libro de Ofertas que igualen o superen el Precio de Suscripción por ADR.

(C) Las Posturas de Demanda Remanentes.

(iii) Los Adjudicatarios serán determinados discrecionalmente por el Emisor en el Mercado Local y en el Mercado Internacional entre los Destinatarios que presentaron Posturas Aceptables, sujeto a los siguientes criterios:

(A) El Emisor determinará de forma discrecional un número de ADRs a ser adjudicados entre los inversionistas que presentaron sus Posturas de Demanda en el Mercado Internacional, y un número de Acciones Ordinarias entre los inversionistas que presentaron sus Posturas de Demanda en el Mercado Local.

(B) El número de Acciones Ordinarias asignado al Mercado Local será distribuido discrecionalmente entre Inversionistas Institucionales y Otros Inversionistas.

(C) Las Acciones Ordinarias que se adjudiquen a los Inversionistas Institucionales (constituídos en Colombia o en el exterior) y los ADRs se adjudicarán discrecionalmente por el Emisor, previa recomendación de los Asesores –distintos de los asesores legales–, con base en los siguientes criterios, sin que ninguno de ellos tenga prelación sobre los otros:

(1) Se buscará que los ADRs y Acciones Ordinarias queden adjudicados entre diferentes tipos de inversionistas, incluyendo inversionistas de diversas nacionalidades, inversionistas cuyo horizonte de inversión sea de largo plazo, e inversionistas cuyo horizonte de inversión sea de mediano o corto plazo.

(2) Se buscará fomentar un mercado secundario estable y líquido.

En todo caso, la adjudicación discrecional a los Inversionistas Institucionales implica que, no obstante existir una eventual situación de igualdad en los términos de dos o más Posturas de Demanda, el Emisor podrá adjudicar de forma distinta en los correspondientes Inversionistas Institucionales, incluida la decisión de no adjudicar Acciones Ordinarias a alguno o algunos de ellos.

(D) La Adjudicación de Acciones Ordinarias a los Otros Inversionistas por decisión del Emisor, se sujetará a las siguientes reglas:

(1) Se buscará que se le adjudique una cantidad mínima de cinco mil (5.000) Acciones Ordinarias a cada uno de los Otros Inversionistas que presentaron una Postura Aceptable.

(2) Para el cómputo de la cantidad mínima de Acciones Ordinarias se tendrán en cuenta las Acciones Ordinarias adjudicadas por el ejercicio del derecho de suscripción preferencial.

(3) Si luego de adjudicarse la cantidad mínima de cinco mil (5.000) Acciones Ordinarias para cada uno de los Otros Inversionistas quedare un monto remanente por ser adjudicado, será adjudicado a prorrata, entre los inversionistas de este grupo que aún cuenten con un Posturas Aceptables insatisfechas.

(4) En el evento en el que la cantidad mínima de cinco mil (5.000) Acciones Ordinarias no se logre a razón de que el monto adjudicado para el conjunto de los Otros Inversionistas no sea suficiente, la BVC procederá a reducir la cantidad mínima de acciones a ser adjudicadas por inversionista de este grupo en múltiplos de quinientas (500) acciones (cuatro mil quinientas (4.500), cuatro mil (4.000), tres mil quinientas (3.500), tres mil (3.000), dos mil quinientas (2.500), dos mil (2.000), mil quinientas (1.500) o mil (1.000)). En caso de que la cantidad asignada para este grupo no sea suficiente para asignar mil (1.000) Acciones Ordinarias por inversionista será adjudicada a prorrata. Para el cómputo de la cantidad mínima de Acciones Ordinarias establecida en este numeral, se tendrán en cuenta las Acciones Ordinarias adjudicadas por el ejercicio del derecho de suscripción preferencial. Si existiere un excedente de acciones luego de realizar la asignación del número de Acciones Ordinarias mínimo establecido por el Emisor mencionado en este numeral, se procederá a asignar dicho remanente a prorrata entre los inversionistas que presenten Posturas Aceptables insatisfechas.

(5) La adjudicación de Acciones Ordinarias a personas naturales estará sujeta al Límite Individual de la Ley 1118.

(iv) En todo caso:

(A) Siempre se adjudicará un número entero de Acciones Ordinarias y de ADRs, según corresponda.

(B) A ningún Destinatario se le adjudicará un número de Acciones Ordinarias superior al indicado como Monto de Demanda en su correspondiente Postura de Demanda Aceptable o de la Postura de Demanda Remanente en el Mercado Local;

(C) A ningún Destinatario se le adjudicará un número de ADRs:

(1) Por un monto superior al indicado como el Monto de Demanda de su respectiva Postura de Demanda en el Mercado Internacional;

(2) Por un número de ADRs superior al indicado como su Monto de Demanda en su Postura de Demanda;

(3) Por un número de ADRs que representen Acciones Ordinarias superiores al porcentaje total de la emisión que constituyó su Monto de Demanda. Para efecto del cálculo del porcentaje total:

El numerador estará conformado por el número de ADRs a adjudicar al Destinatario, multiplicado por el número de ADSs que representa cada ADR, y por el número de Acciones Ordinarias que representa cada ADS;

El denominador estará conformado por el número total de Acciones Ordinarias que el Emisor decida adjudicar al Mercado Local en la Capa de Adjudicación Preferencial y en la Capa de Adjudicación General más el resultado del número de Acciones Ordinarias representadas por cada ADS representadas por cada ADR que el Emisor decida adjudicar en el Mercado Internacional en la Capa de Adjudicación General.

(v) A un Destinatario sí se le podrán adjudicar Acciones Ordinarias o ADRs por un monto menor que los de su Monto de Demanda. Ecopetrol no será responsable por los eventuales daños o perjuicios que los Destinatarios de la correspondiente Oferta Simultánea que presentaron Posturas de Demanda, pudieren o hubieren podido llegar a sufrir, como consecuencia de la Adjudicación de Acciones Ordinarias o ADRs por una cantidad, o por una suma de dinero o porcentaje inferior a la del Monto de Demanda de su Postura de Demanda consolidada (según aplique) de conformidad con lo previsto en el presente numeral.

(vi) Los Coordinadores del Libro de Ofertas enviarán información detallada al Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas, describiendo las Posturas de Demanda del Libro de Ofertas y los respectivos Adjudicatarios del Mercado Local según sean determinados discrecionalmente por el Emisor.

(vii) El Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas enviará información detallada al Emisor y al Coordinador Líder Local, describiendo las Posturas de Demanda del Libro de Ofertas y los respectivos Adjudicatarios Inversionistas Institucionales, según sean determinados por el Coordinador del Libro de Ofertas conforme a las reglas anteriores.

(c) Reglas comunes

(i) El Límite Individual de la Ley 1118 se calculará así:

(A) Para el caso de las Acciones Ordinarias que le hayan sido adjudicadas en la Primera Ronda: el resultado de (a) el número de Acciones Ordinarias adquiridas en la Primera Ronda multiplicado por $1.400 (precio por acción en la Primera Ronda), se dividirá por entre (b) $433.700 (el valor del S.M.L.M.V aplicable en la fecha de adjudicación de la Primera Ronda);

(B) Para el caso de las Acciones Ordinarias que le hayan sido adjudicadas en la Segunda Ronda: el resultado de (a) el número de Acciones Ordinarias adquiridas en la Segunda Ronda multiplicado por $3.700 (precio por acción en la Segunda Ronda), se dividirá por entre (b) $535.500 (el valor del S.M.L.M.V aplicable en la fecha de adjudicación de la Segunda Ronda);

(C) Para el caso de las Acciones Ordinarias que hayan sido adjudicadas a través de una Oferta Simultánea ejecutada bajo el Programa (si la hubiere): el resultado de (a) el número de Acciones Ordinarias que se le hayan adjudicado multiplicado por el Precio de Corte del Libro de la correspondiente Oferta Simultánea, se dividirá por entre (b) el valor del S.M.L.M.V en la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas de la correspondiente Oferta Simultánea; y

(D) Para el caso de las Acciones Ordinarias que se pretenda adjudicar en una Oferta Simultánea en proceso de Adjudicación, el resultado de (1) el número de Acciones Ordinarias que se adjudicarían a la persona natural de no ser por los Límites de la Ley 1118 multiplicado por el Precio de Corte del Libro de la correspondiente Oferta Simultánea, se dividirá por entre (2) el valor del S.M.L.M.V en la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas de la correspondiente Oferta Simultánea.

Si la suma de las operaciones indicadas en los literales (A), (B), (C) y (D) fuere superior a 5.000 S.M.L.M.V, el número de Acciones Ordinarias a adjudicarle a dicha persona natural en la correspondiente Oferta Simultánea, descrito en el literal (D), se reducirá de tal forma que la suma de los resultados de las operaciones de los literales (A), (B), (C) y (D) no se supere la suma de 5.000 S.M.L.M.V.

Cada persona natural velará por el cumplimiento del Límite Individual que le aplique, sin que lo anterior limite la aplicación de los procedimientos aquí previstos y la facultad del Emisor y la BVC de no adjudicar las Acciones Ordinarias que puedan determinar excedería dicho límite.

(ii) Para el cálculo del Límite Colectivo de la Ley 1118 se debe tener en cuenta que las Acciones Ordinarias que hayan sido adjudicadas con ocasión de la Primera Ronda de la Ley 1118 y la Segunda Ronda de la Ley 1118, en conjunto con las que les sean adjudicadas con ocasión de la Tercera Ronda de la Ley 1118 no excedan de 15% de las Acciones Ordinarias de Ecopetrol después de la emisión correspondiente. Según la información registrada en las bases de datos puestas a disposición de Ecopetrol por parte de Deceval sobre las adjudicaciones realizadas a este tipo de inversionistas (fondos de pensiones y cesantías, fondos mutuos de inversión y patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol) en la Primera Ronda del Programa de la Ley 1118 y en la Segunda Ronda del Programa de la Ley 1118, aún si el Cupo Global del Programa le fuere adjudicado en su totalidad a este grupo de inversionistas, no se alcanzaría el Límite Colectivo.

(iii) Deceval se encargará de la Anotación en Cuenta de las Acciones Ordinarias adjudicadas en la correspondiente Oferta Simultánea según las instrucciones que imparta la BVC, previa indicación del Emisor, incluidas las Acciones Ordinarias adjudicadas al Banco Depositario por conducto del Custodio del Programa de ADRs. En el evento en que no sea posible realizar la Anotación en Cuenta se resolverá la operación derivada de la adjudicación respectiva, dentro de los tres (3) Días Hábiles siguientes a la Fecha de Adjudicación.

(iv) El Operador de la Sección Local del Libro de Ofertas será el responsable del proceso de compensación y liquidación de las Acciones Ordinarias adjudicadas en el Mercado Local.

(v) El registro, compensación y liquidación de los ADRs adjudicados en el Mercado Internacional se realizará de acuerdo con las prácticas internacionales. Los Límites de la Ley 1118 no aplican a la adquisición de ADRs ya que los ADRs constituyen valores distintos de las Acciones Ordinarias y que las Acciones Ordinarias se anotan en cuenta al

Custodio del Programa y el Banco Depositario, ninguno de los cuales se encuentra sujeto a los Límites de la Ley 1118.

8. Mercado secundario y metodología de valoración

Las Acciones Ordinarias del Emisor están inscritas en el RNVE y en la BVC y por lo tanto son valores libremente negociables a través de los sistemas transaccionales de la BVC.

La metodología de valoración para las Acciones Ordinarias en el Mercado Secundario es aquella establecida de acuerdo con lo dispuesto por la SFC y los proveedores de precios para valoración.

Los ADRs circulan en la NYSE.

9. Forma y término para el pago de las Acciones Ordinarias en el Mercado Local y de los ADRs en el Mercado Internacional

El pago de las Acciones Ordinarias adjudicadas en el Mercado Local será estrictamente en un solo contado en Pesos colombianos, dentro de los dos Días Hábiles siguientes a la Fecha de Adjudicación, de acuerdo con lo previsto para la compensación y liquidación de operaciones de contado a través de los sistemas de la BVC.

Los Adjudicatarios de Acciones Ordinarias que no sean residentes colombianos que adquieran Acciones Ordinarias en el Mercado Local deberán cumplir con la regulación y los procedimientos cambiarios aplicables para realizar el pago de las Acciones Ordinarias.

El precio de los ADRs adjudicados en el Mercado Internacional serán pagados en Dólares, en dinero efectivo y en un solo contado, en los términos que determinen los Colocadores Internacionales y Ecopetrol de acuerdo con las normas y prácticas del Mercado Internacional y que se estipulen en el respectivo Prospecto de Información Internacional.

Los Destinatarios del Mercado Internacional que adquieran Acciones Ordinarias directamente en el Mercado Local deberán cumplir con la regulación y los procedimientos cambiarios aplicables para realizar el pago de las Acciones Ordinarias.

Las operaciones en el Mercado Local son de cumplimiento bursátil. Mientras el Agente Colocador correspondiente no realice el pago oportuno, no habrá derecho a que se realice la Anotación en Cuenta y podrá dar lugar a la resolución de la correspondiente operación.

10. Procedimientos cambiarios aplicables a los ADRs

La ley colombiana clasifica como inversión extranjera de portafolio la adquisición de ADRs por parte de inversionistas extranjeros. Los inversionistas de capitales del exterior de portafolio deben nombrar un Apoderado en Colombia, de acuerdo con los términos previstos en la legislación colombiana. Toda inversión de capitales del exterior de portafolio se debe hacer por medio de un administrador, quien para los efectos legales actúa como Apoderado. Solamente pueden ser Apoderados de la inversión de capitales exterior de portafolio las Sociedades Comisionistas de Bolsa, las sociedades fiduciarias o las sociedades administradoras de inversión, sometidas a la inspección y vigilancia de la Superintendencia Financiera Colombia. Los Apoderados de inversionistas de capitales de portafolio deberán cumplir con las siguientes obligaciones, sin perjuicio de las demás que deba cumplir de conformidad con las normas que los rigen: (a) tributarias, (b) cambiarias, (c) las de información que deba suministrar a las autoridades cambiarias o de inspección, vigilancia y control y (d) las demás que señale la autoridad de inspección, vigilancia y control en ejercicio de sus facultades.

La adquisición de ADRs por parte de inversionistas extranjeros se debe reportar al Banco de la República como una inversión extranjera de portafolio. El registro se efectuará a nombre del programa de certificados de depósitos negociables representativos de valores al momento del reintegro de las divisas a través del mercado cambiario, con el suministro por parte del Apoderado de la información de los datos mínimos para las operaciones de cambio por inversiones internacionales (declaración de cambio), que constituyen la declaración de registro, de conformidad con la ley. Para el efecto, se deberán utilizar los numerales cambiarios que correspondan, según la descripción contenida en el Anexo 3 de la Circular Reglamentaria Externa DCIP-83 del Banco de la República.

La adquisición de ADRs por parte de residentes colombianos constituye inversión colombiana financiera y en activos en el exterior. Los residentes deberán canalizar a través del mercado cambiario las inversiones financieras y en activos en el exterior consistentes en la adquisición de ADRs, salvo cuando esta inversión se efectúe en el exterior con divisas que no deban canalizarse a través de dicho mercado, de acuerdo con lo previsto en el artículo 82 de la misma Resolución 1 de 2018 del Banco de la República. Las inversiones financieras y en activos en el exterior sin canalización de divisas pueden provenir de la reinversión o capitalización de sumas originadas en inversiones de capital colombiano en el exterior o en inversión financiera y en activos en el exterior.

En caso de que los fondos para tal inversión se canalicen a través del mercado cambiario, la inversión deberá registrarse por el inversionista nacional o su apoderado mediante la información de los datos mínimos de las operaciones de cambio por inversiones internacionales (declaración de cambio), bajo los numerales correspondientes.

La negociación secundaria entre residentes de inversiones financieras y en activos en el exterior podrá efectuarse en moneda legal colombiana o en moneda extranjera, según lo acuerden las partes. Será responsabilidad del inversionista residente, de la Sociedad Comisionista de Bolsa, tenga o no la calidad de IMC, del agente autorizado para el pago o del depósito centralizado de valores, según corresponda, conservar la información y documentos que acrediten el monto, características y demás condiciones de la inversión, así como de los movimientos que ésta haya tenido. Tal información deberá mantenerse a disposición de las autoridades encargadas del control y vigilancia del régimen cambiario, por un período igual al de caducidad de la acción sancionatoria por infracciones al régimen cambiario.

11. Vacíos y dudas que se presenten

Los vacíos y dudas que se presenten con ocasión del presente Prospecto de Información, que no queden resueltas en el respectivo Reglamento del Programa de Emisión y Colocación, serán resueltos a través de la Gerencia Corporativa de Mercado de Capitales, quien de ser necesario consultará con el Presidente o el Vicepresidente de Finanzas de Ecopetrol según autorizaciones otorgadas a través del Reglamento.

12. Información adicional sobre las Acciones Ordinarias y los ADRs

Los gravámenes, embargos, demandas civiles y otros eventos de tipo legal relativos a las Acciones Ordinarias en el Mercado Local, y los ADRs en el Mercado Internacional, se perfeccionarán de acuerdo con lo dispuesto en las disposiciones legales aplicables a cada uno de dichos valores.

Las Acciones Ordinarias son indivisibles y, en consecuencia, cuando por cualquier causa legal o convencional una Acción Ordinaria pertenezca a varias personas, éstas deberán designar un representante común y único que ejerza los derechos correspondientes a la calidad de tenedor legítimo de la Acción Ordinaria. En el evento de no ser realizada y comunicada tal designación al Deceval, ésta podrá aceptar como representante, para todos los efectos, a cualquiera de los titulares de la Acción Ordinaria que exhiba el correspondiente certificado.

13. Mecanismos para la prevención y control del lavado de activos y financiación del terrorismo

Toda vez que la Oferta Simultánea es colocada a través de entidades vigiladas tanto en el Mercado Local como en el Mercado Internacional, el conocimiento de los inversionistas para efectos de la prevención y el control del lavado de activos y de la financiación del terrorismo corresponderá a cada una de dichas entidades.

Los Destinatarios que se encuentren interesados en adquirir las Acciones Ordinarias objeto de la Oferta Simultánea deberán vincularse como clientes del Agente Colocador a través del cual presente su Postura de Demanda. Para el proceso de vinculación deberán diligenciar y entregar la información de vinculación requerida por cada Agente Colocador.

14. Apostilla y autenticación de documentos

Cuando se trate de documentos públicos emanados o provenientes del exterior, y siempre que hubieren sido emitidos en territorios o jurisdicciones que hagan parte de la Convención de la Haya de 1961 sobre legalización de documentos extranjeros mediante el proceso de "apostilla", dicha autenticación mediante apostilla será aceptable, tal y como se desprende de lo establecido en la Ley 455 de 1998 por medio de la cual se incorporó a la legislación colombiana dicha convención.

Si los documentos no tienen la condición de documentos públicos, o han sido emitidos en territorio o jurisdicción que no hace parte de la Convención de la Haya de 1961, se requerirá autenticación, legalización y consularización por parte del Cónsul de Colombia en la jurisdicción competente o, a falta de dicho Cónsul, por parte de una nación amiga, tal como se establece en las normas de procedimiento aplicables.

15. Declaraciones de los Destinatarios que presenten Posturas de Demanda

Con la presentación de su respectivo formulario de Postura de Demanda, cada Destinatario que presente una Postura de Demanda respecto de la Oferta Simultánea, o su representante en su nombre, declara al Emisor que:

(a) La información suministrada es veraz y corresponde a la realidad, puede ser verificada en cualquier medio, y que autoriza la inclusión y consulta de bases de datos que para el efecto se constituyan o existan. Igualmente, autoriza a transferir la información personal que se posea de él en cada Agente Colocador, al Depositante Directo, a la BVC, a Deceval, los Coordinadores del Libro de Ofertas y el Coordinador Líder Local.

(b) Conoce y acepta los términos y condiciones establecidos en el Aviso de Apertura del Libro de Ofertas correspondiente, en el Prospecto de Constitución del Programa y en el instructivo operativo que emita la BVC y se obliga a cumplir con los términos allí establecidos.

(c) Conoce y acepta el Prospecto de Constitución del Programa y sus adendas las cuales ha sido puestas a su disposición por parte del Emisor, los ha estudiado y acepta que es su responsabilidad hacer todas las investigaciones y averiguaciones que considere necesarias para evaluar la suscripción de las Acciones Ordinarias y, en consecuencia, ha tomado la decisión de suscribir las Acciones Ordinarias de manera autónoma y con pleno conocimiento de causa.

(d) Conoce y acepta el mecanismo de pago de las Acciones Ordinarias, descritas en este Prospecto y en el Reglamento.

(e) Reconoce que el número de Acciones Ordinarias que se podrán adjudicar puede, pero no necesariamente será, inferior al número de acciones demandadas. Si ello ocurre, el Destinatario acepta que no tendrá derecho de reclamación alguna contra la Nación o Ecopetrol por tal concepto.

(f) La fuente de los recursos destinada al pago de las Acciones Ordinarias es lícita.

(g) Conoce y acepta que la inversión en las Acciones Ordinarias implica el cumplimiento de las reglas propias que regulan el Mercado Local, que incluyen la necesidad de designar y contratar un Depositante Directo para las Acciones Ordinarias que se lean adjudicadas, así como un Comisionista de Bolsa para cualquier transacción sobre las Acciones Ordinarias. En consecuencia, conoce y acepta que será el único responsable por el pago de todos los costos y gastos que cobren las entidades que prestan dichos servicios.

(h) Que ninguna persona natural podrá adquirir Acciones Ordinarias a través de la correspondiente Oferta Simultánea, sumadas a las adquiridas en las Rondas, que superen 5.000 S.M.L.M.V vigentes, el cual se calcula en la forma prevista en la Sección 7.5(c)(i) del Capítulo Ii de la Primera Parte de este Prospecto.

16. Régimen Jurídico

El Programa se realizará con fundamento en la Ley 1118, y en desarrollo de las normas sobre emisión y oferta de acciones contenidas en la Ley 964 de 2005, el Decreto 2555, así como lo establecido en este Reglamento y cualquier otra norma del derecho colombiano que le sea aplicable. Estas normas se presumirán conocidas por todos los interesados y la presentación de una Postura de Demanda constituye el reconocimiento del régimen jurídico aplicable, así como de su obligatoriedad.

Cualquier conflicto relacionado con los Documentos Relevantes de la Emisión, la oferta de Acciones Ordinarias en el Mercado Local como parte de una Oferta Simultánea, las Adjudicaciones en el Mercado Local y cualesquiera otros aspectos relacionados con el desarrollo y ejecución del Programa en el Mercado Local, se someterá exclusivamente a la jurisdicción de los jueces de la República de Colombia.

[EL RESTO DE LA PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO]

SEGUNDA PARTE - INFORMACIÓN DEL EMISOR

CAPÍTULO I - INFORMACIÓN GENERAL DE ECOPETROL S.A.

1. Razón social, situación legal, duración y causales de disolución

1.1 Razón Social

El Emisor se denomina ECOPETROL S.A.

El Emisor es una entidad descentralizada del orden nacional, creada por autorización de la Ley 165 de 1948, mediante Decreto 0030 de 1951, identificada con el NIT 899.999.068-1, organizada como Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial con base en lo establecido en el Artículo 1° de la Ley 1118, vinculada al MME, y cuyos estatutos sociales están contenidos de manera integral en la Escritura Pública 10.976 del 21 de mayo de 2021, otorgada en la Notaría Vigésimo Novena del Círculo Notarial de Bogotá D.C., debidamente registrada en la Cámara de Comercio de Bogotá (los "Estatutos Sociales").

1.2 Reformas Estatutarias

La escritura de constitución del Emisor ha sido reformada en reiteradas ocasiones, siendo la última mediante escritura pública No. 10.976 de fecha 21 de mayo de 2021 y registrada en la Cámara de Comercio de Bogotá el 28 de mayo de 2021, de acuerdo con la siguiente información:

Escritura No.	Fecha del Acto	Inscripción en la Cámara de Comercio	Objeto de la Reforma
2931	7 de julio de 2003	Registro No. 00889380 del 18 de julio de 2003	La empresa colombiana de Petróleos Ecopetrol, empresa industrial y comercial del Estado del orden Nacional, se escinde modificando su estructura orgánica creando Ecopetrol S.A. una sociedad pública por acciones, vinculada al MME.
5310	19 de noviembre de 2003	Registro No. 00908564 del 28 de noviembre de 2003	Se reforman los siguientes artículos de los Estatutos Sociales: Artículo 1°- Naturaleza Jurídica. Artículo 2°- Domicilio. Artículo 4° - Objeto Social. Artículo 5° - Celebración de actos y contratos. Artículo 6° - Capital de la Sociedad. Artículo 13° - Derechos de los accionistas Artículo 18° - Funciones de la Asamblea General de Accionistas. Artículo 23° - Junta Directiva. Artículo 24° - Reuniones. Artículo 25° - Funciones. Artículo 29° - Presidente. Artículo 30° - Funciones del Presidente. Artículo 31° - Revisor Fiscal. Artículo 33° - Inhabilidades para el cargo de Revisor Fiscal. Artículo 37° - Dividendos.

			Artículo 45° - Incompatibilidades e inhabilidades. Artículo 46 - Conflicto de interés. Adición del Artículo 50° - Normatividad interna.
2407	8 de junio de 2004	Registro No. 00940567 del 25 de junio de 2004	Adicción a los Estatutos Sociales del Artículo 51° - Régimen de Personal.
4832	31 de octubre de 2005	Registro No. 01035249 del 27 de enero de 2006	Se reforman los siguientes artículos de los Estatutos Sociales: Artículo 1° - Naturaleza Jurídica. Artículo 5° - Celebración de actos y contratos. Artículo 13° - Derechos de los accionistas- Artículo 39° - Distribución de utilidades. Artículo 18° - Funciones de la Asamblea General de Accionistas. Artículo 19° - Reuniones. Artículo 24° - Perfiles de los miembros de Junta Directiva. Artículo 25° - Reuniones Junta Directiva. Artículo 26° - Funciones Junta Directiva. Artículo 27° - Comités de Junta Directiva. Artículo 32° - Informe del Presidente sobre la Junta Directiva. Artículo 31° - Remuneración Presidente de Ecopetrol. Artículo 33° - Revisor Fiscal. Artículo 35° - Inhabilidades para el cargo de Revisor Fiscal.
4302	26 septiembre de 2006	Registro No. 01082039 del 29 de septiembre de 2006	Se modifica el Artículo 4° - Objeto Social de los Estatutos Sociales.
5139	16 de noviembre de 2006	Registro No. 01093315 del 30 de noviembre de 2006	Se reforman los siguientes artículos de los Estatutos Sociales: Artículo 31° - Funciones del Presidente. Artículo 47° - Incompatibilidades e Inhabilidades.
1525	27 de abril de 2007	Registro No. 01128652 del 7 de mayo de 2007	Se reforman los siguientes artículos de los Estatutos Sociales: Artículo 6° - Capital. Artículo 18° - Funciones de la Asamblea General de Accionistas. Artículo 23° - Junta Directiva.
2046	30 de mayo de 2007	Registro No. 01136783 del 7 de junio de 2007	Se modifica Artículo 6° - Capital de los Estatutos Sociales.

2609	9 de julio de 2007	Registro No. 01144918 del 16 de julio de 2007	Se reforman los siguientes artículos de los Estatutos Sociales: Artículo 4° - Objeto social. Artículo 6° - Capital de la Sociedad. Artículo 8° - Emisión de acciones. Artículo 13° - Derechos de los accionistas. Artículo 18° - Funciones de la Asamblea General de Accionistas. Artículo 19° - Reuniones ordinarias. Artículo 20° - Reuniones extraordinarias. Artículo 23° - Junta Directiva. Artículo 24° - Perfiles de los miembros de la Junta Directiva. Artículo 25° - Reuniones. Artículo 26° - Funciones. Artículo 27° - Comités de Junta Directiva. Artículo 31° - Presidente. Artículo 31° - Funciones del Presidente. Artículo 33° - Revisor Fiscal. Artículo 34° - Funciones del Revisor Fiscal. Artículo 35° - Inhabilidades para el cargo de Revisor Fiscal. Artículo 47° - Incompatibilidades e inhabilidades. Artículo 48° - Conflicto de interés.
2902	25 de julio de 2007	Registro No. 01147541 del 27 de julio de 2007	Se modifica el Artículo 6° - Capital de los Estatutos Sociales.
5314	14 de diciembre de 2007	Registro No. 01179835 del 24 de diciembre de 2007	Reforma integral de los Estatutos Sociales previa a la Adjudicación de las acciones autorizadas por la Ley 1118 en condición de Sociedad de Economía Mixta y a las normas que regulan el Mercado Local.
560	23 de mayo de 2011	Registro No. 014922292 del 30 de junio de 2011	Se reforman los siguientes artículos de los Estatutos Sociales: Artículo 4° - Objeto Social. Artículo 26° - Funciones de Junta Directiva. Artículo 27° - Comités de Junta Directiva. Artículo 35° - Inhabilidades para el cargo de Revisor Fiscal. Artículo 52° - Disposición Transitoria.
666	7 de mayo de 2013	Registro No. 01731747 del 20 de mayo de 2013	Se reforman los siguientes artículos de los Estatutos Sociales: Artículo 18° - Funciones de la Asamblea General de Accionistas. Artículo 26° - Funciones de la Junta Directiva.

1049	19 de mayo de 2015	Registro No. 02002904 del 15 de julio de 2015	Se reforman los siguientes artículos de los Estatutos Sociales: Artículo 6° - Capital de la Sociedad. Artículo 19° - Reuniones Ordinarias. Artículo 20° - Reuniones Extraordinarias. Artículo 23° - Junta Directiva. Artículo 27° - Comités de Junta Directiva. Artículo 52° - Obligación de cumplir con las prácticas de Gobierno Corporativo voluntariamente adoptadas.
685	2 de mayo de 2018	Registro No. 02342762 del 24 de mayo de 2018	Se reforman los siguientes artículos de los Estatutos Sociales: Artículo 1° - Naturaleza jurídica. Artículo 2° - Domicilio. Artículo 3° - Duración. Artículo 4° - Objeto Social. Artículo 6° - Capital de la Sociedad. Artículo 7° - Patrimonio. Artículo 8° - Emisión de acciones. Artículo 9° - Libro de registro de acciones. Artículo 10° - Títulos o Certificados. Art. 11° - Acciones embargadas o en litigio. Artículo 12° - Acciones gravadas Artículo 13° - Derechos de los accionistas. Artículo 16° -Órganos sociales. Artículo 17° - Composición de la Asamblea General de Accionistas. Artículo 18° - Funciones de la Asamblea General de Accionistas. Artículo 19° - Reuniones ordinarias. Artículo 20° - Reuniones extraordinarias. Artículo 21° - Reuniones universales. Artículo 23° - Junta Directiva. Artículo 24° - Perfiles de los miembros de la Junta Directiva. Artículo 25° - Reuniones. Artículo 26° - Funciones. Artículo 27° - Comités de la Junta Directiva. Artículo 28° - Actas. Artículo 29° - Reuniones no presenciales de la Asamblea General de Accionistas y de la Junta Directiva. Artículo 31° - Presidente. Artículo 32° - Funciones del Presidente. Artículo 33° - Revisor Fiscal. Artículo 34° - Funciones del Revisor Fiscal. Artículo 35° - Inhabilidades para el cargo de Revisor Fiscal. Artículo 37° -Apropiaciones.

			Artículo 38° - Utilidades. Artículo 39° - Dividendos. Artículo 40° - Pérdidas. Artículo 41° - Disolución. Artículo. 43° - Liquidador. Artículo. 44° - Facultades del liquidador. Artículo. 45° -Poderes de la Asamblea General de Accionistas. Artículo 47° - Incompatibilidades e inhabilidades. Artículo 48° - Conflicto de interés. Artículo 49° - Manejo de la información. Artículo 50° - Régimen jurídico aplicable al Emisor. Artículo 51° - Régimen laboral. Artículo 52° - Gobierno corporativo.
888	28 de mayo de 2019	Registro No. 02474398 del 7 de junio de 2019	Se reforman los siguientes artículos de los Estatutos Sociales: Artículo 13° - Órganos sociales Artículo 15° - Funciones de la Asamblea General de Accionistas. Artículo 20° - Junta Directiva. Artículo 23° - Funciones. Artículo 26° - Reuniones no presenciales de la Asamblea General de Accionistas y de la Junta Directiva. Artículo 31° - Funciones del Presidente. Artículo 32° - Representación Legal de la Sociedad. Artículo 47° - Deberes y responsabilidades de los administradores. Artículo 48°- Incompatibilidades e inhabilidades.
6527	8 de junio de 2020	Registro No. 02576638 del 13 de junio de 2020	Se reforman los siguientes artículos de los Estatutos Sociales: Artículo 20° - Junta Directiva. Artículo 21° - Perfiles de los miembros de la Junta Directiva. Artículo 23° - Funciones. Artículo 30° - Presidente. Artículo 46° - Transparencia.
10.976	21 de mayo de 2021	Registro No. 02710585 del 28 de mayo de 2021.	Se reforman los siguientes artículos de los Estatutos Sociales: Artículo 10° - Derechos de los Accionistas. Artículo 16° - Reuniones Ordinarias. Artículo 17° - Reuniones Extraordinarias. Artículo 20° - Junta Directiva. Artículo 21° - Perfiles de los Miembros de la Junta Directiva.

			Artículo 23° - Funciones (Junta Directiva). Artículo 26° - Reuniones no presenciales de la Asamblea General de Accionistas o de la Junta Directiva. Artículo 27° - Mecanismo para la toma de decisiones. Artículo 28° - Actas. Artículo 31° - Funciones del Presidente. Artículo 32° - Representación Legal de la Sociedad. Artículo 35° - Inhabilidades para el cargo de Revisor Fiscal. Artículo 46° - Transparencia. Artículo 48° - Deber de Reserva. Artículo 49° - Inhabilidades e Incompatibilidades.

Los Estatutos Sociales del Emisor pueden ser consultados en el domicilio principal del Emisor ubicado en la Carrera. 13 No. 36 - 24 de Bogotá D.C. y/o en la página web: www.ecopetrol.com.co.

1.3 Situación Legal y Duración

El Emisor no se encuentra incurso en causal de disolución y su duración es hasta el 7 de julio de 2103. Lo anterior de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3° de los Estatutos Sociales.

1.4 Causales de Disolución

De conformidad con el artículo 41 de los Estatutos Sociales, y de conformidad con lo previsto en el artículo 85 de la Ley 489 de 1998 y en el artículo 19.12 de la Ley 142 de 1994, el Emisor únicamente se disolverá por la ocurrencia de las causales previstas en el artículo 457 del Código de Comercio.

1.5 Fecha de Constitución

Ecopetrol fue constituida el 25 de agosto de 1951, por autorización de la Ley 165 de 1948 y mediante Decreto 0030 de 1951, como consecuencia de la reversión de la concesión De Mares al Estado Colombiano.

1.6 Modificaciones recientes al Código de Buen Gobierno

La última y más reciente modificación al Código de Buen Gobierno fue aprobada el 21 de septiembre de 2018 por la Junta Directiva, de conformidad con la facultad prevista en los Estatutos Sociales de Ecopetrol.

Acta de Junta Directiva No.	Fecha de aprobación de la Reforma	Objeto de la Reforma
282	21 de septiembre de 2018	Se reformaron los siguientes títulos y capítulos del Código de Buen Gobierno: 1 Presentación 2 Marco de Actuación 3 Contenido del Código de Buen Gobierno Capítulo 1: Derechos y Trato Equitativo a los Accionistas

		Capítulo 2: Asamblea General de Accionistas Capítulo 3: Junta Directiva Capítulo 4: Ejecutivo Principal y Otros Directivos Capítulo 5: Responsabilidad Corporativa Capítulo 6: Transparencia, Fluidez e Integridad de la Comunicación y la Información Capítulo 7: Control Capítulo 8: Conflictos de Interés Capítulo 9: Negociación de Valores

1.7 Inspección, vigilancia y control

La ejecución de las actividades que hacen parte del objeto social del Emisor es regulada y sometida a la inspección, vigilancia y control de entidades dentro de las que se destacan las siguientes:

(a) El Emisor se encuentra sometido a la vigilancia y control de:

(i) La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios por llevar a cabo la comercialización de gas combustible como una actividad complementaria del servicio de distribución del mismo y la autogeneración de energía, actividades que se encuentran sometidas al régimen de los servicios públicos domiciliarios.

(ii) La Superintendencia de Industria y Comercio en temas de derecho de la competencia y protección general de los mercados y protección de datos personales.

(b) El Emisor se encuentra sujeto a la supervisión de:

(i) La SFC, cuya función de control se orientará a verificar que el Emisor ajuste sus operaciones a las normas que regulan el mercado de valores y a velar por la oportunidad y suficiencia de la información que el Emisor debe suministrar al mercado de valores, para lo cual la SFC podrá imponer las sanciones a que hubiere lugar;

(ii) La SEC, al ser Ecopetrol un emisor de valores registrados ante la SEC y en la NYSE, por lo que está sujeto a la supervisión, reglas y regulaciones de la SEC, incluyendo, sin perjuicio, las reglas de divulgación de información material;

(iii) La Superintendencia de Sociedades, al ser una sociedad mercantil, a través del ejercicio de la competencia residual de aquella entidad;

(iv) La Superintendencia Nacional de Salud toda vez que el Emisor otorga beneficios de salud a sus empleados y sus familias; y

(v) La Superintendencia de Puertos y Transporte en temas relacionados con contratos de concesión de puertos, en los que el Emisor actúa como contratista.

1.8 Regulación especial del Emisor

(a) Regulación de las actividades de exploración y producción

(i) Empresarial

De conformidad con la constitución colombiana, la Nación es propietaria exclusiva de minerales y recursos no renovables ubicados en el subsuelo y tiene plena autoridad para determinar los derechos a tener, y regalías o compensaciones que deben pagar los inversionistas por, la exploración o producción de cualquier reserva de hidrocarburos. El MME y la ANH son las autoridades encargadas de regular todas las actividades relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos en Colombia.

El Decreto Ley 1056 de 1953 (Código petrolero, o Código de Petróleos) establece que la industria de hidrocarburos y sus actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y distribución son de interés público, lo que significa que, en interés de la industria de hidrocarburos, el Gobierno Nacional puede ordenar, por ejemplo, las expropiaciones necesarias para desarrollar dicha industria.

La Resolución 181495 del MME de 2009, modificada por la Resolución 40048 de 2015, establece una serie de regulaciones relativas a la exploración y producción de hidrocarburos.

La Resolución 180742 del MME de 2012, parcialmente derogada por la Resolución 90341 de 2014, incluye una serie de regulaciones técnicas para los recursos no convencionales de hidrocarburos, incluidos los procedimientos para avanzar en la exploración y explotación de reservas no convencionales. También establece los tipos de pozos y su clasificación, así como el cumplimiento de las condiciones mínimas (de perforación y abandono) necesarias para iniciar o realizar actividades de E&P. Además, contempla el procedimiento aplicable para resolver las disputas entre el sector minero y el sector del petróleo y el gas, en relación con la coexistencia de sus derechos en algunos proyectos específicos.

El Decreto 3004 de 2013, emitido por el MME, establece directrices sobre la futura regulación relacionada con la exploración y explotación de recursos no convencionales de hidrocarburos en Colombia. En virtud del Decreto 3004, un campo no convencional se define como una formación rocosa con baja permeabilidad primaria que requiere estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recuperación de hidrocarburos. Este documento contiene una serie de directrices relativas a la regulación de los recursos no convencionales de hidrocarburos, incluyendo una definición de yacimientos no convencionales y el término en que el MME tiene que emitir la regulación técnica específica sobre la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales y los procedimientos que los actores interesados deben seguir para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en Colombia. La Resolución 90341 se publicó el 27 de marzo de 2014 en desarrollo del mandato del Decreto 3004 por el que se establecen las condiciones técnicas, requisitos y procedimientos para la exploración y explotación de campos no convencionales. La Resolución 90341 de 2014 está actualmente suspendida por orden del Consejo de Estado, como medida cautelar en el análisis de una acción legal presentada por la Universidad del Norte. Esta medida cautelar abarca tanto el Decreto 3004, de 26 de diciembre de 2013, como la Resolución N° 90341, de 27 de marzo de 2014, relativos a ámbitos no convencionales.

El 26 de mayo de 2015, el Decreto 1073 recopiló la mayoría de los decretos colombianos vigentes sobre el sector administrativo de las minas y la energía.

El Decreto Ley 4137 de 2011 modificó el carácter jurídico de la ANH que regula lo que corresponde a la administración integral de las reservas y recursos de hidrocarburos propiedad de la República de Colombia. De conformidad con este decreto, es responsabilidad del Consejo de Administración de la ANH definir los criterios de administración y asignación de las áreas; aprobar contratos tipo para su exploración y explotación, estableciendo al mismo tiempo las reglas y criterios para su gestión y seguimiento de la contribución al desarrollo económico y social del país a través de la promoción y uso sostenible de reservas y recursos.

El Acuerdo 004 de 2012 emitido por la ANH, modifica el Acuerdo 008 de 2004 y establece las normas que rigen la adjudicación de áreas de exploración y producción y la ejecución de contratos.

El Acuerdo 003 de 2014 emitido por la ANH, complementa el Acuerdo 004 de 2012 estableciendo el marco contractual para la realización de actividades en reservorios no convencionales, las reglamentaciones de contratación para la exploración y explotación de campos no convencionales y el proceso de contratación para la adjudicación de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos.

El Acuerdo 002 de 2015 emitido por la ANH, modifica parcialmente el Acuerdo 004 de 2012 y establece las normas y medidas iniciales que el Gobierno Nacional puede adoptar para mitigar los efectos adversos de la disminución de los precios internacionales del petróleo. Las principales medidas establecidas por este acuerdo son las siguientes:

(A) La ampliación de los términos y plazos para la ejecución de actividades relacionadas con las inversiones en fases de exploración y evaluación y para la declaración de descubrimientos comerciales;

(B) El establecimiento de procedimientos para transferir inversiones en programas de exploración entre áreas asignadas; y

(C) La nivelación de las condiciones contractuales de los contratos offshore suscritos antes de 2014 a los incluidos en los contratos ejecutados como resultado de la Ronda Colombiana 2014.

El Acuerdo 003 de 2015, emitido por la ANH modifica parcialmente el Acuerdo 004 de 2012, y establece ciertas normas y medidas que el Gobierno Nacional puede tomar para mitigar los efectos adversos de la disminución de los precios internacionales del petróleo. Este acuerdo permite reducir las garantías de rendimiento exigidas en virtud de los contratos de E&P en la misma cantidad que las obras efectivamente realizadas durante la duración de la fase respectiva.

El Acuerdo 004 de 2015, emitido por la ANH modifica parcialmente el Acuerdo 004 de 2012, y establece ciertas normas y medidas para que el Gobierno Nacional mitigue los efectos adversos de la caída de los precios internacionales del petróleo. Este acuerdo permite a los contratistas atribuir actividades adicionales llevadas a cabo en virtud de un contrato de evaluación técnica (TEA) a compromisos en el marco de la primera fase de un contrato de exploración y producción (E&P).

El Acuerdo 002 de 2017, emitido por la ANH el 18 de mayo de 2017, sustituye al Acuerdo 004 de 2012, el Acuerdo 003 de 2014 y los Acuerdos 002, 003, 004 y 005 de 2015. Este (i) establece la estructura general del nuevo reglamento para la administración y cesión de

áreas y las directrices generales relativas a futuros contratos de hidrocarburos en Colombia, buscando los intereses de la Nación, las condiciones del mercado, la estrategia nacional del sector de hidrocarburos, el contexto competitivo de los países productores y la evolución social y ambiental de la Nación, (ii) adapta la normativa vigente para la selección de contratistas, y las normas aplicables para la adjudicación, ejecución, terminación, liquidación, seguimiento, control y vigilancia de los contratos firmados con la ANH y (iii) respecto a los yacimientos no convencionales, establece la necesidad de firmar contratos adicionales y un acuerdo adicional para que la industria explote embalses no convencionales en Colombia.

El 8 de noviembre de 2018 el Tribunal Superior de lo Contencioso Administrativo analizó la posible anulación del Decreto 3004 de 2013 y de la Resolución 90341 de 2014 y dictó una orden provisional de suspensión de sus efectos a partir de esa fecha. Sin embargo, dicho Tribunal estableció que, "… si el Gobierno Nacional está interesado en investigar, aclarar y explorar la viabilidad del procedimiento de fracturación hidráulica para la exploración y explotación de hidrocarburos en reservorios no convencionales (YNC), podría avanzar en el PPII para identificar los riesgos de la actividad no convencional".

El 4 de febrero de 2019 la ANH publicó el nuevo modelo de contrato para la exploración y producción en alta mar. El propósito de este nuevo modelo de contrato es fomentar y estimular las inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos offshore, mejorando la competitividad de Colombia para atraer y retener inversiones de grandes y experimentados operadores de gas y petróleo.

El 5 de febrero de 2019, la ANH mediante la implementación del *Acuerdo No. 2* (Acuerdo Nº 2) abrió un PPAA, cuyo objetivo es seleccionar, entre los proponentes previamente calificados en igualdad de condiciones, las ofertas más favorables para asignar las áreas previamente determinadas, demarcadas y clasificadas por la ANH. Varias adendas han modificado el mandato del PPAA, pero, hasta la fecha, el mandato aplicable de dicho proceso de licitación se incluye en la Adición Nº 19, de 4 de noviembre de 2020.

El Acuerdo 02 de 2017 fue modificado parcialmente mediante el acuerdo 03 de 18 de febrero de 2019 para aclarar el momento en que los contratistas pueden retirarse de los contratos firmados con la ANH y también presenta otra alternativa para los interesados en el PPAA cuando pertenecen a grupos empresariales, excepto la emisión de una garantía de empresa matriz.

La Resolución 078 de 2019, emitida por la ANH, aprobó el mandato final y el modelo del contrato *onshore* y *offshore* para el PPAA. De conformidad con este procedimiento, la ANH seleccionará las áreas sobre las que se podrán recibir propuestas en cualquier momento, sin necesidad de iniciar procedimientos específicos de licitación para su asignación. Como resultado, en 2019 la ANH emitió mandatos para el PPAA y llevó a cabo dos ciclos divididos en las siguientes cuatro etapas: (i) la presentación de las propuestas y la selección del proponente inicial, (ii) la presentación de contrapropuestas y la selección de la contrapropuesta más favorable, (iii) el ejercicio del derecho de elección de mejora por parte del proponente inicial y (iv) la asignación de áreas, adjudicaciones de contratos y ejecución de contratos. En 2020 la ANH llevó a cabo un tercer ciclo.

Como resultado del primer ciclo de la PPAA, la ANH adjudicó 11 áreas terrestres y 1 área offshore. Como parte del segundo ciclo, la ANH asignó 14 bloques terrestres. Finalmente, como resultado del tercer ciclo, la ANH adjudicó 4 zonas terrestres.

El Acuerdo 01 de 27 de marzo de 2020 de la ANH regula la transferencia de actividades o inversiones entre instrumentos jurídicos firmados con la ANH para promover la inversión exploratoria en el país y buscar la incorporación de nuevas reservas, derogando los artículos del Acuerdo 02 de 2017.

El Acuerdo 02 de 7 de abril de 2020 de la ANH regula medidas temporales para fortalecer el sector de hidrocarburos debido a los efectos generados por la caída de los precios del petróleo. Esto tiene en cuenta lo regulado por el Decreto 417 de 2020, en el que el Gobierno Nacional declaró el estado de emergencia económica, social y ecológica en todo el territorio nacional, y la declaración por parte de la Organización Mundial de la Salud (OMS) del brote de COVID-19 como pandemia mundial. Entre las medidas legales promulgadas se encontraban: (i) la ampliación de plazos en los contratos firmados con la ANH; (ii) excepciones a los requisitos establecidos en el Acuerdo 01 de 2020 mencionado anteriormente, que considera la situación de los precios internacionales del petróleo; (iii) la posibilidad de asignar recursos de los Programas de Beneficios a las Comunidades "PBC" para fortalecer las medidas aplicadas por el Gobierno Nacional para hacer frente a la crisis; y (iv) reducción de las garantías contractuales, cumpliendo con los requisitos establecidos allí.

El Acuerdo 06 de 11 de septiembre de 2020 de la ANH añadió el Acuerdo 18 de 2004, Acuerdo 04 de 2005, Acuerdo 21 de 2006 y Acuerdo 2 de 2017 para incorporar al reglamento de contratación para la exploración y explotación de hidrocarburos, los elementos contractuales que permiten a las entidades llevar a cabo PPII sobre hidrocarburos en YNC con el uso de la fracturación hidráulica multietapa con la técnica de perforación horizontal.

A través de la Resolución 0613 de 14 de septiembre de 2020, la ANH abrió un proceso competitivo para el desarrollo de proyectos de investigación en embalses no convencionales mediante el uso de la técnica de perforación horizontal

Entre el 14 de septiembre de 2020 y el 25 de noviembre de 2020 se llevó a cabo una primera ronda, asignando una zona al Emisor. Por lo tanto, mediante la Resolución 0802, de 25 de noviembre de 2020, la ANH adjudicó un Contrato Especial de Proyectos de Investigación (CEPI) al Emisor. Este contrato permitirá al Emisor, ejecutar actividades en aras de la investigación, esclarecimiento y exploración de la viabilidad del procedimiento de fracturación hidráulica para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en Colombia. El nombre del contrato es KALÉ y se encuentra en Puerto Wilches (Departamento de Santander). La ANH ha venido desarrollando la segunda ronda de asignación de CEPI, la cual concluyó el pasado 8 de abril, con la adjudicación de un segundo CEPI a la empresa ExxonMobile.

(ii) Regulación temporal para los PPII

El Emisor ha participado activamente en la formulación de la regulación específica para la implementación de PPII. El marco normativo incluye:

(A) Resolución 40185 de 2020 del MME. Reglamento técnico para el desarrollo de PPII.

(B) Resolución 0904 de 2020 del Ministerio del Interior y del MME. Directrices sociales para el desarrollo de PPII.

(C) Resolución 304 de 2020 del Servicio Geológico colombiano. Directrices para el seguimiento de la sismicidad y la inclusión de un semáforo sísmico para el PPII.

(D) Acuerdo 006 de 2020 de la ANH. Reglamento para la selección de contratistas para CEPIs.

El marco regulatorio de los PPII se encuentra contenido principalmente en las siguientes normas: Resolución 40185 de 2020 expedida por el MME, la Resolución 821 de 2021 por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Resolución 904 de 2020 expedida por el Ministerio del Interior. Adicionalmente, en el marco de la regulación vigente, la ANH mediante procesos de selección abrió ha adjudicado dos un proceso de selección para los primeros Contratos Especiales de Proyectos de Investigación ("CEPI") los cuales fueron adjudicados; uno al Emisor adjudicado el 25 de noviembre de 2020 para el CEPI denominado "Kale", y el segundo a Exxonmobil Exploration Colombia Limited adjudicado el 8 de abril de 2021 para el CEPI denominado "Platero".

(iii) Licencias ambientales y consulta previa

La Ley 99 de 1993 y otras normativas medioambientales como el Decreto 1076 de 2015 en particular (decreto de compilación relativo al sector administrativo del medio ambiente y el desarrollo sostenible), imponen a las empresas, incluidas las compañías de petróleo y gas, la obligación de obtener una licencia ambiental antes de emprender cualquier actividad que pueda dar lugar al grave deterioro de los recursos naturales renovables, o que puedan tener la capacidad de modificar materialmente el entorno físico.

La ANLA, creada mediante el Decreto 3573 de 2011 es la autoridad encargada de evaluar las solicitudes y expedir las licencias ambientales para actividades relacionadas con el petróleo y el gas, así como de vigilar y supervisar todos los proyectos de hidrocarburos y supervisar el cumplimiento ambiental de dicha actividad.

Si los proyectos o actividades pudieran tener un impacto directo sobre los territorios o los intereses de las comunidades indígenas, afrocolombianas o raizales, la Constitución colombiana establece que las empresas que desarrollen dichos proyectos o actividades deben llevar a cabo el proceso de consulta previa con esas comunidades antes de iniciar dichos proyectos o actividades. Este proceso de consulta es un requisito previo para obtener las licencias ambientales requeridas.

Además, la Constitución y las leyes colombianas establecen que, como parte de los mecanismos de participación pública, los colombianos pueden solicitar información sobre las actividades del proyecto y sus posibles impactos. También pueden solicitar la realización de una audiencia ambiental para obtener información del proyecto sujeta a licencias ambientales.

El 26 de mayo de 2015, el MADS emitió el Decreto 1076, que compila la mayoría de las regulaciones colombianas vigentes en materia de medio ambiente y desarrollo sostenible.

La licencia ambiental abarca todos los permisos, autorizaciones, concesiones y otros instrumentos de control necesarios para emprender un proyecto o actividad que pueda resultar en el grave deterioro de los recursos naturales renovables, o que tengan la capacidad de modificar materialmente el entorno físico. La licencia definirá condiciones específicas en las que el beneficiario de la licencia podrá realizar dicho proyecto o actividad. El procedimiento para obtener una licencia ambiental comienza cuando la

empresa presenta un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) relacionado con el proyecto ante la ANLA. El proceso de concesión de licencias incluye una solicitud de uso de recursos naturales renovables (agua, suelo y aire), según el Decreto 2106 de 2019. Cuando el proyecto o actividad requiera permisos para el uso de especies forestales prohibidas, estos deben incluirse en el proceso de licencia ambiental. El EIA debe presentarse, así como un plan para prevenir, mitigar, corregir y compensar cualquier actividad que pueda dañar el medio ambiente, conocido como el Plan de Gestión Ambienta.

De acuerdo con el reglamento actualmente vigente, el procedimiento para obtener una licencia ambiental no debe tomar más de 90 días hábiles. Sin embargo, dependiendo de la complejidad de la información solicitada por la ANLA y los retrasos administrativos, incluyendo una audiencia para determinar la viabilidad del proyecto, el procedimiento puede tardar entre 165 y 265 días hábiles. En la práctica, el procedimiento incorpora una audiencia entre la ANLA y el solicitante con el fin de evaluar la información proporcionada en la solicitud de licencia y de esta forma determinar si es necesario o no solicitar información adicional sobre el proyecto propuesto. La ANLA no tendrá otras oportunidades de solicitar información adicional después de esta audiencia.

Aunque el proceso de concesión de licencias ambientales para actividades en YNC se encuentra descrito en el Decreto 1076 de 2015, el MADS emitió la resolución 0821, de 24 de septiembre de 2020 por la que se establecía el mandato para la elaboración del EIA del PPII, sobre los yacimientos de hidrocarburos no convencionales utilizando la técnica de perforación horizontal.

El MADS también es responsable de emitir regulaciones y establecer políticas de cambio climático para diferentes sectores en Colombia. El Grupo Ecopetrol cumple con todas las regulaciones aplicables. En particular, el MADS es responsable de emitir un reglamento relativo a la Ley 1931 de 2018 (Ley de Cambio Climático), que establece disposiciones para el establecimiento de un Programa Nacional de Cuotas de Emisiones Transitables de Gases de Efecto Invernadero (GEI) (PNCTE) (para sus siglas en español). Se espera que la PNCTE entre en vigor en 2022. El MEDS también es responsable del Registro Nacional de Reducción de Emisiones, en el que las empresas deben registrar reducciones verificadas de emisiones de GEI. Se espera que el Registro Nacional de Reducción de Emisiones comience a operar en 2021. Como parte del monitoreo continuo por el Emisor de los requisitos de cambio climático, también identificamos los procesos regulatorios en curso relacionados con la reducción de las emisiones fugitivas y las llamas rutinarias, dirigidos por el Ministerio de Energía y Minas. Una empresa que no cumpla con las leyes y reglamentos ambientales aplicables no ejecute los correspondientes al Plan de Gestión Ambiental aprobados por la autoridad ambiental o ignore los requisitos impuestos por una licencia ambiental puede estar sujeta a un procedimiento de sanción administrativa iniciado por la ANLA o las autoridades ambientales regionales establecidas por la Ley 1333 de 2009. El procedimiento puede dar lugar a advertencias orales o escritas, sanciones monetarias, multas, revocación de licencia o la suspensión temporal o permanente de la actividad que se lleve a cabo. Además de las sanciones administrativas, el poder judicial colombiano u otras autoridades policiales también pueden imponer sanciones civiles e incluso penales si se verifican daños ambientales como consecuencia de haber violado las leyes y regulaciones ambientales aplicables al proyecto.

(iv) Regalías

En Colombia, la Nación es propietaria de minerales y recursos no renovables ubicados en el subsuelo, incluidos los hidrocarburos. Así, las empresas dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos, como el Emisor, deberán pagar a la ANH como representante del Gobierno Nacional, un canon o regalías sobre el volumen de producción de cada campo productivo, según determine la ANH.

Las regalías pueden ser pagadas en especie o en efectivo. Cada contrato de producción tiene su acuerdo de regalías establecido de conformidad con la ley aplicable. En 1999, una modificación del régimen de regalías estableció una escala móvil para los pagos de regalías para los campos de producción de petróleo crudo y gas natural descubiertos después del 29 de julio de 1999 y dependiendo de la calidad del crudo producido. Desde 2002, como resultado de la promulgación de la Ley 756 de 2002, la tasa de regalías se fijó como escala deslizante dependiendo del volumen producido del 8% para los campos que producen hasta 5 mbd a 25% para los campos que producen más de 600 mbd. A pesar de las regalías por contratos de producción incremental, contratos para campos no desarrollados e inactivos, y proyectos de producción incremental definidos en el párrafo 3 Artículo 16 Ley 756 de 2002, y el Artículo 29 de la Ley 1753 de 2015, los cambios en el régimen de regalías sólo se aplican a los nuevos descubrimientos y no se aplican a los campos que ya están en fase de producción a partir del 29 de julio, 1999. Los campos productores pagan regalías de acuerdo con la ley de regalías vigente en el momento del descubrimiento.

Con la Ley 2056 de 2020 (regula la organización y operación del sistema general de regalías), se estableció el régimen de regalías aplicable a los campos de hidrocarburos en los que se han realizado inversiones adicionales destinadas a aumentar el factor de recuperación de los depósitos existentes. El artículo 18 de esta ley establece que todos los volúmenes producidos en estos campos se considerarán incrementales.

En cuanto al gas natural, de conformidad con la Resolución 877 de 2013, modificada por la Resolución 640 de 2014, a partir del 1 de enero de 2014, la ANH ha recibido regalías en efectivo y no en especie. Así pues, el productor podrá disponer de sus volúmenes de producción de gas correspondientes a las regalías pagadas en efectivo.

(b) Regulación de las actividades de transporte

La actividad de transporte de hidrocarburos por ducto es una actividad de interés público en Colombia y un servicio público. Como tal, está bajo supervisión y control gubernamental, regulado principalmente por el MME y la CREG.

El transporte y la distribución de petróleo crudo y sus productos refinados, con excepción del gas licuado del petróleo, deben cumplir con el Código de Petróleo y todos los decretos y resoluciones gubernamentales que lo reglamentan. De acuerdo con la Ley 681 de 2001, los poliductos propiedad de Cenit (empresa propiedad en su totalidad del Emisor) deben estar abiertos al uso de terceros sobre la base de un acceso igualitario para todos.

A pesar de las normas generales para el transporte de hidrocarburos en Colombia, la Ley 142 de 1994, que define el marco regulatorio para la prestación de servicios públicos domiciliarios, incluyó la distribución de gas natural y de gas licuado de petróleo, categorizándolos como servicios domiciliarios. Por lo tanto, el transporte de gas natural y el transporte de gas licuado de petróleo están sujetos a regulaciones específicas emitidas por la CREG.

Los sistemas de transporte clasificados como oleoductos de petróleo crudo y poliductos de productos refinados, pueden ser propiedad de agentes privados. La construcción, operación y mantenimiento de oleoductos y poliductos deben cumplir con los requisitos ambientales, sociales, técnicos y económicos bajo las directrices nacionales y las normas técnicas internacionales para la industria del petróleo y el gas.

La construcción de sistemas de transporte requiere licencias y permisos locales son otorgados por MADS la ANLA y las autoridades ambientales regionales, respectivamente.

(i) Transporte de crudo

El marco regulatorio relativo al transporte de crudo abarca tanto a los oleoductos de uso privado como a los oleoductos de uso público. Los oleoductos de uso privado son aquellos construidos por un productor de crudo o refinador para su beneficio propio, aunque deben permitir el acceso de terceros a la capacidad que no utilicen. Los oleoductos de uso público se definen como oleoductos construidos y operados por un agente público o privado, con el fin de proporcionar públicamente servicios de transporte de crudo. El Gobierno Nacional, a través de la ANH, tiene el derecho preferencial de utilizar hasta el 20% de la capacidad total de cualquier oleoducto de uso público o privado para transportar sus regalías de crudo. Sin embargo, tanto para los oleoductos de uso privado como los de uso público, la ANH debe pagar la tarifa por el uso del oleoducto para transportar su porcentaje de producción.

El MME es responsable de revisar y aprobar (para los oleoductos de uso público) el diseño y los trazados de los oleoductos, así como de establecer las tarifas de transporte basándose en la información proporcionada por los prestadores de servicios. También supervisa el cálculo y el pago de impuestos de transporte de hidrocarburos y gestiona el sistema de información para la cadena de distribución de hidrocarburos líquidos, excepto el gas licuado de petróleo.

En 2014 el MME actualizó el reglamento de transporte y la metodología de cálculo tarifarios para el transporte por oleoductos, introduciendo un marco para el mercado secundario e incentivos para la construcción de nuevos oleoductos y las ampliaciones de la capacidad de los oleoductos. De acuerdo con el Código Petrolero, las tarifas deben revisarse cada cuatro años.

Durante la revisión programada de 2019 el MME, mediante las Resoluciones 31123 y 31132 de 2019, estableció normas aplicables para que las empresas de transporte y las de producción de petróleo negociaran tarifas para los próximos cuatro años. Una vez terminado el período de negociación, el MME a través de una serie de resoluciones fijó las tarifas aplicables para el transporte de crudo a través de oleoductos. Estas resoluciones avalaban los acuerdos logrados o, en caso de no existir acuerdo, fijaban las tarifas en consonancia con la metodología tarifaria vigente desde 2014, proporcionando estabilidad regulatoria a las empresas de midstream hasta junio de 2023.

En agosto de 2020 el MME inició un proceso de consultoría para llevar a cabo un estudio con el propósito de revisar la conveniencia de ajustar y actualizar la metodología de fijación de tarifas del transporte por oleoducto. El alcance del estudio exige al contratista que prepare un documento que evalúe posibles cambios en la metodología actual y analice si sería posible aplicar la metodología propuesta una vez finalizado el actual período tarifario (2019-2023), determinado por la Resolución 72146 de 2014. Los resultados de dicho

estudio serán analizados y discutidos entre todas las partes interesadas antes de la aplicación de cualquier cambio.

La Superintendencia de Puertos es la autoridad que supervisa el negocio portuario del crudo y los productos refinados. Aunque este negocio no está altamente regulado para los puestos privados, los participantes del mercado están obligados a reportar cierta información a la Superintendencia de Puertos.

Como resultado de la promulgación del Decreto 119 de 2015, los operadores de puertos privados de hidrocarburos pueden prestar servicios a terceros de conformidad con un mecanismo establecido en virtud de dicho decreto.

El Decreto 119 de 2015 fue incorporado al Decreto 1079 de 2015 emitido por el Ministerio de Transporte, que compila los decretos reglamentarios vigentes en relación con el sector administrativo del transporte.

(ii) Productos refinados y transporte licuado de gas licuado

En 2014 la CREG asumió de IMME la responsabilidad de regular el transporte y distribución de combustibles líquidos, además de su responsabilidad regulatoria preexistente sobre las industrias de gas licuado de petróleo, gas natural y de energía eléctrica.

El marco aplicable en materia de transporte de GLP fue establecido por la Resolución CREG 092 de 2009 (modificada por la Resolución 153 de 2014), que, entre otras cuestiones, establece: (i) la obligación de los propietarios y operadores de infraestructuras de transporte de garantizar el acceso a su infraestructura a otros agentes del mercado, siempre y cuando paguen las tasas reguladas por la CREG; (ii) las obligaciones generales aplicables a los transportistas de GLP; (iii) los requisitos aplicables a los contratos de transporte de GLP; y (iv) establece el principio de no discriminación relativo al acceso a la infraestructura nacional de transporte.

En enero de 2021 la CREG presentó un nuevo proyecto de resolución 232 de 2020, la que establece el reglamento para el transporte por poliducto. El proyecto de resolución estuvo abierto a las observaciones del público en general y de la industria del petróleo y el gas hasta el 26 de febrero de 2021. Los principales objetivos de dicho reglamento son: (i) garantizar el libre acceso al sistema de transporte sin discriminación y (ii) ofrecer condiciones óptimas en la operación y prestación del servicio de transporte público. Para este año, la CREG también planea definir la metodología para calcular las tarifas de transporte por poliducto.

En febrero de 2021 la CREG emitió la Resolución 004 de 2021 a través de la cual definió la metodología de cálculo del de Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) que será aplicable a las diferentes actividades que esta entidad regula. Las actividades reguladas por la CREG incluyen distribución y transmisión de energía eléctrica, transporte y distribución de gas natural y transporte de combustibles líquidos. La tasa de descuento para el transporte de combustibles líquidos se calculará de acuerdo con los insumos definidos por la resolución una vez que se actualice y publique la metodología tarifaria para esta actividad. A la fecha de este Prospecto de Información no se ha publicado dicha metodología tarifaria.

El 20 de agosto de 2021 la CREG emitió la Resolución 108 de 2021, a través de la cual se establece una opción tarifaria, de carácter transitorio, que podrán aplicar los comercializadores mayoristas a los distribuidores que decidan acogerse al mecanismo. Este mecanismo, mediante el establecimiento de un precio de referencia, permite el traslado del precio máximo regulado de suministro de GLP.

(c) Regulación de refinación y actividades petroquímicas

El artículo 58 del Código petrolero establece que las actividades de refinación de petróleo pueden desarrollarse en todo el territorio colombiano y no están reservadas a la Nación. No obstante, el artículo 4 establece que tales actividades se consideran de interés público con sujeción a la reglamentación gubernamental, y el desarrollo de dichas actividades debe cumplir los requisitos técnicos establecidos por el reglamento.

En 2008 la Ley 1205 reglamentada por la Resolución 180689 de 2010 del MME, tiene el objetivo principal de contribuir a un medio ambiente más limpio. Estableció las especificaciones de calidad mínima para los combustibles líquidos en Colombia. Desde agosto de 2010 el Emisor ha estado produciendo y vendiendo Diésel y gasolina que cumplen con los requisitos de la citada ley. Así mismo el Emisor ha implementado programas e inversiones importantes para mejorar sostenida y progresivamente la calidad del Diésel y la gasolina en cumplimiento con la normatividad vigente.

Desde 1995 en virtud de la Resolución número 898 del 23 de agosto de 1995 el MADS y el MME han regulado los criterios ambientales para los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas comerciales e industriales, así como los motores de combustión interna de automóviles. La Resolución 898 ha sido objeto de numerosas modificaciones a lo largo de los años, la más reciente por la Resolución 40619, de 30 de junio de 2017, modificada por la Resolución 40575 de 2019, que amplió el período de validez. El Emisor ha estado cumpliendo con esta regulación y trabajando con entidades gubernamentales con el fin de mejorar la calidad del aire en las áreas más críticas de Colombia.

(d) Regulación de GLP y los combustibles líquidos

La comercialización al por mayor, el transporte, la distribución y la comercialización minorista de GLP están reguladas principalmente por la Resolución 74 de la CREG de 1996 y las resoluciones posteriores. El GLP en Colombia se obtiene principalmente a través de la refinación de petróleo, la separación en campos de producción e importaciones del Emisor. El GLP debe cumplir con los estándares mínimos de calidad establecidos. Las actividades de comercialización del Emisor están reguladas por la Resolución CREG 53 de 2011 (modificada por las Resoluciones CREG 108 de 2011, 154 de 2014, 19 de 2015, 18, 34, 63, 64 de 2016 y 171 de 2017). El precio del GLP está regulado por las Resoluciones CREG 66 de 2007 (modificada por las Resoluciones CREG 59 de 2008, 002 de 2009, 123 de 2010, 95 de 2011 y 65 y 129 de 2016), así como por la Resolución CREG 80 de 2017, que establece que el precio del GLP importado por el Emisor o por terceros, destinado a comercializarse para la prestación de servicios públicos, será el resultado de procedimientos competitivos.

De acuerdo con los artículos 4 y 212 del Código Petrolero y la Ley 39 de 1987 (añadidos por la Ley 26 de 1989 y modificados por la Ley 812 de 2003), la distribución de crudo y sus derivados tiene un propósito público, y la distribución de subproductos de Fuel Oil y crudo se considera una actividad de utilidad pública. En consecuencia, las personas o entidades que participan en estas actividades están sujetas a regulaciones emitidas por el Gobierno Nacional quien tiene la facultad de determinar las normas de calidad, la medición y el control de los combustibles líquidos, y

establecer sanciones que puedan aplicarse a los concesionarios que no operen de conformidad con los mismos.

El MME es la entidad que controla y ejerce supervisión técnica sobre la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, incluyendo la refinación, importación, almacenamiento, transporte y distribución en el país. El artículo 61 de la Ley 812 de 2003 (cuya validez fue ampliada por la Ley de 1955 de 2019) identificó a los agentes de la cadena de suministro de combustibles líquidos a base de petróleo. En este contexto, el MME a través de la Resolución 40344 de 2017, publicó las acciones necesarias para garantizar el suministro de GLP para los sectores prioritarios del país.

La distribución de combustibles líquidos, excepto del GLP se rige por el Decreto 1073 de 2015 que establece los requisitos, obligaciones y sanciones aplicables a los agentes de suministro en la distribución, refinación, importación, almacenamiento, al por mayor, transporte, venta al por menor y consumo de combustibles líquidos.

El Decreto 1073 de 2015 establece los requisitos técnicos mínimos para la construcción de plantas de almacenamiento y estaciones de servicio. Este decreto también regula la distribución de combustibles líquidos, excepto el GLP que establece los requisitos mínimos para los distribuidores y las actividades y tipos de acuerdos permitidos para estos agentes. El MME también regula los tipos de combustibles líquidos que se pueden vender y comprar y las sanciones por incumplimiento de las regulaciones gubernamentales.

De conformidad con la Ley 1430 de 2010, modificada por el artículo 220 de la Ley 1819 de 2016, la distribución de combustibles en zonas cercanas a las fronteras colombianas es responsabilidad del MME y está sujeta a regulaciones específicas que determinan estrictos procedimientos y requisitos de control. El MME establece las normas de seguridad para GLP, equipos de almacenamiento, mantenimiento y distribución de GLP.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios también supervisa el negocio del transporte de gas licuado del petróleo.

(i) Producción y precios

De acuerdo con el Decreto - Ley 4130 de 2011 y Decreto 1260 de 2013 la CREG es responsable de fijar los precios de los productos secundarios del petróleo en toda la cadena de producción y distribución, a excepción de gasolina, diésel y biocombustibles. Por otro lado, mediante el Decreto 381 de 2012, modificado por el Decreto 1617 de 2013, y el Decreto 2881 de 2013, el MME es el encargado de establecer la metodología para determinar el precio de referencia de la gasolina, el gasóleo, los biocombustibles y las mezclas de los mismos.

Desde mayo de 2012 la CREG (i) fija los precios de la mayoría de los productos secundarios del crudo, a excepción de la gasolina, el diésel y los biocombustibles, y (ii) determina la metodología para calcular su precio, mientras que el MME fija los precios pertinentes de acuerdo con dicha metodología. La ANH no interviene en la definición de precios de la gasolina y el gasóleo. Además, en virtud de la Resolución 007 de 2017 la CREG determinó la base para la metodología de compensación del transporte terrestre de combustible líquido, incluida la gasolina actual, el diésel y los biocombustibles entre la planta de almacenamiento y la estación de servicio de combustible.

La metodología para calcular los precios de los combustibles para aviones está establecida en la Ley 1450 de 2011, y los propios precios de los combustibles para aviones son fijados por el MME.

La ANH determina la fórmula que se utiliza para calcular los pagos de regalías correspondientes a la producción de crudo.

El Decreto 381 de 2012 y 1617 de 2013 modificado por el Decreto 2881 de 2013, tal como se recoge en el Decreto 1073 de 2015, reestructuró el MME y le dio la responsabilidad de estudiar los problemas de la industria e implementar políticas de planificación de refinación a corto y largo plazo. El MME también es responsable de establecer las políticas y objetivos gubernamentales para garantizar la fiabilidad, estabilidad y continuidad para la producción de combustibles líquidos, biocombustibles y otros.

De conformidad con el artículo 58 del Código Petrolero, si hay escasez de combustible, cualquier empresa de refinación que opere en Colombia debe ofrecer vender una porción o, si es necesario, el total de su producción para abastecer la demanda local antes de exportar cualquier producción.

(ii) Fondo de Estabilización del Precio del Combustible (FEPC)

El FEPC fue creado por la Ley 1151 de 2007. Es un fondo asignado y administrado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Su función es atenuar, en el mercado interno, el impacto de las fluctuaciones en los precios de los combustibles en los mercados internacionales.

De acuerdo con el artículo 2.3.4.1.3 del Decreto 1068 de 2015, modificado por el Decreto 1451 de 2018, los recursos para el funcionamiento de la FEPC provienen de (i) rendimientos financieros de los recursos de la Caja; (ii) recursos de crédito extraordinario recibidos de la Tesorería Nacional; (iii) fondos asignados a la FEPC en el presupuesto general nacional; (iv) impuestos sobre los combustibles y; (v) bonos u otros títulos de deuda pública emitidos por la Nación a favor de la FEPC, con el fin de cubrir las obligaciones de la caja.

El funcionamiento de la FEPC se rige por el Decreto 1068 de 2015, modificado por el Decreto 1451 de 2018, capítulo 1 y título 4 (decreto de compilación relativo al sector público de tesorería). En primer lugar, las refinerías y/o importadores de gasolina regular y diésel deberán reportar al MME el volumen de gasolina regular y diésel vendidos en el mes anterior y dichos informes deberán realizarse en los próximos treinta y cinco (35) días naturales de cada mes.

El informe también debe contener, entre otros asuntos información correspondiente a cada combustible desglosado diariamente y la discriminación de los volúmenes vendidos, y el origen nacional o importado de la gasolina y el diésel vendidos. Si la gasolina regular o el diésel es de origen nacional, el refinador/importador debe informar de qué refinería proceden. En segundo lugar, el MME calcula y liquida, por resolución, la posición neta de cada refinador/importador y cada combustible que debe estabilizar la FEPC.

El Decreto 1068 de 2015, modificado por el Decreto 1451 de 2018 establece que el FEPC pagará en pesos colombianos el valor correspondiente al cálculo y liquidación de la posición neta de cada refinador y/o importador dentro del plazo definido por el MME y con base en la disponibilidad de recursos de FEPC.

La Ley 1819 de 2016 creó una contribución para financiar el FEPC. Esta contribución se produce cuando la suma de los diferenciales de participación (diferencia entre los ingresos del productor y el precio de paridad internacional, cuando la primera es mayor que la segunda en la fecha de emisión de la factura de venta, multiplicada por el volumen de combustible vendido) es mayor que la suma de los diferenciales de compensación (la diferencia presentada entre los Ingresos del productor y el precio de paridad internacional, cuando el segundo sea mayor que el primero en la fecha de emisión de la factura de venta, multiplicado por el volumen de combustible vendido).

El evento que genera la contribución es la venta en Colombia de gasolina o diésel por parte de las refinerías y/o importadores al distribuidor mayorista de combustibles, según el precio fijado por el MME, sin embargo, si el importador es al mismo tiempo distribuidor mayorista, el evento desencadenante será la retirada del producto a vender. El contribuyente responsable de la contribución es el refinador y/o importador y el sujeto activo es la Nación. La base imponible corresponde a la diferencia positiva entre la suma de los diferenciales de participación y la suma de los diferenciales de compensación.

El MME calcula la contribución mediante la liquidación de la posición neta de cada refinador o importador con respecto a la FEPC sobre la base del informe que presenten las refinerías y/o importadores. Si la suma de los diferenciales de participación es mayor que la suma de los diferenciales de compensación y se causa la contribución, el MME ordenará a la refinadora o al importador que paguen la contribución a la Tesorería Nacional dentro de los treinta (30) días siguientes a la ejecución de la resolución de liquidación.

Posteriormente la Ley 1837 de 2017 establecía que los recursos restantes que se encontraban en las cuentas del Emisor a diciembre de 2014 como resultado del cobro de la contribución diferencial de la FEPC, serían transferidos a la Dirección General de Crédito Público y Tesorería del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (DGCPTN). La Ley 1955 de 2019 autoriza al Ministerio de Hacienda y Crédito Público a celebrar acuerdos de cobertura y establece las condiciones de los mismos, con el fin de garantizar la sostenibilidad y el funcionamiento de la FEPC.

El MME emitió la Resolución 31435 de 2020 que contiene la liquidación de las posiciones netas de Emisor correspondientes a (i) el cuarto trimestre de 2019 y (ii) el primero y el segundo trimestre de 2020. En esta resolución al Emisor se le ordenó transferir COP 50.131.065.625,67 al DGCPTN.

La Ley 1955 de 2019 autoriza al Ministerio de Hacienda como administrador de la FEPC a llevar a cabo, directa o indirectamente, el diseño, gestión, adquisición y/o ejecución de coberturas sobre la exposición directa del Ministerio de Hacienda a (i) los precios de los combustóleos (Fuel Oils) líquidos de crudo en el mercado internacional o (ii) el tipo de cambio del Peso Colombiano. Esta ley también autoriza al Ministerio de Hacienda a establecer mecanismos de estabilización de los precios minoristas recomendados de referencia del Fuel Oil regulado, así como las subvenciones a dichos Fuel Oils regulados que se ejecutarán a través de la FEPC.

(e) Regulación del biocombustible y actividades conexas

La venta y distribución de biocombustibles está regulada por el MME. Las regulaciones establecen los estándares de calidad y precios de los biocombustibles e imponen requisitos mínimos para mezclar etanol con gasolina y biodiesel con diésel.

La venta y distribución de biocombustibles está prevista en la Resolución 240 de la CREG de 2016 que regula en particular (i) el tipo de mercado que se prestará con biogás y biometano; (ii) las condiciones de calidad y seguridad; y (iii) el régimen arancelario. De conformidad con el artículo 4 de la Resolución anterior, el suministro de biogás a través de redes aisladas para atender a usuarios no regulados y vehículos de gas natural (GNV) se incorporará como empresa de servicios públicos. Además, el artículo 5 dispone que el suministro de biometano a través de redes aisladas o redes interconectadas al Sistema Nacional de Transporte también se incorporará como empresa de servicios públicos. Por último, el artículo 12 establece que los proveedores de biogás podrán desarrollar las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización a través de estructuras integradas, siempre que tengan cuentas separadas de cada actividad y concedan acceso gratuito a las redes tanto a usuarios regulados como no regulados. En la misma medida, la producción, distribución y comercialización de biometano a través de redes interconectadas al Sistema Nacional de Transporte podrá desarrollarse a través de estructuras integradas, siempre y cuando el proveedor mantenga cuentas separadas para cada actividad y conceda acceso gratuito a las redes tanto a usuarios regulados como no regulados.

(f) Regulación del mercado del gas natural

El Decreto 1073 de 2015, Parte 2, Título 2, Capítulo 2, estableció que todos los productores tienen que emitir una declaración de producción que incluya los volúmenes de gas natural disponibles para la venta por un período de diez años. Este decreto estableció el régimen de venta y comercialización de gas natural en Colombia, incluyendo procedimientos específicos que regulan el mercado colombiano con el fin de gestionar las reservas restantes de gas natural propiedad de la Nación, y proteger a los consumidores nacionales, especialmente a los consumidores residenciales, priorizando la entrega de gas a los consumidores residenciales, regulando la exportación de gas natural y estableciendo las restricciones a la exportación aplicables durante una escasez interna de gas natural.

Actualmente en Colombia el precio del gas natural está determinado por el mercado pero algunos acuerdos aún tienen que ajustarse a la fórmula regulada. La CREG emitió las Resoluciones 185 (transporte) y 186 (suministro) de 2020, que sustituyen conjuntamente a la Resolución 114 de 2017 y sus modificaciones, relacionadas con aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural en Colombia. Sin embargo, de conformidad con el Decreto 1073 de 2015 tales procedimientos no se aplican a las siguientes actividades: (i) exportaciones de gas natural; (ii) el gas natural como materia prima en la producción petroquímica; (iii) comercialización de gas natural a partir de campos menores (capacidad de producción inferior a 30 millones de SCFD); (iv) comercialización de gas natural a partir de campos de hidrocarburos en fase de ensayo o que aún no hayan sido declarados comercialmente viables; (v) comercialización de gas natural a partir de reservorios no convencionales; y (vi) consumo interno de los productores de gas natural.

La CREG determina qué agentes pueden participar en los mercados primario y secundario. El Emisor está autorizado a participar como vendedor en el mercado primario como productor de gas natural y como comprador en el mercado secundario cuando el Emisor requiere gas natural de otros productores para sus propias necesidades. Las regulaciones de la CREG establecen que un productor de gas natural no puede participar como comerciante de gas natural en el mercado secundario, excepto que puede comprar gas para cumplir con sus obligaciones contractuales existentes. El Emisor también es capaz de revender la capacidad de transporte de gas natural disponible en el mercado secundario como consumidor no regulado.

(i) Prioridad para el suministro de gas natural

La exportación de gas natural no se considera una actividad de utilidad pública bajo la ley colombiana y por lo tanto no está sujeta a la Ley 142 de 1994. Sin embargo, el suministro interno de gas natural es una prioridad para el Gobierno Nacional y se considera una actividad complementaria de utilidad pública, por lo que las regulaciones de servicios públicos se aplican al suministro interno de gas natural.

El Decreto 1073 de 2015 (modificado por el Decreto 2345 de 2015) establece que en caso de que el suministro de gas natural se reduzca o se detenga como consecuencia de la escasez, el Gobierno Nacional tiene derecho a suspender el suministro de gas natural para la exportación. Si dichos contratos de exportación son suspendidos, los agentes de exportación tienen derecho a recibir una compensación de conformidad con el Artículo 2.2.2.15 y 2.2.2.2.38 del Decreto 1073, 2015. No obstante lo anterior, el Decreto 1073 de 2015 establece la libertad de exportar gas natural en condiciones normales de reserva de gas. Los productores de gas natural podrán celebrar contratos de exportación de gas natural si la relación entre reservas probadas y consumo supera los siete años, según lo determine la Autoridad Colombiana de Planificación Energética (o UPME).

El Decreto 1073 de 2015 (modificado por el Decreto 2345 de 2015) establece una orden de suministro cuando se imponen restricciones al suministro de gas natural o surgen situaciones de emergencia graves que impiden la prestación continua de determinados servicios, de la siguiente manera: (i) la demanda esencial, tal como se establece en el Decreto 1073 de 2015, ii) la demanda no esencial en virtud de un acuerdo existente con garantía de provisión ininterrumpida y (iii) entrega de exportaciones de empresas.

El orden de prioridad para el suministro de gas natural es el siguiente: (i) la operación de las estaciones compresores del Sistema Nacional de Transporte, (ii) los usuarios residenciales y los pequeños usuarios de pequeñas empresas que participan en la red de distribución, (iii) el gas natural comprimido vehicular y (iv) las refinerías de gas, excluyendo las destinadas a la autogeneración de electricidad que pueden ser sustituidas por energía del Sistema Nacional de Transporte que tiene prioridad. El MME también establece prioridades de distribución en caso de déficit de gas natural derivado de problemas de suministro o infraestructura. Este orden de prioridad se basa en el tipo de contrato, con contratos de suministro en firme que tienen prioridad sobre los contratos de suministro interrumpibles.

El Decreto 1073 de 2015 y Resolución 186 de la CREG de 2020: (i) proporcionar procedimientos específicos y formas de acuerdos de suministro determinados por la CREG en virtud de los cuales un agente pueda vender y comprar gas natural en el mercado primario y secundario colombiano producido a partir de grandes campos (capacidad de más de 30 millones de CFPD); y (ii) permitir la venta de gas natural de pequeños campos (capacidad inferior a 30 millones de CFPD) de conformidad con contratos que cumplan determinados requisitos reglamentarios pero cuya forma no esté prescrita por la ley.

(g) Regulación de la actividad de comercialización de energía eléctrica

Según lo determinado por el artículo 11 de la Ley 143 de 1994 las actividades de comercialización desarrolladas por agentes de comercialización, consisten en la compra de electricidad en el MEM y la posterior reventa a otros participantes del mayorista como agentes de comercialización, agentes de generación, o a clientes finales, tanto regulados como no regulados. Ecopetrol Energía S.A.S E.S.S.P., filial del Emisor, está registrada como agente comercializador ante el gerente de los sistemas de intercambio comercial y realiza actividades de comercialización dentro del MEM.

La actividad de comercialización está regulada por la Resolución CREG 156 de 2011 que establece la normativa y los derechos y deberes de los agentes. Los principales ingresos de los agentes de comercialización provienen de los componentes variables y fijos de la fórmula tarifaria de costes unitarios descrita en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por las Resoluciones CREG 191 de 2014 y 030 de 2018. El componente variable contempla:

(i) los costos de los servicios de comercialización, según lo determinado por el artículo 12 de la Resolución CREG 180 de 2014;

(ii) la cantidad que estos agentes deben pagar al gerente del sistema de intercambios comerciales, calculado por la ASIC sobre la base de la metodología matemática establecida por la Resolución CREG 174 de 2013 (modificada por las Resoluciones CREG 175 de 2016 y 100 de 2015) y que se paga mensualmente;

(iii) el monto que estos agentes deben pagar a la Superintendencia de Servicios Públicos, y a la CREG definidos cada año por la CREG siguiendo las reglas establecidas en el artículo 85 de la Ley 142 de 1994; y

(iv) el costo de las garantías que el agente debe proporcionar para participar en el MEM siguiendo las normas de la Resolución CREG 024 de 1995 (modificada por las Resoluciones CREG 116 de 1998, 019 de 2006 y 184 de 2015).

En cuanto a los mercados a los que asisten los agentes de comercialización, la Ley 143 de 1994 divide el mercado en dos segmentos (i) el mercado regulado y (ii) el mercado no regulado.

El mercado no regulado está compuesto por consumidores de electricidad que tienen una demanda máxima superior a 0,10 MW o un consumo mensual mínimo superior a 55,0 MWh. A este segmento acceden empresas de generación y comercialización. Las compras de electricidad en este segmento pueden acordarse libremente entre los participantes a precios negociados libremente para los componentes de comercialización y generación del precio unitario de la tarifa.

La Resolución CREG 015 de 2018 establece las obligaciones para los operadores de red (dueños de las redes físicas) y los agentes de comercialización para el transporte y distribución de energía y también regula los estándares de calidad para la entrega de energía en el punto de consumo, y la metodología aplicable para calcular los cargos de distribución de cada operador de red.

Según lo determinado por el artículo 74 de la Ley 143 de 1994, modificado por el artículo 298 de la Ley 1955 de 201, cualquier empresa de servicios públicos que haga parte del SNI puede realizar la actividad de generación (producción de electricidad a través de cualquier planta de generación conectada al SNI, actividad realizada por agentes de generación, que participan en el MEM mediante la venta de energía eléctrica a otros agentes de generación y comercialización, o a usuarios no regulados), distribución (transporte y entrega de energía eléctrica a los usuarios finales a través de los Sistemas Regionales de Transmisión *(STR)*), y de los sistemas de distribución local *(SDL)* que despliegan niveles de tensión inferiores a 220 kV; los agentes encargados de proporcionar el servicio público de distribución se denominan agentes de distribución u operadores de red *(Opor*) y las actividades de comercialización de forma integrada.

Esta disposición también se aplica a las empresas que tengan la misma parte controladora o entre aquellas en las que exista una situación de control, que abarque la justificación real del beneficiario aplicable en virtud de la regulación colombiana de la energía eléctrica. Por otra parte, la ley impide a las sociedades de transmisión mantener cuotas de mercado en sociedades de generación, comercialización o distribución.

En relación con la transmisión, (que comprende el transporte de energía eléctrica en el STN desplegando niveles de tensión de 220 kV o superiores, garantizando los estándares de calidad requeridos y la disponibilidad de los activos de transmisión; aunque es un monopolio natural, los propietarios de los activos de transmisión deben garantizar el libre acceso a las redes de transmisión a los usuarios y a los agentes de generación) las empresas que llevan a cabo esta actividad no pueden desarrollar actividades de comercialización, distribución o generación. Sin embargo, las empresas de comercialización, distribución y generación pueden poseer acciones, cuotas o parte del interés corporativo en el capital de las empresas de transmisión, siempre y cuando no representen más del 15% del capital de la compañía. Se debe tener en cuenta que, en este caso, ni la empresa de transmisión ni las demás empresas pueden tener una situación de control sobre la otra.

Excepcionalmente las empresas de comercialización, distribución y generación pueden poseer más del 15% de una empresa de transmisión si los ingresos de la empresa de transmisión no representan más del 2% de los ingresos totales de transmisión del SIN. Si la sociedad dedicada a la actividad de transmisión, con fecha límite de 31 de diciembre de cada año, supera este límite, la sociedad comercializada, de generación o distribución que tenga acciones, cuotas o participaciones en el capital de la sociedad deberá vender, en un plazo de seis meses a partir de la ocurrencia de este hecho, las acciones, cuotas o participaciones que superen el 15% del capital social de la sociedad de transmisión. Esto, a menos que dentro del mismo período, la compañía de transmisión venda los activos que la hacen superar el límite del 2% de los ingresos totales.

Ante la oferta del Emisor para adquirir la mayoría accionaria de ISA, y teniendo en cuenta la participación del Grupo Ecopetrol en la actividad de comercialización de energía eléctrica a través de Ecopetrol Energía S.A.S E.S.P., la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, mediante comunicación del 3 de agosto de 2021, conceptuó lo siguiente frente al artículo 2 de la Resolución CREG 095 de 2007, norma a la que se refiere el párrafo anterior:

> "(…) dado que Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. supera en la actualidad (antes de la compra prevista por parte de ECOPETROL S.A.) el umbral de ingresos del 2% en el Sistema De Transmisión Nacional, el periodo de seis (6) meses establecidos para realizar la enajenación no sería aplicable en el presente caso.
>
> Adicionalmente, revisada la regulación vigente, se observa que esta no prevé plazo alguno para situaciones como la descrita por el Emisor. Por tanto, en cumplimiento de los principios establecidos en la Resolución CREG 080 de 2019, la Comisión entiende que las empresas involucradas en la transacción deberán adoptar medidas necesarias para que, en el menor tiempo posible y con la mayor diligencia, se ajusten a los límites establecidos para la integración de actividades asociadas a la prestación del servicio de energía eléctrica. A manera de ejemplo, esta Comisión entendería como un acto de diligencia la inclusión de una cláusula en el acuerdo contractual que obligue a las empresas a adelantar las acciones necesarias para ajustarse a la regulación vigente".

En cumplimiento de la regulación vigente y a la luz del concepto trascrito, el Emisor pactó con el Gobierno Nacional su desinversión de la actividad de comercialización de energía eléctrica, en el menor tiempo posible.

(h) Regulación de la actividad de autogeneración de la electricidad

La Ley 1715 de 2014 regula la integración de las energías renovables no convencionales en el SNI. Entre otros aspectos, esta ley obliga al Gobierno Nacional y a la CREG a desarrollar el marco

regulatorio para el fomento de la actividad de autogeneración eléctrica a partir de fuentes de energía renovables no convencionales, y la venta de excedentes de autogeneración.

Con base en la Ley 1715 de 2014, el Decreto 2469 de 2014, tal como está compilado actualmente por el artículo 4 del Decreto 1073 de 2015, estableció directrices de política energética relativas a la entrega de excedentes de autogeneración a través del SNI. Además, este decreto establece los parámetros para que una persona sea considerada como autogenerador de electricidad. En concreto, establece que para ser considerado un autogenerador una persona debe (i) recibir electricidad para su consumo sin que sea necesario utilizar activos del SNI, (ii) los excedentes de electricidad pueden ser mayores en cualquier medida, y sin ningún límite o restricción regulatoria, que el valor de su propio consumo, (iii) para la entrega de excedentes al SNI será necesario que el autogenerador se someta a la regulación de la CREG, caso en el que los autogeneradores a gran escala deben estar representados ante el mercado mayorista de energía, y (iv) los activos de generación pueden ser propiedad del autogenerador y pueden ser propiedad y explotación de terceros.

El Decreto 348 de 2017 establece directrices de política pública sobre gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración de electricidad a pequeña escala. Además, este reglamento establece las condiciones para la conexión de los AGPE con el SNI, los parámetros para ser AGPE, la notificación de excedentes a la UPME y la remuneración del excedente de energía. Según lo determinado por la Resolución UPME 281 de 2018, el límite máximo de generación de electricidad que debe considerarse AGPE es de un (1) MW y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador. Por encima de ese límite, un autogenerador eléctrico será considerado un AGGE.

El reglamento específico de AGGE está actualmente determinado por la Resolución 024 de la CREG de 2015 mientras que el reglamento específico para AGPE está fijado actualmente por la Resolución 030 de la CREG de 2018.

La Resolución 024 de la CREG de 2015 (modificada por la Resolución 140 de la CREG de 2017) establece condiciones para las ventas de excedentes de los AGGE, condiciones de conexión y medición, y condiciones de respaldo y suministro de energía. En concreto, esta resolución determina que los AGGE debe seguir las normas generales de conexión con el SNI para una planta de generación, que deben contar con un sistema de telemetría remota, y que deben tener un acuerdo de compra de energía de respaldo, entre otros.

La Resolución GREG 030 de 2018 establece las condiciones de conexión para los AGPE, las condiciones de venta de excedentes, las condiciones de medición y las normas de comercialización de energía para los AGPE. La CREG publicó la Resolución 002 de 2021, mediante la cual publicó una resolución de proyecto en la que modifica el reglamento para los AGPE con respecto a la medición de la conexión, y las normas comerciales de sus excedentes.

El Grupo Ecopetrol ha invertido en varios proyectos que son considerados proyectos de AGGE, lo que significa que la Resolución CREG 024 de 2015 es la principal regulación que se aplica a los proyectos de autogeneración del Emisor. A la fecha de este Prospecto de Información el Emisor cumple con todos los reglamentos, según lo establecido en la resolución antes mencionada y el Decreto 2469 de 2014 relativo a la entrega de excedentes de electricidad al SIN y a sus subsidiarias o partes controladas.

2. Naturaleza y régimen jurídico

El Emisor es una sociedad por acciones del tipo de las anónimas, con participación pública y privada, de carácter comercial, que desarrolla su objeto en competencia con particulares.

Por disposición legal, el Emisor es de economía mixta, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Todos los actos jurídicos, contratos y actuaciones necesarias para desarrollar su objeto se rigen exclusivamente por las reglas del derecho privado, sin atender el porcentaje de participación estatal dentro del capital social del Emisor según lo dispuesto por el artículo 6 de la Ley 1118.

3. Domicilio social principal y dirección principal

El Emisor tiene su domicilio principal en la ciudad de Bogotá, Colombia, ubicado en la Carrera 13 No. 36 - 24 de Bogotá D.C.

4. Objeto social principal y/o actividad económica principal

De acuerdo con los Estatutos Sociales el objeto social del Emisor es el desarrollo, en Colombia o en el exterior, de actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos relacionados. Adicionalmente, forma parte del objeto social del Emisor:

(a) La administración y manejo de todos los bienes muebles e inmuebles que se revirtieron a la Nación a la terminación de la antigua Concesión de Mares. Sobre tales bienes tendrá, además, las facultades dispositivas previstas en la ley.

(b) La exploración y explotación de hidrocarburos en áreas o campos petroleros que, antes del 1º de enero de 2004: (i) se encontraban vinculadas a contratos ya suscritos o, (ii) estaban siendo operadas directamente por el Emisor.

(c) La exploración y explotación de las áreas o campos petroleros que le sean asignadas por la ANH, o la entidad que haga sus veces.

(d) Exploración y explotación de hidrocarburos en el exterior, directamente o a través de contratos celebrados con terceros.

(e) Producción, procesamiento, mezcla, transporte, almacenamiento, distribución y/o comercialización (compra y venta), e industrialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, propios o de terceros, nacionales o importados.

(f) Refinación, procesamiento y cualquier otro proceso industrial o petroquímico de los hidrocarburos, sus derivados, productos o afines, en instalaciones propias o de terceros.

(g) Transporte y almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados y productos, a través de sistemas de transporte o almacenamiento propios o de terceros.

(h) Exportación e importación de combustibles y oxigenantes de origen vegetal.

(i) Producción, procesamiento, mezcla, transporte, almacenamiento, distribución y/o comercialización (compra y venta) de combustibles y oxigenantes de origen vegetal, propios o de terceros, nacionales o importados.

(j) Desarrollar todas las actividades de la cadena de energía eléctrica que le permitan generar energía para cubrir sus propias necesidades en todos sus segmentos de negocio, así como vender sus excedentes y comprar los faltantes como fuente principal o para respaldo de sus operaciones.

(k) Diseño, construcción, operación y mantenimiento de infraestructura portuaria para la exportación e importación de hidrocarburos, sus derivados, productos u oxigenantes.

(l) Construcción, operación, administración, mantenimiento, disposición y manejo, de toda aquella infraestructura, instalaciones y bienes muebles e inmuebles que se requieran para el cumplimiento del objeto social.

(m) Constituir y hacer parte de sociedades de todo tipo, incluyendo empresas unipersonales, así como abrir las sucursales y agencias que sean necesarias para el adecuado desarrollo de su objeto social. La participación que por esta cláusula se permite, podrá comprender la participación en compañías cuya actividad fuere diferente a la del Emisor, siempre que a juicio de la Junta Directiva, ello resultare conveniente para el desarrollo del objeto social del Emisor.

(n) Celebración de toda clase de operaciones de crédito y de financiamiento con entidades financieras o aseguradoras.

(o) Garantizar obligaciones de terceros dentro del giro de sus negocios y en el marco de su objeto social, previa autorización de su Junta Directiva.

(p) Titularizar activos e inversiones.

(q) Gestionar los excedentes de tesorería y reservas del grupo en el mercado de capitales, de manera transitoria o permanente, así como suscribir bonos, adquirir títulos, acciones, participaciones, derechos, efectuar depósitos o realizar cualquier tipo de inversión y operación de tesorería con entidades financieras autorizadas.

(r) Obtener y explotar el derecho de propiedad industrial sobre marcas, dibujos, insignias, patentes de las nuevas tecnologías y productos, resultado de las investigaciones y creaciones de las dependencias competentes del Emisor y cualquier otro bien incorporal.

(s) Preparar y capacitar personal en todas las especialidades requeridas para el correcto desarrollo del objeto social.

(t) Participar en la realización de investigaciones, actividades científicas y tecnológicas relacionadas con su objeto social o con las actividades complementarias, conexas o útiles al mismo, así como realizar su aprovechamiento y aplicación técnica y económica.

(u) Realizar las actividades anteriores y cualesquiera otras inversiones, negocios jurídicos o actividades conexas, complementarias o útiles para el desarrollo de su objeto social y actividades en relación con los hidrocarburos, sus derivados, productos, afines, o con productos con capacidad de sustituir aquéllos.

(v) Participar en el desarrollo de programas sociales para la comunidad, especialmente con la que se encuentre radicada en los sitios donde tiene influencia el Emisor.

(w) Las demás funciones asignadas por la ley.

El Emisor deberá cumplir con su objeto social de manera competitiva, atendiendo criterios de rentabilidad económica y financiera en consideración a las circunstancias del mercado y los riesgos propios de la industria, atendiendo, a su vez, las necesidades del Grupo Ecopetrol.

5. Reseña histórica

El Emisor fue constituido el 25 de agosto de 1951 como consecuencia de la reversión de la Concesión de Mares a Colombia por la Tropical Oil Company. En esa época el Emisor recibió diferentes pozos productivos y la refinería de Barrancabermeja.

El Emisor inició sus operaciones con la administración del campo La Cira-Infantas y los ductos que unían dicho campo con la refinería de Barrancabermeja y el puerto de Cartagena. Para esa época, la refinería tenía una capacidad de 22.000 barriles por día y el Emisor suscribió un contrato con la International Petroleum Colombia Limited (Intercol) para su administración. La capacidad de la refinería fue ampliada en 1954 a 38.000 barriles por día y en 1961 el Emisor asumió directamente la operación de la refinería y continuó el desarrollo para convertirla en un complejo industrial y principal centro de producción de combustibles, lubricantes y productos petroquímicos del país.

La creación del Emisor en 1951 permitió incrementar las actividades de exploración. Una muestra de ello es que tres años después, en 1954, se realizó la primera sísmica nacional dentro de la Concesión De Mares que abrió el camino para lograr el descubrimiento del campo Llanito en 1960 por parte de geólogos colombianos.

Una de las primeras necesidades que se hizo evidente al Emisor fue la de contar con una refinería para cubrir la demanda de combustibles en el norte de Colombia. Intercol inició la construcción de la nueva planta en Mamonal (Cartagena), en la misma zona en la que ya existía el terminal del oleoducto de la Andean National Corporation y en la que se contaba con las facilidades portuarias propias de esa bahía. El 7 de diciembre de 1957 se inauguró la Refinería de Cartagena, que sería adquirida por el Emisor en 1974.

En 1970 el Emisor adoptó sus primeros estatutos, lo que lo transformó en una empresa industrial y comercial, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Al finalizar los años 70 el Emisor estructuró la compañía Terpel para entrar en el mercado de comercialización minorista de combustibles. Posteriormente, en los años 90 una parte de dicha compañía fue vendida y el Emisor solo conservó un porcentaje minoritario en Terpel Antioquia, que en 2003 también fue vendido.

Los años 70 estuvieron marcados por los cambios incorporados al sistema de contratación en Colombia para las actividades de exploración y producción. En esa época se realizó la transición del sistema de concesión al de asociación. En este último el Emisor se encargaba de administrar el subsuelo y las reservas, el riesgo era asumido por la firma privada y, en caso de éxito, el Emisor tenía una participación en la producción, que inicialmente correspondía al 50% de la misma después de regalías.

La segunda mitad de la década de los 70 y la primera de los 80 estuvieron marcadas por la pérdida de la autosuficiencia petrolera y la necesidad de realizar importación de crudos para abastecer la demanda local. Fue la baja actividad exploratoria de los años previos a la incorporación del sistema de asociación la que motivó en buena medida los cambios que se plasmaron en el sistema de asociación vigente en Colombia hasta el año 2003.

Sin embargo, esa misma época, sobre todo los 70, sí fue prolífica en materia de gas natural gracias a los descubrimientos de La Guajira que permitieron llevar a cabo el plan de masificación que se inició en los 80, primero orientado al sector residencial, y luego a la industria y los vehículos.

Finalmente, la actividad exploratoria dio sus frutos en 1983 con el descubrimiento del campo Caño Limón, con reservas probadas de más de 1.100 millones de barriles, que le permitió a Colombia recobrar su

autosuficiencia petrolera y hacer del petróleo uno de sus principales productos de exportación. La historia de grandes descubrimientos se completó pocos años después con los campos de Cusiana y Cupiagua que permitieron que la producción nacional de crudo presentara una curva ascendente en la década de los 90 hasta superar los 800 mil barriles por día en 1999.

El desarrollo de las refinerías continuó en las últimas décadas hasta llevarlas a su capacidad actual: 250 mil barriles por día en Barrancabermeja y 150 mil barriles por día en Cartagena. La evolución en las áreas de exploración, explotación y refinación durante el siglo XX estuvo acompañada del incremento y consolidación del sistema de transporte de crudo y productos derivados, la construcción de puertos de exportación y la red para conectar las refinerías con los principales centros de consumo del país.

El Decreto Ley 1760 de junio 26 de 2003 transformó al Emisor en una empresa propiedad de la Nación, constituida por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y fue renombrada como Ecopetrol S.A. Antes de la reorganización, el programa de inversiones estaba limitado por el Gobierno Nacional que tomaba sus decisiones basado en sus necesidades presupuestarias y no en el crecimiento del Emisor.

En 2006 el Congreso de la República autorizó la capitalización del Emisor mediante la emisión de hasta un 20% del capital accionario, sujeto a la condición de que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, controlara al menos el 80% de las acciones con derecho a voto.

En agosto de 2007, se llevó a cabo la oferta pública inicial de Acciones Ordinarias que tuvo como resultado la emisión de acciones correspondiente al 10,1% del capital accionario del Emisor. En septiembre 18 de 2008, el Emisor realizó el listado de su ADR en la Bolsa de Valores de Nueva York y desde ese momento sus títulos se vienen transando en esta plaza bajo el símbolo "EC".

En abril de 2008 el Emisor adquirió a Esenttia, anteriormente Propileno del Caribe S.A., el mayor proveedor de polipropileno de Colombia, incrementando de esta manera su participación en el negocio petroquímico.

En Colombia, durante 2009, se concretó la compra de Hocol Petroleum Limited, tras llegar a un acuerdo con la firma francesa Maurel & Prom, lo cual contribuyó a aumentar la base de reservas y producción.

En agosto de 2011 el Emisor cumplió 60 años de historia, logrando consolidar sus operaciones en un marco de sostenibilidad y avanzando en el trabajo en equipo como grupo empresarial. Durante el mismo año se realizó a la segunda emisión de acciones del Emisor con una inyección de recursos por $2,4 billones de pesos y la compañía británica BP vendió la totalidad de sus acciones de su sucursal en Colombia, con lo cual nace Equión Energía Limited, con participación accionaria 51% de propiedad del Emisor y 49% de Talisman. Posteriormente en el año 2015 Repsol adquiere la participación de Talisman.

En junio de 2012 se constituyó Cenit, como una filial especializada en logística y transporte de hidrocarburos en Colombia. La creación de Cenit tuvo por objetivo potenciar el marco estratégico y logístico de la industria petrolera de Colombia, en respuesta al aumento en la producción de hidrocarburos, y aumentar las ventas de crudos y productos refinados, tanto en Colombia como en los mercados internacionales.

En 2015 se puso en marcha la Unidad de Crudo de la Refinería de Cartagena la cual es el punto de partida para el comienzo del proceso de refinación y la producción de diesel, gasolina y combustible para aviación. En 2016 entraron en operación las 34 unidades de la Refinería de Cartagena y se realizaron actualizaciones a la refinería de Barrancabermeja.

Durante el año 2017, con el descubrimiento del pozo Gorgon-1, el Emisor comprobó la presencia de gas en aguas profundas en el sur del Caribe colombiano y al mismo tiempo confirmaron la existencia de una

nueva provincia gasífera costa afuera conformada por los pozos Purple Angel-1 y Kronos-1 descubierto en 2015.

También en 2017, el Emisor incursionó por primera vez en México, donde obtuvo dos bloques para explorar y producir hidrocarburos en aguas someras en las cuencas del sureste de ese país junto a Petronas y Pemex.

Durante el año 2018, el Emisor avanzó en la internacionalización de la exploración costa afuera al ingresar al Pre-sal brasileño, una de las zonas de mayor potencial del mundo, de la mano de compañías de primer nivel como British Petroleum, China National Offshore Oil Corporation, Shell y Chevron. A su vez, se marcó un hito en la transición hacia las energías renovables al adjudicar el contrato para la construcción de un parque solar en el Meta, con una capacidad instalada de más de 20 megavatios para abastecer parte de la energía que demanda el campo Castilla, el segundo más grande del país.

El 16 de febrero de 2018 el accionista controlante del Emisor emitió una declaración sobre la posibilidad de ejercicio del derecho de retiro de los accionistas. Esta declaración se encuentra en el siguiente hipervínculo:
https://nuevoportal.ecopetrol.com.co/documentos/inversionistas/Declaraci%C3%B3n%20del%20Accionista%20Mayoritario%20-%20MHCP%20-%2016%20de%20febrero.pdf

Para 2019, el Emisor logró entregar combustibles más limpios al país. El diésel pasó de 25 a 10 partes por millón de azufre y en gasolina de 150 a menos de 100 partes por millón de azufre.

El Emisor ingresó al Permian en Estados Unidos en el año 2019, a través de una alianza estratégica con Occidental Petroleum, para desarrollar actividades en una de las cuencas más prolíficas del mundo. Este proyecto contribuyó a fortalecer la posición del Emisor en el conocimiento y tecnología en yacimientos no convencionales.

El 2020 fue un año retador para la industria, debido al desplome en los precios de petróleo por cuenta de la sobreoferta provocada por los desacuerdos al interior de la OPEP y posteriormente, por los desafíos asociados a la pandemia COVID-19. El plan de respuesta a la crisis implementado por el Emisor aseguró la continuidad operativa y contempló decisivas intervenciones en costos, priorización de inversiones, maximización de ingresos y oportuno financiamiento, así mismo, permitió aprovechar la recuperación de oferta y demanda de crudo a nivel mundial en la segunda mitad del año. Así mismo, puso en marcha la estrategia de SosTECnibilidad, un modelo de contribución y generación de valor a la sociedad que, a través de soluciones innovadoras y tecnológicas, propende por armonizar el desarrollo económico, social y ambiental, bajo un marco de gobierno transparente y ético.

En línea con el compromiso para mitigar el cambio climático y avanzar en la transición energética y en la agenda de SosTECnibilidad, en el mes de marzo del 2021, el Grupo Ecopetrol anunció la meta de cero emisiones netas de carbono para 2050 (alcances 1 y 2). Como meta intermedia a 2030, el Grupo Ecopetrol busca reducir en 25% las emisiones de CO2e (alcances 1 y 2) frente a la línea base establecida en el año 2019, y para 2050 alcanzar una reducción del 50% de las emisiones totales (alcances 1, 2 y 3).

Durante el primer semestre del 2021, el Grupo Ecopetrol generó una utilidad neta de COP 6,8 billones, un EBITDA de COP 17.6 billones y un margen EBITDA de 48,1%, superando las cifras obtenidas en todo el año 2020. La utilidad neta en el 2T21 se ubicó en COP 3,7 billones y el EBITDA en COP 9,4 billones (registrando récord histórico para un trimestre).

Los resultados acumulados del 2021 estuvieron apalancados en mejores precios de realización gracias al éxito de la estrategia comercial, el incremento en la producción de Permian, las estrategias implementadas desde el 2020 para el control de costos y captura de eficiencias, que han permitido aprovechar un entorno

de precios favorable, y mitigar los impactos en volúmenes de producción y ventas de la Compañía a causa de la situación de orden público del país y su concurrencia con el tercer pico de COVID-19.

El 20 de agosto de 2021, Ecopetrol completó la adquisición del 100% de la propiedad del MHCP en ISA equivalentes al 51,4% de las acciones en circulación de esta compañía. Esta operación marca un hito en el desarrollo de la estrategia de transición energética del Grupo Ecopetrol, que busca maximizar la vida y valor del portafolio de hidrocarburos, mientras avanza en la descarbonización y diversificación hacia negocios de emisiones bajas. Con la adquisición, el Emisor ingresa al mercado de transmisión de energía en Colombia, así como en la gestión de sistemas en tiempo real (XM) y la concesión vial Costera Barranquilla - Cartagena. A nivel internacional, a través de ISA y sus filiales, el Grupo Ecopetrol adquiere posiciones líderes en el negocio de transmisión de energía en Brasil, Chile, Perú y Bolivia, de concesiones viales en Chile y de telecomunicaciones.

6. Composición accionaria e información sobre los principales accionistas

Los accionistas del Emisor a 30 de junio de 2021 son:

	TIPO	ID	NOMBRE	SALDO TOTAL	%
1			MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO	36.384.786.817,196	88,49%
2	NIT	9002374987	JPMORGAN CHASE BANK NA FBO HOLDERS OF DR ECOPETROL	660.269.880	1,61%
3	NIT	8002248088	FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PORVENIR MODERADO	428.404.979	1,04%
4	NIT	9004402831	FONDO BURSATIL ISHARES COLCAP	346.784.182	0,84%
5	NIT	8002297390	FDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PROTECCION MODERADO	304.470.592	0,74%
6	NIT	9003875268	FONDO PENSIONES OBLIGATOR. PORVENIR MAYOR RIESGO	185.192.795	0,45%
7	NIT	8002279406	FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PROTECCION MAYOR R	146.794.166	0,36%
8	NIT	9003798964	FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS COLFONDOS MODERADO	133.853.090	0,33%
9	NIT	9007201801	FONDO BURSATIL HORIZONS COLOMBIA SELECT DE S&P	96.169.363	0,23%
10	NIT	9003519541	VANGUARD TOTAL INTERNATIONAL STOCK INDEX FUND	70.561.590	0,17%
11	NIT	8300767273	SKANDIA FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS-MODERADO	58.438.613	0,14%
12	NIT	8002530552	ABU DHABI INVESTMENT AUTHORITY J.P. MORGAN	57.317.186	0,14%
13	NIT	9003799210	FDO PENS OBLIGATORIAS COLFONDOS MAYOR RIESGO	55.799.627	0,14%
14	NIT	9003919005	FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PROTECCION RETIRO	51.629.274	0,13%
15	NIT	9003320031	SKANDIA FONDO DE PENSIONES VOLUNTARIAS	43.844.132	0,11%
16	NIT	8300380851	VANGUARD EMERGING MARKERTS STOCK INDEX FUND	42.707.437	0,10%

	TIPO	ID	NOMBRE	SALDO TOTAL	%
17	NIT	9005580490	ISHARES CORE MSCI EMERGING MARKETS ETF	40.896.178	0,10%
18	NIT	8001700437	FONDO DE CESANTIAS PORVENIR	37.938.565	0,09%
19	NIT	8001704945	FONDO DE CESANTIAS PROTECCION-LARGO PLAZO	35.456.803	0,09%
20	NIT	9003875196	NORGES BANK-CB NEW YORK	32.082.324	0,08%
21	NIT	9003949600	FONDO ESPECIAL PORVENIR DE RETIRO PROGRAMADO	30.842.953	0,08%
22	NIT	9005690971	FONDO PENSIONES OBLIGATORIAS PORVENIR CONSERVADOR	29.467.916	0,07%
23	NIT	9003826905	SKANDIA FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS-MAYOR RIES	27.437.105	0,07%
24	NIT	9003797593	COMPAÐIA DE SEGUROS BOLIVAR S.A.	23.399.029	0,06%
25	NIT	8600025032	FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PROTECCION CONSERV	23.126.184	0,06%
26			ACCIONES NO ADJUDICADAS	6.642	0,00%
27			Otros Accionistas con Menor Participación	1.769.015.668	4,30%
			Total	41.116.694.690,196	**100,00%**

6.1 Información sobre el principal accionista

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público, es el accionista controlante y el beneficiario real del 88,49% del capital accionario emitido y en circulación, representando el 88,49% de los derechos de voto. La calidad de beneficiario real usualmente implica el derecho al voto y el derecho a disponer de los valores. Como titular de Acciones Ordinarias, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público no tiene ningún derecho a voto diferente o especial en comparación con cualquier otro titular de Acciones Ordinarias.

Los accionistas diferentes al Ministerio de Hacienda y Crédito Público tienen la calidad de minoritarios.

6.2 Prácticas de gobierno corporativo

El Emisor cuenta con prácticas de transparencia, gobernabilidad y control que permiten asegurar un buen gobierno corporativo con el fin de generar confianza a los diferentes grupos de interés y garantizar la sostenibilidad del negocio. De igual forma, el Emisor cuenta con diferentes herramientas que le permiten asegurar un buen gobierno corporativo en el marco de sus operaciones y promover la toma de decisiones bajo un esquema claro y consistente.

Entre los principales documentos que conforman la normatividad interna que regula el gobierno corporativo del Emisor, se resaltan los siguientes:

(a) Estatutos Sociales: Establecen las funciones de los diferentes órganos sociales de control y administración del Emisor, a saber, la AGA, la Junta Directiva y el Presidente. En los Estatutos Sociales se establecen de igual forma las funciones y los derechos de los accionistas, el trato equitativo que debe recibir cada accionista e inversionista y el mecanismo de resolución de controversias establecido para dirimir eventuales diferencias entre los accionistas y el Emisor. Así mismo, es función de la AGA la de decidir sobre todos los aspectos relacionados con la elección, funciones y las inhabilidades relacionadas con el cargo de revisor fiscal del Emisor. Los Estatutos Sociales cuentan con una cláusula de transparencia en la que se establece la política de cero tolerancia frente a hechos de fraude, soborno, corrupción, y, en general, violaciones a la ley. Por último, los Estatutos Sociales contemplan cláusulas para regular inhabilidades e

incompatibilidades de la Junta Directiva y los trabajadores del Emisor, el manejo de los conflictos de interés que se puedan presentar, el deber de reserva de información y una cláusula de buen gobierno, en la que los administradores y trabajadores se obligan a cumplir con las prácticas de buen gobierno adoptadas por el Emisor.

(b) Código de Buen Gobierno: Este documento establece el marco de referencia para regular aspectos clave del Emisor, incluyendo, pero sin limitarse a (i) sus órganos sociales (AGA, Junta Directiva y Presidente); (ii) la responsabilidad corporativa del Emisor, a través de la cual se busca que el Emisor tome en consideración sus impactos económicos, sociales y ambientales en su forma de operar y de interactuar con los diferentes grupos de interés, con el fin de maximizar los beneficios y minimizar los impactos negativos; (iii) la transparencia, fluidez e integridad de la comunicación y la información que se maneja en Ecopetrol y que se suministra a terceros; (iv) controles internos (Auditoría Interna y Área de Gestión de Riesgos y Control Interno) y externos (Revisoría Fiscal, superintendencias, entes de control, agencias calificadoras de riesgos y auditorías especializadas solicitadas por los accionistas); (v) control disciplinario a los trabajadores del Emisor; (vi) manejo de eventuales conflictos de interés; y (vii) negociación de valores del Emisor, y entre otros, temas de relevancia en la operación del Emisor.

(c) Código de Ética y Conducta: Este código establece los principios éticos del Emisor, las responsabilidades de los directivos del Emisor, el manejo de conflictos éticos, las prohibiciones aplicables a trabajadores y administradores del Emisor, el manejo, la seguridad y la confidencialidad de la información del Emisor, entre otros aspectos de ética y conducta que se deben observar en Ecopetrol.

(d) Procedimiento para divulgación de Información Relevante y no relevante: Este documento busca garantizar el suministro de Información Relevante e información no relevante del Emisor de manera clara, suficiente, oportuna y veraz a los mercados de valores y a través de los medios de comunicación respectivamente, en cumplimiento de las normas establecidas y a través de los conductos regulares definidos oficialmente por el Emisor.

(e) Matrices de Decisiones y Atribuciones: Establecen los cargos u órganos que tienen la autoridad y la atribución para la toma de decisiones consideradas clave en la operación de Ecopetrol, lo que genera consistencia, claridad y orden en la administración del Emisor.

[EL RESTO DE LA PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO]

SEGUNDA PARTE - INFORMACIÓN DEL EMISOR

CAPÍTULO II - ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL EMISOR

1. Estructura orgánica del Emisor

1.1 Asamblea General de Accionistas

La AGA es el máximo órgano social del Emisor siendo esta la primera autoridad sobre la dirección del Emisor. La AGA está conformada por los accionistas reunidos con el quórum y en los términos establecidos en los Estatutos Sociales.

La AGA podrá llevar a cabo reuniones ordinarias y extraordinarias. Las reuniones ordinarias se celebrarán anualmente dentro de los tres (3) primeros meses de cada año en el día y hora indicados en la convocatoria. A falta de convocatoria, la AGA se reunirá por derecho propio el primer día hábil del mes de abril a las 10.00 a.m. en las oficinas del domicilio principal donde funcione la administración del Emisor. En esta clase de reuniones la AGA se ocupará de los siguientes temas, sin perjuicio de los demás que sean requeridos por la ley aplicable: (a) examinar la situación del Emisor; (b) elegir a los miembros de la Junta Directiva y al revisor fiscal del Emisor; (c) determinar las directrices económicas del Emisor; (d) analizar las cuentas y estados financieros del último ejercicio; (e) decidir sobre el decreto y distribución de utilidades y, (f) acordar todas las providencias tendientes a asegurar el cumplimiento del objeto social.

Las reuniones de la AGA, diferentes a la ordinaria, que se celebren tendrán el carácter de extraordinarias y en la convocatoria se incluirá el orden del día, la fecha, hora y el lugar en la que se llevará a cabo. Las reuniones extraordinarias de la AGA se celebrarán cuando lo así lo exijan las necesidades imprevistas o urgentes del Emisor, en cuyo caso se convocará por de: (i) el Presidente del Emisor, (ii) la Junta Directiva, (iii) el Revisor Fiscal, o (iv) por orden de la entidad oficial que ejerza el control permanente de Emisor, cuando así se lo solicite un número plural de accionistas que represente por lo menos el cinco por ciento (5%) del total de las acciones suscritas.

La AGA del Emisor podrá reunirse válidamente en cualquier fecha, hora y lugar, sin previa convocatoria, cuando, existiendo voluntad para ello, estuviere representada la totalidad de las acciones suscritas, pudiéndose ocupar de cualquier asunto, siempre que, se cumplan los requisitos previstos en la Ley y en los Estatutos Sociales.

La convocatoria a la reunión ordinaria de la AGA la realiza el Presidente con una antelación de treinta (30) días calendario a la fecha prevista para la realización de la reunión, mediante publicación del aviso de convocatoria en la página web del Emisor, así como en un diario de amplia circulación nacional, de forma física o digital. Por su parte, la convocatoria para reuniones extraordinarias se realiza con una antelación de quince (15) días calendario a la fecha prevista para la realización de la reunión, mediante publicación del aviso de convocatoria en la página web del Emisor, así como en un diario de amplia circulación nacional, de forma física o digital.

Adicionalmente, el Emisor adoptando las mejores prácticas de gobierno corporativo, en relación con los siguientes puntos:

(a) el domingo anterior a la fecha de la reunión ordinaria o extraordinaria de la AGA, la administración recuerda mediante un aviso publicado en un diario de amplía circulación nacional, de forma física o digital, y en la página web del Emisor, la fecha, la hora y el lugar de reunión; y

(b) con una antelación de por lo menos tres (3) días calendario a la fecha de la reunión ordinaria o extraordinaria, publica en la página del Emisor, el orden del día de la AGA y las proposiciones de la administración.

La AGA deliberará con un número plural de accionistas que represente por lo menos, la mitad más una de las acciones suscritas. Será quórum suficiente para decidir el que represente la mayoría de los votos presentes, salvo que en la ley se establezcan mayorías especiales.

Además de las reuniones presenciales, la AGA podrá reunirse de forma no presencial, de conformidad con la Ley 222 de 1995 y demás normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. También serán válidas las decisiones de la AGA cuando por escrito, todos los accionistas expresen el sentido de su voto, de conformidad con la Ley 222 de 1995 y demás normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

1.2 Funciones de la Asamblea General de Accionistas

Los Estatutos Sociales del Emisor establecen las siguientes funciones en cabeza de la AGA:

(a) Designar a la persona que presidirá la reunión.

(b) Examinar, aprobar o improbar los estados financieros de fin de ejercicio y las cuentas que deban rendir los administradores.

(c) Nombrar y remover a los miembros de la Junta Directiva.

(d) Nombrar y remover al Revisor Fiscal, y fijarles sus honorarios.

(e) Decretar con arreglo a la Ley la distribución de utilidades que resulten de los estados financieros, determinando el monto de las utilidades por repartir, el plazo y las formas de pago de los dividendos. La AGA podrá determinar que las sumas disponibles en cualquier momento para repartir dividendos se capitalicen total o parcialmente, y que su valor se distribuya en acciones del Emisor entre los accionistas a prorrata de las que tengan en el momento de la capitalización.

(f) Definir la forma de enjugar pérdidas si las hubiese.

(g) Autorizar la emisión y colocación de acciones en reserva, siempre que se realice sin sujeción al derecho de preferencia, así como la emisión de bonos convertibles en acciones.

(h) Autorizar cualquier emisión de acciones privilegiadas o de goce y ordenar la disminución o supresión de los privilegios.

(i) Disponer las reservas que deban hacerse además de la legal.

(j) Ordenar la readquisición de acciones propias y su posterior enajenación.

(k) Adoptar todas las medidas que reclamen el cumplimiento de los Estatutos Sociales o que exigiere el interés del Emisor.

(l) Estudiar y aprobar las reformas de los Estatutos Sociales, de acuerdo con las normas que regulen la materia.

(m) Aprobar el avalúo de los bienes en especie que reciba el Emisor en pago de suscripción de acciones, con posterioridad a la fecha de su constitución.

(n) Considerar y aprobar, según corresponda, los informes de los administradores sobre el estado de los negocios sociales, y el informe del revisor fiscal, en su caso.

(o) Aprobar los procesos de fusiones, escisiones, o transformaciones.

(p) Aprobar los aumentos de capital autorizado.

(q) Darse su propio reglamento.

(r) Las demás que le asignen la ley o los Estatutos Sociales.

1.3 Junta Directiva

Atendiendo los criterios establecidos en el artículo 44 de la Ley 964 de 2005 y de conformidad con el artículo 20 de los Estatutos Sociales, la Junta Directiva del Emisor está compuesta por nueve (9) miembros principales sin suplentes, quienes son elegidos por la AGA, por el sistema de cociente electoral para períodos de dos (2) años.

Teniendo en cuenta lo estipulado en los Estatutos Sociales, la AGA con un número de votos que representan el 99,90382273% de las acciones presentes y/o representadas en la reunión, eligió en Asamblea General de Accionistas ordinaria el 26 de marzo de 2021 a los miembros de Junta Directiva que se indican a continuación para el período de marzo 2021 - marzo 2023.

A continuación, se presenta un breve resumen de la hoja de vida de los miembros de Junta Directiva a la fecha del presente Prospecto de Constitución del Programa:

(i) Cecilia María Vélez White

Cuenta con amplia experiencia profesional. En el sector público ha ocupado los siguientes cargos: Ministra de Educación, Secretaria de Educación de Bogotá, Ministra Consejera para Asuntos Económicos en la Embajada de Colombia ante el Gobierno Británico, subdirectora y jefe de la unidad de desarrollo territorial del Departamento de Planeación Nacional, Jefe de Planeación del Fondo de Desarrollo Urbano del Banco Central Hipotecario, Subdirectora de Planeación del Banco de la República. Se ha desempeñado como rectora de la Universidad Jorge Tadeo Lozano y fue profesora visitante de la Escuela de Postgrados de Educación. Realizó sus estudios de economía en la Universidad de Antioquia (1972- a 1976) y en la Universidad Jorge Tadeo Lozano (1977). Cuenta con máster en ciencias económicas de la Universidad de Lovaina en Bélgica y estudios en *Special Program of Urban and Regional Studies* Massachusetts en el Institute of Technology (MIT) en Boston. Actualmente participa como miembro de juntas y consejos directivos de: Suramericana de Seguros, Fedesarrollo, EAFIT, la Fundación Luker, United Way, Empresarios por la Educación y la Fundación Alejandro Ángel Escobar. Participa en el "*Harvard Ministerial Leadership Program*" y presta servicios de asesoría y consultoría.

(ii) Luís Guillermo Echeverri Vélez

Cuenta con más de 20 años de experiencia en el desarrollo, mercadeo, promoción y conducción de negocios internacionales, exportaciones e importaciones, en la formulación e implementación de políticas públicas y corporativas, desarrollo e implementación de proyectos convencionales y relacionados con tecnología de la información, planeación estratégica, financiación de proyectos públicos y privados y consecución de recursos de cooperación. Se desempeñó como director ejecutivo del Banco Interamericano de Desarrollo, la Corporación Interamericana de Inversiones y el Fondo Multilateral de Inversiones, en representación de los Gobiernos de Colombia, Perú y Ecuador. Fue director y fundador de varias empresas y grandes proyectos en la década de los años 2000. Se desempeñó como agregado comercial de la Misión Diplomática de Colombia en los Estados Unidos y director de la Oficina Regional de Proexport en Miami. Es abogado de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín y magíster en economía agrícola de la Universidad de Cornell de Nueva York; asesor de negocios internacionales y ha liderado

exitosamente iniciativas de negocios y procesos de cambio, innovación e implementación metodológica y tecnológica en diversas empresas y organizaciones. Actualmente es Presidente de la Asociación Primero Colombia, asociación no gubernamental dedicada a la promoción de valores democráticos y al liderazgo juvenil, presidente de la Junta Directiva de la Cámara de Comercio de Bogotá y miembro de la Junta Directiva Telefónica y Pragma. Se desempeña como miembro independiente y presidente de la Junta Directiva del Emisor.

(iii) Germán Quintero Rojas

Ha estado encargado de la Dirección General de Fogafín y de la presidencia de la ANI. Ha sido secretario general del MME, Ministerio del Interior y Hacienda y Crédito Público, igualmente secretario general y asesor del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, se desempeñó como asesor del secretario general de la Presidencia de la República. Director general y secretario general de Acción Fiduciaria S.A., jefe de la oficina Jurídica del Ministerio de Hacienda de Crédito Público entre otras posiciones en el sector público y privado. Es abogado de la Universidad Sergio Arboleda, con estudios en derecho administrativo de la Universidad Javeriana, realizó estudios de doctorado (DEA) en derecho administrativo de la Universidad San Pablo CEU de Madrid. Fue miembro de la comisión redactora del actual Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, miembro de varias juntas directivas nacionales de primer nivel, destacándose Ecopetrol (2019-enero 2021) y la Financiera de Desarrollo Nacional; ha sido presidente de las juntas directivas de Bancoldex S.A., Gecelca S.A., Urrá S.A., Cisa, entre otras. Es miembro de la Junta Directiva de Financiera de Desarrollo Nacional y actualmente es el secretario jurídico de la Presidencia de la República.

(iv) Juan Emilio Posada Echeverri

Ha sido miembro de juntas directivas y de consejos asesores de organizaciones públicas y privadas, con y sin fines de lucro en las áreas de infraestructura, transporte aéreo, hotelería, defensa nacional, banca, seguros, corretaje de valores, telecomunicaciones, tecnología, medios de comunicación, educación, derechos de los niños, cámaras de comercio, gremios empresariales, una orquesta juvenil latinoamericana y un programa nacional de competitividad cuya parte privada lideró. Ocupó altos cargos gerenciales en Billiton M. & T. (entonces filial de Royal Dutch Shell Group) en los Países Bajos, Banco Cafetero en Nueva York, Miami y luego como vicepresidente internacional, a cargo de las subsidiarias e inversiones en siete países. Fue fundador, presidente ejecutivo y CEO de Grupo Fast S.A. y Fast Colombia S.A.S. - VivaAir (anteriormente VivaColombia, primera aerolínea de bajo costo en Colombia); fundador y CEO de Stratis Ltda. (Proyectos de infraestructura) director corporativo de Synergy Aerospace, CEO de Avianca Airlines, de Alianza Summa (Avianca-Aces-Sam) y Aces Airlines; CEO de Puerto Brisa, un mega-puerto de aguas profundas en Colombia, Presidente Ejecutivo de Táximo Ltd., Presidente de Direktio y de la Fundación Plan, Director de Allianz Life y Allianz General en Colombia, miembro de la Junta Directiva Avianca Holding y de la Sociedad Hotelera Tequendama (siete hoteles en Colombia), Plan International (Brasil) y miembro del Comité de Nominaciones y Gobierno de la Asamblea Global de Plan Internacional, así como, miembro de los consejos consultivos del Grupo Empresarial del Sector Defensa (GESED), Disán (empresa internacional de comercialización de fertilizantes y productos químicos), Flores de la Campiña (productor y exportador de flores frescas), de YPO Gold Colombia (red global de CEO's) y NT3 (desarrolladores de proyectos inmobiliarios), Polymath Ventures, AMROP-Top Management y la Orquesta de las Américas (Washington, D.C.) Ha

participado activamente en emprendimientos de la cuarta revolución industrial y en una firma de construcción de vivienda de clase media. Tiene un título en administración de empresas de la Universidad EAFIT de Medellín, Colombia, un MBA en negocios internacionales y finanzas de la Universidad Pace en Nueva York, donde recibió honores por excelencia académica internacional, y un título en derecho financiero internacional del London School of Economics. Su experiencia en auditoría y riesgos fue adquirida en los comités de finanzas y auditoría de las juntas directivas de diferentes compañías, en el Banco Nacional del Comercio, en Corredores Asociados (una casa de bolsa de valores en Colombia) y en general, en el sector financiero. Ha recibido numerosos reconocimientos tales como la Cruz de Boyacá, Grado Gran Cruz, Premio al Emprendedor Emergente EY 2016, múltiples medallas de las Fuerzas Militares de Colombia, 10 Mejores Ejecutivos Junior Chamber of Commerce, entre otros. Empresas que ha liderado han merecido premios y reconocimientos en servicio y calidad tales como el Premio Portafolio al Servicio, y reconocimientos de Fenalco Antioquia, Cotelco y la Gobernación de Antioquia. Actualmente, tiene un contrato de consultoría con el organismo de Cooperación Internacional, Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) es miembro de la Junta Directiva de Financiera de Desarrollo Nacional, de la Sociedad de Acueducto de Alcantarillado y Aseo de Barranquilla S.A. E.S.P y miembro independiente de la Junta Directiva del Emisor.

(v) Sergio Restrepo Isaza

Se desempeñó en el Grupo Bancolombia como vicepresidente de mercado de capitales y vicepresidente ejecutivo de desarrollo corporativo. Inició su carrera profesional en la Corporación Financiera Corfinsura, donde ejerció los cargos de presidente, vicepresidente banca de inversión y vicepresidente de inversiones e internacional. Ha tenido asiento en varias juntas directivas incluidas Cementos Argos, Compañía Nacional de Chocolates, Conavi, Asobancaria, Bolsa de Valores de Colombia, Conglomerado Financiero Internacional Banagrícola S.A., Suramericana Asset management SUAM y varias de carácter solidario. Se graduó del programa de Administración de Empresas de la Universidad EAFIT de Medellín, Colombia, y tiene un MBA de la Universidad de Stanford University de California. Tiene una amplia experiencia en auditoría y riesgos, pues durante su paso en el sector financiero fue miembro de los comités de auditoría y riesgos en diferentes Compañías, en las cuales tuvo un papel activo en el análisis de la información financiera y estuvo a cargo de las relaciones con los inversionistas. Actualmente es socio de Exponencial Banca de Inversión S.A.S., miembro y presidente de la Junta Directiva del Grupo BIOS S.A.S y miembro de las Juntas Directivas de Odinsa S.A. y Consorcio Financiero. Experto en temas financieros, de auditoría y riesgos empresariales y miembro independiente de la Junta Directiva del Emisor.

(vi) Luís Santiago Perdomo Maldonado

Cuenta con más de 40 años de experiencia en la industria bancaria en Colombia ocupando cargos de alta dirección entre los que se destaca la presidencia del Banco Colpatria del Grupo Scotiabank. Ha sido miembro de diversas juntas directivas en compañías colombianas y latinoamericanas de diversos sectores económicos como financiero, minero y agrícola en entidades como Banco Latinoamericano de Comercio Exterior (Bladex), Scotiabank Perú, Asociación Bancaria de Colombia, Deceval, Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI) y la Asociación Nacional de Instituciones Financieras (ANIF). Así mismo es miembro fundador del Instituto Colombiano de Gobierno Corporativo y se desempeña como Consejero Delegado del Grupo Mercantil Colpatria S.A. Ha estado

vinculado al Consejo Directivo del Colegio de Estudios Superiores (CESA), a la Sala Plena del Gimnasio Moderno, la Fundación de Cirugía Reconstructiva (CIREC) y colabora en la Fundación Universitaria Minuto de Dios. Es Administrador de Empresas del Colegio de Estudios Superiores de Administración (CESA). Actualmente es miembro de la Junta Directiva de Mineros S.A. y se desempeña como miembro independiente de la Junta Directiva del Emisor.

(vii) Esteban Piedrahita Uribe

Se desempeña como rector de la Universidad Icesi de Cali. Anteriormente ocupó los cargos de director general del Departamento Nacional de Planeación, asesor del Presidente y luego Especialista senior del Banco Interamericano de Desarrollo y Editor Económico de la revista Semana, entre otros. Ha sido miembro de las juntas directivas del Banco Agrario, Metrocali, Amalfi, Carvajal Educación y Alianza Valores. Adicionalmente, es miembro del Consejo Directivo de Fedesarollo y del Consejo asesor de la Fundación Panthera, y fue miembro del Consejo Asesor para Colombia de The Nature Conservancy. Es economista de la Universidad de Harvard y tiene una maestría en filosofía e historia de la ciencia del London School of Economics and Political Science. Actualmente es miembro de las Junta Directivas de Cementos Argos y el Centro de Eventos Valle del Pacífico y se desempeña como miembro independiente de la Junta Directiva del Emisor.

(viii) Hernando Ramírez Plazas

Ha estado vinculado a la Universidad Surcolombiana como decano de la Facultad de Ingeniería, Vicerrector académico, rector y catedrático. Laboró en el Instituto Nacional de Salud y en el Ministerio de Salud. Se desempeñó como evaluador externo de Colciencias en proyectos de desarrollo tecnológico e innovación en el área de gas natural. También participó como capacitador en temas de gas al personal de producción de Canacol Energy. Es ingeniero químico egresado de la Universidad Nacional de Colombia, magister en salud pública de la misma universidad y especialista en ingeniería de gas de la Universidad de Zulia (Venezuela). Actualmente, es miembro independiente de la Junta Directiva del Emisor, postulado por los Departamentos Productores de Hidrocarburos desde el 23 de marzo de 2018.

(ix) Carlos Gustavo Cano Sanz

Es economista de la Universidad de los Andes de Bogotá, con maestría de la Universidad de Lancaster de Inglaterra, posgrado en gobierno, negocios y economía internacional en la Universidad de Harvard de Boston, y posgrado en el Instituto de Alta Dirección Empresarial (INALDE) de Bogotá. Ha sido presidente de la Federación Nacional de Arroceros (FEDEARROZ); Presidente de la Sociedad de Agricultores de Colombia (SAC); fundador y presidente de la Corporación Colombia Internacional (CCI); presidente de la Caja Agraria y presidente del diario El Espectador. Fue ministro de agricultura del gobiemo del presidente Álvaro Uribe, entre el 7 de agosto de 2002 y el 3 de febrero de 2005, y director del Banco de la República, entre el 4 de febrero de 2005 y el 31 de enero de 2017. Actualmente es profesor de la Universidad de los Andes, miembro del Consejo Superior de la Universidad EAFIT de Medellín, miembro del Comité Consultivo para la Agricultura de Bancolombia y miembro del Consejo Asesor para Colombia de The Nature Conservancy (TNC). Es miembro independiente de la Junta Directiva del Emisor, postulado por los accionistas minoritarios con mayor participación accionaria del Emisor desde el 31 de marzo de 2017, vicepresidente de dicha Junta Directiva y presidente de su comité de

negocios. Su último libro publicado es "Mi paso por el Banco: Desaprendiendo y aprendiendo", Banco de la República y Universidad de Ibagué - marzo 2020.

(a) Miembros de Junta Directiva:

Nombre Miembro Principal	Independiente*
Carlos Gustavo Cano Sanz	SI
Cecilia María Vélez White	SI
Esteban Piedrahita Uribe	SI
Hernando Ramírez Plazas	SI
Juan Emilio Posada Echeverri	SI
Luis Guillermo Echeverri Vélez	SI
Luis Santiago Perdomo Maldonado	SI
Sergio Restrepo Isaza	SI
Germán Eduardo Quintero Rojas	NO

* De conformidad con los criterios de independencia previstos en el artículo 44 de la Ley 964 de 2005.

(b) Funciones y facultades de la Junta Directiva

Los Estatutos Sociales establecen las siguientes funciones en cabeza de la Junta Directiva:

(i) Nombrar, evaluar y remover al presidente del Emisor, aprobar su política de sucesión y fijar su remuneración atendiendo a la responsabilidad del cargo y a las directrices del mercado.

(ii) Darse su propio reglamento.

(iii) Aprobar la política de sucesión de los miembros de la Junta Directiva.

(iv) Organizar y coordinar el proceso de sucesión de sus miembros, sin perjuicio de la facultad que la Asamblea General de Accionistas tiene en cuanto al nombramiento y remoción de los miembros de la Junta Directiva, con el propósito de brindar información completa y pertinente acerca de los candidatos que vaya a considerar la Asamblea General de Accionistas, y velar por que los candidatos reúnan el perfil y cumplan los requisitos y las condiciones establecidas para el efecto.

(v) Autorizar las siguientes decisiones o actividades:

(A) La constitución, capitalización y liquidación de sociedades, incluyendo empresas unipersonales, filiales y subsidiarias, así como también abrir y cerrar sucursales y agencias, tanto en Colombia como en el extranjero, cuando lo estime conveniente.

(B) La participación con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, de derecho público o privado, en Colombia o en el exterior, en la constitución de

sociedades, asociaciones, corporaciones, fundaciones, que tengan un objeto igual, similar, conexo, complementario, necesario o útil para el desarrollo del objeto social del Emisor.

(C) La Adquisición de participaciones y derechos en sociedades previamente constituidas que tengan un objeto igual, similar, conexo, complementario, necesario o útil para el desarrollo del objeto social del Emisor.

(D) La enajenación de participaciones, posiciones contractuales y derechos en sociedades en las cuales tenga participación.

(E) Gravar, enajenar o limitar el derecho de dominio sobre activos de propiedad del Emisor diferentes de los hidrocarburos, sus derivados y productos refinados o petroquímicos.

(vi) Aprobar el presupuesto y plan de inversiones del Emisor.

(vii) Estudiar y aprobar los informes anuales que debe rendir el presidente del Emisor sobre las labores desarrolladas por el Emisor.

(viii) Aprobar el reporte anual de reservas y el reporte anual 20F.

(ix) Definir los criterios para el dimensionamiento de la planta de personal, la política de compensación, y aprobar la estructura organizacional de primer nivel. Para efectos de los Estatutos Sociales, se entenderá que hacen parte del primer nivel, aquellas personas que dentro de sus funciones está la de reportar directamente al Presidente del Emisor.

(x) Designar y remover a los trabajadores de dirección y confianza que lideran las dependencias de primer nivel del Emisor.

(xi) Instrumentar las decisiones adoptadas por la AGA relacionadas con la readquisición de las acciones propias del Emisor.

(xii) Intervenir en todas las actuaciones que tengan como propósito, a juicio suyo, el mejor desarrollo de las actividades del Emisor mediante la solicitud de informes a los trabajadores del Emisor.

(xiii) Proponer a la AGA la aprobación de fondos de reservas adicionales a los legales.

(xiv) Examinar, cuando lo considere necesario, los documentos y libros del Emisor.

(xv) Presentar, para aprobación de la AGA, en conjunto con el Presidente, el informe de gestión de la Sociedad, los estados financieros de cada ejercicio, el proyecto de distribución de utilidades y demás documentos establecidos en el artículo 446 del Código de Comercio y la Ley 222 de 1995 o en las disposiciones que los sustituyan, reglamenten, modifiquen o complementen de acuerdo con lo que allí se establece.

(xvi) Presentar, en conjunto con el Presidente, a la AGA, un informe especial en el que se expresará la intensidad de las relaciones económicas existentes entre el Emisor y sus filiales o subsidiarias, en los términos del artículo 29 de la Ley 222 de 1995.

(xvii) Dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 447 del Código de Comercio sobre el derecho de inspección o en las disposiciones que lo reglamenten o modifiquen.

(xviii) Servir de órgano consultivo para todos los asuntos que el Presidente del Emisor requiera.

(xix) Aprobar el Código de Buen Gobierno, el Código de Ética y sus modificaciones.

(xx) Conceder permisos o licencias al Presidente del Emisor, y nombrar un encargado en caso de ausencia de sus suplentes.

(xxi) Adoptar las medidas específicas respecto del gobierno del Emisor, su conducta y su información, con el fin de asegurar el respeto de los derechos de quienes inviertan en sus acciones o en cualquier otro valor que emita, de acuerdo con los parámetros fijados por los órganos de regulación del mercado, y la adecuada administración de sus asuntos y el conocimiento público de su gestión.

(xxii) Presentar conjuntamente con el Presidente del Emisor un informe que describa los asuntos enunciados en el numeral (xix) anterior, a la AGA.

(xxiii) Verificar la efectividad y transparencia de los sistemas contables del Emisor y efectuar reportes periódicos a los accionistas sobre la situación financiera y de gobierno del Emisor.

(xxiv) Velar porque las relaciones económicas del Emisor con sus accionistas, incluyendo el accionista mayoritario, y con sus subordinadas, se lleven a cabo dentro de las limitaciones y condiciones establecidas por la ley y las regulaciones sobre prevención, manejo y resolución de conflictos de interés establecidos en los Estatutos Sociales; y en todo caso, en condiciones de mercado.

(xxv) Establecer los mecanismos necesarios para asegurar que cuando un trabajador del Emisor revele, bien sea al Comité de Auditoria y Riesgos de la Junta Directiva o a sus jefes inmediatos, información de la cual tenga conocimiento respecto de un posible conflicto de interés al interior del Emisor o de irregularidades en la contabilidad o en la información financiera, no sufra discriminación ni consecuencias negativas, y en general, para que sea protegido de las represalias de las que pudiera ser objeto por estas razones.

(xxvi) Solicitar a la Presidencia del Emisor, la contratación de asesores externos escogidos por la Junta Directiva, cuando lo considere necesario para cumplir con sus funciones o como apoyo a los comités de la Junta Directiva de acuerdo con los términos y condiciones establecidos en el Reglamento Interno de la Junta Directiva.

(xxvii) Cumplir con las funciones que, en materia de prevención y control de lavado de activos y financiación del terrorismo, le asignen las normas vigentes y aplicables, nacionales e internacionales.

(xxviii) Reglamentar e instrumentar la emisión y colocación de acciones y bonos convertibles en acciones. Así mismo, autorizar e instrumentar la emisión y colocación de bonos no convertibles en acciones, así como de otros títulos o valores de deuda que permitan la financiación del Emisor. En todo caso, la Junta Directiva podrá encargar al Presidente del Emisor la aprobación del reglamento de suscripción, el prospecto de emisión y todos los demás documentos relativos a la emisión y colocación de títulos valores.

(xxix) Autorizar la contratación de empréstitos y operaciones de financiamiento que tengan un plazo superior a un (1) año con las entidades que estén facultadas legalmente para tal efecto y el otorgamiento de las garantías a que haya a lugar.

(xxx) Nombrar y remover a los representantes legales del Emisor y a sus respectivos suplentes.

(xxxi) Aprobar el otorgamiento de créditos a empresas del Grupo Ecopetrol y garantías a favor de terceros, ambas actividades única y exclusivamente dentro del giro ordinario de los negocios del Emisor y en el marco de su objeto social, de acuerdo con lo establecido en los presentes Estatutos.

(xxxii) Asegurar la efectividad de los sistemas de control interno y de gestión riesgos.

(xxxiii) La Junta Directiva, en su calidad de orientador estratégico, tendrá las siguientes funciones:

(A) Aprobar la estrategia y plan de negocio del Grupo Ecopetrol.

(B) Aprobar el presupuesto y plan de inversiones del Grupo Ecopetrol, y dictar las normas para la elaboración y ejecución de los mismos.

(C) Aprobar los objetivos y metas consolidados del Grupo Ecopetrol.

(D) Emitir los lineamientos de compensación para el Grupo Ecopetrol.

(E) Aprobar los estados financieros consolidados.

(F) Aprobar los lineamientos de retención, transferencia y mitigación de riesgos financieros, incluidos los seguros para el grupo Ecopetrol.

(G) Aprobar los nuevos negocios del Grupo Ecopetrol de conformidad con los lineamientos que la Junta Directiva establezca y con la normatividad interna expedida para tal fin.

(H) Aprobar el modelo de gobierno aplicable al Grupo Ecopetrol.

(xxxiv) Las demás que le asignen la Ley y los Estatutos Sociales.

(c) Mecanismos adoptados para garantizar independencia de los miembros de la Junta Directiva

De conformidad con lo establecido en el parágrafo 1º del artículo 20 de los Estatutos Sociales del Emisor, la mayoría de sus miembros deben ser independientes, es decir al menos 5 de los 9 miembros de la Junta Directiva deben tener dicha calidad.

La elección de los miembros independientes de la Junta Directiva del Emisor se realiza atendiendo los criterios de independencia establecidos en el parágrafo 2º del artículo 44 de la Ley 964 de 2005. En virtud de dicha disposición, se entiende que son miembros independientes, aquellos directores que en ningún caso sean:

(i) Empleados o directivos del Emisor o de alguna de sus filiales, subsidiarias o controlantes, incluyendo aquellas personas que hubieren tenido tal calidad durante el año inmediatamente anterior a la designación, salvo que se trate de la reelección de una persona independiente.

(ii) Accionistas que directamente o en virtud de convenio dirijan, orienten o controlen la mayoría de los derechos de voto de la entidad o que determinen la composición mayoritaria de los órganos de administración, de dirección o de control de la misma.

(iii) Socios o empleados de asociaciones o sociedades que presten servicios de asesoría o consultoría al Emisor o a las empresas que pertenezcan al mismo grupo económico del cual forme parte esta, cuando los ingresos por dicho concepto representen para aquellos, el veinte por ciento (20%) o más de sus gastos operacionales.

(iv) Empleados o directivos de una fundación, asociación o sociedad que reciba donativos importantes del Emisor. Se consideran donativos importantes aquellos que representen más del veinte por ciento (20%) del total de donativos recibidos por la respectiva institución.

(v) Administradores de una entidad en cuya junta directiva participe un representante legal del Emisor.

(vi) Personas que reciban del Emisor alguna remuneración diferente a los honorarios como miembro de la Junta Directiva, del Comité de Auditoría y Riesgos o de cualquier otro comité creado por la Junta Directiva.

Con el fin de verificar el cumplimiento de este criterio de independencia, los candidatos a miembros de la Junta Directiva, a través de una comunicación escrita deben certificar su condición de independencia ante el Emisor. Adicionalmente, los miembros de Junta Directiva que tengan la calidad de independientes se comprometen por escrito, al aceptar el cargo, a que mantendrán su condición de independientes durante el ejercicio de sus funciones y, en el evento que dicha condición se pierda, le comunicará por escrito dicha situación al Secretario de la Junta Directiva, quien informará a la Junta Directiva de esta situación, siempre y cuando no se afecte el número mínimo de miembros independientes requeridos en los Estatutos Sociales para la integración de la Junta Directiva. En caso de que este número mínimo se vea disminuido, el Presidente del Emisor deberá convocar a una reunión extraordinaria de la AGA para la reintegración de la Junta Directiva.

(d) Mecanismos de designación de los miembros de Junta Directiva

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público, al ser accionista mayoritario del Emisor presentará a la Administración su lista de candidatos a integrar los 9 renglones de la Junta Directiva, junto con sus respectivas hojas de vida.

Los candidatos a miembro de la Junta Directiva deben cumplir como mínimo con los siguientes requisitos: (i) tener conocimiento o experiencia internacional en las actividades propias del objeto social del Emisor y/o tener conocimiento y experiencia en el campo de la actividad industrial y/o comercial, financiera, riesgos empresariales, bursátil, administrativa, jurídica o ciencias afines, (ii) contar con experiencia profesional de más de 15 años, (iii) gozar de buen nombre y reconocimiento por su idoneidad profesional e integridad, y (v) no pertenecer a más de 5 juntas directivas de sociedades anónimas incluidas el Emisor. Adicionalmente, en la conformación se considerarán criterios de género, diversidad e inclusión y al menos uno (1) de los nueve (9) miembros deberá ser mujer.

Por otra parte, para dar cumplimiento a las normas aplicables al Emisor, la plancha propuesta debe cumplir con los siguientes requisitos:

(i) La mayoría de los candidatos deben ser independientes;

(ii) Al menos uno de los miembros debe ser experto en temas financieros, de acuerdo con las normas aplicables del Mercado Internacional;

(iii) Debe incluir en los renglones 8° y 9°, respectivamente, a un representante de los departamentos productores de hidrocarburos explotados por el Emisor y a un representante de los accionistas minoritarios designado por los 10 accionistas minoritarios con mayor participación accionaria; e

(iv) Incluir al menos tres (3) miembros actuales, sin considerar los candidatos a los renglones 8° y 9°.

La Secretaría General del Emisor con el apoyo de otras áreas del Emisor, realiza una debida diligencia de las hojas de vida de los candidatos, quienes en todo caso son responsables de la veracidad, integridad, suficiencia y precisión de la información contenida en ellas.

La referida evaluación abordará los siguientes aspectos:

(i) Experiencia acreditada;

(ii) Títulos obtenidos;

(iii) Cargos desempeñados;

(iv) Juntas Directivas a las que pertenece a la fecha de postulación;

(v) Cumplimiento de requisitos generales y técnicos;

(vi) Verificación de antecedentes en materia disciplinaria, fiscal, penal, contravencional y profesional;

(vii) Revisión de antecedentes en listas restrictivas;

(viii) Cumplimiento de requisitos de independencia en el evento en que la postulación corresponda a un miembro que ostente tal calidad; y

(ix) Disponibilidad de tiempo, de manera que se garantice el tiempo necesario para el cabal cumplimiento de sus funciones.

Los resultados de esta evaluación serán el insumo para que la Junta Directiva, a través del Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad, además de constatar la calidad de independiente de aquellos candidatos postulados como tal, valore las hojas de vida de todos los candidatos propuestos con el propósito de verificar que tengan conocimiento y experiencia en las actividades propias del objeto social del Emisor y/o tengan conocimiento y experiencia en el campo de la actividad industrial y/o comercial, financiera, bursátil, administrativa, jurídica o ciencias afines, que gocen de buen nombre y reconocimiento por su idoneidad profesional e integridad y que no se encuentren incursos en causales de inhabilidades o incompatibilidades establecidas en la ley.

Una vez el Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad verifique que los candidatos se ajustan al perfil, el Emisor procede a publicar las hojas de vida de los candidatos en la página web del Emisor para que estén disponibles al inicio del derecho de inspección de los accionistas.

Los demás accionistas también podrán postular planchas alternas a la propuesta presentada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en calidad de accionista mayoritario, siempre y cuando la plancha esté completa, es decir, que provea los candidatos para los 9 renglones de la Junta Directiva y que cumpla con los requisitos establecidos en la ley, los Estatutos Sociales y lo dispuesto en el reglamento de la Junta Directiva.

Por otra parte, en adición a estas reglas que regulan la competencia, capacidad y requisitos para la nominación y elección de los miembros de la Junta Directiva, en sesión ordinaria del 23 de Junio de 2021, previa recomendación del Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad, la Junta Directiva aprobó la políta de sucesión de la Junta Directiva, la cual aborda el relevo organizado de este órgano social.

(e) Indicación sobre si los miembros de Junta Directiva desempeñan algún cargo adicional en la entidad o en cualquiera de sus vinculadas.

Ninguno de los miembros de Junta Directiva, desempeña ningún cargo adicional en el Emisor, ni en ninguna de las sociedades subordinadas que conforman el Grupo Ecopetrol.

1.4 Comités del Emisor

(a) Comité de Auditoría y Riesgos

El Comité de Auditoría debe estar integrado por al menos tres (3) miembros de la Junta Directiva, quienes serán designados por esta para períodos de dos (2) años; todos los miembros del Comité de Auditoría deben tener la calidad de independiente, así como formación o experiencia en temas relacionados con sus funciones y al menos uno de los miembros deberá ser experto en asuntos financieros y contables.

El Comité de Auditoría es el máximo órgano de control del Emisor, encargado de la vigilancia de la gestión y la efectividad del sistema de control interno. Apoya a la Junta Directiva en la supervisión del sistema de control interno, cumplimiento del programa de auditoría interna, cumplimiento del proceso de auditoría del revisor fiscal y/o auditores externos, en vigilar que los procedimientos de control interno se ajusten a las necesidades, objetivos, metas y estrategias financieras, administrativas y operacionales determinadas por el Emisor y, en conocer, analizar y dar su opinión sobre el informe anual del Balance de reservas petroleras del Emisor.

(b) Comité de Compensación, Nominación y Cultura:

El Comité de Compensación, Nominación y Cultura debe estar integrado al menos por tres (3) miembros de la Junta Directiva, quienes serán designados por esta para períodos de hasta dos (2) años; la mayoría de los miembros del Comité de Compensación, Nominación y Cultura deben tener la calidad de independiente, así como formación o experiencia en temas relacionados con sus funciones.

La función principal del Comité de Compensación, Nominación y Cultura es la de revisar y recomendar a la Junta Directiva, las políticas o lineamientos relacionados con la compensación de los funcionarios del Emisor, hacer seguimiento a los procesos y criterios de altos directivos.

(c) Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad:

El Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad debe estar integrado al menos por tres (3) miembros de la Junta Directiva, quienes serán designados por esta para períodos de hasta dos (2) años; la mayoría de los miembros del Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad deben tener la calidad de independiente, así como formación o experiencia en temas relacionados con sus funciones.

El Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad proporciona apoyo a la Junta Directiva respecto del buen gobierno y la sostenibilidad del Emisor. Tiene como objetivo recomendar a la Junta Directiva sistemas para la adopción, seguimiento y mejora de las prácticas de gobierno corporativo y sostenibilidad.

(d) Comité de Negocios.

El Comité de Negocios debe estar integrado por al menos cinco (5) miembros de la Junta Directiva, quienes serán designados por esta para períodos de dos (2) años; la mayoría de los miembros del Comité de Negocios deben tener la calidad de independiente, así como formación o experiencia en temas relacionados con sus funciones.

El Comité de Negocios proporciona apoyo a la Junta Directiva en la revisión y análisis de negocios potenciales, tales como proyectos de inversión, nuevos negocios de exploración y producción y otros negocios de alto impacto, todos enfocados en la estrategia empresarial, con criterios de optimización del portafolio y una adecuada asignación de recursos.

(e) Comité HSE

El Comité HSE debe estar integrado por al menos tres (3) miembros de la Junta Directiva, quienes serán designados por esta para períodos de dos (2) años; la mayoría de los miembros del Comité HSE deben tener la calidad de independiente, así como formación o experiencia en temas relacionados con sus funciones.

El Comité HSE es el órgano de apoyo a la gestión que realiza la Junta Directiva respecto del monitoreo y gestión de los riesgos asociados a la salud, la seguridad de los empleados, contratistas y colaboradores del Emisor, así como el desempeño de la gestión ambiental del Emisor y las compañías del grupo.

(f) Comité de Tecnología e Innovación

El Comité de Tecnología e Innovación debe estar integrado por al menos tres (3) miembros de la Junta Directiva, quienes serán designados por esta para períodos de dos (2) años; la mayoría de los miembros del Comité de Tecnología e Innovación deben tener la calidad de independiente, así como formación o experiencia en temas relacionados con sus funciones.

La finalidad del Comité de Tecnología e Innovación de la Junta Directiva de ECOPETROL es revisar, hacer monitoreo y proveer retroalimentación en cuanto a los planes estratégicos de tecnología de negocio y de tecnología digital, con alcance a Ecopetrol S.A. Esto involucra tecnologías a desarrollar, mejorar e incorporar; direccionadores y diferenciadores tecnológicos; ventajas competitivas; posibles aliados estratégicos; y prospectivas y tendencias. Este Comité, además revisa la estrategia digital, su fortalecimiento y el modelo operativo de seguridad informática, ciberseguridad, ciberdefensa, privacidad y recuperación de datos.

1.5 Personal Directivo

A continuación se indica el personal directivo del Emisor junto con un breve resumen de la hoja de vida de cada uno a la fecha del presente Prospecto:

(a) Directores Ejecutivos:

(i) Felipe Bayón Pardo

Felipe Bayón Pardo se ha desempeñado como Presidente del Grupo Ecopetrol desde 2017. Anteriormente, el señor Bayón se desempeñó como Vicepresidente Ejecutivo Operativo del Emisor desde febrero de 2016, supervisando las operaciones de upstream, midstream, downstream, tecnología, proyectos y comercialización, así como las áreas de investigación e innovación. Con más de 29 años de experiencia en la industria energética , el Señor Bayón ha liderado el proceso de transformación del Emisor, la estrategia de SosTECnibilidad y ha logrado posicionar a Ecopetrol en cuencas estratégicas en Estados Unidos, Brasil y México. Durante más de 20 años, trabajó en BP plc, más recientemente como Vicepresidente Senior de BP América y Jefe de Respuesta Global en Aguas Profundas. De 2005 a 2010, fue Presidente Regional de BP Cono Sur (Sudamérica) y, antes de 2005, trabajó en la sede de BP como Jefe de Gabinete del Director General de Upstream y jefe de la Oficina Ejecutiva de Exploración y Producción. Comenzó su carrera

en 1995 en BP Colombia, como Ingeniero de Proyectos, donde ocupó diversos cargos hasta llegar a ser Vicepresidente de Operaciones en Colombia. Antes de esto, trabajó para Shell.

(ii) Alberto Consuegra Granger

Alberto Consuegra Granger se ha desempeñado como Vicepresidente Ejecutivo Operativo de Ecopetrol desde el 1 de marzo de 2019. Antes de esta función, fue Presidente interino de Cenit S.A.S., la Subsidiaria de midstream de Ecopetrol, desde febrero de 2018 y Vicepresidente de Abastecimiento y Servicios de Ecopetrol S.A. desde agosto de 2016. El Señor Consuegra es ingeniero civil de la Universidad de Cartagena y tiene una maestría en pavimentos y gestión de la construcción de la Universidad de Texas A&M. Antes de unirse a Ecopetrol, fue Vicepresidente de Exploración y Producción en Equión Energía Limited, donde también se desempeñó como Vicepresidente de Proyectos y Producción entre 2011 y 2016. El Señor Consuegra comenzó su carrera profesional en 1984 en Morrison Knudsen International como coordinador de contratos durante la construcción del proyecto Cerrejón. En 1993, se incorporó a Ecopetrol S.A., trabajando en el Grupo de Proyectos, y luego pasó a BP Exploration, donde trabajó durante 16 años, primero como coordinador de contratos, luego como gerente de compras y contratos, después como gerente de recursos humanos para el área andina, y finalmente como líder de la Unidad de Desempeño de Colombia hasta finales de 2010.

(iii) Jaime Caballero Uribe

Jaime Caballero Uribe se ha desempeñado como Vicepresidente Corporativo de Finanzas del Grupo Ecopetrol desde agosto de 2018. El Señor Caballero tiene más de 20 años de experiencia internacional en el sector energético. Se unió al Grupo Ecopetrol en 2016 y fue el Gerente Financiero del Segmento Downstream antes de su nombramiento como Vicepresidente Corporativo de Finanzas del Grupo Ecopetrol. Anteriormente, su experiencia incluye 17 años en BP, donde ocupó puestos de liderazgo en América del Norte y del Sur, África y Europa, y más recientemente como Vicepresidente Financiero Regional para Brasil, Uruguay, Colombia y Venezuela. El Señor Caballero es abogado de la Universidad de los Andes (Bogotá), tiene un MBA en negocios energéticos por la Fundação Getulio Vargas (Río de Janeiro) y ha realizado programas ejecutivos de gestión financiera avanzada en la Universidad de Duke y en la Escuela de Negocios de Wharton.

(b) Equipo Directivo.

(i) Jorge Elman Osorio Franco

Jorge Elman Osorio Franco se ha desempeñado como Vicepresidente de Desarrollo y Producción de Ecopetrol desde el 1 de marzo de 2019. Antes de su actual cargo, se desempeñó como Vicepresidente Regional de Desarrollo y Producción desde junio de 2017 hasta febrero de 2019. Es ingeniero químico de la Universidad Nacional de Colombia y cuenta con más de 31 años de experiencia en ingeniería, proyectos y operaciones en la industria del petróleo y el gas. Pasó 24 años de su carrera en BP, donde se desempeñó como Gerente de Operaciones, Gerente Senior de Operaciones en Grandes Proyectos, Director Técnico y Director de Excelencia de Operaciones, entre otros cargos de liderazgo, incluyendo posiciones gerenciales en Colombia, Trinidad y Tobago e Indonesia.

(ii) Jurgen Gerardo Loeber Rojas

Jurgen Gerardo Loeber Rojas se ha desempeñado como Vicepresidente de Proyectos e Ingeniería de Ecopetrol desde mayo de 2016. El Señor Loeber es administrador de empresas de la Universidad del Norte y tiene una especialización en gestión de proyectos. Ingresó al Cuerpo de Ingenieros del Ejército como oficial de reserva y alcanzó el grado de capitán. Tiene más de 30 años de experiencia en la industria del petróleo y el gas. Comenzó su carrera en 1985 en Exxon como analista financiero. De 1992 a 2001, trabajó para BP en varios países como director de proyectos, director de construcción e ingeniero de control de proyectos. Durante los últimos 10 años, trabajó en Equión Limited (antes BP Exploration Colombia) como Director de Proyectos. De 2001 a 2006, fue Director de Proyectos de Wood Group Colombia.

(iii) Pedro Fernando Manrique Gutierrez

Pedro Fernando Manrique Gutierrez se ha desempeñado como Vicepresidente Comercial y de Mercadeo de Ecopetrol desde abril de 2017. También es miembro de la junta directiva de la refinería de Cartagena, Cenit e Invercolsa. Es Ingeniero eléctrico de la Universidad Industrial de Santander, tiene una maestría en ingeniería industrial y de sistemas por la Universidad de Florida en Estados Unidos, donde fue becario Fulbright, y un MBA por el IE Business School de Madrid, España. Cuenta con 30 años de experiencia en la industria del petróleo y el gas y anteriormente pasó 15 años en el negocio de upstream con Chevron Petroleum Company en diferentes lugares, siendo su última asignación la de Gerente Comercial y de Planificación de Negocios para Chevron Latinoamérica, donde también fue miembro del Equipo de Liderazgo para Chevron Latinoamérica. Durante su carrera también ha trabajado en Enron Energy Services como Gerente de Riesgos y en Enron International como Gerente de Desarrollo de Negocios, cada uno con sede en Houston, Texas.

(iv) Héctor Manosalva Rojas

Héctor Manosalva Rojas se ha desempeñado como Presidente de Cenit S.A.S., la Subsidiaria del segmento midstream de Ecopetrol, desde el 1 de marzo de 2019. Ingresó a Ecopetrol en 1986 y antes de su nombramiento como Director General de Cenit, se desempeñó como Vicepresidente de Desarrollo y Producción desde julio de 2014. A lo largo de su carrera en Ecopetrol, el Señor Manosalva ha ocupado diversos cargos, entre ellos el de Vicepresidente Ejecutivo de Producción y Exploración, Vicepresidente de Producción, Gerente de Producción de la Región Central, Presidente del Asesor de Colombia para la Seguridad de la Infraestructura Energética Nacional, Director de Seguridad Industrial y Protección Ambiental y Responsabilidad Social Empresarial, Gerente de Producción de la Región Sur y Jefe de la División de Planeación de la Producción. El Señor Manosalva es ingeniero de petróleos de la Universidad de América (Bogotá) y tiene postgrados en Finanzas de la Universidad EAFIT y en Dirección Ejecutiva de la Universidad de los Andes.

(v) Juan Manuel Rojas Payán

Juan Manuel Rojas Payán se ha desempeñado como Vicepresidente Corporativo de Estrategia y Nuevos Negocios desde agosto de 2018. Antes de su nombramiento, se desempeñó como Gerente Corporativo de Nuevos Negocios desde 2016. Es Economista de la Universidad de los Andes y tiene una maestría en Políticas Públicas de la Universidad de Harvard y una maestría en Economía de la Universidad de los Andes. Anteriormente fue viceministro de Minas y Energía, Presidente de Bridas Corporation, Gerente de Nuevos

Negocios de Pan American Energy y Director de Energía de Sideco Americana/Socma, entre otros cargos. Ha sido miembro de la junta directiva de diferentes empresas de servicios públicos en varios países, así como de empresas petroquímicas y de petróleo y gas en América Latina. Además, ha trabajado como consultor para la industria energética en Asia, África y América Latina. En el ámbito académico, ha sido profesor del programa de maestría en políticas públicas de la Universidad Torcuato di Tella en Argentina y profesor de historia del pensamiento económico en la Universidad de los Andes en Colombia.

(vi) Yeimy Báez

Yeimy Báez se ha desempeñado como Vicepresidente de Gas desde marzo de 2020. En este cargo, la Señora Báez es responsable de liderar, fortalecer y ejecutar una estrategia integral para desarrollar el gas natural, el GLP, el biogás y el hidrógeno, fuentes de energía limpia fundamentales para la transición energética y la sostenibilidad del Grupo Ecopetrol. Cuenta con más de 17 años de experiencia en la industria del petróleo y el gas, donde desempeñó con éxito una amplia gama de funciones técnicas, comerciales, estratégicas y financieras; entre ellas, la de Gerente Corporativo de Planificación Financiera y Desempeño de Negocios en Ecopetrol. Es ingeniera de petróleos de la Universidad Industrial de Santander, tiene un MBA de la Universidad Externado de Colombia y está altamente capacitada en Gestión de Proyectos (certificada PMP). Antes de su actual cargo, trabajó para reconocidas empresas del sector como Equión, BP y Weatherford.

(vii) Mauricio Jaramillo Galvis

Mauricio Jaramillo Galvis se ha desempeñado como Vicepresidente de Salud, Seguridad y Medio Ambiente (SSMA) desde enero de 2020. El Señor Jaramillo tiene 26 años de experiencia en el sector privado del petróleo y el gas en Colombia y América Latina. Ha ocupado varios puestos de liderazgo como Vicepresidente de Salud, Seguridad y Medio Ambiente de BP Colombia, Vicepresidente de Salud, Seguridad y Medio Ambiente e Ingeniería en la Unidad Andina de BP, Vicepresidente de Asuntos Corporativos y Salud, Seguridad y Medio Ambiente, y Vicepresidente de Recursos Humanos y Sostenibilidad en Equión, entre otros. El Señor Jaramillo tiene un doctorado de la Universidad Javeriana, una especialización en Seguridad y Salud Ocupacional de la Universidad El Bosque y un título de la Academia de Operaciones del Instituto de Tecnología de Massachussets.

(viii) Walter Fabián Canova

Walter Fabián Canova se ha desempeñado como Vicepresidente de Refinación y Procesos Industriales desde el 16 de abril de 2020. Desde su ingreso al Grupo Ecopetrol en marzo de 2017, primero como Vicepresidente de Operaciones y luego Gerente General de la Refinería de Cartagena, el Señor Canova ha sido parte del proceso de transformación de Ecopetrol. El Señor Canova tiene casi 30 años de experiencia en el sector público y privado del petróleo y el gas, principalmente en refinación y logística con un fuerte enfoque en la estrategia y las operaciones. Es Ingeniero Químico por la Universidad Nacional del Litoral, Argentina, realizó estudios de postgrado en Gestión de Proyectos y Programa de Dirección en las Universidades de Carolina del Norte y Houston, y un MBA en la Universidad de Belgrano, en Argentina. Antes de incorporarse a Ecopetrol, ha trabajado en varias refinerías y sucursales de empresas como ExxonMobil, Axion Energy y Puma Energy, donde ocupó cargos como Gerente de Operaciones, Gerente de Proyectos y Gerente General.

(ix) Fernán Ignacio Bejarano Arias

Fernán Ignacio Bejarano Arias se ha desempeñado como Vicepresidente de Asuntos Legales y Asesor General de Ecopetrol desde marzo de 2016. El Señor Bejarano Arias es abogado de la Universidad Javeriana de Bogotá y tiene una maestría en derecho de la American University de Washington D.C. En sus más de treinta años de experiencia profesional, ha sido socio de las firmas de abogados Estudios Palacios Lleras S.A, Bejarano Cárdenas y Ospina y Asociados Ltda. y OPEBSA Compañía de Abogados S.A.S. y se ha desempeñado durante varios años en importantes cargos en el sector público, tales como Viceministro de Relaciones Exteriores, Secretario de la Junta Monetaria, Secretario de la Junta Directiva del Banco de la República, Asesor de la Oficina de Asuntos Jurídicos de la Presidencia de la República de Colombia y Vicepresidente de Asuntos Jurídicos y Asesor General de la Corporación Financiera Colombiana. El Señor Bejarano Arias es profesor de la Facultad de Derecho de la Universidad Javeriana, y ha sido árbitro ante el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá.

(x) Mónica Jiménez González

Mónica Jiménez González se ha desempeñado como Secretaria General del Emisor desde julio de 2016. Mónica lidera los asuntos corporativos de la empresa que incluyen la dirección de las iniciativas de gobierno corporativo para el Emisor y su grupo de empresas, los programas de Responsabilidad Corporativa de la empresa y las comunicaciones corporativas del Emisor. La señora Jiménez es abogada de la Universidad de los Andes (Bogotá) y ha ejercido como abogada extranjera en Canadá. Trabajó como abogada en un bufete de abogados especializado en derecho internacional y luego en un importante bufete de abogados canadiense en Vancouver, BC. La señora Jiménez ha ejercido en Colombia y Canadá en asuntos relacionados con la responsabilidad social corporativa (RSC), el derecho corporativo y el arbitraje internacional. Tiene un postgrado en Responsabilidad Civil y del Estado de la Universidad Externado de Colombia y un Máster en Estudios de Desarrollo de la Escuela de Economía y Ciencia Política de Londres. Tiene una amplia experiencia como abogada y secretaria de tribunal en arbitrajes comerciales y de inversión bajo las reglas de la CCI, el CIADI y la CNUDMI. La Señora Jiménez es también miembro de la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI).

(xi) María Juliana Alban Durán

María Juliana Alban Durán se ha desempeñado como Vicepresidenta de Cumplimiento y Oficial de Cumplimiento desde julio de 2015. La señora Alban es licenciada en derecho por la Universidad Sergio Arboleda con una especialización en derecho comercial y Financiero por la misma institución y ha realizado un programa ejecutivo en gerencia estratégica de organismos reguladores y de control en la Kennedy School of Government de Harvard. A partir de 2007, la Señora Alban trabajó previamente en la Procuraduría General de la Nación como Procuradora para la Contratación Estatal, Secretaria General y jefe de la Oficina Jurídica, entre otros cargos dentro de la institución.

(xii) Alejandro Arango López

Alejandro Arango López se ha desempeñado como vicepresidente de Talento Humano del Emisor desde octubre de 2014. Cuenta con más de 20 años de experiencia profesional en diferentes países y ha trabajado como Vicepresidente de Recursos Humanos en el Banco Santander en Colombia y como Director de Recursos Humanos de la División de

Financiación al Consumo, División de Estrategia y División de Tarjetas en el Banco Santander en España. El Señor Arango también ha sido Director de Recursos Humanos para la región de Asia-Pacífico en el Banco Santander en Hong Kong y de la División Global de Recursos Humanos T&O, entre otros. El Señor Arango es licenciado en marketing estratégico por la Escuela de Negocios CESA, licenciado en teología por la Universidad Hochschule Sankt Georgen (Frankfurt) y licenciado en filosofía por la Universidad Javeriana.

(xiii) Andres Eduardo Mantilla Zarate

Andres Eduardo Mantilla Zarate se ha desempeñado como director del Instituto Colombiano del Petróleo de Ecopetrol (ICP), el centro de innovación y tecnología de la empresa, desde septiembre de 2013. Es Ingeniero de Petróleos egresado de la Universidad Industrial de Santander (Colombia), y obtuvo títulos de maestría en Ingeniería de Petróleos de Stanford University y de doctorado en Geofísica de la misma universidad. Su trabajo profesional incluye el liderazgo y la gestión de los equipos de desarrollo, demostración e implementación de tecnologías para energía y el medio ambiente. En los últimos tres años, ha reorientado los esfuerzos del ICP hacia la exploración y el desarrollo de soluciones tecnológicas para aprovechar la transición energética, adaptar y mitigar el cambio climático, proteger y reforzar la biodiversidad, y la protección y el uso responsable del agua. Anteriormente había trabajado para el Emisor ocupando diversos cargos entre 1994 y 2006. Antes de reincorporarse al Emisor en 2013, trabajó para BP Colombia, Marathon Oil Company y Maersk Oil. Durante su carrera profesional, ha trabajo en proyectos de exploración y producción y en la evaluación de nuevos emprendimientos en Colombia, el Golfo de México, el Mar del Norte, África Occidental, Sudamérica y Oriente Medio.

(xiv) Diana Escobar Hoyos

Diana Escobar Hoyos se ha desempeñado como vicepresidente de Desarrollo Sostenible desde septiembre de 2020. La Señora Escobar es abogada de la Universidad Pontificia Bolivariana, especializada en Derechos Humanos y Derecho Internacional Humanitario de la Universidad de Antioquia, con estudios complementarios en desarrollo sostenible y energías renovables. La Señora Escobar se ha desempeñado como Subcomisionada de Legalidad y Convivencia en la Oficina del Alto Comisionado para la Paz de la Presidencia de la República, coordinadora de programas de reintegración económica de población en riesgo social en la Alcaldía de Medellín, consultora en desarrollo sostenible para sectores como el agropecuario y el comercio minorista, gestora de recursos en entidades no gubernamentales y consultora externa en el Banco Interamericano de Desarrollo.

(xv) Carlos Andrés Santos Nieto

Carlos Andrés Santos Nieto se ha desempeñado como Vicepresidente de Abastecimiento de bienes y Servicios desde el 23 de julio de 2018. Antes de su nombramiento en este cargo, fue Gerente de Compras y Cadena de Suministros en Ecopetrol. El Señor Santos es economista de la Universidad Externado de Colombia y tiene un postgrado en economía internacional de la misma institución y un diplomado universitario en negociaciones avanzadas de la Universidad CESA, y ha completado otros entrenamientos de negociación proporcionados por BP en Colombia, Alaska y Londres. Antes de incorporarse a la Compañía, ocupó el cargo de Director General de la Unidad de Negocio Costa Afuera en el Grupo Coremar y el de Director de Compras y Cadena de Suministro de Perforación,

Pozos, Subsuelo y Costa Afuera en Equión Energía Limited (antigua BP Exploration Colombia). También se desempeñó como Gerente de Abastecimiento en América Latina para Merck Sharp & Dohme y Gerente de Adquisiciones y Cadena de Suministro Especialista para Quala Colombia S.A. Ocupó varios cargos dentro de BP como Líder de la Categoría de Perforación y Pozos de PSCM, SPU de Irak en Londres, Líder de Inteligencia de Mercado de PSCM y Líder de Proyecto de Deflación en Alaska, Especialista de PSCM D&W en Alaska, Especialista de PSCM O&M en Colombia, Analista Comercial de PSCM en Colombia y Especialista de PSCM de Apoyo a Negocios en Colombia.

(xvi) Ernesto Gutiérrez de Piñeres

Ernesto Gutiérrez de Piñeres se ha desempeñado como Vicepresidente Digital desde octubre de 2018. El Señor Gutiérrez de Piñeres es Ingeniero de Sistemas y Especialista en Gerencia de Sistemas de Información de la Universidad del Norte de Barranquilla, y tiene un MBA Ejecutivo de la Universidad de los Andes. Cuenta con más de 19 años de experiencia como director y Gerente (CIO) de áreas de tecnología de la información en diferentes empresas multinacionales de múltiples sectores de la industria, liderando y desarrollando equipos de alto rendimiento en Colombia, Estados Unidos, Centro y Sudamérica. El señor Gutiérrez de Piñeres es un ejecutivo con experiencia en la transformación de las áreas de tecnología en socios de negocio y generadores de valor para las organizaciones a través de la innovación basada en la tecnología, el desarrollo de equipos y estrategias tecnológicas que apalancan la estrategia corporativa y la competitividad del negocio.

(xvii) Elsa Jeanneth Jaimes

Elsa Jeanneth Jaimes se desempeña como Vicepresidente de Exploración. Es egresada de Geología de la Universidad Industrial de Santander, con una Maestría en Geología del Petróleo de la Universidad de Texas. Cuenta con más de 29 años de experiencia profesional en compañías nacionales e internacionales que hacen parte del Grupo Empresarial tales como Ecopetrol S.A. y Hocol S.A., empresa en la que venía desempeñándose como Vicepresidenta de Exploración desde 2015, y en la que también laboró como gerente de exploración de la zona sur desde octubre de 2014 hasta febrero de 2015. Igualmente trabajó en Lasmo Oil, Petrobrás, y OGX Petróleo e Gas Ltda.

1.6 A continuación se presenta el organigrama del Emisor:

1.7 Auditoría Interna

La Gerencia Corporativa de Auditoría Interna (GCA) del Emisor, tiene como función prestar servicios de auditoría y consultoría a todas las áreas del Emisor de manera objetiva e independiente. Está función está concebida para agregar valor a las operaciones de la organización, mediante la aplicación de un enfoque sistemático y disciplinado para evaluar y mejorar la eficiencia y la eficacia de todos los procesos de gobierno, riesgo y control.

1.8 Revisoría Fiscal

La Asamblea General de Accionistas en reunión ordinaria celebrada el 26 de marzo de 2021 eligió a la firma Ernst & Young Audit S.A.S con NIT 8600088905, como revisor fiscal del Emisor, quien a su vez designó como revisor fiscal principal a Víctor Hugo Rodríguez Vargas identificado con la cédula de ciudadanía No. 79.653.321, a Hernán Maximiliano Castillo, identificado con la cédula de ciudadanía No. 80.198.948 como primer suplente del revisor fiscal y a Juan Camilo Villalobos con cédula de ciudadanía No. 1.121.891.336 como segundo suplente del revisor fiscal. A continuación se presenta la información de experiencia laboral, estudios realizados y empresas donde ejerce o han ejercicios como Revisores Fiscales:

Revisor Fiscal Principal	Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Tarjeta Profesional	57851-T
Fecha de expedición T.P.	04/02/1998
Antigüedad	26 años
Experiencia Laboral	• Socio de auditoria firma en la firma Ernt & Young Audit SAS. Tiene experiencia como auditor Auditoría en diferentes sectores económicos, tanto privados como públicos, y auditorías de programas de Bancos multilaterales son entre otros.

	• Construcción y Concesiones: Sacyr Concesiones y Sacyr Construcciones, Consorcio POB, Hilton International, Sistema de Transporte Masivo SITP. • Tecnología: American Movil, Movistar, Google Colombia, BLOOMBERG Colombia, HP USA y HP Col • Gobierno: Ministerio de Educación (Préstamo Banco Interamericano de Desarrollo), Centro Internacional de Agricultura Tropical - CIAT, Fundación Clinton, Life Science / Retail & Manufacturing: Abbot Laboratories / Pharamtique S.A. APEX, BSN, CIAT, Grupo ETEX, Coca - Colombia • Energía y Servicios Públicos: Ecopetrol S.A., Hocol -Nimir, Brookfiled - Auditoría para Electrificadora de Boyacá, Electrificadora de Caquetá, Electrificadora de Meta.
Estudios Realizados	• Contador Público de la Universidad Santo Tomas (1997) • Acreditado por ICAEW • Experiencia como docente en cursos de posgrado. • EY -Harvard Online Course Program para ejecutivos
Entidades donde ejerce revisoría fiscal	• Revisor Fiscal Principal - Actualmente • Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. NIT 901165502-2) • Ecopetrol S.A. (NIT 899999068-1) • Verizon Colombia S.A. - Verizon Business. (NIT 800144976-3)
Entidades donde ha ejercido revisoría fiscal	• Fondo de Empleados Energifondo (NIT 805003910-1) • Compañía Manufacturera Manisol S.A. (NIT 890801339-8) • Clarios Andina S.A.S. (NIT 900388600-1) • Fundación MCKS Food The Hungry - Cali (NIT 830505275-8) • Bengala Agrícola S.A.S. (Agrícolas) (NIT 900511074-2) • Jardín Plaza S.A. (NIT 900031678-0) • Manuelita S.A. (NIT 891300241-9) • Telxius Cable Colombia S.A. (NIT 900134570-7) • Empresa de Telecomunicaciones de Bucaramanga S.A. - c Telebucaramanga S.A. (NIT 890201210-2) • Fondo de Empleados Baterías - Baterifondo (NIT 900734923-8) • Oster de Colombia Ltda. (NIT 805030399-1) • Fundación Telefónica Colombia (NIT 900151877-4)
Primer Suplente del Revisor Fiscal	Hernán Maximiliano Castillo
Tarjeta Profesional	138009-T
Fecha de expedición T.P.	27/11/2008
Antigüedad	14 años
Experiencia Laboral	Gerente de auditoria firma en la firma Ernt & Young Audit SAS con experiencia nacional e internacional en la planeación y ejecución de auditorías financieras, auditorías externas e internas en diferentes industrias (Oil & Gas, Airline, TCE, Real, Service, Retail y Manufacturing). Conocimientos y experiencia en Normas de información financiera y contable (Colombiana, Argentina, Canadiense, Norteamericana (US GAAP) e Internacional (IFRS)), Estándares de auditoría (NIAS, PCAOB, AICPA, COL, ARG) y Normatividad SOX (COSO 2013 y anterior).

	Se encuentra a cargo como Gerente Senior Coordinador de los compromisos Grupo Coca Cola Femsa Colombia y Ecopetrol S.A. y Filiales (este último, a partir de octubre de 2016).
Estudios Realizados	• Contador Público de la Universidad Nacional de Colombia (2006). • Maestría en Dirección de Empresas (Master in Business Administration - MBA) Universidad Argentina de la Empresa - Escuela de Negocios (Business School UADE) Buenos Aires, Argentina
Entidades donde ejerce revisoría fiscal	Ecopetrol S.A.(NIT 899999068-1).
Entidades donde ha ejercido revisoría fiscal	• Industria Nacional de Gaseosas S.A. - INDEGA S.A. (NIT 890903858-7) • Latin Airways Corp Sucursal Colombia (NIT 900571948-0) • Aerolíneas Galápagos S.A. Aerogal Sucursal Colombiana (NIT 900088112-1) • Tampa Cargo S.A.S. (NIT 890912462-2) • Líneas Aéreas Costarricenses S.A. LACSA ahora Avianca Costa Rica (NIT 892400030-4) • Trans American Airlines S.A. Sucursal Colombia (NIT 830078083-8) • Aerovías del Continente Americano S.A. (NIT 890100577-6) • Savannah Crops. S.A.S. (Grupo Movich) (NIT 900483131-3) • Cartagena de Indias Small Luxury Hotel S.A.S. (Grupo Movich) (NIT 900263255-4) • Tucurinca Sucursal Colombia (Grupo Movich) (NIT 900381170-2) • Bogotá Eléktrika S.A.S. (Ciudad Móvil) (Grupo Somos K) (NIT 900645491-6).
Segundo Suplente del Revisor Fiscal	Juan Camilo Villalobos
Tarjeta Profesional	209982-T
Fecha de expedición T.P	25/11/2015
Antigüedad	5 años
Experiencia Laboral	Gerente de Assurance en Ernst & Young con experiencia en procesos de externa y Revisoría Fiscal en Colombia, implementación de normas internacionales de información financiera (NIIF15 y NIIF16), evaluación de procesos y controles, evaluación de riesgos y documentación de hallazgos en empresas del sector de Oil and Gas (Ecopetrol, Inversiones IGLP, Equion Energía Limited).
Estudios Realizados	Contador Público de la Universidad Santo Tomás
Entidades donde ejerce revisoría fiscal	• Ecopetrol S.A.(NIT 899999068-1) • ESSENTIA S.A.S (NIT 800059470-5) • IMBERA SERVICIOS COLOMBIA S.A.S(NIT 900440160-2) • FL Colombia S.A.S. (NIT 900298102-7) • Industria Nacional de Gaseosas S.A. - INDEGA S.A. (890903858-7)
Entidades donde ha ejercido revisoría fiscal	Embotelladora del Huila S.A. (NIT 860504946-6)

2. Participación accionaria en el Emisor de los miembros de Junta Directiva y funcionarios directivos

A continuación, se relaciona, con corte al 30 de junio de 2021, los funcionarios directivos que tenían participación accionaria en el Emisor:

Nombre	Cargo	Acciones al 30 de junio de 2021
Cecilia Velez White	Miembro de la Junta Directiva	59.833
Felipe Bayón Pardo	Presidente	8.418
Jaime Eduardo Caballero Uribe	Vicepresidente Corporativo de Finanzas	30.000

3. Convenios o programas para otorgar participación a los empleados en el capital del Emisor

En enero del 2020 la Junta Directiva aprobó el primer Plan de Incentivos a Largo (ILP) Plazo (3 años) 2020 – 2022, el cual persigue el logro de objetivos estratégicos para la compañía. Los objetivos definidos para el ILP 2020 – 2022 están asociados a la generación de caja, reducción de la huella de carbono y la reposición de reservas, objetivos estratégicos de cara a la sostenibilidad de Ecopetrol.

El Plan ILP 2020 - 2022 se ejecuta a través de una entidad financiera que invierte en acciones de Ecopetrol el dinero asignado a cada Directivo. Al final del Plan (3 años) se consolidan los aportes hechos a los Participantes si se cumplen las metas establecidas y según el desempeño de la acción de Ecopetrol.

4. Sociedad controlante

Según consta en el certificado de existencia y representación legal, el Emisor no está sujeto al control ya sea directo o indirecto, de otra sociedad. El Emisor es la matriz del Grupo Empresarial.

5. Sociedades subordinadas y sociedades en las que el emisor tiene participación

De acuerdo con los artículos 260 y 261 del Código de Comercio, "Las sociedades subordinadas pueden ser filiales o subsidiarias. Se considerará filial la sociedad que esté dirigida o controlada económica, financiera o administrativamente por otra, que será la matriz. Será subsidiaria la compañía cuyo control o dirección lo ejerza la matriz por intermedio o con el concurso de una o varias filiales suyas, o de sociedades vinculadas a la matriz o a las filiales de esta". A 30 de junio de 2021, el Emisor cuenta con las siguientes filiales y subsidiarias:

[ESPACIO INTENCIONALMENTE EN BLANCO]

Razón Social	Clase de subordinación	Domicilio	Actividad Principal	% Participación (directa o indirecta)	Moneda Local	Valor Capital (COP mm)	Reservas (COP mm)	Resultado último ejercicio (COP mm)	Dividendos percibidos (COP mm)	Consolida Si/No	Valor en libros*
ANDEAN CHEMICALS LIMITED	Filial	Bermuda	Vehículo de inversión ha tenido el rol de vehículo de inversión para las sociedades del Downstream	100% Directa	Dólar	1.517.026	-	84.251	-	Si	1.644.901
BLACK GOLD RE LIMITED	Filial	Bermuda	Es la Reaseguradora Cautiva del Grupo Ecopetrol se encarga de viabilizar y optimizar la colocación del Programa Corporativo de Seguros de Ecopetrol y sus filiales a través del ajuste de los niveles de cesión o retención de riesgos, a fin de garantizar la protección de sus activos.	100% Directa	Dólar	910.296	-	(4.845)	-	Si	910.2962
CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S.	Filial	Colombia	Cenit lidera el negocio de transporte y logística de hidrocarburos en el país, contando para ello con una red de oleoductos de 4.786	100% Directa	Peso Colombiano	13.919.541	683.491	2.219.458	3.971.905	Si	14.865.324

Razón Social	Clase de subordinación	Domicilio	Actividad Principal	% Participación (directa o indirecta)	Moneda Local	Valor Capital (COP mm)	Reservas (COP mm)	Resultado último ejercicio (COP mm)	Dividendos percibidos (COP mm)	Consolida Si/No	Valor en libros*
			km y una capacidad total de evacuación de 1.469 kilo barril por día (KBPD) de los cuales Cenit opera directamente 2.969km								
ECOPETROL CAPITAL AG	Filial	Suiza	Captación de excedentes y financiamiento para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	100% Directa	Dólar	2.153.211	68.920	105.098	-	Si	2.153.211
ECOPETROL GLOBAL ENERGY S.L.U.	Filial	España	Vehículo de inversión para las sociedades de los diferentes segmentos con operación internacional y énfasis en Upstream.	100% Directa	Dólar	11.115.882	-	(8.661)	-	Si	11.056.945
HOCOL PETROLEUM LIMITED	Filial	Bermuda	Vehículo de inversión que llega para las sociedades del Upstream con operación en Colombia (Hocol S.A y Ecopetrol Costa Afuera Colombia).	100% Directa	Dólar	3.823.475	-	306.219	321.064	Si	4.313.442
REFINERÍA DE CARTAGENA S.A.	Filial	Colombia	Administra una de las refinerías más modernas de	100% Directa	Dólar	19.406.480	-	(400.124)	-	Si	18.694.141

Razón Social	Clase de subordinación	Domicilio	Actividad Principal	% Participación (directa o indirecta)	Moneda Local	Valor Capital (COP mm)	Reservas (COP mm)	Resultado último ejercicio (COP mm)	Dividendos percibidos (COP mm)	Consolida Si/No	Valor en libros*
			Latinoamérica, debido a que cumple con altos estándares internacionales procesando crudos pesados y generando combustibles que por su bajo nivel de azufre son catalogados como amigables con el medio ambiente.								
INVERSIONES DE GASES DE COLOMBIA S.A. - Invercolsa S.A (consolidado)	Filial	Colombia	Es una sociedad anónima constituida en 1990 cuyo objeto social principal se relaciona con las actividades del sector energético.	51,88% Directa	Peso Colombiano	599.684	6.000	122.951	55.983	Si	1.301.342
ECOPETROL AMERICA LLC	Subsidiaria	Estados Unidos	Su objetivo es tener presencia en el Golfo de México de Estados Unidos, para poder desarrollar una estrategia de largo plazo que permita incrementar las reservas y ampliar el portafolio de inversiones.	100% Indirecta	Dólar	2.641.647	-	104.270	-	Si	-

Razón Social	Clase de subordinación	Domicilio	Actividad Principal	% Participación (directa o indirecta)	Moneda Local	Valor Capital (COP mm)	Reservas (COP mm)	Resultado último ejercicio (COP mm)	Dividendos percibidos (COP mm)	Consolida Si/No	Valor en libros*
ECOPETROL COSTA AFUERA COLOMBIA S.A.S	Subsidiaria	Colombia	Su objeto es el desarrollo de bienes o servicios, de las actividades propias de la industria del petróleo y gas, especialmente.	100% Indirecta	Peso Colombiano	12.307	-	(1.049)	-	Si	-
ECOPETROL DEL PERÚ S.A.	Subsidiaria	Perú	Tiene participación del 30% en el Lote 101, el cual después de haber sido devuelto a Perupetro está en proceso de remediación ambiental, por medio del Operador del bloque (Repsol) para proseguir con el cierre de la compañía, estimado para 2021.	100% Indirecta	Dólar	57.575	-	(303)	-	Si	-
ECOPETROL ENERGÍA S.A.S. ESP	Subsidiaria	Colombia	Atender la demanda de energía no regulada del Grupo Empresarial Ecopetrol.	100% Directa	Peso Colombiano	16.249	966	3.588	-	Si	16.086
ECOPETROL ÓLEO E GÁS DO BRASIL LTDA	Subsidiaria	Brasil	Constituida como parte de la estrategia de internacionalización del upstream.	100% Indirecta	Real Brasilero	1.889.228	-	(49.359)	-	Si	-
ECOPETROL PERMIAN LLC	Subsidiaria	Estados Unidos	Su objetivo de tener presencia en la	100% Indirecta	Dólar	4.699.599	-	76.740	-	Si	-

Razón Social	Clase de subordinación	Domicilio	Actividad Principal	% Participación (directa o indirecta)	Moneda Local	Valor Capital (COP mm)	Reservas (COP mm)	Resultado último ejercicio (COP mm)	Dividendos percibidos (COP mm)	Consolida Si/No	Valor en libros*
			cuenca Permian de Estados Unidos, una de las zonas más prolíficas y la de mayor interés a nivel global hoy, para poder desarrollar una estrategia de largo plazo que permita incrementar las reservas								
ECOPETROL USA INC	Subsidiaria	Estados Unidos	Exploración y explotación de hidrocarburos	100% Indirecta	Dólar	9.135.364	-	159.213	-	Si	-
ECP HIDROCARBUROS DE MÉXICO S.A. DE C.V	Subsidiaria	México	Su objeto exclusivo es la exploración y extracción de hidrocarburos en territorio mexicano	100% Indirecta	Dólar	33.658	-	(117.673)	-	Si	-
ESENTTIA MASTERBATCH LTDA	Subsidiaria	Colombia	Fabricación compuestos de polipropileno y masterbatches	100% Indirecta	Peso Colombiano	266.101	7.307	110.500	-	Si	-
ESENTTIA RESINAS DEL PERÚ SAC	Subsidiaria	Perú	Comercialización resinas de polipropileno y masterbatches	100% Indirecta	Dólar	10.521	83	3.531	-	Si	-
ESENTTIA S.A.	Subsidiaria	Colombia	Producción y comercialización de resina de polipropileno	100% Indirecta	Dólar	2.187.361	101.303	165.660	-	Si	1.196.133
HOCOL SA	Subsidiaria	Islas Caimán	Exploración, explotación y	100% Indirecta	Dólar	2.999.511	187.462	307.189	-	Si	-

Razón Social	Clase de subordinación	Domicilio	Actividad Principal	% Participación (directa o indirecta)	Moneda Local	Valor Capital (COP mm)	Reservas (COP mm)	Resultado último ejercicio (COP mm)	Dividendos percibidos (COP mm)	Consolida Si/No	Valor en libros*
			producción de hidrocarburos								
KALIXPAN SERVICIOS TÉCNICOS S. DE R.L. DE C.V.	Subsidiaria	México	Servicios especializados en la industria del petróleo e hidrocarburos	100% Indirecta	Peso Mexicano	62	-	(16)	-	Si	-
OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA S.A.S.	Subsidiaria	Colombia	Actividad transporte por ductos de petróleo crudo	55,97% Indirecta	Peso Colombiano	1.756.440	654.121	140.561	-	Si	-
OLEODUCTO CENTRAL S.A. – OCENSA	Subsidiaria	Colombia	Transporte por ductos de petróleo crudo	72,65% Indirecta	Dólar	3.787.614	77.655	1.159.192	-	Si	-
OLEODUCTO DE COLOMBIA S.A. - ODC	Subsidiaria	Colombia	Transporte por ductos de petróleo crudo	73% Indirecta	Peso Colombiano	431.796	42.368	187.200	-	SI	-
OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES S.A	Subsidiaria	Panamá	Transporte por ductos de petróleo crudo	65% Indirecta	Peso Colombiano	788.011	91.137	202.735	-	Si	-
TOPILI SERVICIOS ADMINISTRATIVOS S. DE R.L. DE C.V.	Subsidiaria	México	Servicios especializados en el ámbito gerencial y dirección	100% Indirecta	Peso Mexicano	57	-	(17)	-	Si	-

*Valor en libros registrado en Ecopetrol S.A. (Emisor), que corresponde al saldo de las inversiones en compañías donde tiene participación directa.

El 20 de agosto de 2021 se cerró la operación en virtud de la cual Ecopetrol adquirió una participación directa del 51,4% en ISA. La inversión se registró por un valor de COP 14.236.914 millones.

De manera ilustrativa a continuación se incluye una representación gráfica de la estructura del Grupo Ecopetrol.

GRUPO INTEGRADO EN LA CADENA
DE HIDROCARBUROS Y, AHORA, DE ENERGÍA
Exploración y producción
ecopetrol
ecopetrol COSTA AFUERA COLOMBIA
ecopetrol PERMIAN
ecopetrol méxico
hocol
ecopetrol AMERICA
ecopetrol BRASIL
Transporte y almacenamiento
cenit
bicentenario
Oleoducto de Colombia
ODL
OCENSA
Refinación y petroquímica
ecopetrol
Refinería de Cartagena S.A.S.
esenttia
ecodiesel
Comercialización y distribución
ecopetrol
ecopetrol SINGAPORE
Invercolsa
Transmisión e infraestructura
isa
CONEXIONES QUE INSPIRAN
GRUPO ecopetrol

6. Entidades no subordinadas con participación inferior o igual al 50% y mayor al 10%

Al 30 de junio de 2021, el Emisor no posee participación en sociedades no subordinadas inferior al 50% del capital social de las mismas que represente más del 20% del resultado neto del Emisor.

7. Relaciones laborales

7.1 Trabajadores

Al 30 de junio de 2021, el Emisor cuenta con un número total de 9.343 trabajadores.

La siguiente tabla contiene el número total de empleados por cada tipo de vinculación, número de empleados temporales, variación en el número total de empleados y en los empleados temporales frente al último año y cantidad de empleados sindicalizados del Emisor:

	dic-18	dic-19	dic-20	jun-21	Variación 2019-2018 (%)	Variación 2020-2019 (%)	Variación jun-2021-dic-2020 (%)
Trabajadores vinculación término indefinido	8.707	9.140	8.705	8.600	4,97%	-4,76%	-1,21%
Trabajadores vinculación temporal	996	947	1.065	743	-4,92%	12,46%	-30,23%
Total trabajadores directos	9.703	10.087	9.770	9.343	3,96%	-3,14%	-4,37%
Cantidad de trabajadores sindicalizados	4.887	5.131	4.933	4.718	4,99%	-3,86%	-4,36%

Los turnos de trabajo implementados por el Emisor son esquemas de 8 horas y 12 horas, tal como se describen a continuación; los horarios para los trabajadores que laboran en turnos de trabajo son fijados de acuerdo a las necesidades operativas de cada área. Los trabajadores que no laboran bajo la modalidad de turno tienen una jornada de trabajo de cuarenta y cinco (45) horas semanales, comprendida de lunes a viernes compensando igualmente de esta forma, la jornada del sábado.

Modalidad del turno	No. de horas diarias de trabajo	No. de días de trabajo	No. de días de descanso
4x3	12	4	3
14x8	12	14	8
14x7	12	14	7
14x7x6*	12	14	7
8x7	12	8	7
Turnos rotativos	8	N/A**	1 a la semana

*La modalidad de turno 14x7x6 es un esquema de uso exclusivo para trabajadores que ocupan cargos de dirección, confianza y manejo, los cuales por expresa disposición legal se encuentran excluidos de la

jornada máxima legal. Consiste en catorce (14) días de trabajo continuo, siete (7) días de descanso y seis (6) días que hacen parte de la jornada laboral y cuya ejecución se desarrollará por llamado, de acuerdo a los requerimientos de la empresa.

**La modalidad de turno rotativo corresponde a 6 días de trabajo y 1 día de descanso.

7.2 Sindicatos

A 30 de junio de 2021 el Emisor cuenta con los siguientes catorce (14) sindicatos de industria y ocho (8) de empresa, para un total de veintidós (22) sindicatos:

(a) Sindicatos de Industria:

(i) Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo - USO

(ii) Asociación de Trabajadores, Directivos, Profesionales y Técnicos de las Empresas de la Rama de Actividad Económica del Recurso Natural del Petróleo, los combustibles y sus derivados - ADECO

(iii) Sindicato Nacional de Trabajadores de Empresas Operadoras, Contratistas, Subcontratistas de Servicios y Actividades de la Industria Petrolera, Petroquímica y Similares - SINDISPETROL

(iv) Unión de Trabajadores de la Industria Petrolera y Energética de Colombia - UTIPEC, antiguo UTEN

(v) Sindicato Nacional de Trabajadores de la Industria de los Hidrocarburos - SINATRINHI

(vi) Sindicato Nacional de Trabajadores de Mantenimiento de la Industria del Petróleo, Gas y Carbón - SINTRAMANPETROL

(vii) ASINTRAHC - Asociación Sindical de Trabajadores de la Industria de Hidrocarburos de Colombia

(viii) Unión Sindical de Trabajadores del Sector Energético - USTRASEN

(ix) Sindicato de Trabajadores de la Industria Minero-Energética - SINTRAMEN

(x) USOLEODUCTOS - Unión Sindical de los Trabajadores de Oleoductos y Oleoducto Multipropósitos - USOLEODUCTOS

(xi) Asociación Sindical de Trabajadores de la Industria del Petróleo – ASINPE

(xii) Asociación Sindical de Empleados de Ecopetrol – ASOPETROL

(xiii) Sindicato de Trabajadores del Petróleo y Gas – SINTRAPETGAS

(xiv) Sindicato Nacional del Petróleo e Industria – SINDINAPETROLEO

(b) Sindicatos de Empresa:

(i) Asociación Sindical de Profesionales de Ecopetrol S.A. - ASPEC

(ii) Asociación Sindical de Trabajadores de Ecopetrol - TRASINE

(iii) Asociación Sindical de Trabajadores de Ecopetrol - ASTECO

(iv) Sindicato de Trabajadores Petroleros de Ecopetrol - SINPECO

(v) Sindicato de Profesionales de Ecopetrol S.A. - SINPROECOP

(vi) Asociación de Profesionales y Tecnólogos Empleados de Ecopetrol S.A. - APROTECO

(vii) Asociación Sindical de Trabajadores de la Industria del Petróleo e Hidrocarburos de Ecopetrol S.A. - ASTIPHEC

(viii) Sindicato de Trabajadores de Ecopetrol S.A. - SITRAECO

Los empleados del Emisor y cualquier empleado de la industria de hidrocarburos en Colombia, tiene la libertad de asociarse a cualquiera de las organizaciones sindicales mencionadas anteriormente. En el caso de los sindicatos de empresa, solamente puede estar conformado por trabajadores del Emisor.

El Emisor tiene una convención colectiva de trabajo celebrada con la Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo, que fija las condiciones que rigen los contratos laborales durante su vigencia, esto es, del 1 de julio de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2022, la cual por contar la USO con más de la tercera parte de afiliados del total de trabajadores del Emisor, se extiende por ministerio de la Ley, a todos los trabajadores del Emisor sean o no sindicalizados o pertenezcan o no a otro sindicato de los que coexisten en Ecopetrol; salvo a los trabajadores directivos, técnicos y de confianza que decidan y así lo manifiesten de manera expresa y voluntaria ante el Emisor, su deseo de que no se les aplique la CCT, así como a los directivos excluidos de su aplicación a quienes les cobija el régimen salarial y prestacional contenido en el Acuerdo 01 de 1977.

7.3 Vigencia de la última convención laboral

La última Convención Colectiva de Trabajo, se encuentra vigente desde el 1 de julio de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2022.

7.4 Interrupción total o parcial de las actividades del Emisor

El Emisor no ha presentado interrupciones totales o parciales en sus actividades en los últimos 3 años originado en diferencias en las relaciones laborales.

[EL RESTO DE LA PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO]

SEGUNDA PARTE - INFORMACIÓN DEL EMISOR

CAPÍTULO III - ASPECTOS RELACIONADOS CON LA ACTIVIDAD DEL EMISOR

1. Descripción de las principales actividades productivas y ventas del Emisor

El Emisor es una compañía integrada de energía de la cual el Ministerio de Hacienda y Crédito Público posee actualmente el 88,49% del capital social con derecho a voto. En Colombia es responsable de más del 60% de la producción de hidrocarburos de la mayor parte del sistema de transporte, logística, y refinación de hidrocarburos, y tiene posiciones líderes en petroquímica y distribución de gas. Con la adquisición del 51,4% de las acciones de ISA, participa en la transmisión de energía, la gestión de sistemas en tiempo real (XM) y la concesión vial Costera Barranquilla - Cartagena. A nivel internacional, Ecopetrol tiene presencia en cuencas estratégicas del continente americano, con operaciones de exploración y producción en Estados Unidos (cuenca del Permian y Golfo de México), Brasil y México, y a través de ISA y sus filiales tiene posiciones líderes en el negocio de transmisión de energía en Brasil, Chile, Perú y Bolivia, así como concesiones viales en Chile y de telecomunicaciones.

1.1 Exploración y Producción

El segmento de negocio de exploración y producción incluye actividades de exploración, desarrollo y producción en Colombia y en el extranjero. La exploración local inició en 1955 y la internacional en 2006. Las actividades de exploración y producción son realizadas directamente por el Emisor, y a través de algunas subsidiarias, así como a través de asociación empresarial con terceros. A la fecha de este Prospecto, el Emisor es el mayor operador y productor de petróleo crudo y gas natural en Colombia, manteniendo la mayor posición de exploración de superficie en Colombia.

(a) Exploración

Ecopetrol busca incorporar recursos en proyectos de alta rentabilidad concentrados en: (i) actividad exploratoria de campo cercano, (ii) cuencas terrestres poco exploradas en Colombia, como Putumayo y Piedemonte, (iii) costa afuera de Colombia, y (iv) áreas internacionales como costa afuera de Brasil en el Presal de Santos y el Golfo de México de los Estados Unidos.

Cuencas sedimentarias donde el Emisor realiza actividades de exploración.

La estrategia de exploración se ha orientado a potenciar el objetivo en tres frentes de trabajo: territorio continental en Colombia, costa afuera en el Caribe y fortalecer la exploración en el exterior.

Durante el segundo trimestre del 2021 (2T21), Ecopetrol y sus socios finalizaron la perforación de tres pozos exploratorios: Boranda Centro-1, Chimuelo-1 y Flamencos-3, los cuales se encuentran en evaluación. En lo corrido de 2021 se han perforado un total de ocho pozos y se espera para el cierre de 2021 la perforación de 14 pozos exploratorios, superando la meta inicial de 9 pozos. Con esto, continúan los planes de delimitación de los descubrimientos Boranda y Flamencos para acelerar la incorporación de reservas. Así mismo, los pozos exploratorios que se perforarán en lo que resta del año están enfocados principalmente en la prospección de gas en la zona norte de Colombia y en Piedemonte, que en caso de éxito contribuirían con el crecimiento de las reservas de gas del país para los próximos 2 a 3 años.

Continuando con la campaña exploratoria de 2021, al cierre del segundo semestre se encontraban en perforación los pozos Silverback de la filial Ecopetrol América y Basari-1 de la filial Hocol.

La producción acumulada en pruebas iniciales, extensas y pozos exploratorios en post comercialidad alcanzó los 908,535 bpe durante el primer semestre del año (5,020 bped promedio), donde el 67% de la producción corresponde a petróleo y el 33% a gas. Se destacan el inicio de las pruebas en los pozos Lorito Este-1 y Lorito-A1, la continuación de las pruebas en Boranda Centro-1 y Boranda Sur-2 y la continuidad de la prueba extensa de Arrecife-3.

Al cierre del 2T21 se oficializó con Parex Resources el acuerdo de cesión del 50% de los intereses en los bloques Arauca y Llanos 38 en el Departamento de Arauca, el cual permitirá la reactivación exploratoria de una importante zona petrolera del país. La actividad inicial en el bloque Llanos 38 se centrará en la perforación de un pozo exploratorio en 2022 y la adquisición de sísmica 3D para evaluar más a fondo el potencial del área. Entre tanto, en el bloque Arauca, se busca reanudar la producción de petróleo liviano de entre 38° y 41° API mediante la perforación de dos pozos de desarrollo.

En cuanto a la estrategia exploratoria de gas, los pozos Arrecife-1ST y Arrecife-3 de la filial Hocol fueron conectados al EPF (facilidades tempranas de producción) y se encuentran en fase de pruebas extensas. El pozo Chacha-3, perforado por Lewis en asociación con Hocol, se encuentra produciendo conectado al CPF (centro de facilidades de producción) Bullerengue.

En la actividad offshore, Shell (socio operador) continúa con la planeación del pozo delimitador Gorgón-2 para determinar la extensión de las arenas gasíferas de la estructura Gorgon. Adicionalmente, en el bloque COL-5 se adelanta la interpretación de sísmica 3D de alta resolución que permitirá evaluar una región frontera, hacia el Occidente de los descubrimientos de Purple Angel – Gorgon.

Frente a la operación internacional, la filial Brasil continúa avanzando en el plan de desarrollo del descubrimiento Gato do Mato y estima para 2022 la declaración de comercialidad ante la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), así como la incorporación de reservas.

Con relación a la actividad sísmica, la filial Hocol adelanta la etapa pre-operativa de adquisición de 80 Km de sísmica 2D en el bloque SN18 en el Valle Inferior del Magdalena. El inicio de actividades operativas de topografía, perforación y registro está planeado para el tercer trimestre del 2021.

(b) Producción

En el 2T21 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 661 kbped, con un aporte de 591 kbped por parte de Ecopetrol S.A. y de 70 kbped de las Filiales. La producción de gas y productos blancos alcanzó los 143 kbped, con un aporte del 21,7% a la producción total, en línea con la estrategia de la Compañía.

La producción disminuyó 2,5% (-16,6 kbped) frente al 2T20, como resultado principalmente de la situación de orden público en el país durante los meses de mayo y junio. Para el segundo trimestre se destaca el desempeño positivo de Permian, así como la solución de la restricción operativa asociada al manejo de agua en el campo Castilla, que ha permitido una recuperación paulatina de la producción del activo (+9,7 kbped) al cierre de junio frente a la producción del campo días previos a la apertura del vertimiento.

Desde la restauración de la situación de orden público en el país, la producción ha venido retomando su senda de crecimiento, logrando un *exit rate* de 686 kbped al cierre del 2T21, con lo cual se mantiene el rango estimado de producción para el año de entre 690 y 700 kbped. Los focos para retomar dicha senda se orientan a: i) la estabilización de los campos afectados por la situación de orden público, ii) la recuperación de las ventas de gas, iii) la anticipación de actividad prevista para 2022 y iv) el aumento de la capacidad de manejo de fluidos e intervenciones a pozos.

En términos de actividad, en el 2T21 se perforaron y completaron 88 pozos de desarrollo, completando 179 en el primer semestre del año, con un promedio mensual de ocupación de 17 equipos de perforación.

(i) Yacimientos No Convencionales en Colombia

Al cierre del segundo trimestre fue aprobada la cesión de intereses de participación cruzada con Exxon Mobil en los CEPI[1] Kalé y Platero, quedando Ecopetrol como operador de los PPII[2], con un 62,5% de interés de participación en el CEPI Kalé y 37,5% en el CEPI Platero. El PPII Kalé avanza en los estudios de impacto ambiental y se estima radicar la solicitud de la licencia ante la autoridad ambiental en el 3T21.

(ii) Programa de Recobro

Se continúa con la ejecución de 12 pilotos de inyección de agua y el piloto de inyección de aire en Chichimene, así como con la maduración de 17 proyectos, con el fin de apalancar el análisis en campos análogos para su posterior implementación. Al cierre del 2T21, los campos con pilotos o proyectos de tecnologías de recuperación secundaria y terciaria continúan aportando entre el 35% y 40% de la producción del Grupo Ecopetrol.

(iii) Permian

Durante del 2T21 se finalizó la perforación de 26 pozos, para un total de 47 nuevos pozos perforados en lo corrido del año. Así mismo, 31 nuevos pozos iniciaron producción, acumulando al primer semestre un total de 75 pozos en producción (22 del 2020 y 53 del 2021). Durante este período, se alcanzó una producción de 21,2 kbped antes de regalías, y de 16,1 kbped neto Ecopetrol después de regalías.

Se destaca que la Asociación continúa alcanzando eficiencias operativas y estableciendo récords operacionales, entre los que se encuentran:

(A) El pozo de 10 mil pies de longitud lateral más rápido perforado en 8,15 días (versus 9,73 días en 2020) Spud to Rig Release[3].

[1] Contratos Especiales de Proyectos de Investigación.
[2] Proyectos Piloto de Investigación Integral.
[3] Tiempo empleado entre el inicio de la perforacion (*spud*) y la finalización de la perforación del pozo al momento de liberar el equipo de perforacion (*Rig Release*).

(B) El pozo de 12,5 mil pies de longitud lateral más rápido en 10 días (versus 12,67 días en 2020) Spud to Rig Release.

(C) Tiempo promedio de perforación por pozo de 11,6 días (versus 14 días en 2020).

(D) Velocidades de perforación récord en la sección lateral de 9,506 pies/día en 2021 (versus 7,625 pies/día en 2020).

(E) Las operaciones de completamiento lograron 22,76 horas de bombeo por día (versus 19,7 horas en 2020).

El Emisor gestiona sus operaciones de producción a través de una organización regional, que comprende un total de doscientos (200) campos petrolíferos con producción activa, distribuidos en cinco (5) regiones:

(A) Región Central: conformada por los campos del área del Magdalena Medio.

(B) Región Orinoquía: donde se agrupan los campos de Castilla, Chichimene, Apiay y Akacias, ubicados en el departamento del Meta

(C) Región Andina Oriente (resultante de las integraciones de las antiguas regiones de Oriente y Sur): que comprende los campos del Putumayo, Huila y campos del departamento del Meta como Rubiales y Caño Sur.

(D) Región Piedemonte: que comprende los principales campos productores de Gas como Cusiana, Cupiagua, Floreña y Gibraltar.

Operaciones con Socios, por medio de la cual opera alrededor de 104 campos, siendo los más relevantes Guajira, Quifa, La Cira Infantas y Nare.

En febrero de 2020 se creó la Vicepresidencia de Gas para liderar y ejecutar la estrategia integral de gas del Grupo Ecopetrol.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las operaciones del Emisor por regiones.*

Gráfica 1.1(b) - Operaciones de Ecopetrol S.A. en Colombia

*Nota: Las operaciones asociadas se llevan a cabo a través de la Vicepresidencia de Operaciones Asociadas con socios en todo el país. Corresponde a la operación de producción del Emisor en Colombia sin incluir filiales ni la actividad exploratoria.

La siguiente tabla muestra la producción bruta del Emisor y sus filiales:

Producción - kbped		2T 2021	2T 2020	Var.		6M 2021	6M 2020	Var.
Crudo		473,3	507,2	(6,7%)		479,7	530,7	(9,6%)
Gas Natural		117,7	114,6	2,7%		124,0	118,6	4,6%
Total Ecopetrol S.A.		**591,0**	**621,8**	**(5,0%)**		**603,7**	**649,3**	**(7,0%)**
Crudo		18,1	20,2	(10,4%)		19,2	210	(8,6%)
Gas Natural		18,8	14,6	28,8%		19,0	11,7	62,4%
Total Hocol		**36,9**	**34,8**	**6,0%**		**38,2**	**32,7**	**16,8%**
Crudo		0,0	0,0	-		0,0	2,3	(100,0%)
Gas Natural		0,0	0,0	-		0,0	1,7	(100,0%)
Total Equion*		**0,0**	**0,0**	**-**		**0,0**	**4,0**	**(100,0%)**
Crudo		0,0	3,2	(100,0%)		0,3	3,2	(90,6%)
Gas Natural		0,0	0,8	(100,0%)		0,1	0,8	(87,5%)
Total Savia		**0,0**	**4,0**	**(100,0%)**		**0,4**	**4,0**	**(90,0%)**
Crudo		10,1	10,4	(2,9%)		10,5	11,2	(6,2%)
Gas Natural		1,8	1,7	5,9%		1,8	1,8	0,0%
Total Ecopetrol America		**11,9**	**12,1**	**(1,7%)**		**12,3**	**13,0**	**(5,4%)**

Crudo		16,4	4,0	310,0%		10,2	2,6	292,3%
Gas Natural		4,8	0,8	500,0%		3,6	0,5	600,0%
Total Ecopetrol Permian		**21,2**	**4,8**	**341,7%**		**13,8**	**3,1**	**345,2%**
Crudo		517,8	545,0	(5,0%)		520,1	570,9	(8,9%)
Gas Natural		143,1	132,5	8,0%		148,3	135,2	9,7%
Total Grupo Ecopetrol		**660,9**	**677,5**	**(2,5%)**		**668,4**	**706,1**	**(5,3%)**

*La Filial Equión reportó producción hasta el 29 de febrero de 2020 dada la finalización del contrato de asociación Piedemonte. A partir del primero de marzo de 2020, esta producción se reporta 100% ECP (campos Pauto y Floreña).
Notas: La producción bruta incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada compañía. La producción de gas natural incluye productos blancos.

1.2 Reservas

(a) Proceso de Reservas

El proceso de información sobre las reservas se llevó a cabo de acuerdo con las definiciones y normas de la SEC establecidas en la Regla 4-10(a) del Reglamento S-X y las directrices de divulgación contenidas en la norma final de la SEC sobre la modernización de la información sobre el petróleo y el gas, de fecha 31 de diciembre de 2008 y efectiva a partir del 1 de enero de 2010.

Los importes estimados de las reservas presentados en este Prospecto de Constitución del Programa a 31 de diciembre de 2020, se basan en los precios medios durante el período de doce (12) meses anterior a la fecha de finalización del período cubierto por este informe anual, determinados como las medias aritméticas no ponderadas de los precios en vigor el primer día del mes para cada mes dentro de dicho período, a menos que los precios fueran definidos por acuerdos contractuales, tal como exige la normativa de la SEC.

Al igual que los años anteriores las reservas son estimadas y certificadas por reconocidos ingenieros externos independientes, los cuales para el año 2020 incluyeron a DeGolver and MacNaughton, Gaffney, Cline & Associates, Netherland, Sewell & Associates Inc., Ryder Scott Company y Sproule Internatinal Limited, de acuerdo con las definiciones de la Sociedad de Ingenieros Petroleros y las normas aplicables de la SEC. De acuerdo con la política empresarial del Emisor se comunican los valores de las reservas obtenidos de los ingenieros externos, aunque sean inferiores a las reservas previstas por el Emisor.

Los mencionados consultores de ingeniería externos independientes han estimado y certificado las reservas probadas del Emisor al 31 de diciembre de 2020. Estos ingenieros externos estimaron el 99% de las reservas probadas netas estimadas para el año terminado el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018.

El proceso de reservas del Emisor utiliza métodos determinísticos que se utilizan habitualmente a nivel internacional para estimar las reservas. Estos métodos, si bien son fiables, tienen cierta incertidumbre inherente, por lo que las estimaciones no deben interpretarse como cantidades exactas. La mayoría de las reservas probadas en producción se estimaron aplicando curvas de declive adecuadas u otras relaciones de rendimiento. Al analizar las curvas de declive, las reservas se estimaron calculando los límites económicos que se basan en las condiciones económicas actuales. En algunos casos en los que no se han podido utilizar los métodos anteriores, las reservas se han calculado por analogía con reservas similares de las que se disponía de datos más completos.

Las estimaciones de las reservas se prepararon mediante métodos geológicos y de ingeniería estándar utilizados habitualmente en la industria del petróleo y el gas. El método o la combinación de métodos utilizados en el análisis de cada reserva se adoptó a partir de la experiencia de las

reservas analógicas, incluida la información sobre la fase de desarrollo, la calidad y la integridad de los datos básicos y el historial de producción.

(b) Resultados Reservas 2020

Al cierre de 2020 las reservas probadas netas del Grupo Empresarial fueron de 1.770 MBPE, esto representa una disminución de 6,5% con respecto al 2019 (1,894 MBPE). El índice de reemplazo de reservas fue de 48% y la vida media de reservas equivale a 7,5 años. Las reservas de gas representan el 29% de este volumen, con una vida media de 10,1 años, mientras que las de líquidos el 71% restante, con una vida media de 6,8 años.

La reducción de las reservas probadas fue ocasionada principalmente por la caída en 32% de los precios de los hidrocarburos utilizados para la estimación. Conforme a metodología SEC, el precio marcador Brent utilizado para la valoración en el 2020 fue de USD 43 por barril versus USD 63 por barril en 2019. Ecopetrol estima que el efecto precio implicó una disminución sobre las reservas de 215 MBPE, el cual fue contrarrestado por una adición de 114 MBPE atribuibles a nuevos proyectos de perforación en diferentes campos como por ejemplo Rubiales y Caño Sur. Adicionalmente, se obtuvieron las siguientes variaciones:

(i) Revisiones positivas por 30 MBPE debido al buen desempeño en producción y optimización de variables técnico - económicas en campos como Rubiales, Castilla y otros en Norteamérica.

(ii) Variación positiva de 113 MBPE en Recobro Mejorado debido a la incorporación de reservas por nuevos proyectos asociados primordialmente a inyección de agua en campos como Chichimene y Castilla.

(iii) En ventas se tiene la cesión del interés de Hocol en los campos de La Punta y Santo Domingo por un valor de 1 MBPE

(iv) En compras se reportan 29,9 MBPE correspondiente a la adquisición del 43% del Activo Guajira por parte de Hocol.

Adicionalmente, en el área de Extensiones y Descubrimientos se continúa avanzando en la progresión de reservas probables y posibles a reservas probadas en el campo rubiales, debido a la continuidad de la operación de perforación entre otros. En cuanto al área de Descubrimientos se presentan las comercialidades de los campos ESOX en Golfo de México y Andina en Colombia.

Las mayores contribuciones al balance de reservas provienen de los campos Castilla, Chichimene, y Rubiales, los cuales son operados directamente por Ecopetrol. El 85% de las reservas probadas son propiedad de Ecopetrol S.A., mientras que las otras empresas del grupo contribuyen con el 15%.

1.3 Transporte y Logística

(a) Actividades de Transporte

El segmento de transporte y logística incluye el transporte de crudo, combustibles para motores, fuel oil y otros productos refinados, como el diésel, el combustible para aviones y los biocombustibles. La mayor parte de estas actividades se realiza a través de Cenit y sus Subsidiarias.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las principales redes de transporte posesión del Emisor y sus socios comerciales.

Gráfica 1.3(a)(i) - Mapa de Oleoductos

Gráfica 1.3(a)(ii) - Mapa de Poliductos

La siguiente tabla muestra los volúmenes de petróleo crudo y productos refinados transportados a través de los oleoductos y poliductos.

kbd	6M 2021	6M 2020	Var.	2T 2021	2T 2020	Var.
Crudo	718,5	814,6	(11,8%)	704,0	756,4	(6,9%)
Productos	265,1	216,7	22,3%	255,9	170,1	50,4%
Total	**983,6**	**1.031,3**	**(4,6%)**	959,9	**926,5**	**3,6%**

Nota: Los volúmenes reportados están sujetos a ajustes por cambios en la compensación volumétrica de calidad (CVC) del segmento, asociado a oficialización de balances volumétricos.

(i) Crudos:

En el 2T21 los volúmenes transportados disminuyeron 6,9% frente al 2T20, como consecuencia de una menor producción país, principalmente en la zona Llanos, así como de la situación de orden público presentada en mayo y junio. Se destaca la mayor evacuación en los corredores que conectan con la refinería de Barrancabermeja (Vasconia - Galán y Ayacucho – Galán; +69,7 kbpd versus lo evacuado en 2T20), lo cual resultó en una disminución de la evacuación hacia Coveñas en 118,8 kbpd frente al 2T20. Aproximadamente el 82,7% del volumen de crudo transportado es propiedad del Grupo Ecopetrol.

Durante 2T21 se presentaron 6 afectaciones a los oleoductos originados por terceros, disminuyendo un 57,1% frente al 2T20. En el primer semestre del 2021 se registraron 18 atentados, un 43,8% menos que en el primer semestre del 2020. Se destaca que al cierre del trimestre se completaron 19 meses consecutivos sin ciclos contingentes por el oleoducto Bicentenario.

En el 2T21 la intervención de válvulas ilícitas para crudos disminuyó un 34,1% y para productos refinados aumentó en un 75,0%, para un total de 221 válvulas ilícitas en el trimestre. En el semestre se registraron 451 válvulas ilícitas, lo que representó una reducción del 28,9% en crudos y un aumento del 34,3% en refinados frente al mismo período del año anterior.

Productos Refinados: En 2T21 y el en el primer semestre del 2021 los volúmenes transportados de refinados aumentaron en un 50,4% y 22,3% frente al segundo trimestre del 2020 y al primer semestre de 2020 respectivamente, principalmente por el efecto de las medidas que se adoptaron para afrontar la pandemia en el 2020. No obstante, debido a la situación de orden público por la que atravesó el país, durante los meses de mayo y junio del 2021 fue necesario suspender de forma intermitente el bombeo en algunos sistemas. Aproximadamente el 30,9% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol.

(ii) Capacidad de Transporte

La capacidad operativa de los principales sistemas de oleoductos de crudo disminuyó de 1.486 kbd en 2019 a 1.469 kbd en 2020 debido principalmente a mantenimientos programados. La capacidad de transporte de los principales poliductos aumentó de 511 kbd en 2019 a 519 kbd en 2020.

Las referencias a la capacidad de transporte de crudo en este Prospecto se refieren a la capacidad de los oleoductos que pertenecen a Cenit y sus subsidiarias para transportar volúmenes de petróleo hacia las refinerías o a las instalaciones de exportación del Emisor. Además, el Emisor cuenta con otros sistemas de alimentación que transportan volúmenes de petróleo desde las instalaciones de producción u otras estaciones de bombeo hasta estos oleoductos principales. Las referencias a la capacidad de transporte de productos

refinados se refieren a la capacidad de los poliductos que parten de la estación de Galán (refinería de Barrancabermeja) y de la estación de Cartagena (refinería de Cartagena).

(iii) Infraestructura de Transporte

Al la fecha del presente Prospecto, el Emisor, directa o indirectamente con socios privados, posee, opera y mantiene una extensa red de oleoductos y poliductos. Estos oleoductos conectan los centros de producción, instalaciones de importación y terminales, propios y de terceros, con las refinerías, los principales puntos de distribución y las instalaciones de exportación en Colombia.

Cenit es dueño directamente el 45% de la capacidad total de transporte por oleoducto en Colombia. Cuando se agrega a los oleoductos de crudo en los que Cenit tiene una participación, Cenit es dueño del 81% de la capacidad de transporte por oleoducto en Colombia. Al 31 de diciembre de 2020, la red de oleoductos y poliductos tenía una longitud de aproximadamente 9.127 kilómetros. La red de transporte consiste en aproximadamente 5.387 kilómetros de terminales principales de crudo y redes de oleoductos que conectan varios campos con la refinería de Barrancabermeja y la Refinería de Cartagena, así como con las instalaciones de exportación.

El Grupo Ecopetrol también es propietario de 3.739 kilómetros de poliductos para el transporte de productos refinados desde las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena hasta los principales puntos de distribución. De los 5.378 kilómetros de oleoductos, de propiedad del Grupo Ecopetrol, 3.175 kilómetros de oleoductos de crudo son de propiedad directa, y 2.212 kilómetros a través de subsidiarias que no son enteramente de propiedad del Emisor.

La siguiente tabla muestra los principales oleoductos en los que el Emisor tiene una participación indirecta a 31 de diciembre de 2020.

(b) Actividades de Transporte

Oleoducto	Kilómetros	Capacidad (kbd)	Producto Transportado	Origen	Destino	Porcentaje de Propiedad Indirecta
Caño Limón-Coveñas	774	250	Crudo	Caño Limón	Coveñas	100,00%
Oleoducto de Alto Magdalena (OAM)	391	102	Crudo	Tenay	Vasconia	95,80%
Oleoducto de Colombia (ODC)	483	236	Crudo	Vasconia	Coveñas	73,00%

Oleoducto Central – Ocensa [1]	848	745	Crudo	Cupiagua	Coveñas	72,65%
Oleoducto de los Llanos (ODL) [2]	260	296	Crudo	Campos Orientales	Monterrey Cusiana	65,00%
Oleoducto Bicentenario de Colombia [3]	230	110	Crudo	Araguaney	Banadia	55,97%

(1) Ocensa tiene cuatro segmentos con diferentes capacidades. 745 kbd se refieren a la capacidad del segmento dos (El Porvenir-Vasconia). La capacidad de los demás segmentos es la siguiente:

a. Cupiagua-Cusiana (segmento cero): 198 kbd

b. Cusiana-El Porvenir (segmento uno): 745 kbd

c. Vasconia-Coveñas (segmento tres): 550 kbd

(2) La capacidad de transporte de este oleoducto se mide utilizando la viscosidad del crudo de 1.350 cStk (30° C).

(3) Representa la capacidad contractual de transporte de crudo del oleoducto actualmente en operación.

A 30 de junio de 2021 el Grupo Ecopetrol era propietario de setenta y cinco (75) estaciones, cuarenta y un (41) situadas en oleoductos, treinta (30) en poliductos, dos (2) en puertos de crudo y dos (2) en puertos de productos refinados.

A 30 de junio de 2021 el Grupo Ecopetrol tenía una capacidad de almacenamiento nominal asociada a la red de transporte de 16,7 millones de barriles de crudo y 4,77 millones de barriles de productos refinados. El Emisor no es propietario de ningún buque tanque.

(b) Instalaciones de exportación e importación

Actualmente el Grupo Ecopetrol cuenta con concesiones otorgadas por el Gobierno colombiano para cuatro muelles de exportación/importación de crudo y productos refinados: Coveñas, Tumaco, Pozos Colorados y Cartagena. La capacidad de exportación alcanzó 1,87 millones de barriles diarios de crudo. La capacidad de importación de productos refinados y petróleo crudo alcanzó 0,61 millones de barriles diarios y 0,14 millones de barriles diarios, respectivamente.

Las instalaciones de carga de crudo pueden cargar buques petroleros de hasta 350 mil toneladas de peso muerto (DWT, por sus siglas en inglés). Junto a estas instalaciones de carga también existen instalaciones de almacenamiento con capacidad para 9,58 millones de barriles. Los muelles utilizados para la importación y exportación de productos refinados pueden cargar petroleros de 70 mil toneladas de peso muerto (DWT). Además, estas instalaciones tienen una capacidad de almacenamiento de hasta 1,1 millones de barriles.

El 27 de abril se inauguró la nueva Monoboya TLU-2 en la terminal Coveñas, principal puerto de exportación de crudos del país. Esta unidad de cargue de buques es uno de los principales proyectos desarrollados costa afuera del país, convirtiéndose en una de las inversiones más importantes en la infraestructura de transporte de hidrocarburos de Colombia. El proyecto contó con un trabajo previo de dos años e inversiones cercanas a los USD 49 millones.

(c) Otras instalaciones de Transporte

El Grupo Ecopetrol ha suscrito acuerdos de transporte con empresas de carrotanque y barcazas para transportar crudo desde lugares que no tienen conexiones de oleoductos a refinerías e instalaciones de exportación. El volumen de productos refinados que no puede transportarse por oleoductos o carrotanques debido a la limitación de su capacidad se transporta por barcazas. Durante el año 2020, 18,4 millones de barriles de crudo y productos refinados fueron transportados por carrotanques, y 5,7 millones de barriles de productos refinados fueron transportados por barcazas, especialmente utilizando el río Magdalena, que conecta Barrancabermeja con Barranquilla y Cartagena.

(d) Comercialización de Servicios de Transporte

La principal línea de negocio de Cenit y sus subsidiarias es el transporte de crudo por oleoducto (76,9% de los ingresos), seguido por el transporte por poliductos (14,26% de los ingresos) y los puertos y servicios relacionados (4,25% de los ingresos). Tanto el transporte de crudo como el de productos refinados son actividades reguladas; los servicios de transporte de crudo están regulados por el Ministerio de Minas y Energía, mientras que los servicios de transporte de productos refinados están regulados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Los contratos de transporte de crudo pueden adoptar varias formas: pague lo contratado (ship or pay, pago por la disponibilidad de una capacidad fija en el sistema), transporte y pago (ship and pay, pago por volúmenes efectivamente transportados) o contratos al contado (spot). Los principales usuarios del negocio de transporte de crudo son Ecopetrol S.A., Frontera Energy, Trafigura, Mansarovar, Metapetroleum y Gran Tierra, que en conjunto representaron el 74,94% de los ingresos de este segmento de negocio en 2020. Los servicios de transporte de crudo prestados al Emisor representaron el 87,32% de los ingresos por transporte de crudo.

Cenit también transporta productos refinados. Su principal cliente para este servicio es el Emisor, que representó el 44,92% de los ingresos de transporte por oleoducto de productos refinados en 2020, principalmente debido al transporte de nafta, diésel y gasolina. Cenit también tiene otros 31 clientes mayoristas de combustibles para los que transporta productos refinados. Entre ellos destacan la Organización Terpel, Primax Colombia, Chevron Petroleum Company, Biocombustibles S.A.S. y Petrobras Colombia.

Los negocios liberalizados, como los puertos y las instalaciones de carga de crudo, representan una parte menor de los ingresos de Cenit y sus subsidiarias (4,25% en 2020). Los clientes de estos negocios incluyen algunas de las mismas partes para las que Cenit proporciona servicios de transporte de petróleo crudo y productos refinados.

1.4 Refinación y Petroquímica

(a) Refinación

Las principales refinerías del Emisor son la de Barrancabermeja, de la cual es propietario y operador directo, y una refinería en la Zona Franca de Cartagena - Refinería de Cartagena,

subsidiaria al 100% del Emisor, que opera esta refinería y otras dos refinerías menores -Orito y Apiay-, pero que se consideran parte del segmento upstream ya que la mayor parte de su producción es destinada a autoconsumo.

Las refinerías producen una gama completa de productos refinados, como gasolina, diésel, combustible para aviones, GLP y fuel oil pesados, entre otros. La capacidad de carga media diaria instalada total de las refinerías asciende a 404.800 bpd.

(i) Refinería de Barrancabermeja

La Refinería de Barrancabermeja suministra aproximadamente el 51,9% de los combustibles que se consumen en Colombia, según cálculos internos y el consumo de combustibles de Colombia reportado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

La siguiente tabla muestra la carga, factor de utilización, producción y margen de refinación – Refinería de Barrancabermeja

Refinería de Barrancabermeja	2T 2021	2T 2020	Var.	6M 2021	6M 2020	Var.
Carga* (kbd)	216,0	137,7	56,9%	216,4	168,4	28,5%
Factor de Utilización (%)	82,2%	49,3%	66,7%	83,6%	61,9%	35,1%
Producción Refinados (kbpd)	220,1	140,3	56,9%	220,5	171,2	28,8%
Margen Bruto (USD/Bl)	11,2	6,8	64,7%	11,3	8,6	31,4%

* Corresponde a los volúmenes efectivamente cargados, no a los recibidos

Durante el 2T21 la refinería presentó un desempeño operativo estable y ajustado al entorno de la demanda local. Se mantuvo el nivel de carga de la refinería y el margen bruto en dos dígitos frente al 1T21 (216,9 kbd y 11,5 USD/Bl respectivamente), aún con la situación de orden público registrada en el país, que resultó en una disminución de la demanda de productos en el mes de mayo y menor disponibilidad de crudo nacional en el mes de junio (normalización de producción). Se destaca la recuperación de carga y márgenes en el 2T21 y 1S21 versus el 2T20 y 1S20 respectivamente, explicada por la recuperación en la demanda de productos a nivel nacional.

(ii) Refinería de Cartagena

La siguiente tabla muestra la Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen de Refinación – Refinería de Cartagena

Refinería de Cartagena	2T 2021	2T 2020	Var.	6M 2021	6M 2020	Var.
Carga* (kbd)	144,4	116,8	23,6%	143,8	131,6	9,3%
Factor de Utilización (%)	83,2%	65,1%	27,8%	79,0%	66,9%	18,0%

Producción Refinados (kbpd)	137,8	110,8	24,4%	138,5	124,4	11,3%
Margen Bruto (USD/Bl)	7,0	5,4	29,6%	7,5	7,3	2,7%

* Corresponde a los volúmenes efectivamente cargados, no a los recibidos.

En el 2T21 finalizó la ejecución del primer ciclo programado de mantenimientos mayores, lo cual restringió la carga de las unidades de Cracking y Alquilación, y afectó el margen bruto de refinación, pasando de 8,1 USD/Bl en 1T21 a 7,0 USD/Bl en el 2T21. La refinería de Cartagena solo se vio levemente afectada por la situación de orden público en Colombia, dado a que su esquema operativo y posición logística le permitió aumentar las exportaciones de diésel y gasolinas. Se destaca la recuperación de carga y márgenes en el 2T21 versus el 2T20, siendo este último el período el más impactado por la pandemia en 2020.

(b) Petroquímica

(i) Esenttia S.A.

En el 2T21 se lograron resultados financieros históricos, apalancados en una estrategia comercial que permitió materializar en margen los aumentos del precio del Polipropileno (PP) y gestionar contractualmente menores costos de materia prima. Así mismo, se destaca:

(A) EBITDA mensual (USD 22,5 millones en abril) y trimestral (USD 57,4 millones) récord, siendo los más altos registrados por la compañía. El EBITDA obtenido en el 2T21 es 145% superior al promedio trimestral de los últimos 4 años.

(B) El margen del polipropileno presentó niveles históricos en abril (539 USD/Ton), 134% por encima del promedio mes de los últimos 4 años.

El EBITDA de la unidad Splitter (Producción de Polipropileno Grado Polímero –PGP– a partir de Polipropileno Grado Refinería –PGR–) registró su máximo en el mes de junio (USD 9,5 millones), apalancado por los spreads de PGP – PGR más altos desde el 2015 (53,4 centavos por libra en mayo), debido a la amplia disponibilidad de PGR en el mercado. Este EBITDA supera en 137% al promedio mes de los últimos 4 años.

(c) Biocombustibles

A la fecha de este Prospecto, el Emisor cuenta con inversiones en la empresa de biocombustibles Ecodiesel Colombia S.A., de la que posee el 50% de las acciones, actualmente en operación con una capacidad teórica de 100.000 toneladas anuales de biodiésel.

El 10 de marzo de 2020, Bioenergy S.A.S. y Bioenergy Zona Franca S.A.S fueron admitidas por la Superintendencia de Sociedades a procesos de reorganización bajo la Ley 1116 de 2006. El proceso de reorganización finalizó el 24 de junio de 2020 con la orden por parte de la Superintendencia de iniciar el proceso de liquidación de ambas compañias. Como consecuencia, a partir de esa fecha el grupo no posee el control en estas compañías y las mismas ya no forman parte de las cifras consolidadas de Ecopetrol.

(d) Comercialización y Suministro de Productos Refinados

El Emisor es el principal productor y proveedor de productos refinados en Colombia. Los productos comercializados incluyen una completa gama de productos refinados y de materia prima, incluyendo gasolina regular y de alto octanaje, diésel, combustible para aviones, GLP y productos petroquímicos, entre otros.

(e) Invercolsa

Durante el año 2020, Inversiones de Gases de Colombia S.A. (Invercolsa), registró 1,26 millones de usuarios de gas natural, un leve incremento del 3% frente a los 1,22 millones de usuarios de gas natural de 2019, debido a la contracción de las instalaciones residenciales de gas natural dada la pandemia del COVID-19.

En 2021 Invercolsa continúa integrando su operación al Grupo Ecopetrol, luego de haber terminado el proceso de conversión de estados financieros a NIIF plenas y la implementación de SOX. En lo corrido del año Invercolsa registró resultados financieros positivos, debido principalmente a mayores dividendos recibidos de las inversiones en Compañías no controladas, mayor número de instalaciones realizadas y mayores volúmenes de venta de gas.

2. Dependencia de principales proveedores

El Emisor no cuenta con proveedores que representen más del 20% sobre sus compras. La siguiente tabla presenta un listado de los principales proveedores del Emisor, indicando para cada uno la participación en los montos comprados durante el primer semestre de 2021.

Empresas	%Participación
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS	18%
GEOPARK COLOMBIA SAS	9%
VITOL COLOMBIA C.I. S.A.S.	6%
VALERO MARKETING AND SUPPLY COMPANY	5%
PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	5%

El proveedor Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH considera las compras de hidrocarburos, correspondientes a regalías pagadas en especie por empresas productoras en Colombia.

3. Dependencia de principales clientes

La siguiente tabla presenta un listado de los principales clientes de Emisor, indicando para cada uno los montos vendidos en el primer semestre de 2021.

	Cliente	%	Ventas en COP
1	Refinería de Cartagena S.A.S.	16%	4.802.355.852.122
2	Organizacion Terpel S.A.	11%	3.481.065.783.975
3	Unipec	11%	3.382.060.889.968
4	Houston Refining Lp	10%	3.067.088.801.954
5	Cathay Petroleum Int	8%	2.532.397.707.429
6	Nayara Energy Limite	5%	1.498.763.245.197

El Emisor no cuenta con clientes que tengan una participación en las ventas superior al 20%.

4. Descripción de los principales mercados en los que participa el Emisor

Durante el primer semestre del 2021, Ecopetrol realizó el 54% de las ventas en Colombia y el 46% en destinos internacionales.

En ventas nacionales el 65% correspondieron a ventas de productos las cuales se concentran principalmente en diésel (27%), gasolina (28%) y jet (4%) donde Ecopetrol tiene la responsabilidad del abastecimiento de estos combustibles en todo el territorio colombiano. Adicionalmente, el 27% corresponde a los crudos entregados a la refinería de Cartagena y el 8% a ventas de gas. Por el esquema de precios existente en la actualidad para los combustibles, Ecopetrol no tiene competidores para el mercado nacional de combustibles. Para los productos petroquímicos (4%) la producción de la empresa no es suficiente para abastecer el mercado nacional por lo cual diferentes empresas importan productos para cubrir esta demanda.

En cuanto a las exportaciones, el 92% correspondieron a crudos y el 8% a productos especialmente fuel oil. Las exportaciones se concentran en crudos pesados por lo que los competidores que tiene la empresa corresponden a los productores de este tipo de crudo a nivel mundial. A continuación se presenta un detalle de las exportaciones:

4.1 Exportaciones de crudo

La mezcla Castilla se mantiene como el principal crudo de exportación con 296 kbd en 1S21. Dicho nivel representa una reducción del 25% (-99 kbd) frente al mismo período del año anterior, debido a menor disponibilidad de crudos. La mezcla Apiay fue el segundo crudo más representativo de la canasta con exportaciones de 22 kbd, presentando un aumento del 652% (+19 kbd) frente al mismo período del año anterior. Los ingresos por exportaciones de crudo aumentaron a causa del fortalecimiento de los precios internacionales.

Ecopetrol continuó enfocada en la eficiencia de mercado y en la diversificación de destinos para llegar a aquellas regiones que mejor valoran el crudo. Particularmente este año, en el que hubo sobreoferta de crudos, la Empresa logró colocar todos sus barriles en los mercados objetivos de manera sostenible y rentable. En el 1S21 el principal destino de exportación de crudos fue Asia, con un 59% del total del volumen vendido y un crecimiento de 12% frente al observado durante el 1S20, que fue del 48%. Se destaca la presencia de India como destino importante y recurrente de exportación, la segunda llegada directa a Corea del Sur y el inicio de entregas en Brunei.

El segundo destino de exportación de crudos fue Estados Unidos, específicamente la Costa del Golfo, con un 33% y una disminución de 12% frente a lo alcanzado en 1S20 (45%). El tercer destino de exportación con el 4% fue Europa.

4.2 Exportaciones de fuel oil

Ecopetrol realizó exportaciones de fuel oil alcanzando un volumen de 29 kbd en 1S21, lo que representó un aumento del 17% con respecto a 1S20 (+4,3 kbd) asociado al aumento en la carga en refinería de Barrancabermeja ante el fortalecimiento de la demanda de combustibles. Las exportaciones de fuel oil se vendieron principalmente en América Central y el Caribe con una participación de 54% y corresponden a un punto intermedio de almacenamiento empleado por clientes para posterior envío a otros lugares. El segundo destino fue Estados Unidos, con una participación del 22% y el tercero fue Europa, con una participación del 13%. El precio de las exportaciones de fuel oil estuvo impactado por una fuerte demanda debido a la reactivación del comercio global y por fortalecimiento del Brent.

[EL RESTO DE LA PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO]

SEGUNDA PARTE - INFORMACIÓN DEL EMISOR

CAPÍTULO IV - INFORMACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR

A continuación, se presentan las principales políticas y prácticas contables vigentes utilizadas en la elaboración de los estados financieros del Emisor, basadas en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF), reglamentadas en el Decreto 2420 de 2015, modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017, 2483 de 2018, 2270 de 2019 y 1432 de 2020. Estas normas están fundamentadas en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF y sus Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) y otras disposiciones legales aplicables para las entidades vigiladas y/o controladas por la Contaduría General de la Nación, que pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otros organismos de control del Estado.

La información contenida en el siguiente capítulo hace referencia a los estados financieros consolidados al 30 de junio de 2021 o en su defecto a Estados Financieros Separados del Emisor a 30 de junio de 2021.

1. Capital autorizado, suscrito y pagado del emisor

A continuación, se presenta la evolución del capital social del Emisor:

(COP Millones)	jun-21		dic-20		dic-20		dic-18
Capital autorizado	36.540.000		36.540.000		36.540.000		36.540.000
Capital suscrito y pagado	25.040.067		25.040.067		25.040.067		25.040.067
Número de acciones en circulación (# acciones)	41.116.694.690		41.116.694.690		41.116.694.690		41.116.694.690
Valor nominal (COP)	609		609		609		609
Reservas legales y fiscales	5.246.870		5.078.062		5.078.062		2.597.273
Reservas ocasionales	5.377.359		4.557.074		4.557.074		2.541.622

2. Ofertas públicas de adquisición de Acciones Ordinarias

El Emisor no ha realizado ofertas públicas de adquisición de Acciones Ordinarias en el último año, contado desde la fecha de este Prospecto de Constitución del Programa.

3. Provisiones y reservas para la readquisición de acciones

A la fecha de este Prospecto, el Emisor no tiene constituidas reservas para readquisición de acciones.

4. Información sobre dividendos

4.1 Política de dividendos del Emisor

En 2018 la Junta Directiva del Emisor aprobó una política de dividendos consistente en la distribución ordinaria de entre el 40% y el 60% de la utilidad neta ajustada del Emisor de cada ejercicio fiscal. Para ello, la Junta Directiva se encarga de evaluar los resultados globales con respecto a los objetivos financieros del Emisor, así como el entorno macroeconómico, los requerimientos de efectivo previstos para cumplir el plan de negocio y la estrategia, permitiendo al mismo tiempo una flexibilidad financiera adecuada para mantener las métricas de deuda del Emisor en línea con una calificación de grado de inversión. La política

no excluye la distribución de dividendos extraordinarios por encima del rango del 40% al 60%, en circunstancias excepcionales y con la debida consideración de los criterios anteriores. El importe máximo a distribuir es el de las utilidades disponibles para los accionistas (resultado neto después de la liberación y apropiación para reservas legales, fiscales y ocasionales).

De acuerdo con la legislación colombiana, la distribución de dividendos a los accionistas debe ser aprobada por una mayoría del 78% de las acciones representadas en la correspondiente AGA. En ausencia de esta mayoría especial, se debe distribuir al menos el 50% de los beneficios netos. El Emisor está obligado a tener una reserva legal equivalente al 50% de su capital suscrito. Si la reserva legal es inferior al 50% del capital suscrito, el Emisor contribuye el 10% de las utilidades netas a la reserva legal cada año hasta que la reserva legal alcance el nivel requerido.

4.2 Utilidad y dividendos decretados por el Emisor sobre las Acciones Ordinarias

Las utilidades distribuidas durante los últimos tres (3) años sobre las Acciones Ordinarias han sido las siguientes:

	Distribución de utilidades del año 2020	Distribución de utilidades del año 2019	Distribución de utilidades del año 2018
Dividendo ordinario en COP	17	180	169
Dividendo extraordinario en COP	0	0	56
Distribución reserva ocasional en COP*	0	0	89
Dividendo total en COP	17	180	314
Pay out de dividendo ordinario	41,41%	55,85%	60,00%
Forma de pago dividendos	Pago en una sola cuota el 21 de abril de 2021 para el 100% de los accionistas	Una sola cuota al accionista minoritario y el 14% al accionista mayoritario el 23 de abril de 2020. El 86% restante al mayoritario el segundo semestre de 2020.	Una sola cuota para el accionista minoritario el 25 de abril de 2019 y 3 cuotas al accionista mayoritario durante el año 2019. Distribución de la reserva ocasional se distribuyó en una sola cuota en diciembre del 2019.

* En diciembre de 2019 la Asamblea General de Accionistas autorizó la distribución de la reserva ocasional constituida en marzo de 2019, de acuerdo con el proyecto de distribución de utilidades del año 2018.

5. Información sobre las Acciones Ordinarias del Emisor:

(COP Millones)	jun-21	dic -20	dic -19	dic-18
Utilidad Neta	6.810.223	1.688.077	13.251.483	11.556.405
No Acciones (# acciones)	41.116.694.690	41.116.694.690	41.116.694.690	41.116.694.690

Utilidad por Acción (COP)	165,6	41,1	322,3	281,1
Dividendos decretados sobre la utilidad del año	N/A	698.984	7.401.005	9.251.256
Dividendos por Acción (COP)	N/A	17	180	225
Valor Patrimonio atribuible a los accionistas del Emisor	58.841.027	52.095.250	56.412.330	57.213.607
Valor Patrimonial / No Acciones (COP)	1.431,07	1.267,01	1.372,01	1.391,49
Valor Patrimonial / Utilidad x Acción	8,64	30,83	4,26	4,95
Valor Patrimonial / Dividendo x Acción	N/A	74,53	27,62	6,18
Precio promedio en bolsa*	2.382,60	2.291	3.039	3.057
Precio en bolsa**	2.660,00	2.245	3.315	2.645
Precio en bolsa*/utilidad por acción	58,06	55,74	9,43	10,88
Precio en bolsa*/dividendo por acción	140,15	134,76	16,88	13,59
Precio en bolsa*/Valor Patrimonial	1,88	1,81	2,21	2,20

(*) Precio promedio en bolsa del respectivo año a agosto 27/2021	2.382,60
(**) Precio en bolsa a cierre de agosto 27/2021	2.660,00

6. EBITDA

La evolución de este indicador para el Emisor y sus Subsidiarias para los últimos tres (3) años ha sido la siguiente:

EBITDA	2020	2019	2018
Ecopetrol S.A.	6.066	19.375	21.239
Compañías Subordinadas	10.774	11.733	9.559
EBITDA GEE	**16.840**	**31.108**	**30.798**

Cifras en miles de millones de Pesos.

Durante el 2020 el Grupo Ecopetrol generó un EBITDA de COP 16.840 millones, de los cuales, COP 6.606 mil millones fueron generados por su casa matriz, Ecopetrol S.A. y COP 10.774 mil millones por sus

compañías subsidiarias. El EBITDA del Grupo Ecopetrol generado en el año en comparación al año anterior, disminuyó un 46% debido al impactado de un menor Brent en pesos (- 24% vs 2019), menores volúmenes de venta asociados a la caída en demanda por COVID-19 y cargos no recurrentes (provisión para el plan de retiro voluntario, baja de activos y ayudas otorgadas al país por COVID-19). Lo anterior fue parcialmente compensado con menores costos de la actividad operacional, dado el plan de eficiencias implementados por el Emisor y una menor actividad.

La evolución de este indicador para el Emisor y sus Subsidiarias para el primer semestre del 2021 contra el primer semestre del 2020 ha sido la siguiente:

EBITDA	6M 2021	6M 2020
Ecopetrol S.A.	11.524	2.097
Compañías Subordinadas	6.091	5.156
EBITDA GEE	**17.615**	**7.253**

Cifras en miles de millones de Pesos.

El EBITDA del primer semestre del Grupo Ecopetrol fue COP 17.615 mil millones, de los cuales, $11.524 mil millones fueron generados por su casa Matriz, Ecopetrol S.A. y COP 6.091 mil millones por sus compañías subsidiarias. La generación de EBITDA en el primer semestre de 2021 se encuentra en niveles pre-pandemia. Estos resultados fueron logrados gracias a: i) un entorno de precios más favorables en conjunto con la habilidad de capturar mejores diferenciales de crudos y productos, ii) un sólido desempeño en todos los segmentos de la compañía, y iii) la reducción de costos alcanzada desde el año anterior, factores que contribuyeron a compensar el menor nivel de producción, y los efectos de entorno a causa de la situación de orden público del país y su concurrencia con el tercer pico de COVID-19.

7. Evolución del capital social del Emisor

Evolución del Capital Social (Cifras en Millones de Pesos)			
Dic-2018	**Dic-2019**	**Dic-2020**	**Jun-2021**
25.040.067	25.040.067	25.040.067	25.040.067

El capital autorizado del Emisor es de COP 36.540.000 millones de pesos dividido en 60.000.000.000 de acciones nominativas ordinarias, de las cuales se han suscrito 41.116.694.960 acciones representadas en un 11,51% (4.731.906.273 acciones) en personas naturales y jurídicas no estatales y 88,94% (36.384.788.417) en accionistas correspondientes a entidades estatales. El valor de las acciones en reserva asciende a COP 11.499.933 millones conformadas por 18.883.305.310 acciones. Al 31 de diciembre de 2018, 2019 y 2020 y a 30 de junio de 2021 el capital suscrito y pagado ascendía a COP 25.040.067 millones. No existe dilución potencial de acciones.

8. Empréstitos u obligaciones convertibles, canjeables o bonos convertibles en acciones

A 30 de junio de 2021 el Emisor no poseía ningún empréstito u obligación convertible, canjeable o bonos convertibles en acciones.

9. Principales activos del Emisor

Al 30 de junio de 2021, los activos del Ecopetrol S.A., casa matriz, ascendían a COP 139.804.809 millones.

La siguiente tabla presenta los activos del Emisor:

	Jun 2021	% Participación/ Activos
Activos corrientes		
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.195.149	1,6%

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	10.629.981	7,6%
Inventarios, neto	4.582.133	3,3%
Otros activos financieros corrientes	2.438.658	1,7%
Activos por impuestos corrientes	4.480.157	3,2%
Otros activos corrientes	1.330.817	0,9%
Total activos corrientes	**25.656.895**	**18,3%**
Activos no corrientes		
Inversiones en compañías	57.128.084	40,9%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	548.754	0,4%
Recursos naturales y del medio ambiente, propiedades, planta y equipo, Activos por derecho de uso e intangibles	49.378.535	35,3%
Activos por impuestos no corrientes	5.188.456	3,7%
Otros activos financieros no corrientes	689.989	0,5%
Otros activos no corrientes	1.214.096	0,9%
Total activos no corrientes	**114.147.914**	**81,7%**
TOTAL ACTIVOS	**139.804.809**	

Cifras en millones de pesos

10. Activos fijos del Emisor

El valor neto de los activos fijos del Emisor a 30 de junio de 2021 es el siguiente:

	Valor Neto en Libros
Planta y Equipo	8.242.936
Ductos, redes y líneas	3.843.512
Edificaciones	2.582.874
Terrenos	2.185.954
Construcciones en curso	5.282.203
Otros	1.360.137
Total Propiedad, planta y equipo	**23.497.616**
Inversiones Petrolíferas	15.478.694
Costos de abandono y taponamiento	3.221.922
Inversiones Petrolíferas en curso	3.877.586
Total Recursos naturales y del medio ambiente	**22.578.202**
Total activos por derechos de uso[4]	**3.090.782**
Total Intangibles	**211.935**
Total Activos fijos	**49.378.535**

Cifras en millones de Pesos

El total de los activos son propios, excepto los derechos de uso que están reconocidos bajo las Normas Internacionales de Información Financiera - IFRS de acuerdo con la NIIF 16 - Arrendamientos. El total de los activos se encuentra asegurado y no existen prendas ni garantías entregadas a terceros sobre los activos.

[4] Los derechos de uso corresponden principalmente al valor presente de los pagos en los contratos de Servicio de Transporte por oleoductos, saldos eliminados en el proceso de consolidación.

11. Restricciones para la venta de activos

No se tienen restricciones normativas para la disposición de los activos que conforman el portafolio de inversiones acorde al decreto 1525 de 2008.

Tampoco se tienen restricciones contables para la disposición de activos acorde a IFRS, teniendo en cuenta que no se tienen títulos clasificado al vencimiento.

12. Política Contable para el manejo de activos

A continuación, se presentan las principales políticas y prácticas contables vigentes utilizadas en la gestión contable y elaboración de los estados financieros separados y consolidados del Emisor bajo Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF):

12.1 Bases de medición

Los estados financieros del Emisor han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados y/o cambios en otro resultado integral que se valúan a sus valores razonables al cierre de cada período, como se explica en las políticas contables incluidas más adelante.

Por lo general, el costo histórico se basa en el valor razonable de la contraprestación otorgada a cambio de los bienes y servicios.

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado a la fecha de la medición. Al estimar el valor razonable, el Emisor utiliza los supuestos que los participantes del mercado utilizarían al fijar el precio del activo o pasivo en condiciones de mercado presentes, incluyendo supuestos sobre el riesgo.

12.2 Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros separados son presentados en pesos colombianos, la cual es la moneda funcional del Emisor y se determina en función al entorno económico principal en el que opera.

Los estados financieros se presentan en pesos colombianos redondeados a la unidad de un millón (COP 1.000.000) más cercana, excepto cuando se indique lo contrario.

12.3 Moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son registradas utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas en que se efectúan las operaciones. Las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a la fecha de reporte. Las variaciones presentadas en la conversión son reconocidas en el resultado financiero, neto, excepto las resultantes de la conversión de préstamos y financiaciones designadas como instrumentos de cobertura de flujo de efectivo o de inversión neta de un negocio en el extranjero, las cuales se reconocen en el otro resultado integral, dentro del patrimonio. Cuando las partidas cubiertas afectan el resultado, las diferencias en cambio acumuladas en el patrimonio se reclasifican al estado de ganancias y pérdidas como parte del resultado de la operación.

Las partidas no monetarias registradas al valor razonable que están denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a la fecha en que se determinó el valor razonable. La ganancia o pérdida que surge de la conversión de partidas no monetarias medidas a valor razonable se reconoce de la misma manera que la ganancia o pérdida por valor razonable del bien.

12.4 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

El Emisor presenta activos y pasivos en el estado de situación financiera separado con base en la clasificación corriente o no corriente.

Un activo o un pasivo se clasifica como corriente cuando:

(a) Se espera que se realice o se pretenda vender o consumir en el ciclo normal de la operación

(b) Se mantiene principalmente con el propósito de negociar

(c) Se espera que se realice dentro de los doce meses posteriores al período de reporte

(d) Es efectivo o equivalente a menos que se restrinja el intercambio o se use para liquidar un pasivo durante al menos doce meses después del período de reporte

(e) En el caso de un pasivo, no existe el derecho incondicional de diferir su liquidación durante al menos doce meses después del período de reporte

Los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes.

12.5 Instrumentos Financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar a un activo financiero, a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

La clasificación depende de su naturaleza y propósito por el cual el activo o pasivo financiero fue adquirido y se determina al momento del reconocimiento inicial. Todos los activos y pasivos financieros se miden inicialmente a su valor razonable.

Los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros, distintos a los medidos a valor razonable con cambios en resultados, se suman o deducen del valor razonable de los activos y pasivos financieros, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

Los préstamos y cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

Los instrumentos de patrimonio se miden a valor razonable.

12.6 Mediciones a valor razonable

El valor razonable es el precio que se espera recibir al vender un activo o se pagaría para transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de valoración. La medición del valor razonable se basa en la presunción de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo tiene lugar en el mercado principal del activo o pasivo o en ausencia de un mercado principal en el mercado más ventajoso.

El valor razonable de un activo o un pasivo es medido utilizando los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar su precio, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico.

La medición del valor razonable de un activo no financiero tiene en cuenta la capacidad de generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso o mediante la venta de éste a otro participante del mercado quien utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

El Emisor utiliza las técnicas de valoración más apropiadas para las circunstancias y con la mejor información disponible, maximizando el uso de los datos de entrada observables y minimizando los no observables.

Todos los activos y pasivos cuyo valor razonable se mide o revela en los estados financieros se clasifican dentro de la jerarquía, con base en la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable en su conjunto, de la siguiente manera:

(a) Nivel 1: Precios de cotización (no ajustados) de mercados activos para activos y pasivos idénticos. El valor razonable de los instrumentos negociables del Emisor se basa en entradas de nivel 1.

(b) Nivel 2: Técnicas de valoración para las cuales se observa directa o indirectamente la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable. Las entradas del nivel 2 incluyen precios de activos similares, precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa, y los precios que pueden ser corroborados substancialmente con otros datos observables con los mismos términos contractuales.

Para los contratos de derivados que no dispongan de un precio de mercado cotizado, las estimaciones del valor razonable generalmente se determinan utilizando modelos y otros métodos de valoración basados técnicas de valor presente, cuyos insumos clave incluyen precios futuros, estimaciones de volatilidad, correlación de precios, riesgo de crédito de contraparte y liquidez del mercado, según corresponda.

(c) Nivel 3: Técnicas de valoración para las cuales la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable no es observable. El Emisor no utiliza entradas a nivel 3 para sus mediciones de activos y pasivos financieros. Para el cálculo del valor recuperable de ciertos activos no financieros para propósitos de determinación del Deterioro, el Emisor puede utilizar entradas de nivel 3.

12.7 Método de la tasa de interés efectiva

El método de la tasa de interés efectiva es una forma de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de registro del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados (incluyendo todas las comisiones, costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial.

12.8 Deterioro de activos financieros

El Emisor reconoce el valor de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo de acuerdo con el enfoque simplificado. Las pérdidas crediticias del activo se reconocen antes que un instrumento pase a estar en mora. Para determinar el riesgo crediticio se utiliza la información razonable y sustentable que se refiera al comportamiento histórico y variables que indiquen que exista riesgo en el futuro.

Al final de cada período sobre el que se informa el Emisor evalúa si hay evidencia objetiva que un activo o un grupo de activos están deteriorados como resultado de uno o más eventos ocurridos desde el reconocimiento inicial para determinar si los flujos de efectivo futuros han sido afectados.

Para los activos financieros medidos al costo amortizado, el importe de la pérdida por Deterioro es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

12.9 Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo comprende recursos en caja, inversiones financieras altamente líquidas, depósitos bancarios y depósitos especiales con vencimiento dentro de los noventa días desde la fecha de su adquisición y con bajo nivel de riesgo a cambios significativos en su valor.

12.10 Activos financieros

El Emisor clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

(a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Incluyen activos financieros mantenidos para negociar y activos financieros designados al momento del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Se clasifican como mantenidos para negociar si son adquiridos con el propósito de vender o recomprar en el corto plazo. Estos activos se reconocen a su valor razonable y las ganancias o pérdidas que surgen en la re-medición son reconocidas en el resultado del período.

(b) Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en el otro resultado integral

Son instrumentos de patrimonio de otras compañías no controladas y no estratégicas que no permiten ejercer ningún tipo de control o influencia significativa sobre las mismas y donde la gerencia el Emisor no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las ganancias o pérdidas no realizadas se reconocen en el otro resultado integral.

(c) Activos financieros a costo amortizado

Esta categoría es la más relevante para el Emisor. Los activos financieros a costo amortizado incluyen las cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar, préstamos y préstamos a empleados.

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar que, son medidas inicialmente a su valor razonable y posteriormente a su costo amortizado, utilizando el método de interés efectivo, menos Deterioro.

Los préstamos a empleados son inicialmente reconocidos al valor presente de los flujos de efectivo futuros, descontados a una tasa de mercado para un préstamo similar. Si la tasa de interés del préstamo es inferior a la tasa de interés de mercado, el valor razonable será menor que la cuantía del préstamo. Esta diferencia inicial se reconoce como beneficio a empleados.

El Emisor mide los activos financieros a costo amortizado si se cumplen las siguientes condiciones:

(i) El activo es mantenido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es beneficiarse de los flujos contractuales, y,

(ii) Los términos contractuales dan lugar a fechas específicas de pago y los flujos de efectivo corresponden únicamente a pagos del principal e intereses.

Los activos financieros a costo amortizado son posteriormente medidos usando el método de interés efectivo menos Deterioro. Las ganancias o pérdidas son reconocidas en el resultado cuando el activo es dado de baja, ha sido modificado o deteriorado.

12.11 Bajas de activos financieros

El Emisor da de baja un activo financiero únicamente al vencimiento de los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo o, cuando ha transferido sus derechos de recibir dichos flujos o ha asumido la obligación de pagar los flujos recibidos en su totalidad sin demora material a un tercero y (i) ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad o (ii) no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, sino que ha transferido el control del mismo.

Cuando el Emisor no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo o transferido el control del activo, continúa reconociendo el activo sobre la base de la participación continuada, y también reconoce el pasivo asociado.

12.12 Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura

Los instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente en el estado de situación financiera como activos o pasivos y se miden a su valor razonable en la fecha en que se registra el derivado y posteriormente se miden a valor razonable. Los cambios en el valor razonable se registran como resultados en el estado de ganancias y pérdidas, excepto la porción efectiva de las coberturas de flujos de efectivo, las cuales se reconocen en otros resultados integrales y posteriormente se reclasifican a resultados cuando el elemento cubierto afecte ganancias y pérdidas.

Las ganancias o pérdidas de los contratos derivados, que no están calificados ni designados como coberturas, incluidos los contratos de forward para la compra y venta de commodities en negociación para la entrega o recibo físico del commodity son registrados en el resultado.

Los derivados implícitos en contratos que aún no requieren ser reconocidos a valor razonable y que no están directamente relacionados con el contrato anfitrión en términos de características económicas y riesgos se separan de su contrato principal y son reconocidos a valor razonable; las ganancias o pérdidas asociadas se reconocen en resultados.

12.13 Operaciones de cobertura

Para propósitos de contabilidad de cobertura, estas operaciones son clasificadas como:

Coberturas de valor razonable, cuyo propósito es cubrir la exposición a los cambios en el valor razonable de activos o pasivos reconocidos que se atribuye a un riesgo particular.

Coberturas de flujo de efectivo, cuyo propósito es cubrir la exposición a la fluctuación de los flujos de efectivo, que se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable.

12.14 Coberturas de una inversión neta de un negocio en el extranjero.

Al inicio de la relación de cobertura el Emisor designa y documenta formalmente la relación entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto, junto con sus objetivos de gestión de riesgo y su estrategia para llevar a cabo las transacciones de cobertura. Se espera que tales coberturas sean altamente efectivas para lograr compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo; igualmente, se evalúan continuamente para determinar que realmente han sido altamente efectivos a lo largo de los períodos de reporte financiero, para los cuales fueron designados.

12.15 Cobertura de flujo de efectivo

La porción efectiva de las ganancias o pérdidas de los instrumentos de cobertura se reconocen en otro resultado integral, mientras que la porción inefectiva se reconoce en el resultado del período, en la línea del resultado financiero, neto.

Los montos previamente reconocidos en otro resultado integral se transfieren a resultados cuando la partida cubierta afecta los resultados del ejercicio. Cuando la partida cubierta es un activo o pasivo no financiero, los importes previamente reconocidos en otro resultado integral se transfieren y se incluyen en el importe en libros inicial del costo del activo o pasivo no financiero.

Si el instrumento de cobertura expira o se vende, finaliza o se ejerce sin reemplazo o transferencia, o si se revoca su designación como cobertura o cuando la cobertura ya no cumple con los criterios para la contabilidad de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en otro resultado integral se mantiene por separado en el patrimonio hasta que la transacción se reconozca en el estado de ganancias y pérdidas. Cuando ya no se espera que ocurra la transacción cubierta inicialmente, cualquier monto acumulado en el patrimonio se reconoce inmediatamente en el resultado del período.

El Emisor designa préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo tipo de cambio en exportaciones futuras de crudo.

12.16 Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Son contabilizadas de manera similar a las coberturas de flujo de efectivo.

Las ganancias y pérdidas del instrumento de cobertura relativa a la porción efectiva se reconocen en el otro resultado integral; mientras que los montos relativos a la porción inefectiva en el resultado del período. Las ganancias o pérdidas acumuladas en el patrimonio son reclasificadas al estado de ganancias y pérdidas cuando se disponga parcial o totalmente del negocio en el extranjero.

El Emisor designó préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo de tipo de cambio en sus inversiones en subsidiarias cuya moneda funcional es dólar.

12.17 Inventarios

Los inventarios se registran al más bajo entre el costo y el valor neto realizable.

Comprenden principalmente petróleo crudo, combustibles y productos petroquímicos e inventarios de bienes de consumo (repuestos y suministros).

El costo del petróleo crudo es el costo de producción, incluido el costo de transporte.

El costo de otros inventarios se determina según el método del promedio ponderado, el cual incluye los costos de adquisición (descuentos comerciales, reembolsos y otros similares), transformación y otros costos incurridos para llevar el inventario a su ubicación y condición actual, como los costos de transporte.

Los inventarios de consumibles (repuestos y suministros) se reconocen como inventario y luego se registran como gastos, mantenimiento o proyectos en la medida en que se consuman.

El Emisor estima el valor neto realizable de los inventarios al final de cada período. Cuando las circunstancias que previamente causaron que los inventarios estuvieran por debajo de su costo ya no existan, o cuando se presenta una clara evidencia de un aumento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, el monto provisionado se revierte. La reversión no puede ser

mayor al valor registrado originalmente, de modo que el nuevo importe en libros siempre será el menor entre el costo y el valor neto realizable revisado.

12.18 Partes relacionadas

Se consideran partes relacionadas aquellas en donde una de las partes tiene la capacidad de controlar a la otra, tiene control conjunto, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas de la participada o es un miembro del personal clave de la gerencia (o familiar cercano del personal clave). El Emisor ha considerado como partes relacionadas las compañías subsidiarias, asociadas, negocios conjuntos, directivos clave de la gerencia, las entidades administradoras de los recursos para pago de planes de beneficios post-empleo para empleados y algunas transacciones relevantes celebradas con entidades del Gobierno Nacional, como son la compra de hidrocarburos y el fondo de estabilización petrolera.

12.19 Compañías subsidiarias

Las subsidiarias son todas las compañías sobre las que el Emisor tiene el poder de gobernar sus políticas operativas y financieras. Generalmente estas entidades son aquellas donde el Emisor tiene más de la mitad de sus acciones con derecho de voto. Estas inversiones se reconocen en el estado de situación financiera separado por el método de participación y tienen incluido el goodwill generado en el momento de su adquisición.

12.20 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual el Emisor ejerce influencia significativa pero no control. La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, sin llegar a tener control o control conjunto sobre las mismas. En general, estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria del 20% al 50% de los derechos de voto.

Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de la participación. Bajo este método, la inversión se reconoce inicialmente al costo, posteriormente es ajustada para reconocer la participación del Emisor en los activos netos de la asociada. El goodwill relacionado se incluye en el importe en libros y no se evalúa su Deterioro de forma separada.

La participación en los resultados de las operaciones de la asociada se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas. Cualquier cambio en otro resultado integral se registra también en el otro resultado integral del Emisor.

Después de la aplicación del método de participación, el Emisor determina si es necesario reconocer una pérdida por Deterioro de la inversión. En cada fecha de presentación el Emisor determina si existe evidencia objetiva de que la inversión está deteriorada, si existe tal evidencia, se calcula el monto del Deterioro como la diferencia entre el importe recuperable y el valor en libros, y luego reconoce la pérdida en el estado de ganancias y pérdidas.

Cuando es necesario, se realizan ajustes a las políticas contables de las asociadas para garantizar la consistencia con las adoptadas por el Emisor. Adicionalmente, el método de participación se calcula con sus estados financieros más recientes.

12.21 Negocios conjuntos

Un negocio conjunto es un acuerdo mediante el cual dos o más partes ejercen control conjunto y tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. El control conjunto se presenta cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el

control. El tratamiento contable para el reconocimiento de los negocios conjuntos es el mismo que el de las inversiones en asociadas.

12.22 Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un tipo de acuerdo conjunto mediante el cual las partes ejercen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, en relación con el acuerdo.

Los contratos de operación conjunta se celebran entre el Emisor y terceros para compartir el riesgo, asegurar el capital, maximizar la eficiencia operativa y optimizar la recuperación de las reservas. En estas operaciones, una parte se designa como el operador para ejecutar el presupuesto de gastos e inversiones e informar a los socios de acuerdo con sus intereses de participación. Así mismo, cada uno toma su parte de los hidrocarburos producidos (petróleo crudo o gas) de acuerdo con su participación en la producción.

Cuando el Emisor participa como socio no operador, registra los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos en función del informe de los operadores. Cuando el Emisor es el operador directo de los contratos, registra su porcentaje de activos, pasivos, ingresos, costos y gastos, con base en la participación de cada socio en las líneas correspondientes a activos, pasivos, gastos, costos e ingresos.

Cuando el Emisor adquiere o aumenta una participación en una operación conjunta en la cual la actividad constituye un negocio, dicha transacción se registra aplicando el método de adquisición de acuerdo a la NIIF 3 - Combinación de negocios. El costo de adquisición es la suma de la contraprestación transferida, la cual corresponde al valor razonable, en la fecha de adquisición, de los activos transferidos y los pasivos incurridos. Cualquier costo de transacción relacionado con la adquisición o aumento de participación de la operación conjunta que constituye un negocio, se reconoce en el estado de otros resultados integrales del período.

El exceso del valor de la contraprestación transferida y el importe pagado en la operación se reconoce como goodwill. Si resulta en un exceso el valor razonable de los activos netos adquiridos sobre el importe pagado en la operación, la diferencia se reconoce como un ingreso en el estado de ganancias y pérdidas en la fecha de reconocimiento de la operación.

12.23 Activos no corrientes mantenidos para la venta

Los activos no corrientes se clasifican como mantenidos para la venta si sus valores en libros se recuperarán principalmente a través de una transacción de venta y no mediante su uso continuado. Asimismo, se clasifican en esta categoría solo cuando la venta es altamente probable dentro de un año desde la fecha de clasificación y el activo (o grupo de activos) está disponible para su venta inmediata en su condición actual. Estos activos se miden al menor entre su valor en libros y el valor razonable menos los costos de disposición relacionados.

12.24 Propiedades, planta y equipo

(a) Reconocimiento y medición

Las propiedades, planta y equipo se presentan al costo menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por Deterioro. Los componentes tangibles de los activos relacionados con recursos naturales y del medio ambiente forman parte de las propiedades, planta y equipo.

El costo inicial de un activo comprende su precio de compra o costo de construcción, incluyendo impuestos de importación e impuestos no reembolsables, cualquier costo directamente atribuible a la puesta en operación del activo, costos de beneficios a los empleados que surjan directamente de la construcción o adquisición, costos de endeudamiento incurridos que son atribuibles a la

adquisición y/o construcción de activos calificables y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento y abandono.

Las piezas de repuesto y suministros se registran como inventarios, y se reconocen como gasto cuando se consumen. Las piezas de repuesto importantes y el equipo de mantenimiento permanente, que el Emisor espera usar durante más de un período, son reconocidos como propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida en el retiro de algún elemento de propiedades, planta y equipo es reconocida en los resultados del período respectivo.

(b) Desembolsos posteriores

Corresponden a todos los desembolsos que se realicen sobre activos existentes con el fin de aumentar o prolongar la vida útil inicial esperada, aumentar la productividad o eficiencia productiva, permitir una reducción significativa de los costos de operación, aumentar el nivel de reservas en áreas de explotación o desarrollo o reemplazar una parte o componente de un activo que sea considerado crítico para la operación.

Los gastos de reparación, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. No obstante, los desembolsos asociados a mantenimientos mayores son capitalizados.

(c) Depreciación

Las propiedades, planta y equipo se deprecian siguiendo el método lineal, excepto los activos asociados a las actividades de exploración y producción, los cuales se deprecian según el método de unidades técnicas de producción. Las vidas útiles técnicas se actualizan anualmente considerando razones tales como: adiciones o mejoras (por reposición de partes o componentes críticos para la operación del activo), avances tecnológicos, obsolescencia u otros factores; el efecto de estos cambios se reconoce a partir del período contable en el cual se efectúa.

La depreciación de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

La vida útil se define bajo los criterios de utilización prevista del activo, su desgaste físico esperado, la obsolescencia técnica o comercial y los límites legales o restricciones sobre su uso. Las vidas útiles promedio ponderado son las siguientes:

Planta y equipo	10 - 55 años
Ductos, redes y líneas	10 - 40 años
Edificaciones	10 - 42 años
Otros	3 - 35 años

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones y tienen una vida útil indefinida y por lo tanto no son objeto de depreciación.

Los métodos de depreciación y vidas útiles se revisan anualmente y se ajustan, si corresponde.

12.25 Recursos naturales y del medio ambiente

(a) Reconocimiento y medición

El Emisor emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la NIIF 6 - Exploración y evaluación de recursos minerales.

12.26 Costos de exploración

Los costos de adquisición y exploración son registrados como activos de exploración y evaluación en curso hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o no; de no ser exitosa, todos los costos incurridos son reconocidos en resultados.

Los costos de exploración relacionados con geología y geofísica, sísmica, viabilidad y otros, se reconocen como gastos cuando se incurren. Los desembolsos asociados con la perforación de pozos exploratorios y aquellos relacionados con pozos estratigráficos de naturaleza exploratoria se cargan como activos hasta que se determine si son comercialmente viables; de lo contrario, se cargan a resultados como gasto de pozos secos. Otros gastos se reconocen en resultados cuando se incurre en ellos.

Un activo de exploración y evaluación ya no se clasificará como tal cuando se demuestre la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer un recurso mineral. Los activos de exploración y evaluación se revisarán por Deterioro y se reconocerá cualquier pérdida antes de su reclasificación.

Todos los costos capitalizados están sujetos a revisiones técnicas y comerciales al menos una vez al año para confirmar la continuidad para desarrollar y producir dichos campos; de lo contrario, estos costos se transfieren a ganancias y pérdidas.

Los costos de exploración se presentan netos de los ingresos obtenidos de la venta de petróleo crudo durante el período de pruebas extensas, neto de los costos de ventas, ya que se consideran necesarios para completar el activo.

12.27 Costos de desarrollo

Los costos de desarrollo corresponden a aquellos costos incurridos para acceder a las reservas probadas de hidrocarburos y de proporcionar las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, recogida y almacenamiento. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican como recursos naturales y del medio ambiente, los costos posteriores a la etapa de exploración son capitalizados como costos de desarrollo de las propiedades que comprendan tales activos de recursos naturales. Todos los costos de desarrollo se capitalizan, incluidos los costos de perforación sin éxito de pozos de desarrollo.

12.28 Costos de producción

Son aquellos incurridos para operar y mantener los pozos productivos así como el equipo e instalaciones correspondientes. La actividad de producción incluye la extracción del crudo y del gas a la superficie, su recolección, tratamiento y procesamiento y el almacenamiento en el campo. Los costos de producción son gastos en el momento en que se incurren a menos que adicionen reservas, en tal caso son capitalizados.

Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su costo y hacen parte de las propiedades, planta y equipo sujetos a depreciación.

Los costos capitalizados también incluyen el costo de abandono y desmantelamiento, así como el valor estimado por obligaciones ambientales futuras. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y desmantelamiento, son llevados al activo correspondiente.

Los costos capitalizados también incluyen el valor de los ingresos obtenidos netos de los costos por la venta de crudo de pruebas extensas, por cuanto se consideran necesarios para completar el activo.

12.29 Amortización

La amortización de los elementos de recursos naturales y del medio ambiente es determinada según el método de unidades de producción por campo, utilizando como base las reservas probadas desarrolladas, excepto en casos excepcionales limitados que requieren un mayor juicio por parte de la gerencia para determinar un mejor factor de amortización de los beneficios económicos futuros durante la vida útil del activo. Los factores de amortización se revisan anualmente, con base en el estudio de reservas y el impacto sobre cambios de dichos factores sobre el gasto por amortización, se reconoce de manera prospectiva en los estados financieros.

Las reservas son estimadas y certificadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por la Junta Directiva del Emisor. Las reservas probadas consisten en las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas con certeza razonable por los datos geológicos y de ingeniería que serán recuperables en años futuros a partir de reservas conocidas bajo condiciones económicas y de operación existentes, es decir, a los precios y costos que se aplican a la fecha de la estimación.

12.30 Deterioro

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible Deterioro en su valor recuperable.

12.31 Capitalización de costos por préstamos

Los costos por préstamos relacionados con la adquisición, construcción o producción de un activo calificado, el cual requiera un período de tiempo sustancial para estar listo para su uso, se capitalizan como parte del costo de ese activo cuando sea probable que los beneficios económicos futuros retornen al Emisor y puedan ser medidos con fiabilidad. Los demás costos por intereses se reconocen como gastos financieros. Los proyectos que han sido suspendidos, pero que el Emisor pretende continuar a futuro con su ejecución, no son considerados activos calificados para propósitos de capitalización de costos por préstamos.

12.32 Activos intangibles

Los activos intangibles con vida útil definida son registrados al costo menos la amortización acumulada y pérdidas acumuladas por Deterioro. Los activos intangibles son amortizados sobre una base de línea recta de acuerdo con sus vidas útiles estimadas. La vida útil estimada y el método de amortización son revisados al final de cada período de reporte; cualquier cambio en la estimación es registrada sobre una base prospectiva.

Los desembolsos originados por las actividades de investigación se reconocen como un gasto en el período en el cual se incurren.

12.33 Arrendamientos

El Emisor aplicó NIIF 16 - Arrendamientos a partir del 1 de enero de 2019, utilizando el enfoque retrospectivo modificado.

Al inicio de un contrato el Emisor evalúa si un contrato es, o contiene, un arrendamiento. Esta situación se presenta si el contrato transfiere el derecho de controlar el uso de un activo identificado por un período de

tiempo a cambio de una contraprestación. Para llevar a cabo dicha evaluación, se utiliza la definición de arrendamiento contenido en la NIIF 16.

(a) Arrendamiento como arrendatario

En la fecha de inicio de un arrendamiento el Emisor reconoce una obligación correspondiente al total de pagos del arrendamiento y un activo que representa el derecho de usar el activo subyacente durante el término del arriendo. Se reconocen separadamente el gasto por intereses sobre la obligación y el gasto por depreciación del activo por derecho de uso.

En el reconocimiento posterior el Emisor remide la obligación de arrendamiento ante la ocurrencia de acontecimientos como: (i) cambios del término del arrendamiento, (ii) cambios de los pagos futuros pagos de arrendamiento que resulten de variaciones en un índice o en la tasa utilizada para determinar los pagos. El monto de la nueva medición de la obligación se reconocerá como un ajuste al activo por derecho de uso.

(b) Arrendamiento como arrendador

El Emisor clasifica como financieros aquellos contratos en los cuales los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo. Los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Si el arrendamiento es clasificado como financiero, se registra una cuenta por cobrar en el estado de situación financiera, por monto igual a la inversión neta en el arrendamiento.

Para los arrendamientos clasificados como operativos se reconocen los ingresos por los pagos de forma lineal en el estado de resultados.

(c) Activos por derecho de uso

El Emisor reconoce los activos por derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos cualquier depreciación acumulada y pérdidas por Deterioro, y se ajustan si existe alguna nueva medición de los pasivos por arrendamiento. Se amortizan en línea recta durante el plazo del arrendamiento y están sujetos a evaluación por Deterioro.

(d) Pasivos por arrendamiento

En la fecha de inicio del arrendamiento el Emisor reconoce los pasivos al valor presente de los pagos por arrendamiento que se realizarán durante el plazo del contrato. Los pagos variables que no dependan de un índice o una tasa se reconocen como gasto en el período en el que un evento o condición indiquen que el pago ocurrirá.

Para el cálculo del valor presente de los pagos el Emisor utiliza la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de inicio del arrendamiento. El valor en libros de los pasivos se vuelve a medir si hay un cambio en el plazo, en los pagos fijos o en la evaluación para comprar el activo subyacente.

(e) Arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor

El Emisor aplica la exención de reconocimiento a sus arrendamientos para los contratos que tienen un plazo de ejecución de doce (12) meses o menos a partir de la fecha de inicio y no contienen una opción de compra y los contratos en los cuales el activo subyacente se considera de bajo valor.

(f) Contratos de asociación (JOA)

En los contratos de asociación JOA se analiza quien controla el uso del activo y de acuerdo a ello se determina el método de reconocimiento de los derechos de uso. Si quien controla el uso del activo es el operador, este deberá reconocer en sus estados financieros el 100% del derecho. Si quien controla es el JOA, se analiza si el contrato cumple con las características de un subarrendamiento, y en ese caso cada parte deberá reconocer proporcionalmente a su participación el derecho de uso. El Emisor reconoce al 100% los derechos de uso en los contratos de asociación (JOA) en los que participa como operador.

12.34 Deterioro del valor de los activos de largo plazo

Con el fin de evaluar si los activos tangibles e intangibles están deteriorados el Emisor compara el valor en libros de los mismos con el importe recuperable por lo menos en cada fecha de cierre del período, para identificar indicios de que algún activo pudiera estar deteriorado.

Para efectuar el análisis de Deterioro, los activos se agrupan en UGEs siempre que los mismos, individualmente considerados, no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGEs. La agrupación de los activos en diferentes UGEs, implica la realización de juicio profesional y la consideración, entre otros parámetros, de los segmentos de negocio. En este sentido, en el segmento de exploración y producción, una UGE corresponde a cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas "campos"; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios campos son interdependientes entre sí, dichos campos se agrupan en una única UGE. En el caso del segmento refinación y petroquímica, las UGE corresponden a cada una de las refinerías del Emisor y para el segmento de transporte cada línea es considerada como una UGE independiente.

El valor recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, se reconoce una pérdida por Deterioro de valor en los resultados del período.

El valor razonable menos los costos de disposición es usualmente mayor que el valor en uso para el segmento de producción debido a algunas restricciones significativas en la estimación de los flujos de caja futuros, como son: (i) futuras inversiones de capital que mejoren el desempeño de la UGE y que pueden resultar en un incremento esperado de los flujos netos de efectivo, i(i) partidas antes de impuestos que reflejan riesgos de negocio específicos, lo que resulta en una mayor tasa de descuento.

El valor razonable menos los costos de disposición, se determina como la suma de los flujos de caja futuros descontados, ajustados al riesgo estimado. Las estimaciones de los flujos de caja futuros se realizan con proyecciones de los precios de los productos básicos, estimaciones de la oferta y la demanda y los márgenes de los productos.

El valor razonable menos los costos de disposición, descrito arriba, es comparado con múltiplos de valoración y precios de cotización de las acciones en empresas comparables al Emisor, con el objetivo de determinar si es adecuado. En el caso de los activos o UGEs que participan en la evaluación y exploración de reservas, se consideran reservas probadas, probables y posibles, con un factor de riesgo asociado a las mismas.

Una vez que se ha registrado una pérdida por Deterioro, el gasto por amortización futura se calcula sobre la base del importe recuperable ajustado. Las pérdidas por Deterioro solo pueden revertirse si la recuperación está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después de que se reconoció

la pérdida. Estas reversiones no deberán exceder el valor en libros de los activos netos de depreciación o amortización que se habrían determinado si el Deterioro nunca se hubiera registrado.

El valor en libros de los activos no corrientes clasificados como activos mantenidos para la venta, se compara con el valor razonable menos los costos de disposición. No se registra ninguna otra provisión por depreciación o amortización, si el valor razonable menos los costos de disposición es menor que el valor en libros.

12.35 Provisiones y pasivos contingentes

Las provisiones son reconocidas cuando el Emisor tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado y que sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación y su estimación pueda ser medida con fiabilidad. En los casos aplicables, se registran a su valor presente, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo.

Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son registrados como gastos.

El reconocimiento de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y el Emisor utiliza toda la información disponible para determinar un estimado razonable de su respectivo costo.

Los pasivos contingentes no son reconocidos, pero están sujetos a revelación en las notas explicativas cuando es posible la salida de recursos; incluyendo aquellos cuyos valores no pueden estimarse.

En los casos en que se espera que la provisión se reembolse en todo o en parte, por ejemplo, en virtud de un contrato de seguros, el reembolso se reconoce como un activo separado únicamente en los casos en que tal reembolso sea prácticamente cierto. El importe reconocido para el activo no debe exceder el importe de la provisión.

Si el efecto del valor temporal del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones son descontadas utilizando una tasa actual de mercado antes de impuestos que refleje, cuando corresponda, los riesgos específicos del pasivo. Cuando se reconoce el descuento, el aumento de la provisión se reconoce como gasto financiero en el estado de ganancias y pérdidas.

12.36 Obligación de retiro de activos

Los pasivos asociados al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas, relacionadas con el abandono y desmantelamiento pozos, ductos, inmuebles y equipo.

La obligación generalmente se contrae cuando los activos son instalados o cuando la superficie o el ambiente son alterados en los sitios a operar. Estos pasivos son reconocidos utilizando la técnica de flujos de caja descontados a una tasa antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado de un pasivo de riesgo similar y tomando en consideración el límite económico del campo o vida útil del activo respectivo. En el caso en que no se pueda determinar una estimación fiable en el período en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tenga suficiente información disponible para realizar la mejor estimación.

El valor en libros de la provisión es revisado y ajustado anualmente considerando cambios en las variables utilizadas para su estimación, utilizando una tasa libre de riesgo ajustada por una prima que refleja el riesgo y calificación crediticia de la compañía bajo las condiciones actuales de mercado. Cualquier cambio en el

valor presente del gasto estimado se refleja como un ajuste a la provisión y su correspondiente propiedad, planta y equipo o recursos naturales y ambientales.

Cuando se presenta una disminución en la obligación de retiro de activos relacionada con un activo productivo que excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas. El costo financiero de actualización de estos pasivos es reconocido en el resultado del período, como gasto financiero.

12.37 Impuesto a las ganancias y otros impuestos

El gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto a la renta por pagar del período corriente y el efecto del impuesto diferido en cada período.

El impuesto a las ganancias es registrado en resultados, excepto cuando estén relacionados con partidas reconocidas en otros resultados integrales, en cuyo caso el impuesto es registrado en el otro resultado integral. Los activos y pasivos por impuestos son presentados de manera separada en los estados de situación financiera, excepto cuando exista un derecho de compensación dentro de las jurisdicciones fiscales y la intención para cruzar tales saldos sobre una base neta.

12.38 Impuesto corriente

El Emisor determina la provisión del impuesto a las ganancias con base en el mayor valor entre la utilidad gravable y la renta presuntiva (el valor mínimo estimado de rentabilidad que la ley prevé para cuantificar y liquidar el impuesto a las ganancias). La utilidad fiscal difiere de la utilidad reportada en el estado de ganancias y pérdidas, debido a: partidas de ingresos o gastos imponibles o deducibles en diferentes períodos fiscales, deducciones tributarias especiales, pérdidas fiscales y partidas contabilizadas que conforme a las normas tributarias aplicables en cada jurisdicción se consideren no gravables o no deducibles.

12.39 Impuesto diferido

El impuesto diferido se contabiliza de acuerdo con el método del pasivo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se reconocen por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a las diferencias entre los importes en libros de los activos y pasivos existentes en los estados financieros y sus bases impositivas respectivas. Se reconoce un pasivo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias imponibles. Se reconoce un activo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias deducibles y para todas las pérdidas fiscales a amortizar, en la medida en que exista una expectativa razonable de que el Emisor tendrá ganancias fiscales futuras con las que pueda compensar dichas diferencias temporales.

Los impuestos diferidos sobre los activos y pasivos se calculan sobre la base de las tasas impositivas que se esperan aplicar durante los años en los que se reviertan las diferencias temporales entre los importes en libros y las bases impositivas.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos está sujeto a revisión al final de cada período de presentación y se disminuye en la medida en que se estima probable que no habrá suficientes ganancias fiscales futuras para realizar el activo en términos individuales para cada entidad que tributa en Colombia.

En el estado de situación financiera, los activos por impuestos diferidos se compensan con los pasivos por impuestos diferidos, dependiendo de la posición fiscal en la entidad que los genera.

Los impuestos diferidos no se reconocen cuando surgen en el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción (excepto en una combinación de negocios) y por tanto, en el momento de la

transacción, no afecta la utilidad contable o fiscal. Tampoco se reconocen sobre la posible distribución futura de utilidades acumuladas de subsidiarias o inversiones contabilizadas por el método de participación, si al momento de la distribución puede ser controlado por el Emisor y es probable que las ganancias acumuladas sean reinvertidas y, por lo tanto, no será distribuido al Emisor.

12.40 Otros impuestos

El Emisor reconoce en el resultado del período costos y gastos por otros impuestos diferentes al impuesto a las ganancias, tales como el impuesto a la riqueza, el cual se determina con base en el patrimonio fiscal, el impuesto de industria y comercio que grava los ingresos obtenidos en los municipios por el desarrollo de actividades comerciales, industriales y de servicios, y el impuesto de transporte que grava los volúmenes cargados en los sistemas de transporte. Los impuestos son calculados de acuerdo con la normatividad fiscal vigente.

13. Inversiones que exceden el 10% del total de los activos

La información sobre inversiones se encuentra en la Sección 5 del Capítulo Ii de la Segunda Parte del presente Prospecto.

Del total de participaciones directas en compañías del Emisor, las inversiones (participación directa) en la Refinería de Cartagena y Cenit, las cuales representan el 13,4% y 10,63% del valor de los activos al 30 de junio de 2021 respectivamente, son las únicas inversiones que a esa fecha exceden el 10% del total de los activos.

14. Principales inversiones en curso de realización y su modo de financiación

Las siguientes son las principales inversiones orgánicas en curso de realización, las cuales conforme al Plan de Inversiones 2021-2023 serán financiadas principalmente con generación de caja interna y excedentes de caja existentes al inicio del año.

Inversión	Descripción
Módulo Integrado Rubiales Etapa 2	Desarrollar 114 MBPE de reservas 3P entre las vigencias 2020 - 2025, mediante la perforación de 421 pozos, el incremento de capacidad de tratamiento y disposición en 420KBWPD y ampliación de troncales eléctricas y mecánicas en el Campo Rubiales.
Campaña de perforación Permian 2021	Desarrollo de yacimientos no convencionales en asociación con OXY en la cuenca de Permian en Estados Unidos.
Caño Sur Este Módulo 3	Desarrollar 58 Mbls de reservas 3P en el campo Greenfield mediante la perforación de 246 pozos productores y 8 pozos disposal durante las vigencias 2019-2027.
Llanito Dlp	Desarrollar 24,1Mbls de reservas 3P mediante la perforación de 49 pozos productores, 21 pozos inyectores, 15 conversiones, con sus facilidades de pozo y adecuación de subestaciones en los campos Llanito, Galán y Gala, durante las vigencias 2017 - 2022.
Perforación Casabe Módulo 3	Desarrollar 11,92 Mbls de reservas 3P, mediante la perforación de 30 productores, 20 inyectores y una conversión de pozo productor a inyector en los campos Casabe Sur y Peñas Blancas durante las vigencias 2020 - 2023.
Interconexión Plantas de Crudo	Interconexión de la unidad de destilación de crudo original de la Refinería de Cartagena con las nuevas plantas de la Refinería para incrementar su capacidad nominal de carga de 150 Kbd a 200 Kbd, con una carga máxima de 210 Kbd.

Inversión	Descripción
145 Workover GDT 2019-2021	Realizar 145 Workover durante las vigencias 2019-2021, con el objetivo de desarrollar 16,4 MBls reservas de petróleo de acuerdo con los resultados obtenidos de mejora en el factor de recobro del campo Castilla e incorporación de reservas de petróleo de campañas de Workover anteriores.
Actualización Tecnológica de la PTAR de la Refinería de Barrancabermeja (GRB)	Cumplir con normativa ambiental de vertimientos, mediante la implementación de mejoras al proceso de tratamiento del agua residual industrial de la GRB.
Chichimene Inyección Agua 40 acress Upside	Adecuar plataformas, construcción de facilidades de pozo y líneas de recolección, perforación y Workover, para incrementar reservas 3P a 11,79Mbls.
PID Guarrojo Módulo A2	Desarrollar 2,6Mbls de reservas mediante la perforación de 17 pozos y un workover de conversión a inyector, inscritos dentro del Plan de inversiones del Contrato Guarrojo 2021-2023.
Inyección de agua Castilla 35 Patrones	Desarrollar 41,7 Mbls de reservas 3P mediante la perforación de 4 pozos, conversión de 31 pozos productores a inyectores, 34 Workovers y construcción de facilidades de inyección en el campo Castilla zona centro.
Perforación 10 pozos Bonanza	Desarrollar 5,5 MBPE de reservas 3P mediante la perforación de 10 pozos, adecuación de locaciones existentes y construcción de facilidades de superficie de pozos en el campo Bonanza en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.
PYE Arawana	En línea con la estrategia Near Field de explorar áreas en campos existentes, perforación del pozo exploratorio Cupiagua XD-45 en el campo Cupiagua con el objetivo de habilitar volúmenes de gas condensado.
Reducción de Presión Slug Catcher Cusiana	Proyecto desarrollado con el objetivo de asegurar la continuidad operativa del CPF de Cusiana con relación a la disponibilidad de gas ventas para protección de la caja, eficiencia en costos y optimización de campos existentes.
Activo Apiay Etapa 3	Desarrollar 10,7 MBPE de reservas 3P mediante la conversión de 13 pozos productores a inyectores, 26 Workover, facilidades de superficie para inyección y tratamiento y disposición de agua de 100 KBWPD en la Estación de Recolección de Apiay durante las vigencias 2018-2024.
Perforación Garzas	Desarrollar 4,37 Mbls de reservas 3P, mediante la perforación de ocho pozos productores en el campo Garzas durante las vigencias 2020-2023
Desarrollo Yariguí 8 pozos	Desarrollar 3,04 MBPE de reservas 3P mediante la perforación de 8 pozos en el campo Yariguí-Cantagallo con ejecución durante las vigencias 2021-2022
Liria YW12	Perforación del pozo exploratorio Liria-YW12 localizado en el Bloque Recetor, para definir la presencia de acumulaciones de hidrocarburos al occidente de la extensión del campo Cupiagua en el bloque Receptor.
Centro Generación Chichimene	Aprovechar y monetizar el gas de producción y de proceso para generar condensados que disminuyan los volúmenes de importación de nafta y generar energía eléctrica. Esto permitirá ahorros operativos, mejorar la confiabilidad eléctrica de la estación Chichimene y reducir las emisiones de CO2.

15. Adquisición de inversiones futuras

A 30 de junio de 2021, el Emisor no poseía ningún compromiso en firme para la adquisición de inversiones futuras.

16. Patentes, marcas y otros derechos de propiedad intelectual

Los activos intangibles del Emisor son preservados a través de un proceso de generación de valor y de protección de la propiedad intelectual, que incluye la consolidación de secretos comerciales, patentes, derechos de autor, marcas, diseños industriales y publicaciones en revistas especializadas.

Cuando los conceptos tecnológicos o tecnologías desarrolladas por el Emisor representan diferenciadores tecnológicos o ventajas competitivas para la empresa o sus filiales, el Emisor las protege y las destina para uso exclusivo en sus segmentos operativos. Ocasionalmente, cuando los conceptos o desarrollos tecnológicos no representan un diferenciador tecnológico o ventaja competitiva, el Emisor los transfiere a terceros para su manufactura o comercialización, asegurando de esta forma su disponibilidad en el mercado y obteniendo a cambio pagos por las licencias otorgadas, o regalías sobre las ventas o explotación comercial de las mismas.

En los últimos 15 años con corte al 2T21, el Emisor había presentado 274 solicitudes de patente, 19 de ellas en 2020 y 8 en lo que va corrido del 2021. Las solicitudes de patente más recientes incluyen tecnologías innovadoras, como (i) un dispositivo para la coalescencia de gotas de aceite dispersas en aguas residuales industriales, (ii) la formulación de un nanofluido a base de nanopartículas de sílice recubiertas de polímero y su proceso de síntesis, (iii) una espuma super-hidrofóbica tridimensional y su método de preparación, (iv) una herramienta de inspección en línea para la detección y clasificación eficiente de daños en tuberías de transporte y (v) Material poroso oleofílico y su método de preparación.

El Emisor contaba al corte del 2T21 con 106 patentes vigentes, luego de que las autoridades colombianas otorgaran 8 nuevas patentes al Emisor en 2020 y 5 en lo que va corrido del 2021.

El emisor cuenta con activos de protección de la propiedad intelectual complementarios a las patentes, ya que no toda la tecnología es patentable o se debe patentar. Con corte al 2T21 el Emisor contaba con 12 secretos industriales, 433 registros de derechos de autor, 39 marcas registradas de productos tecnológicos, 4 diseños industriales y 1.296 obras técnico–científicas.

Las siguientes veintiseis (26) patentes del Emisor son objeto de licenciamiento a terceros:

Título de la solicitud de patente	Número de radicación	País de radicación
SISTEMA DE GENERACIÓN DE BURBUJAS INMERSO EN TANQUE DE PROCESAMIENTO DE LÍQUIDOS.	8132106	Colombia
SISTEMA DE DESARENADOR DINÁMICO DE CRUDOS.	10089253	Colombia
1. PROCESO PARA LA REDUCCION DE LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS Y TRANSPORTE POR TUBERIA CON	10158281	Colombia

DILUYENTES NO CONVENCIONALES		
TENSOR DE CORREAS PARA UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO.	11168959	Colombia
ADITIVO PARA EL PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS DE ALTO PESO MOLECULAR Y SU PROCESO DE OBTENCIÓN.	13109529	Colombia
DISPOSITIVO INHIBIDOR DE HIDRATOS CON SEPARADOR DE FLUIDOS DE PRODUCTO.	13154257	Colombia
ECOSKIMMER, ECODESARENADOR Y ECOTRAMPAS DE GRASAS ECODESARENADOR Y ECOSKIMER MODULARES REUTILIZABLES PARA FACILIDADES DE PRODUCCIÓN Y TRATAMIENTO DE PETRÓLEO.	13211529	Colombia
PROCESO PARA LA ESTABILIZACIÓN DE BIODIESEL.	13231978	Colombia
VÁLVULAS DE DECANTACIÓN.	14190727	Colombia
MÉTODO Y SISTEMA PARA EL ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.	14238088	Colombia
MATERIAL COMPUESTO ORGÁNICO TÉRMICO MODIFICADO (MCO-TM) Y MÉTODO PARA SU OBTENCIÓN.	15093930	Colombia
COMPOSICIONES DETERGENTES DE BASE NAFTÉNICA ÚTILES EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y MÉTODO DE OBTENCIÓN DE LAS MISMAS.	15277789	Colombia
SISTEMA Y MÉTODO PARA MEDICIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA O CORTE DE AGUA EN MEZCLA DE PETRÓLEO/GAS – AGUA.	15277431	Colombia

SISTEMA DE MONITOREO PERMANENTE DE PRESIÓN - TEMPERATURA EN FONDO DE POZO, MÚLTIPLE O SERIAL EN TIEMPO REAL.	16103041	Colombia
SISTEMA MÚLTIPLE DE REDUCTORES FIJOS EN SERIE PARA CONTROL DE PRESIÓN Y DE CAUDALES EN VALVULAS DE INYECCIÓN DE AGUA PARA SARTAS.	NC2016/0001122	Colombia
MECANISMO DE ACCIONAMIENTO PARA ROTADOR DE BARRA LISA DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO.	NC2016/0006178	Colombia
SISTEMA CON MÚLTIPLES SENSORES FABRICADOS EN MATERIALES ESPECIALES PARA APLICACIONES EN PRESENCIA DE HIDROCARBUROS Y AGUAS RESIDUALES Y MÉTODO PARA EL MONITOREO REMOTO, CONTROL Y SEGUIMIENTO DE PARÁMETROS DE CALIDAD DE AGUA CON TRANSMISIÓN Y PROCESAMIENTO DE DATOS CONTINUOS EN TIEMPO REAL.	NC2017/0005730	Colombia
PROCESO PARA MEJORAR LA CAPACIDAD DE FLUJO Y POTENCIAR LA CAPACIDAD DE DILUCIÓN DE DILUYENTES EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS PROVENIENTES DE LAS DIFERENTES FASES DE RECOBRO DE YACIMIENTOS (PRIMARIO, SECUNDARIO Y MEJORADO).	NC2017/0006772	Colombia
PROCESO PARA EL DESARROLLO DE UN MATERIAL PARA LECHO FILTRANTE PARA REMOCIÓN DE GRASAS, ACEITES Y	NC2019/0003174	Colombia

SOLIDOS EN AGUAS INDUSTRIALES Y DOMÉSTICAS Y SU PRODUCTO.		
PROCESO PARA OBTENER UN HIDROCARBURO TRANSPORTABLE POR TUBERÍA COMPUESTO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS CON DILUYENTES NO CONVENCIONALES.	NC2019/0005808	Colombia
SISTEMA EMBEBIDO IOT Y MÉTODO PARA LA MEDICIÓN VIRTUAL EN TIEMPO REAL DE LA PRODUCCIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA EN POZOS PETROLEROS CON BOMBAS ELECTRO-SUMERGIBLE.	NC2019/0005902	Colombia
PROCESO PARA LA REMOCIÓN DE COMPONENTES POLARES PARA MEJORAR EL DESEMPEÑO A BAJAS TEMPERATURAS DEL BIODIESEL.	NC2019/0012313	Colombia
DISPOSITIVO DE FLOTACIÓN COMPACTO PARA TRATAMIENTO DE AGUA – ECOFLOCS.	NC2019/0013468	Colombia
DISPOSITIVO PARA LA MEDICIÓN Y ANÁLISIS DEL FLUJO DE DERRUMBES DE CARA DE POZO Y CORTES DE POZO PARA POZOS DE PERFORACIÓN Y SU MÉTODO DE OPERACIÓN.	NC2019/0014947	Colombia
EQUIPO DOSIFICADOR Y PROCEDIMIENTO PARA EL TAPONAMIENTO DE DERIVACIONES EN DUCTOS DE TRANSPORTE DE FLUIDOS BASADO EN DICHO EQUIPO.	MX/a/2009/005997	México
SISTEMA PARA EL TAPONAMIENTO DE FUGAS EN DUCTOS Y TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE FLUIDOS.	MX/a/2013/015229	México

Los derechos de autor de propiedad del Emisor que han sido licenciados a terceros son:

Título del derecho de autor	Número de radicación	País de radicación
METODOLOGÍA DE CONTEO DE BACTERIAS SULFATO-REDUCTORAS.	10-628-379 (2 de marzo de 2017)	Colombia
SOFTWARE SOFTMAC.	13-78-16 (6 de marzo de 2020)	Colombia
SOFTWARE EFFISLIFT.	10-497-33 (10 de marzo de 2015)	Colombia

Las marcas de propiedad del Emisor que han sido transferidas a terceros para su explotación comercial son ECOMAXBACT, FENOBIOL, TENSOBIOL 60A, TENSOBIOL 60B, TENSOBIOL 100ª y MCOR.

Los ingresos por regalías percibidos por el Emisor (facturados y pagados) en 2020 ascendieron a COP 324.838.104 y en 2T21 a $588.310.868 pesos, correspondientes a tecnologías licenciadas antes del 2020. El Emisor licenció 10 tecnologías en el año 2020 a empresas privadas para su fabricación, comercialización y soporte técnico, cinco (5) de ellas a una empresa mexicana para atacar la sustracción ilegal de hidrocarburos transportados por ductos petroleros. Al 2T21, el emisor ha licenciado 1 tecnología a una empresa colombiana.

17. Protección gubernamental

No existe protección gubernamental o grados de inversión de fomento que afecten al Emisor.

18. Operaciones con vinculadas, accionistas y/o administradores

El Emisor no tiene conocimiento de operaciones llevadas a cabo entre este y personas que tengan parentesco por consanguinidad o afinidad hasta el primer grado, civil o conyugal, con administradores del Emisor.

La línea en materia de conflicto de intereses del Emisor y el deber de reportar y apartarse, se encuentra elevado al más alto nivel, y está reglamentando en los Estatutos Sociales, reglamentos de la Junta Directa y Código de Ética y Conducta y de Buen Gobierno, contando con un instructivo que señala su alcance, las modalidades, la normativa aplicable y las situaciones en las que se podrían concretar, así como el conjunto de actividades que determinan la forma en que procede su declaración, reporte, gestión al interior de las áreas, deberes frente a los mismos y eventuales consecuencias.

El presidente, los altos directivos y todos los trabajadores del Emisor deben revelar cualquier situación de conflicto a la cual estén expuestos, así como las relaciones, directas o indirectas que mantengan entre ellos, o con otras entidades o estructuras pertenecientes al Grupo Ecopetrol, o con el Emisor, o con proveedores, o con clientes o con cualquier otro grupo de interés, de las que pudieran derivarse situaciones de conflicto de intereses o influir en la toma de sus decisiones y cumplimiento de funciones.

En cuanto a los accionistas, el Emisor es una sociedad abierta, actualmente listada en la Bolsa de Valores de Colombia y la Bolsa de Valores de Nueva York, por lo que no tiene forma de conocer operaciones entre el Emisor y personas que tengan parentesco por consanguinidad o afinidad hasta el primer grado, civil o conyugal, de accionistas del Emisor.

Finalmente, el Emisor conforme a la información reportada, no tiene conocimiento de deudas contraídas con el Emisor o sus subsidiarias en el año inmediatamente anterior, por parte de algún miembro de su Junta Directiva o algún familiar de estos.

Para mayor información sobre transacciones con partes relacionadas, ver la nota 29 de los estados financieros separados del Emisor al 30 de junio de 2021, los cuales se encuentran en el Capítulo Vii de la Segunda Parte del Prospecto.

19. Relación de créditos al personal

Los siguientes son los valores actuales de los préstamos a empleados:

Tipo de préstamo	Saldo total a 30 de junio 2021 (cop)	# préstamos a 30 de junio 2021	# deudores a 30 de junio 2021
Libre inversión	$27.890.551.849	5.227	5.227
Traslado	$9.613.410.738	717	637
Educativo	$1.095.689.016	89	89
Vivienda	$705.540.737.569	7.306	6.958

(a) Préstamo de libre inversión: Es un beneficio dirigido a trabajadores del Emisor que consiste en el otorgamiento de un préstamo sin intereses para libre destinación y se otorga por un monto de hasta 12,5 SMMLV a tres (3) años.

(b) Préstamo de traslado: El Emisor otorga un préstamo sin intereses al trabajador que por necesidades operativas sea trasladado a un área geográfica distinta a su sitio de trabajo. El monto de este préstamo, no podrá ser mayor a cien (100) o cincuenta (50) salarios mínimos mensuales legales vigentes, si se presenta traslado con familiares o no, respectivamente, y dependerá de la capacidad de pago del trabajador.

(c) Préstamo educativo sin intereses para trabajadores: El Emisor brinda a sus trabajadores la posibilidad de contar con un préstamo sin intereses para estudiar un pregrado o posgrado en instituciones educativas. Este beneficio está dirigido principalmente a los grupos poblacionales de trabajadores que no han podido acceder a otros beneficios que ofrece el Emisor. El préstamo que se otorga es por un valor de hasta el 80% del total de la formación y por un tope máximo de 60 SMMLV.

(d) Préstamo de vivienda: Es un beneficio que contribuye a fortalecer el patrimonio y mejorar la calidad de vida del trabajador y su familia. Por esto el trabajador durante su vida laboral puede acceder hasta tres (3) tipos de préstamos para compra o mejora de vivienda propia, a una tasa preferencial. El monto depende del tipo de préstamo y el nivel de cargo del trabajador.

De acuerdo con la restricción establecida por la SEC en relación con la adjudicación de préstamos personales a los directores ejecutivos, no podrán ser beneficiarios de estos, los titulares en ejercicio de los cargos de Presidente, Vicepresidente Ejecutivo Operativo y Vicepresidente Corporativo de Finanzas.

20. Créditos o contingencias que representen el 5% o más del pasivo total

A nivel consolidado, el Grupo tiene créditos comerciales a 30 de junio de 2021 por valor de COP 9.481.030 millones que equivalen al 10,69% del total del pasivo. Los créditos del Emisor ascienden a COP 8.389.384 millones que equivalen al 10,36% del total de sus pasivos.

El grupo no tiene cuenta con contingencias que equivalgan al 5% o más del pasivo total.

21. Obligaciones financieras

(a) Composición de los préstamos y financiaciones (millones de Pesos) de Ecopetrol S.A., casa matriz:

	Tasa de interés efectiva 30 de junio 2021 / 31 de diciembre 2020		A 30 de junio de 2021	A 31 de diciembre de 2020
Moneda nacional				
Bonos	8,4%	6,4%	1.085.068	1.084.461
Pasivos por arrendamiento (1)	6,8%	6,8%	1.004.143	1.035.024
			2.089.211	**2.119.485**
Moneda extranjera				
Bonos	6,1%	6,1%	35.195.454	32.217.069
Crédito comercial - Refinería de Cartagena	3,5%	3,6%	5.893.545	5.925.509
Créditos comerciales	1,5%	1,6%	2.495.839	2.285.567
Pasivos por arrendamiento (1)	6,2%	6,2%	3.016.191	2.813.365
			46.601.029	**43.241.510**
			48.690.240	**45.360.995**
Corriente			3.544.085	3.244.552
No corriente			45.146.155	42.116.443
Total			**48.690.240**	**45.360.995**

(1) Corresponde al valor presente de los pagos a ser realizados durante el plazo de los contratos de arrendamiento operativo de oleoductos, tanques, bienes inmuebles y vehículos, reconocidos como resultado de la implementación de la NIIF 16 – Arrendamientos.

(b) Perfil de vencimientos de los préstamos y financiaciones al 30 de junio de 2021 de Ecopetrol S.A., casa Matriz:

	Hasta 1 año	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	83.953	393.012	362.357	245.746	1.085.068
Pasivos por arrendamiento	104.385	412.043	462.457	25.258	1.004.143
	188.338	**805.055**	**824.814**	**271.004**	**2.089.211**
Moneda extranjera					
Bonos	2.005.761	20.040.795	7.429.476	5.719.422	35.195.454
Crédito comercial - Refinería de Cartagena	1.159.534	4.376.768	357.243	-	5.893.545
Créditos comerciales	35.843	2.459.996	-	-	2.495.839
Pasivos por arrendamiento	154.609	635.599	704.305	1.521.678	3.016.191
	3.355.747	**27.513.158**	**8.491.024**	**7.241.100**	**46.601.029**

Saldo al 30 de junio de 2021	**3.544.085**	**28.318.213**	**9.315.838**	**7.512.104**	**48.690.240**

22. Procesos legales contra el Emisor.

Al 30 de junio de 2021 el Emisor contaba con 5.485 litigios involucrándola como demandante o demandada por un monto total de pretensiones aproximado de COP 28.115.494.174.215, el cual no incluye provisiones contables. A continuación, se incluye una tabla que describe los litigios en cuestión en razón a su monto y porcentaje (sobre el mencionado total), y la jurisdicción a la que corresponden:

Jurisdicción	%	Monto (COP)
Arbitramento	0,486%	136.673.531.757
Civil	11,810%	3.320.440.883.002
Constitucional	65,131%	18.311.926.768.345
Contencioso Administrativo	20,689%	5.816.676.019.805
Laboral	1,660%	466.740.833.487
Penal	0,221%	62.095.771.891
Tutela	0,003%	940.365.929
Total	**100%**	**28.115.494.174.215**

Del total de litigios en 3.887 el Emisor actúa como demandado. Éstos suman un aproximado de COP 26.128.642.904.131, mientras que en los 1.598 procesos que actúa como demandante tienen un valor total aproximado de COP 1.986.851.270.084.

El Emisor contaba a junio 30 de 2021 con el programa LegisOffice (Sistema de Información Jurídica de Ecopetrol), al igual que con políticas y procedimientos, mediante los cuales la información relacionada con litigios se actualiza tan pronto se tiene conocimiento acerca de un litigio o el desarrollo del mismo. Mediante dicho programa, entre otros, el Emisor administra información sobre el tipo de proceso, demandado / demandante, hechos, pretensiones y su cuantía, autoridad competente, ciudad, etc., para cada proceso.

Adicionalmente, a través de LegisOffice y de las políticas y valoraciones del Emisor se puede determinar si un litigio se clasifica como de alto impacto (superiores a COP 5 mil millones) o bajo Impacto (iguales o inferiores a COP 5 mil millones), y respecto a los riesgos es probable con una puntuación superior a 50, eventual entre 49 y 21 y remoto inferior a 20.

En todo caso, el Emisor no puede garantizar que el resultado de estos litigios en su contra sea favorable, ni tampoco que no surjan nuevos litigios en su contra.

Respecto a la valoración de las contingencias la metodología prevé el análisis de la valoración de riesgo y las resultas de las decisiones para determinar la valoración de las contingencias, las cuales pueden ser probables, eventuales o remotas. En cuyo caso las consideradas como probables son registradas como provisión. Las provisiones se constituyen en forma general con la cuantía inicial de las pretensiones y en los casos donde exista sentencia con la cuantía de aquéllas. No obstante, en algunos casos a través del Comité Judicial y Extrajudicial se toman decisiones distintas como criterio experto.

22.1 Acciones legales

(a) Acción Legal Caño Limón Coveñas - Derramamiento de Crudo

El 11 de diciembre de 2011 el oleoducto Caño Limón -Coveñas tuvo una ruptura que ocasionó el derramamiento de aproximadamente 3.267 de barriles en la quebrada Iscala, la cual conecta con el Rio Pamplonita, el cual abastece el acueducto de la ciudad de Cúcuta (con aproximadamente 800 mil usuarios). Dicho incidente no causó muertes ni afectaciones de ningún tipo a la salud.

Por estos hechos, usuarios del acueducto presentaron una acción de grupo en la que pretenden reconocimiento de los supuestos daños causados por no tener acceso al servicio de agua los días que se mantuvo el cierre del acueducto. La demanda cursa ante el Tribunal Administrativo en contra del Emisor. Actualmente, este proceso se encuentra en primera instancia en etapa probatoria.

Igualmente, la autoridad ambiental regional de Norte de Santander (Corporación Autónoma regional de la Frontera Nororiental (CORPONOR)) entabló ante el Tribunal Administrativo de Norte de Santander una demanda en que reclama una compensación económica de aproximadamente 33 mil millones de Pesos por los costos y pérdidas ambientales derivadas de este incidente. El 2 de junio de 2014 el asesor legal del Emisor en este caso presentó la oposición a dicha demanda. En julio de 2020 se dio por concluida la etapa probatoria, y actualmente se espera el fallo de primera instancia.

El Emisor en compañía de autoridades nacionales y regionales han venido desarrollando proyectos encaminados a encontrar fuentes alternativas de agua para el acueducto de Cúcuta. En este contexto, la Junta Directiva del Emisor en diciembre de 2011 aprobó su participación en este proyecto como parte del fortalecimiento de sus planes de contingencia y su relación con sus grupos de interés. El 10 de noviembre de 2017, las partes involucradas suscribieron un acuerdo encaminado a la construcción de una fuente alternativa de agua por un valor cercano a los 385 mil millones de pesos. Este acuerdo establece que el Emisor estará a cargo de la construcción de dicha infraestructura. A la fecha el Emisor ha adjudicado los contratos de construcción e interventoría para la parte inicial del proyecto.

(b) Acción legal BT Energy Challenger

El 22 de octubre de 2014, se presentó una acción de grupo en contra del Emisor por un monto cercano a los 7,4 billones de Pesos. El objeto de esta acción era el reconocimiento de daños económicos presuntamente originados por un incidente ocurrido el 21 de agosto de 2014 cuando se adelantaban actividades de carga del buque BT Energy Challenger. Los accionantes reclaman un posible daño en el área portuaria de Coveñas, donde se encuentra el terminal del Emisor, así como en áreas marinas, submarinas y playas aledañas al golfo de Morrosquillo. Esta reclamación actualmente se encuentra en investigación por parte de la autoridad portuaria de Coveñas, trámite en el cual el Emisor fue desvinculado en atención a la indemnización que recibió del armador del Buque tanque. El Emisor ha tomado medidas legales que buscan que los accionantes clarifiquen y especifiquen sus pretensiones, así como que establezcan los hechos y pruebas que pongan de presente la responsabilidad del Emisor.

El 3 de marzo de 2015, el Emisor presentó su escrito de defensa. En octubre 15 de 2015 fue negada una nueva acción de grupo instaurada por algo más de 100 comerciantes informales de la región, debido a que no existía identidad con la acción inicial. Sin embargo, en el año 2016, el Tribunal Administrativo de Sucre aceptó otros 1.208 comerciantes informales y pescadores como reclamantes. El 10 de marzo de 2017, se surtió el trámite legal de audiencia de conciliación la cual no prosperó. En enero de 2018, se emitió una orden judicial para iniciar la etapa probatoria, decisión judicial que fue objetada por las partes.

En septiembre de 2018 se dieron por concluidas las actuaciones procesales asociadas a esta acción. Actualmente, las partes esperan la resolución del caso. Se resalta que las pretensiones de este proceso han disminuido a 7,3 billones de Pesos como resultado de la reconsideración por parte de los accionantes de la suma inicialmente reclamada, así como la inclusión de nuevos reclamantes al proceso.

(c) Acción Legal PetroTiger

El 6 de enero de 2014, el Departamento de Justicia de los Estados Unidos (DOJ) anunció la apertura de cargos en contra de dos ex co-directores ejecutivos (CEO) y el exasesor general de PetroTiger Ltd. Entre los cargos formulados se incluían, presuntas violaciones a la Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero (FCPA), conspiración para cometer violaciones de la FCPA y lavado de dinero en relación con pagos irregulares hechos a un empleado del Emisor (para el momento del anuncio del Departamento de Justicia, ese empleado ya no trabajaba en el Emisor). El DOJ alegó que los pagos se realizaron para asegurar la adjudicación por parte del Emisor de un contrato de servicios petroleros con Mansarovar Energy Colombia Ltd. a Petrotiger. Se destaca que este contrato hacia parte del proyecto Mansarovar, donde el Emisor participó como socio no operativo en un acuerdo de operación conjunta.

En esa misma fecha, el DOJ anunció que el director legal de Petrotiger se había declarado culpable el 8 de noviembre de 2013 de cargos de conspiración para violar la FCPA y cometer fraude electrónico. Uno de los ex co-CEO acusados se declaró culpable del mismo cargo el 18 de febrero de 2014. El 9 de mayo de 2014, el DOJ acusó al otro ex co-director ejecutivo de conspiración para violar las disposiciones contra el soborno de la FCPA, conspiración para cometer fraude electrónico, conspiración para lavar dinero y violaciones sustantivas contra el soborno y el lavado de dinero de la FCPA. El 15 de junio de 2015, ese codirector ejecutivo se declaró culpable de conspiración para violar la FCPA.

Tras la formulación de cargos por parte del DOJ, y en el transcurso del mes de enero de 2014, el Emisor en conjunto con la Secretaría de Transparencia de la Presidencia de la República, presentó una denuncia ante la Fiscalía solicitando la investigación de las personas que pudieran haber estado involucradas en infracciones a la ley relacionadas con el contrato de Mansarovar. Las autoridades colombianas iniciaron un proceso relacionado con PetroTiger, y el 11 de marzo de 2015 arrestaron a cuatro empleados actuales del Emisor y dos ex empleados del Emisor relacionados con la investigación del proyecto Mansarovar y otros cinco contratos suscritos entre Petro Tiger y el Emisor. A la fecha, continúan en curso cuatro investigaciones de las entidades de control.

Desde el año 2017, las autoridades colombianas han resuelto un recurso de apelación confirmando la condena de un ex empleado del Emisor y otra persona involucrada en el caso (no vinculada con el Emisor). Asimismo, se encuentran en trámite dos recursos de apelación, uno de ellos presentado por el Emisor y la Fiscalía General de la Nación en un caso en el que se absolvió a un ex empleado del Emisor, y el otro presentado por el abogado defensor de un ex empleado del Emisor en un caso en el que el empleado se declaró culpable.

El Emisor ha respondido las solicitudes de información del DOJ y las autoridades colombianas en relación con investigaciones sobre Petrotiger. El Emisor. ha sido designada con el estatus formal de víctima en el proceso local colombiano, en su momento, dio por terminada la relación laboral con los cuatro acusados que eran empleados al momento de los arrestos. Igualmente, el Emisor concluyó su investigación interna en la que no se identificaron nuevos asuntos en relación con Petrotiger.

(d) Acción Legal oleoducto multipropósito Salgar-Cartago

El 23 de diciembre de 2011 se presentó una ruptura en el oleoducto Salgar-Cartago. Expertos (internos y externos) consideran que este incidente ocurrió como resultado de un movimiento de suelo causado por condiciones climáticas que provocaron que el suelo que rodea la tubería ejerciera presión sobre la misma y la rompiera. Actualmente existen tres (3) juicios relacionados

con este incidente. Se calcula que los daños causados estarían alrededor de COP 6.947,8 millones aproximadamente.

(e) Acción legal demanda colectiva de la comunidad indígena AWA

El 2 de abril de 2018 se presentó una acción de grupo contra el Emisor y CENIT S.A.S (demandados) por parte de los resguardos Inda Guacaray e Inda Sabaleta de la comunidad indígena AWA, quienes reclaman perjuicios a sus comunidades por contaminación ambiental y daño a los recursos naturales que a juicio de los demandantes fueron causados por los demandados a través de diferentes actuaciones y omisiones. En agosto de 2018 el Emisor respondió la demanda. Actualmente, las partes se encuentran a la espera del inicio de la etapa probatoria.

El 14 de noviembre de 2020 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca consideró que la reclamación de la comunidad AWA era inadecuada toda vez que las acciones de grupo no son la medida para abordar reclamos relacionados con el restablecimiento de medidas específicas de restitución, rehabilitación, satisfacción y garantías de no repetición.

La anterior decisión conlleva para el Emisor, Cenit S.A.S. y la Agencia Nacional de Defensa Jurídica del Estado (ANDJE) la necesidad de recalcular el monto de los reclamos. Lo anterior debido a que los demandantes no determinaron claramente el monto de estos. El Emisor y la ANDJE han realizado una estimación inicial de perjuicios en un monto cercano a $358.201.371.800 de Pesos.

La demanda está pendiente de la fecha de la audiencia de cumplimiento.

(f) Acción Legal Foncoeco

El 18 de marzo de 2019, el Emisor fue notificado de una demanda interpuesta por trabajadores y extrabajadores de la compañía cuyas pretensiones se asocian a los derechos que puedan corresponderles por la destinación que el Emisor hizo de sus utilidades entre los años 1997 y 2017, y la relación/destinación de esas utilidades frente a derechos vinculados al bienestar de sus trabajadores. Los demandantes consideran que tenían derecho a recibir/participar de dichas utilidades en un monto cercano a $3,1 billones de pesos.

La demanda se encuentra en etapa probatoria. Esta demanda es similar a una demanda previa resuelta a favor del Emisor en el año 2011.

(g) Acciones Legales caso Lisama 158

Actualmente cursan ante el Tribunal Administrativo de Santander dos acciones legales relacionadas con el caso Lisama 158, en las que el emisor es Demandando:

(i) Acción de Grupo de Pescadores:

Alrededor de 600 miembros de la comunidad, incluyendo a pescadores que habitan en la región donde el incidente tuvo lugar, interpusieron en contra del Emisor una acción de grupo que pretende indemnización por presuntos daños derivados de este incidente. El monto reclamado por los accionantes asciende a la suma de COP 614.503.232.689. A la fecha, el Tribunal no ha establecido la fecha de celebración de la primera audiencia. El 25 de septiembre de 2020, el Emisor informó a la aseguradora MAPFRE SEGUROS GENERALES DE COLOMBIA su interés en hacer efectiva las coberturas contratadas en relación con este proyecto.

Es de resaltar que el Emisor ha considerado la posibilidad de establecer acuerdos con la comunidad de pescadores, las cuales se encuentran en trámite de estructuración y permitirán cerrar anticipadamente esta acción judicial y otras investigaciones.

Como parte de esta estrategia de acuerdos, Ecopetrol y un grupo de pescadores certificados por la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca, AUNAP, lograron un acuerdo para resarcir pecuniariamente las afectaciones generadas por el evento ambiental Lisama 158, ocurrido en el año 2018, Así mismo, se logró un acuerdo con comerciantes de pescado de las asociaciones ASOCORAMB y ASOCOPROPAL.

En virtud de estos acuerdos se realizarán reconocimientos económicos a 752 Pescadores certificados por la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca -AUNAP-, según listado expedido por esa entidad y que para el año 2018 se encontraban registrados como pescadores en la cuenca del río Sogamoso y a 121 Comerciantes del recurso pesquero de las asociaciones ASOCORAMB y ASOCOPROPAL, según listado avalado por la AUNAP, que corresponde a quienes se encontraban autorizados para comercializar productos pesqueros del río Sogamoso.

(ii) Acción Popular en Defensa de intereses colectivos:

El senador Antonio Eresmid Sanguino presentó una Acción Popular que no tiene pretensiones económicas, pero que busca la protección de derechos colectivos argumentando las afectaciones que dicho incidente generó en términos de (i) salud pública, y (ii) daños al medio ambiente.

En octubre 2 de 2018 el Tribunal Administrativo de Santander impartió una serie de medidas preventivas en las que ordenó a diferentes autoridades y al Emisor realizar algunas actividades orientadas a prevenir potenciales daños ambientales posteriores a la ocurrencia del incidente.

El 16 de enero de 2020 el Consejo de Estado revocó una medida preventiva que había impuesto el Tribunal Administrativo de Santander, teniendo en cuenta que con el abandono del pozo donde ocurrió el incidente se superaba el riesgo que dio origen al derramamiento. En esta decisión preliminar, el Consejo de Estado también mencionó que el Emisor ha venido implementando las medidas necesarias para atender y reparar los daños causados por el incidente. A la fecha, estas dos reclamaciones han sido atendidas oportunamente por el Emisor y se espera el inicio de la etapa probatoria.

También se adelanta una acción en este Tribunal en la que el Emisor es demandante y corresponde a las acciones tomadas para hacer efectiva la cobertura de seguros de responsabilidad civil extracontractual, que tenía contratados para este tipo de eventos. El 27 de febrero de 2020 el Emisor presentó en contra de la aseguradora MAPFRE SEGUROS GENERALES DE COLOMBIA S.A. una acción legal encaminada a obtener el pago de COP 128.807.833.685 por responsabilidad civil. La demanda se encuentra en etapa de admisión, ya que fue remitida por competencia al Tribunal Administrativo de Santander.

(h) Acciones legales asociadas a Procedimientos Administrativos Ambientales

Con corte a 4 de agosto de 2021, el Emisor es parte de 206 procesos administrativos ambientales, de los cuales se han iniciado 9 procesos en la vigencia 2021. No es viable determinar con certeza si estos procesos pendientes pueden tener un efecto material adverso para el Emisor.

Con corte a 4 de agosto de 2021 se han concluido 13 procesos, en 2 de ellos el Emisor fue sancionado. El primero de estos procesos fue fallado mediante Resolución 290 de 2021, por un monto agregado de COP 3.863.918.267. El segundo a través de la resolución No. 1.2.6.21.0127 de 2021 la cual ordena el cierre definitivo de toda actividad en el área del Patio de Biorremediación del Campo Apiay.

(i) Acciones legales asociadas a Refinería de Cartagena

Refinería de Cartagena S.A.S. ("Refinería de Cartagena") es una sociedad de economía mixta que es 100% subsidiaria del Emisor; su capital está constituido por aportes de carácter estatal y privados y desarrolla actividades de tipo industrial y comercial.

Por su naturaleza, las autoridades están facultadas para adelantar procesos en procura del correcto actuar de los servidores públicos que trabajan en Refinería de Cartagena y en salvaguarda del patrimonio público.

Quienes tienen a cargo esta garantía son: la Contraloría General de la República ("CGR"), la Fiscalía General de la Nación que, en caso de considerarlo pertinente, actúa ante la jurisdicción penal, y la Procuraduría General de la Nación ("PGN").

Como consecuencia del proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena estas autoridades adelantan algunas investigaciones y procesos que se especifican a continuación:

(j) Contraloría General de la República

(A) Proceso Auditor

En 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 la CGR realizó auditorías especiales y/o financieras a Refinería de Cartagena que concluyeron con un informe final de auditoría, en el que se emitió opinión contable negativa, ya que, en consideración de la CGR, los Estados Financieros de Refinería de Cartagena no representaban razonablemente su situación financiera. Refinería de Cartagena considera que la opinión de la CGR se deriva de una diferencia de interpretación en la aplicación de la normatividad contable, por lo que ha hecho uso de los mecanismos legales pertinentes para insistir en su posición.

Históricamente los auditores externos e independientes de Refinería de Cartagena han emitido opiniones sin salvedades sobre los estados financieros de la Sociedad, durante y después del Proyecto. A la fecha de este Prospecto, dichos auditores no han informado a Refinería de Cartagena que haya habido algún cambio en sus opiniones sobre dichos estados financieros.

(B) Procesos de Responsabilidad Fiscal

(1) 2017-00309_UCC-PRF-005-2017

Mediante Auto No. 773 del 5 de junio de 2018, la CGR dictó auto de archivo e imputación de responsabilidad fiscal dentro del proceso No. PRF-2017-00309_UCC-PRF-005-2017 que se adelanta por un presunto daño emergente derivado de la ejecución del Proyecto.

Nueve (9) exmiembros de la Junta Directiva de Refinería de Cartagena.

Cinco (5) extrabajadores de Refinería de Cartagena.

Un (1) extrabajador del Emisor.

Cinco (5) compañías contratistas que prestaron sus servicios durante la ejecución del Proyecto y,

Cinco (5) compañías aseguradoras y dos (2) reaseguradoras, en calidad de tercero civilmente responsable.

Adicionalmente, en el mencionado auto se ordenó conformar un proceso independiente por la entrada tardía en operación de la refinería, que da lugar a un posible lucro cesante; es decir, la ganancia neta dejada de percibir por Refinería de Cartagena.

El 26 de abril de 2021, la CGR dictó fallo de primera instancia con responsabilidad fiscal por valor de COP 2.945.409.783.732,43, por la aprobación de los controles de cambios 2 y 3 que se hicieron al Proyecto, en forma solidaria y a título de culpa grave, en contra de:

Siete (7) exmiembros de la Junta Directiva de Refinería de Cartagena,

Cinco (5) extrabajadores de Refinería de Cartagena,

Cuatro (4) compañías contratistas que prestaron sus servicios durante la ejecución del Proyecto y,

Cuatro (4) compañías aseguradoras.

Mediante el Auto No. 0949 del 3 de junio de 2021 la CGR decidió los recursos de reposición presentados por las partes y resolvió, entre otros asuntos: (a) no reponer y confirmar el fallo de primera instancia para una de las partes, (b) reponer parcialmente la decisión de primera instancia a las aseguradoras, (c) corregir parcialmente el fallo, y (d) conceder los recursos de apelación presentados.

Mediante Auto No. ORD-801119-158-021 del 6 de julio de 2021 la Sala Fiscal y Sancionatoria de la CGR decidió el grado de consulta y los recursos de apelación presentados por las partes y resolvió, entre otros asuntos: (a) negar los recursos de apelación, y (b) confirmar el auto que resolvió recurso de reposición.

Refinería de Cartagena y Ecopetrol han sido catalogadas por la CGR como entidades afectadas y no son parte de este proceso.

(2) 2017-00309_UCC-PRF-005-2017

Refinería de Cartagena ha atendido los requerimientos de la CGR en el marco de este proceso de responsabilidad fiscal. A la fecha la CGR no ha proferido auto de imputación.

(3) PRF-80011-2018-33300

Por comunicado de prensa de la CGR publicado el 16 de septiembre de 2021, Ecopetrol ha tenido conocimiento que el 26 de agosto del 2021, dio apertura al Proceso Ordinario de Responsabilidad Fiscal PRF-80011-2018-33300, por un presunto daño al patrimonio del Estado en cuantía de $942.795 millones de pesos, "…*representado en gastos efectuados por la Refinería de Cartagena por fuera del periodo de inversión (CAPEX) y llevados como asociados al proyecto de modernización de la planta de junio a diciembre de 2015 (US$ 9.240.927) y de los años 2016, 2017 a 2018 (US 12.447.618) en los cuales no se distingue cuál fue su destinación, ni su destinatario*." Adicionalmente, la CGR en su comunicación señaló que, "*De igual manera, fueron aprobados como financiación de la Refinería MUSD 268.71 que, dentro de las cuentas asociadas al proyecto donde se registraron la totalidad de las erogaciones realizadas en el periodo de ejecución del mismo y en los posteriores, no se encuentran reflejados en su ejecución y gasto*". Frente al comunicado de la CGR, Reficar envió comunicación donde detalla la ejecución y gasto respectivos y solicita aclaración de a qué se refiere el órgano de control con gastos sin identificar, de tal manera que pueda compartir las explicaciones correspondientes.

Las personas vinculadas como presuntos responsables fiscales son los Presidentes de la Refinería del 2014 al 2019 así como los Vicepresidentes Financieros de esta en el mismo periodo, dentro de los cuales se encuentra el actual Vicepresidente Corporativo de Finanzas de Ecopetrol S.A.

(ii) Procesos penales

(A) Proceso 110016000101201600023 - MOA - PIP y EPC.

Este proceso se adelanta en contra de algunos exmiembros de Junta Directiva de Refinería de Cartagena, extrabajadores de Refinería de Cartagena, trabajadores de Chicago Bridge and Iron Company (CB&I) y el Revisor Fiscal de Refinería de Cartagena entre 2013 y 2015; por los delitos de interés indebido en la celebración de contratos, peculado por apropiación en favor de terceros, enriquecimiento ilícito de particulares en favor de terceros y falsedad ideológica en documento público.

El 31 de mayo de 2018 se instaló la audiencia de formulación de acusación; sin embargo, en esta fecha se impugnó la competencia del juez del caso. Por tal razón, solo fue posible iniciar la misma el 29 de noviembre de 2018.

El 22 de agosto de 2019 finalizó la audiencia de acusación y se reconoció oficialmente como víctimas a Refinería de Cartagena y al Emisor.

El 25 de noviembre de 2019 se instaló la audiencia preparatoria de juicio.

El 4 de noviembre de 2020 se convocó a audiencia en la cual el juez del caso manifestó su impedimento que fue resuelto por el Tribunal Superior de Bogotá, mediante auto de 16 de febrero de 2021, declarándolo infundado y manteniendo la competencia en el mismo juzgado.

En la actualidad la audiencia preparatoria de juicio se está desarrollando.

(B) Proceso No. 110016000101201800132 – Línea de Negocio.

Este proceso se adelanta por los delitos de administración desleal agravada y obtención de documento público falso, en contra de exmiembros de Junta Directiva de Refinería de Cartagena y un expresidente del Emisor.

El 5 de agosto de 2019 se instaló y finalizó la audiencia de formulación de acusación y se reconoció oficialmente como víctimas a Refinería de Cartagena y al Emisor.

El 18 de noviembre de 2019 se instaló la audiencia preparatoria de juicio y en la actualidad la misma se está desarrollando.

(C) Proceso No. 110016000101201800134 – Celebración Contrato PMC - Foster Wheeler.

Este proceso se adelanta por el delito de celebración de contrato sin requisitos legales en contra de dos extrabajadores de Refinería de Cartagena que actuaron en calidad de expresidente en propiedad y expresidente encargado, para el período por el cual se realiza la acusación.

El 27 de enero de 2020 se instaló y finalizó la audiencia de formulación de acusación y se reconoció oficialmente como víctimas a Refinería de Cartagena y al Emisor.

El 11 marzo de 2020 se instaló la audiencia preparatoria del juicio y en la actualidad la misma se está desarrollando.

(e) Procuraduría General de la Nación

Se tiene conocimiento de cuatro (4) investigaciones relacionadas con el Proyecto.

De estas cuatro (4) actuaciones, una (1) se encuentra en etapa de carácter reservado, dos (2) cuentan con información pública y una (1) tiene auto de archivo, según se detalla a continuación:

(i) Radicado IUS- 2012-332368 – IUC D-2012-792-548377

El 17 de enero de 2020 se dictó fallo de primera instancia imponiendo sanción de suspensión por el término de doce (12) meses que se convierten a salarios, a un extrabajador de Refinería de Cartagena por la comisión de falta gravísima a título de culpa grave.

Así mismo, en la decisión se absolvió a cinco (5) personas más entre exfuncionarios y exmiembros de Junta Directiva de Refinería de Cartagena por considerar que no cometieron conducta disciplinable.

Contra esta decisión se interpuso solicitud de prescripción, nulidad y recurso de apelación que será decidida por la Sala Disciplinaria de la PGN. A la fecha se están practicando pruebas de segunda instancia.

(ii) Radicado IUS 2012-332368 - IUC D-2017-981346

Mediante auto de 21 de octubre de 2020, la PGN dictó auto de cargos en contra de un extrabajador de Refinería de Cartagena por la comisión de falta gravísima a título de culpa gravísima por la preparación del PIP y en la misma decisión se archivó la investigación en contra de siete (7) personas, entre ellos extrabajadores y exmiembros de Junta Directiva de Refinería de Cartagena, por considerar que no cometieron faltas disciplinarias.

(iii) Radicado IUS-2012- 332368 – D-2016-139-836519

Mediante auto de 4 de mayo de 2021, la PGN dictó auto de archivo en contra de antiguos miembros de la Junta Directiva del Emisor y de Refinería de Cartagena por considerar que las conductas investigadas no son objeto de reproche disciplinario.

(f) Proceso Arbitral

El 8 de marzo de 2016 Refinería de Cartagena presentó una Solicitud de Arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional (la "CCI"), contra Chicago Bridge & Iron Company N.V., CB&I (UK) Limited y CBI Colombiana S.A. (conjuntamente "CB&I") en relación con disputas relativas a los Contratos de Ingeniería, Procura y Construcción celebrados entre Refinería de Cartagena y CB&I para la expansión y modernización de la refinería de Cartagena (Colombia). Refinería de Cartagena es la demandante en el arbitraje de la CCI y reclama no menos de USD 2 mil millones en daños más lucro cesante.

El 25 de mayo de 2016 CB&I presentó Respuesta a la Solicitud de Arbitraje y Demanda de Reconvención por aproximadamente USD 106 millones y COP 324.052 millones. El 27 de junio de 2016, Refinería de Cartagena presentó Respuesta a la Demanda de Reconvención de CB&I negando y disputando las declaraciones y la reparación solicitada por CB&I.

El 28 de abril de 2017 CB&I presentó Demanda de Reconvención aumentando sus reclamos a aproximadamente USD 116 millones y COP 387.558 millones. El 16 de marzo de 2018, CB&I presentó la Demanda Exhaustiva de Reconvención, aumentando sus reclamos a aproximadamente USD 129 millones y COP 432.303 millones (incluyendo en cada caso intereses), también presentó su Memorial No Exhaustivo de defensa a los reclamos de Refinería de Cartagena. En esa misma fecha, Refinería de Cartagena presentó Demanda Exhaustiva solicitando, entre otros, USD 139 millones por facturas pagadas provisionalmente bajo los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC.

El 28 de junio de 2019 CB&I presentó respuesta al Memorial de Defensa contra la Demanda de Reconvención aumentando sus reclamos a aproximadamente USD 137 millones y COP 503.241 millones (incluyendo en cada caso intereses). En esta misma fecha, Refinería de Cartagena presentó Respuesta al Memorial No Exhaustivo de Defensa de CB&I y presentó Memorial Exhaustivo de Defensa a la Contrademanda de CB&I, actualizando su reclamo por facturas pagadas provisionalmente bajo los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC a aproximadamente USD 137 millones.

En enero de 2020 McDermott International Inc., la empresa matriz de CB&I, se declaró en insolvencia y anunció que iniciaría un plan de reorganización de conformidad con el Capítulo 11 de la Ley de Insolvencia de los Estados Unidos. Ante esta situación, Refinería de Cartagena ha implementado acciones para proteger sus intereses, contando con el asesoramiento de un grupo de expertos con los que continuará analizando otras medidas disponibles tras estas nuevas circunstancias.

El 21 de enero de 2020 Comet II B.V. (sucesor en interés de Chicago Bridge & Iron Company N.V.), inició en la Corte de Insolvencia de los Estados Unidos para el Distrito Sur de Texas un proceso de insolvencia bajo el Capítulo 11 de la Ley de Insolvencia de los Estados Unidos de América. Tras la presentación de la solicitud de insolvencia, se hizo efectiva una suspensión automática para el inicio o continuación de cualquier acción, procedimiento, o la ejecución de cualquier sentencia o laudo, contra Comet II B.V; suspendiendo el arbitraje contra Comet II B.V. El 23 de enero de 2020, Comet II B.V. obtuvo una orden de la Corte de Insolvencia que le permitía, a su discreción, modificar la suspensión automática para permitirle proceder con un litigio u otros asuntos controvertidos. El 14 de marzo de 2020, la Corte de Insolvencia emitió una orden confirmando un plan de reorganización. La orden prevé que la suspensión del arbitraje finalice en la fecha efectiva del plan de reorganización o el 30 de agosto de 2020, lo que ocurra primero.

Como consecuencia del inicio del proceso de reorganización, el arbitraje estuvo suspendido hasta el 1 de julio de 2020, como se describe abajo.

El 30 de junio de 2020 McDermott International Inc. notificó la ocurrencia de la fecha efectiva del plan de reorganización, por lo que la suspensión del arbitraje se levantó el 1 de julio de 2020.

El 6 de mayo de 2020 la Superintendencia de Sociedades ordenó la liquidación de CBI Colombiana S.A., parte demandada en el arbitraje contra CB&I. El 22 de octubre de 2020, Refinería de Cartagena presentó solicitud de reconocimiento de créditos en el proceso de liquidación para buscar el reconocimiento como acreedor de CBI Colombiana S.A. por los montos de sus reclamos en el arbitraje. El 15 de enero de 2021, el liquidador de CBI Colombiana S.A. aceptó la solicitud de Refinería de Cartagena.

El 22 de septiembre de 2020 el Tribunal programó el inicio de la audiencia para mayo de 2021.

Entre el 17 de mayo y el 16 de junio de 2021, se llevaron a cabo los primeros dos bloques de la audiencia, en los cuales se practicaron las pruebas en el arbitraje contra CB&I. El 16 de junio de 2021, el Tribunal ordenó la presentación de memoriales post audiencia para los días 15 de octubre y 5 de noviembre de 2021. Igualmente, el Tribunal convocó a las partes a audiencia de alegatos de conclusión para los días 18 y 19 de noviembre de 2021.

El 16 de agosto de 2021 las partes solicitaron al Tribunal una modificación al calendario procesal, consistente en modificar ligeramente las fechas de presentación de los memoriales post audiencia. El 26 de agosto de 2021, el Tribunal accedió a la solicitud de las partes, por lo que los memoriales post audiencia se presentarán los días 22 de octubre y 10 de noviembre de 2021. La audiencia de alegatos de conclusión no sufrió modificaciones.

Hasta que el Tribunal emita su decisión final, se desconoce el resultado de este arbitraje.

(k) Acciones legales asociadas a Bioenergy

(i) Contraloría General de la República

La Contraloría General de la República, en ejercicio de sus funciones de fiscalización establecidas en el artículo 267 de la Constitución Política, ha realizado auditorías al desempeño de las inversiones de Bioenergy S.A.S. y Bioenergy Zona Franca S.A.S. así:

El 6 de febrero de 2017 la Contraloría General inició una actuación especial con el fin de evaluar el uso de fondos públicos en el proyecto desarrollado por Bioenergy Zona Franca S.A.S. y Bioenergy S.A.S. El 10 de julio de 2017 la Contraloría emitió su informe final con 15 hallazgos relacionados con: (i) adquisición, pagos de arrendamiento y uso de tierras

agrícolas, (ii) lucro cesante debido a los retrasos del proyecto; y (iii) ejecución de contratos relacionados con la construcción, comisionamiento y puesta en marcha del componente agrícola e industrial de la planta. El 28 de diciembre de 2018, Bioenergy completó todas las actividades incluidas en el plan de remediación para abordar los 15 hallazgos.

Como resultado de algunos hallazgos, la Contraloría inició 8 procesos de responsabilidad fiscal contra ex miembros de la administración de Bioenergy y terceras compañías, de los cuales actualmente se han emitido 3 autos de imputación de cargos en los procesos relativos al lucro cesante debido a los retrasos del proyecto, pagos realizados en el marco del contrato de suministro de caña y contratación de la interventoría en el proceso de construcción. Los restantes 5 procesos continúan en etapa probatoria.

Adicionalmente, la Contraloría General inició una auditoría financiera a los estados financieros de Bioenergy para el cierre del año 2018. El 21 de mayo de 2019 la Contraloría emitió el reporte final de dicho ejercicio de auditoría determinando tres hallazgos relativos a (i) terrenos pendientes de legalizar, (ii) importaciones de etanol y (iii) arrendamiento de predio Casa Roja. El 31 de diciembre de 2020, Bioenergy completó todas las actividades establecidas en el plan de remediación para abordar los tres hallazgos mencionados,

En 2019, la Contraloría General inició y finalizó una auditoría de cumplimiento de Bioenergy SAS para el período comprendido entre el 1 de julio de 2017 y el 31 de mayo de 2019. La Contraloría General notificó a Bioenergy el 4 de febrero de 2020 su informe final, estableciendo siete hallazgos relacionados con: (i) productividad de tierras agrícolas, (ii) ingresos y egresos por cánones de predios subarrendados, (iii) resultados del tablero balanceado de gestión para los años 2017-2018, (iv) actualización de procedimientos de laboratorio, (v) liquidación del contrato de transporte 0029-17 (vi) manejo documental (vii) pagos de arriendo por el predio "Campo Victoria". Bioenergy presentó el plan de remediación el 25 de febrero de 2020.

Para el 24 de junio de 2020, fecha en que la Superintendencia de Sociedades ordenó el inicio del proceso de liquidación de las dos compañías, Bioenergy SAS había completado todas las actividades conforme el cronograma del plan de remediación para el 30 de junio de 2020. Las actividades pendientes del plan de remediación y demás actuaciones están a cargo del liquidador designado por la Superintendencia.

Para más información referirse a la nota 20.4 de los estados financieros consolidados del Emisor.

(l) Acción popular presentada contra la Adquisición de ISA

Con ocasión del proceso de enajenación de las acciones del MHCP en la sociedad ISA, la Fundación Defensa de la Información Legal y Oportunidad – DILO Colombia (en adelante el "Demandante" o "DILO") presentó en contra del MHCP una demanda de acción popular (la "Demanda"). La Demanda fue admitida el día 7 de julio de 2021 por la Sección Primera del Tribunal Administrativo de Cundinamarca (el "Tribunal"). El 21 de julio de 2021 el Emisor fue vinculado formalmente en calidad de demandado dentro de dicha acción.

Las pretensiones centrales de la acción popular son las siguientes:

(i) Amparar los derechos colectivos a la moralidad administrativa, patrimonio público y libre competencia económica, que a juicio del Demandante han sido vulnerados o amenazados por el MHCP.

(ii) Ordenar al MHCP abstenerse de enajenar a Ecopetrol S.A. por medio de un contrato interadministrativo las acciones que posee en ISA, así como realizar las gestiones necesarias para terminar el acuerdo de exclusividad celebrado con Ecopetrol el día 12 de febrero de 2021.

Con la vinculación del Emisor a la acción popular, el Demandante solicitó el decreto de unas medidas cautelares que tienen como propósito que el Tribunal ordene al MHCP y Ecopetrol abstenerse de continuar el proceso de enajenación de la propiedad accionaria de la Nación en ISA a favor de Ecopetrol. El 28 de julio de 2021 Ecopetrol presentó el escrito de oposición a dicha solicitud, manifestando que no tiene asidero legal y presentó argumentos técnicos, financieros y jurídicos que demuestran que la Fundación Dilo Colombia no cumplió con los requisitos que la ley exige para que sean decretadas. Además, explicó que la operación proyectada está permitida por la legislación colombiana, maximiza beneficios para la Nación y para Ecopetrol, y no amenaza ni vulnera ninguno de los derechos colectivos invocados por la Demandante.

Ecopetrol contestó la demanda el 6 de agosto de 2021. En el memorial correspondiente reiteró los argumentos planteados en la manifestación respecto de las medidas cautelares, se opuso a las pretensiones y formuló varias excepciones que respaldan su postura. El 11 de agosto de 2021 Ecopetrol suscribió el Contrato Interadministrativo de Compraventa de Acciones con el MHCP, hecho en el cual se basó el Demandante para formular una solicitud adicional de medida cautelar al día siguiente y respecto de la cual Ecopetrol también se opuso de manera oportuna.

23. Valores inscritos en el RNVE

Código ANN	Número de Acto Administrativo RNVE	Inscrito RNVE Fecha	Inscrito BVC Fecha	Monto Autorizado
Bonos de deuda pública	1470	02/08/2013	22/08/2013	900.000.000.000
Papeles comerciales	1470	02/08/2013	22/08/2013	N/A
Bonos de deuda pública	2176	11/11/2010	26/11/2010	1.000.000.000.000
Acciones Ordinarias	1314	27/07/2007	22/08/2007	N/A
Bonos pensionales	95	20/02/2003	02/05/2003	99

24. Títulos de deuda en curso que se hayan ofrecido públicamente y se encuentren sin redimir

Fecha de emisión	Monto emitido y en circulación (millones)	Fecha de vencimiento	Tasa de interés
18 septiembre 2013	USD 1.300	18 septiembre 2023	5,875%
18 septiembre 2013	USD 850	18 septiembre 2043	7,375%
28 mayo 2014	USD 2.000	28 mayo 2045	5,875%
16 septiembre 2014	USD 1.200	16 septiembre 2025	4,125%
26 junio 2015	USD 1.500	26 junio 2026	5,357%
15 junio 2016	USD 500	15 junio 2023	5,875%
29 abril 2020	USD 2.000	29 abril 2030	6,875%
1 diciembre 2010	COP 284.300	1 diciembre 2040	IPC+4,90%

27 agosto 2013	COP 168.600	27 agosto 2023	IPC+4,60%
27 agosto 2013	COP 347.500	27 agosto 2028	IPC+4,90%
27 agosto 2013	COP 262.950	27 agosto 2043	IPC+5,15%

El saldo de capital de todos los títulos de deuda relacionados en la tabla anterior se realiza en su totalidad en la fecha de vencimiento.

Las emisiones de bonos en COP se encuentran respaldadas en la calificación local del Emisor de largo plazo AAA(Col) con perspectiva estable emitida por Fitch Ratings. A su vez, las emisiones de bonos en USD están vinculadas a las siguientes calificaciones internacionales del Emisor: BB+ con perspectiva estable por parte de Fitch Ratings, BB+ con perspectiva estable por parte de S&P Global Ratings y Baa3 con perspectiva negativa por parte de Moody's Investor Services.

25. Valor de las garantías reales otorgadas a favor de terceros

A la fecha, el Emisor no ha otorgado garantías reales a favor de terceros.

26. Evaluación conservadora de las perspectivas del emisor

26.1 Plan de Negocio

El Plan de Negocio para el período 2021-2023, tiene como objetivo recuperar la trayectoria de crecimiento del Grupo Ecopetrol posterior al COVID-19, aumentar la competitividad, sentar las bases de la transición energética y profundizar en la agenda de SosTECnibilidad a través de un impacto social y ambiental positivo en los territorios donde opera el Emisor. El Plan de Negocios también busca mantener la respuesta efectiva del Grupo Ecopetrol ante las condiciones económicas y ambientales inciertas, asegurar la sostenibilidad financiera del Grupo Ecopetrol y mantener la promesa de valor a los grupos de interés en el mediano y largo plazo. Se espera que la inversión orgánica incluida en el Plan de Negocio se financie principalmente con generación de caja interna. Las hipótesis sobre el precio de la referencia Brent en el Plan de Negocio son las siguientes: USD 45 /Bl en 2021, USD 50 /Bl en 2022 y USD 54 /Bl en 2023.

El Plan de Negocio cuenta con una inversión orgánica entre USD 12.000 millones y USD 15.000 millones, enfocada principalmente en Colombia, y busca asegurar la asignación de capital hacia la incorporación de reservas y recursos más competitivos en un nuevo escenario de precios del petróleo y el gas, el posicionamiento competitivo en la transición energética (como el gas, la descarbonización, los hidrocarburos de ciclo corto y la incorporación de energías renovables), las inversiones en confiabilidad necesarias para una operación responsable y sostenible, las tecnologías estratégicas y la inversión social para el futuro del Grupo Ecopetrol.

Se espera que el 76% de las inversiones se destinen a oportunidades de crecimiento, dirigidas a continuar la exploración y el desarrollo rentable de los activos existentes y a acelerar la adaptación a la transición energética, con inversiones centradas en la continuación de los programas de recobro mejorado y el crecimiento de la cadena de valor del gas. El 24% restante de las inversiones se destinarán a la continuidad operativa, buscando preservar el valor de los activos y aportar confiabilidad e integridad a las operaciones consolidadas del Grupo Ecopetrol.

Las metas operativas más relevantes del Plan de Negocios son las siguientes (i) alcanzar niveles de producción entre 700 y 710 mil barriles diarios de petróleo equivalente en 2021, con una trayectoria de crecimiento que permita al Grupo Ecopetrol alcanzar niveles de producción de aproximadamente 750 mil barriles diarios de petróleo equivalente en 2023; (ii) alcanzar una producción conjunta en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena de entre 340 y 365 mil barriles diarios en 2021, con una trayectoria de crecimiento que permita alcanzar una producción conjunta en dichas refinerías de aproximadamente 420

mil barriles diarios en 2023 en un escenario esperado de recuperación de la demanda y de los márgenes de refinación, así como la interconexión de las plantas de crudo en la refinería de Cartagena; y (iii) alcanzar volúmenes transportados superiores al millón de barriles diarios - en línea con la evolución de la producción y demanda de combustibles líquidos en el país.

(a) Upstream

En cuanto al segmento de upstream, el Plan de Negocio asigna un rango de inversión de entre USD 9.000 millones y USD 11.000 millones. El Plan de Negocios mantiene el crecimiento de este segmento como objetivo estratégico, con un enfoque en la aceleración de la progresión de los recursos a reservas, a través de la exploración, la perforación y el recobro mejorado.

De los recursos mencionados, (i) se espera que el 69% se asigne en actividades de producción, incluyendo los campos de Rubiales, Castilla, Piedemonte y el Valle Medio del Magdalena, con un enfoque continuo en la madurez y el desarrollo de actividades de recobro mejorado, (ii) se espera que el 22% se asigne internacionalmente, donde las principales áreas de enfoque serán Brasil y la Cuenca del Permian en los Estados Unidos y (iii) se espera que el 9% de los recursos se asignen en actividades de exploración, con una perforación esperada de más de 40 pozos ubicados en las cuencas de mayor materialidad, con énfasis en las áreas de Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Valle Bajo del Magdalena y Sinú-San Jacinto.

En cuanto a los yacimientos no convencionales, el Grupo Ecopetrol continuará el proceso de desarrollo de las iniciativas asociadas a los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia, así como el incremento de las actividades de desarrollo en la Cuenca del Permian en Texas, Estados Unidos.

En cuanto al crecimiento de la cadena de gas natural (uno de los pilares estratégicos del Grupo Ecopetrol), se espera que entre el 9% y el 10% de la inversión prevista en el Plan de Negocio se destine al desarrollo del Piedemonte y de otras fuentes de gas en el Valle Medio del Magdalena, la Guajira y la cuenca Sinú-San Jacinto en Colombia. Además, el Plan de Negocios exige inversiones para la evaluación y desarrollo de los descubrimientos de gas costa afuera en el Caribe colombiano.

El Plan de Negocio prevé la consecución de un coeficiente de reposición de reservas superior al 100% después de 2022 con las hipótesis de precios del Plan de Negocio. No obstante, este objetivo está sujeto a revisión en función de la evolución tanto del Plan de Negocio como de las condiciones del mercado.

(b) Midstream

En cuanto al segmento de midstream, el Plan de Negocios destina una inversión de entre USD 780 millones y USD 960 millones, principalmente dirigida a fortalecer la integridad y confiabilidad de la infraestructura, priorizando los recursos para el crecimiento del negocio de poliductos, mientras se avanza en el aumento de la flexibilidad y eficiencia en la logística para la evacuación de crudo pesado y el crecimiento de la infraestructura de oleoductos. También se espera que estas inversiones permitan optimizar los costos de operación en el futuro mediante la actualización de los equipos y la mejora de su rendimiento.

(c) Downstream

En cuanto al segmento downstream, el Plan de Negocios asigna una inversión entre USD$1.200 millones y USD$1.400 millones enfocada a asegurar (i) la integridad y competitividad de los activos

existentes, y (ii) el cumplimiento de la ruta de mejora de la calidad de los combustibles. Se espera que las inversiones de cumplimiento normativo y de mantenimiento mayor se realicen como parte del cumplimiento del ciclo de vida de las plantas en las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja. Las inversiones previstas también contemplan la ejecución de la fase final del proyecto de interconexión de las plantas de crudo de la refinería de Cartagena por un monto aproximado de USD 77 millones, que se espera entre en operación en 2022.

Con el fin de avanzar en la producción de combustibles más limpios para el país, se espera que las inversiones en el período 2021-2023 permitan garantizar una calidad interna sostenida del diésel B2 de entre 10 y 15 ppm de azufre, y llevar la gasolina a un máximo de 50 ppm de azufre en toda Colombia.

(d) Estrategia comercial

El Plan de Negocios mantiene la estrategia del Grupo Ecopetrol de diversificar clientes y destinos, con un importante énfasis en el sector de refinación independiente en China, al tiempo que mantiene una activa participación en el mercado de refinación de Estados Unidos. Lo anterior se espera que se apalanque en la flexibilidad operativa del Emisor en los puertos, una calidad estable del crudo del Emisor y la optimización de la logística.

(e) SosTECnibilidad

En materia de SosTECnibilidad, el Plan de Negocios destina aproximadamente COP 1,7 billones para el período 2020-2024 para inversión social y ambiental, orientada a cerrar brechas sociales y promover el desarrollo y bienestar de las comunidades donde opera el Grupo Ecopetrol, con proyectos estratégicos previstos en infraestructura, servicios públicos, educación, deporte y salud, desarrollo rural incluyente y emprendimiento y desarrollo empresarial. Adicionalmente, se continuará apoyando con recursos para atender las necesidades de la pandemia COVID-19 de las comunidades y zonas donde opera el Grupo Ecopetrol.

Se espera destinar entre USD 100 y USD 150 millones al desarrollo de la estrategia digital del Grupo Ecopetrol, con el fin de capturar beneficios relacionados con tecnologías de inteligencia artificial, seguridad e inmutabilidad de la información (blockchain) y robots, entre otros. Además, se espera invertir entre USD 70 y USD 110 millones en proyectos para aumentar el factor de recobro, tecnologías para la transición energética y estudios estratégicos en temas de agua y nuevos materiales.

En desarrollo de la estrategia de transición energética del Grupo Ecopetrol, el Plan de Negocios destina inversiones por más de USD 600 millones en iniciativas enfocadas a la agenda de descarbonización del Grupo Ecopetrol, entre las que se destacan proyectos de energía solar, eólica y geotérmica, seguidos de proyectos de eficiencia energética y calidad de combustibles, entre otros. De igual manera, en 2021 se espera definir las metas de reducción de emisiones a mediano y largo plazo, así como el plan de cumplimiento, en línea con la estrategia de crecimiento del Grupo Ecopetrol.

En 2021, el Grupo Ecopetrol también espera consolidar su evaluación de oportunidades asociadas a la cadena de valor del hidrógeno y buscará materializar alianzas en acuerdos internacionales y con gobiernos para identificar oportunidades de negocio.

26.2 Transición energética

Las empresas de petróleo y gas están evaluando opciones para reposicionarse a lo largo de la cadena de valor de la energía en nuevos segmentos de negocio alineados con las tendencias del mercado hacia la descarbonización y la electrificación, como la generación renovable, la comercialización y los servicios a clientes finales, entre otros. En opinión del Emisor, la necesidad de conectar e integrar múltiples puntos y tipos de generación reforzará el papel de la transmisión como un actor indispensable en la cadena de valor de la energía, y un habilitador necesario para el crecimiento de la generación limpia y la electrificación.

Para reconocer los riesgos y oportunidades que implica para el Grupo Ecopetrol la transición hacia una economía baja en carbono, se han definido cuatro líneas de acción, entre las que se encuentran las mencionadas a continuación:

(a) Continuar fortaleciendo la competitividad del negocio de petróleo y gas: El Grupo Ecopetrol planea ganar resiliencia en el portafolio de petróleo y gas, que se espera siga siendo el foco de actividades hasta que se alcance el pico de demanda de petróleo, al tiempo que aumenta su apuesta por nuevos negocios más resilientes a la transición energética.

(b) Diversificación del portafolio hacia negocios bajos en carbono: Mediante la Adquisición de ISA, el Grupo Ecopetrol ingresó al negocio de transmisión en la cadena de valor de la energía eléctrica. Adicionalmente, tiene planeado incursionar en otros potenciales negocios futuros de bajo carbono como el hidrógeno verde, la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés), soluciones naturales del clima, entre otros, siempre y cuando cumplan con los criterios de crecimiento, protección de efectivo y disciplina de capital del Grupo Ecopetrol.

(c) Consecución de los objetivos de descarbonización: Enfocado en acelerar y priorizar las eficiencias energéticas y las reducciones de emisiones de carbono el Grupo Ecopetrol planea alcanzar las metas de descarbonización anunciadas. Dichas metas están alineadas con los objetivos del Grupo Ecopetrol de reducir las emisiones de carbono asociadas a sus operaciones, así como reducir la vulnerabilidad de su operación e infraestructura al cambio climático.

(d) Consecución de la sostenibilidad a través de la estrategia SosTECnibilidad: La estrategia de SosTECnibilidad del Grupo Ecopetrol pone un claro foco en el cambio climático (incluyendo los objetivos de descarbonización), la gestión del agua y el desarrollo territorial, así como en la biodiversidad, la economía circular, las prácticas de salud, seguridad y medio ambiente y la diversidad, apalancada en la tecnología como elemento facilitador clave.

(e) Durante el 2020, Ecopetrol tomó la decisión de reportar de cara a Sustainability Accounting Standards Board (SASB), a los Stakeholder Capitalism Metrics (SCM) del Foro Económico Mundial (WEF), y al Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD). Esta información permite que la compañía esté alineada con las mejores prácticas y estándares internacionales en materia de divulgación de la información relacionada con la sostenibilidad.

(g) Adquisición de ISA

Luego de surtir satisfactoriamente el proceso de debida diligencia sobre ISA, el 20 de agosto de 2021 se cumplieron las condiciones de cierre del contrato interadministrativo firmado el pasado 11 de agosto con el MHCP para la adquisición de 569.472.561 acciones de ISA equivalentes al 51,4% de las acciones en circulación de ISA y que representan el 100% de propiedad del MHCP.

Aunque el gobierno colombiano, a través del MHCP, era el accionista mayoritario de ISA, así como el mayor accionista del Emisor, la Adquisición se estructuró y negoció en condiciones justas de mercado. Tanto el Emisor como el Gobierno colombiano contrataron a sus propios asesores financieros y asesores legales con el fin de completar la Adquisición de ISA. Además, con el fin de

determinar la valoración de ISA, se contrataron dos firmas de banca de inversión con experiencia y a un asesor independiente para brindar una opinión independiente (fairness opinion) relacionada con la valoración de ISA, y con la propuesta de precio de compra final presentada por el Emisor.

La Junta Directiva de Ecopetrol, que está compuesta por una mayoría de miembros independientes (8 de 9 miembros son independientes), mantuvo la supervisión y la autonomía e independencia plenas para aprobar la Adquisición de ISA, y el miembro no independiente se abstuvo de participar en las decisiones relacionadas con la Adquisición de ISA y en cualquier aspecto o actividad relacionada con la misma.

En línea con lo anterior, el 25 de marzo de 2021, la Junta Directiva aprobó el establecimiento de un comité especial temporal para la evaluación de la valoración de ISA, el rango de precios y/o el precio de la Adquisición de ISA. El comité estuvo integrado por los siguientes miembros independientes de la Junta Directiva: Carlos Gustavo Cano, Sergio Restrepo, Esteban Piedrahita y Santiago Perdomo, quien presidió el comité. El precio de compra reflejó la opinión del comité especial y fue presentado y aprobado unánimemente por la Junta Directiva el 30 de julio de 2021.

La Adquisición de ISA es parte de la estrategia de transición energética del Emisor, ya que permite alcanzar una posición relevante en un sector estratégico para la transición energética. El Emisor considera que la Adquisición de ISA lo posiciona en un eslabón clave en el negocio de la electricidad con sólidas perspectivas de crecimiento futuro. A través la adquisición de ISA, el Emisor espera reposicionarse a lo largo de la cadena de valor de la energía ofreciendo servicios como la transmisión de electricidad, alineado con las tendencias del mercado hacia la descarbonización y electrificación. El Emisor iniciará la consolidación de las cifras de ISA a partir de la fecha de toma de control.

(i) Información financiera de ISA y visión general del negocio

ISA fue constituida como una sociedad anónima en Bogotá, Colombia, en 1967. Desde entonces, se ha convertido en un grupo empresarial multi-latino que opera en seis países, incluyendo Colombia, Brasil, Perú y Chile. ISA y sus 48 subsidiarias operan y mantienen redes de transmisión de energía eléctrica, incluyendo la red de transmisión de alta tensión más grande de América Latina, y también participan en los negocios de concesiones viales, telecomunicaciones y tecnologías de la información y las comunicaciones (TIC).

En los últimos años, el crecimiento inorgánico a través de adquisiciones ha sido una parte importante de la estrategia comercial de ISA. Esto incluye las adquisiciones de Piratininga Bandeirantes Transmissora de Energia S.A. (PBTE) (Brasil), Orazul Energy Group S.A.C. (Perú), Concesión Costera Cartagena Barranquilla S.A.S. (Colombia), Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A. (Brasil) y Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (Brasil). Al mismo tiempo, en marzo de 2021, ISA anunció sus planes para vender el negocio de telecomunicaciones a través de la venta de su subsidiaria InterNexa S.A. ("InterNexa"). Esto es parte de la estrategia de ISA para optimizar su portafolio, dirigiendo las inversiones de capital hacia alternativas de crecimiento sostenibles y eficientes, y permitiendo a la compañía enfocarse en negocios con perfiles de riesgo-retorno que estén alineados con su estrategia de negocios a largo plazo.

La Junta Directiva de ISA está compuesta por una mayoría de miembros independientes. Específicamente, ISA cuenta con siete miembros independientes de los nueve que conforman su junta actual, que está por encima de los requisitos legales y, por lo tanto, es un ejemplo de los altos estándares de gobierno corporativo de ISA. ISA también cuenta con un equipo directivo experimentado, con una experiencia promedio de más de 25 años

en las industrias en las que opera. Similar a Ecopetrol, ISA tiene un historial probado en asuntos ASG, incluyendo su compromiso con las sólidas políticas de buen gobierno corporativo y ética; inversiones en comunidades locales, organizaciones sociales y empresas; y su prioridad en los programas e inversiones de protección del medio ambiente. Al 31 de diciembre de 2020, aproximadamente el 80% de las operaciones de ISA eran neutrales en carbono.

Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021, el segmento de transmisión de energía de ISA representó el 76,5% de sus ingresos consolidados totales de COP 5.208.467 millones, con su negocio de concesiones viales representando el 19,6%% y su negocio de telecomunicaciones representando el 3,9%%. Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021, las operaciones de ISA en Colombia representaron el 26,0% de sus ingresos consolidados totales, con sus operaciones en Brasil representando el 34,9%%, sus operaciones en Perú representando el 19,7%%, y sus operaciones en Chile representando el 18,9%. Para los seis meses terminados al 30 de junio de 2021, el segmento de transmisión de energía de ISA representó el 82,1% de su EBITDA total consolidado de COP 3.419.313 millones, con su negocio de concesiones viales representando el 15,2% y su negocio de telecomunicaciones representando el 2,7%. Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021, las operaciones de ISA en Colombia representaron el 26,3% de su EBITDA consolidado total, con sus operaciones en Brasil representando el 39,2%, sus operaciones en Perú representando el 18,6% y sus operaciones en Chile representando el 15,4%.

Históricamente, la práctica de distribución de dividendos de ISA ha sido repartir las utilidades anualmente. Durante los últimos cinco años, ISA ha distribuido, en promedio, el 53% de su utilidad neta, neto de ajustes en la remuneración de la Red Básica del Sistema Existente (que se refiere a los activos de CTEEP Brasil, con antigüedad previa al año fiscal 2000).

A continuación, se presenta un resumen de los segmentos de operación de ISA.

(A) Transmisión de energía

ISA es la compañía internacional de transmisión de energía más grande de América Latina en términos de kilómetros de líneas eléctricas en operación, según cálculos internos de ISA de los kilómetros totales de circuitos de red de alto voltaje del segmento de transmisión de energía en cada país en el que ISA opera. Las empresas de transmisión de energía de ISA operan y mantienen una red de transmisión de alta tensión en Colombia, Brasil, Bolivia, Perú y Chile, así como algunas interconexiones internacionales que operan entre Colombia–Ecuador y Ecuador–Perú. En Centroamérica, la compañía tiene una participación en la Empresa Propietaria de la Red (EPR), que opera el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de Centroamérica (SIEPAC). Además, ISA, a través de sus filiales, transporta 430.000 GWh anuales, a través de 48.343 kilómetros de circuitos de red de alto voltaje, que soportan el suministro eléctrico en América Latina. Al 30 de junio de 2021, ISA está en proceso de construir 6.580 kilómetros adicionales de circuitos de red de alto voltaje, que se espera que comiencen a operar en el corto plazo. Además, en Colombia, la subsidiaria de ISA, XM, brinda soluciones tecnológicas, administra el Sistema de Intercambios Comerciales en el Mercado de Energía Mayorista en Colombia y monitorea 28.213 kilómetros de líneas de transmisión que forman parte del Sistema Interconectado Nacional (el

"SIN"). Al 30 de junio de 2021, XM cumplía con el 100% de los indicadores establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en Colombia.

En los países donde ISA está presente, la transmisión de energía es una actividad regulada dentro de la cadena productiva del sector energético, y las ampliaciones se adjudican a inversores privados a través de procesos de licitación. Por lo tanto, las condiciones de estabilidad jurídica y reglamentaria en los países en los que opera ISA afectan directamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de ISA. Los ingresos asociados a la prestación de servicios de transmisión de energía están regulados e indexados a variables macroeconómicas como el tipo de cambio del peso colombiano frente al dólar estadounidense, el Índice de Precios al Productor (PPI), el Índice de Precios al Consumidor (IPC) o los índices correspondientes en los diferentes países.

La siguiente tabla establece ciertas métricas relacionadas con las operaciones de transmisión de energía de ISA en Colombia al 30 de junio de 2021:

Colombia	Al 30 de junio de 2021
Líneas en operación (km)	13.222
Líneas en construcción (km)	1.962
Participación de mercado de las líneas en operación (%)(1)	68,95%
MVA en operación(2)	22.711
MVA en construcción	1.800
Confiabilidad (%)(3)	99,991%

(1) Fuente: Cálculo interno de ISA basado en los ingresos totales de la actividad de transmisión de energía en cada país en el que ISA operaba al 30 de junio de 2021.

(2) MVA significa megavoltiamperios.

(3) La confiabilidad se calcula entre enero y junio de 2021, tomando la energía no suministrada (ENS) y la demanda estimada en las redes de transmisión para el período, de acuerdo con la siguiente fórmula: 1 – ENS/Demanda Estimada (con información proporcionada por cada compañía de transmisión del grupo ISA).

La siguiente tabla establece ciertas métricas relacionadas con las operaciones de transmisión de energía de ISA en Brasil al 30 de junio de 2021:

Brasil	Al 30 de junio de 2021
Líneas en operación (km)	20.734
Líneas en construcción (km)	3.739
Participación de mercado de las líneas en operación (%)(1)	10,82%
MVA en funcionamiento(2)	60.657
MVA en construcción	12.477
Confiabilidad (%)(3)	99,9999%
Acuerdos de concesión(4)	24

Fechas de vencimiento de los acuerdos de concesión: CTEEP (059/2001): diciembre de 2042

Subsidiarias:

IE Serra do Japi (143/2001): Diciembre 2031

IEMG (004/2007): Abril 2037

IENNE (001/2008): Marzo 2038

IEPinheiros (012/2008): Octubre 2038

IESul (013/2008): octubre de 2038

IEPinheiros (015/2008): octubre de 2038

IESul (016/2008): octubre de 2038

IEPinheiros (018/2008): octubre de 2038

Evrecy (020/2008): Julio 2025

IE Serra do Japi (026/2009): Noviembre 2039

IEPinheiros (021/2011): Diciembre 2041

IEItaúnas (018/2017): Febrero 2047

IETibagi (026/2017): agosto 2047

IEItaquerê (027/2017): agosto 2047

IEItapura (042/2017): agosto 2047

IEAguapeí (046/2017): agosto 2047

IEBiguaçu (012/2018): septiembre 2048

IEItapura (021/2018): septiembre 2048

Evrecy (001/2020): marzo de 2050

IETibagi (006/2020): marzo de 2050

IEMG (007/2020): marzo de 2050

IERiacho Grande (005/2021): marzo de 2051

Piratininga - PBTE (012/2016): Noviembre 2046

(1) Fuente: Cálculo interno de ISA basado en los ingresos totales de la actividad de transmisión de energía en cada país en el que ISA operaba al 30 de junio de 2021.

(2) MVA significa megavoltiamperios.

(3) La confiabilidad se calcula entre enero y junio de 2021, tomando la energía no suministrada (ENS) y la demanda estimada en las redes de transmisión para el período de acuerdo con la siguiente fórmula: 1 – ENS/Demanda Estimada (con información proporcionada por cada compañía de transmisión del grupo ISA).

(4) Incluye los contratos de concesión de CTEEP y sus subsidiarias. Excluye: Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. y las empresas controladas conjuntamente por CTEEP.

La siguiente tabla establece ciertas métricas relacionadas con las operaciones de transmisión de energía de ISA en Perú al 30 de junio de 2021:

Perú	Al 30 de junio de 2021
Líneas en operación (km)	11.853
Líneas en construcción (km)	879
Participación de mercado de las líneas en operación (%)(1)	71,10%
MVA en operación(2)	13.240
MVA en construcción	3.476
Confiabilidad (%)(3)	99,998%
Acuerdos de concesión	19

Fechas de vencimiento de los acuerdos de concesión:

Concesión ETECEN – ETESUR: Septiembre 2032

Línea de transmisión Mantaro – Socabaya y subestaciones asociadas: febrero de 2031

Línea de transmisión Chilca – La Planicie – Zapallal: junio 2041

Línea de transmisión Independencia – Ica: junio de 2041

Línea de transmisión Zapallal – Trujillo: Diciembre 2042

Línea de transmisión Talara – Piura: Mayo 2043

Línea de transmisión Pomacocha – Carhuamayo: septiembre de 2043

Línea de transmisión Trujillo – Chiclayo: Julio 2044

Línea de transmisión Machupicchu – Abancay – Cotaruse: agosto 2045

Línea de transmisión Mantaro – Montalvo y subestaciones asociadas: noviembre de 2047

Línea de transmisión La Planicie – Industriales y subestaciones asociadas: agosto de 2047

Subestación Orcotuna: Noviembre 2047

Línea de transmisión Friaspata – Mollepata: Agosto 2048

Subestación Carapongo: Noviembre 2047

Enlace Nueva Mantaro – Nueva Yanango - Carapongo: 2053[4]

Enlace Nueva Yanango – Nueva Huánuco: 2053[4]

Subestación Chincha: 2053[4]

Subestación Nazca: 2053[4]

Líneas de transmisión Oroya – Carhuamayo – Paragsha – Derivación Antamina y Aguaytía – Pucallpa: Abril 2033

(1) Fuente: Cálculo interno de ISA basado en los ingresos totales de la actividad de transmisión de energía en cada país en el que ISA operaba al 30 de junio de 2021.

(2) MVA significa megavoltiamperios.

(3) La confiabilidad se calcula entre enero y junio de 2021, tomando la energía no suministrada (ENS) y la demanda estimada en las redes de transmisión para el período, de acuerdo con la siguiente fórmula: 1 – ENS/Demanda Estimada (con información proporcionada por cada compañía de transmisión del grupo ISA).

(4) Fechas de vencimiento estimadas.

La siguiente tabla establece ciertas métricas relacionadas con las operaciones de transmisión de energía de ISA en Chile al 30 de junio de 2021:

Chile	Al 30 de junio de 2021
Líneas en operación (km)	1.948
Líneas en construcción (km)	-
Participación de mercado de las líneas en operación (%)[1]	11,68%
MVA en operación[2]	4.500
MVA en construcción	-
Confiabilidad (%)[3]	100%

(1) Fuente: Cálculo interno de ISA basado en los ingresos totales de la actividad de transmisión de energía en cada país en el que ISA operaba al30 de junio de 2021.

(2) MVA significa megavoltiamperios.

(3) La confiabilidad se calcula entre enero y junio de 2021, tomando la energía no suministrada (ENS) y la demanda estimada en las redes de transmisión para el período, de acuerdo con la siguiente fórmula: 1 – ENS/Demanda Estimada (con información proporcionada por cada compañía de transmisión del grupo ISA).

(B) Concesiones viales

ISA diseña, construye, opera y mantiene infraestructura de carreteras conectando a millones de personas en Chile y Colombia. Al 30 de junio de 2021, ISA operaba cinco concesiones viales, que cubrían un total de 860 kilómetros en estos dos países, y tenía en construcción 138 kilómetros. Durante el año terminado el 31 de

diciembre de 2020, 129,2 millones de vehículos viajaron por carreteras operadas por ISA.

La siguiente tabla establece ciertas métricas relacionadas con las operaciones de concesiones viales de ISA en Chile al 30 de junio de 2021:

Chile	Al 30 de junio de 2021
Vías en operación (km)	714
Vías en construcción (km)	136
Participación de mercado de las vías en operación (%)[1]	41,7%
Concesiones	5
Fechas de vencimiento de las concesiones[2]	Ruta del Maipo: Diciembre 2032

Ruta Bosque: Agosto 2022

Ruta de la Araucanía: Marzo 2026

Ruta de los Ríos: Junio 2025

Ruta del Loa: Septiembre 2058

(1) Fuente: Cálculo interno de ISA basado en sus estados financieros públicos al 31 de diciembre de 2020, excluyendo Ruta del Maule.

(2) Las fechas de vencimiento de las concesiones pueden variar según el tráfico y otras condiciones.

La siguiente tabla establece ciertas métricas relacionadas con las operaciones de concesiones viales de ISA en Colombia al 30 de junio de 2021:

Colombia	Al 30 de junio de 2021
Tramos en operación (km)	144
Tramos en construcción (km)	2
Participación de mercado de las vías en operación (%)[1]	1,82%
Concesiones	1
Fecha de vencimiento de las concesiones[2]	Ruta Costera: Noviembre 2039

(1) Fuente: Cálculo interno de ISA basado en información pública de la *Agencia Nacional de Infraestructura* (ANI).

(2) La fecha de vencimiento de la concesión puede variar según el tráfico y otras condiciones.

(C) Telecomunicaciones y Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC)

Dentro del segmento de telecomunicaciones y TIC, InterNexa y sus subsidiarias brindan servicios de conectividad, plataformas de comunicaciones, servicios administrados, servicios en la nube, centros de datos y servicios de seguridad a clientes en toda América Latina. En 2020, agregaron una nueva línea de servicios basada analíticas e "Internet de las Cosas" (IoT, *por sus siglas en inglés*). Estas filiales de ISA también mantienen una red de fibra óptica que totaliza más de

56.000 kilómetros al 30 de junio de 2021, y están presentes en 18 Puntos de Intercambio de Internet y ocupan la quinta posición dentro del top diez de Puntos de Intercambio de Internet más importantes del mundo basados en tráfico. Además de los centros de datos existentes en Bogotá, Medellín y Río de Janeiro, fue incorporado un nuevo centro de datos en Santiago durante el 2020.

(ii) Resultados de las operaciones de ISA

Las siguientes tablas presentan cierta información financiera consolidada sobre ISA a partir de y/o para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021 y 2020 y a partir de y/o para los años terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	A partir del período de seis meses que finalizó el 30 de junio		**A partir del año que finalizó el 31 de diciembre**		
	2021	**2020**	**2020**	**2019**	**2018**
			(auditado)		
	(Pesos colombianos en millones, excepto porcentajes)				
Ingresos totales	5.208.467	4.750.510	10.167.826	8.139.008	7.234.713
Utilidad neta	1.093.826	928.922	2.059.191	1.638.732	1.524.382
Dividendos pagados	910.776	305.881	1.252.876	1.169.797	1.863.562
Deuda total	26.423.723	20.549.331	22.758.897	18.051.344	17.579.434
Deuda neta[1]	20.806.401	16.250.951	18.460.007	13.779.209	15.718.366
Ganancias por acción	987,50	838,62	1.859,02	1.479,43	1.376,20
Rendimiento del capital*	16,0%	14,4%	15,6%	13,2%	12,8%
EBITDA[2]	3.419.313	3.171.913	6.573.459	5.285.605	4.812.249
Margen EBITDA	65,6%	66,8%	64,6%	64,9%	66,5%

* El rendimiento del capital se calcula dividiendo la utilidad 12 meses entre el patrimonio al cierre del periodo

[1] La deuda neta se calcula como deuda total menos efectivo y equivalentes de efectivo, efectivo restringido y efectivo de fondos brasileños al final del período. La deuda neta es una medida contable no IFRS que ISA utiliza para presentar una medida más precisa de su nivel de endeudamiento desde la perspectiva de la administración. La deuda neta no es una medida contable reconocida por las NIIF y no debe considerarse aisladamente o como un sustituto de la deuda total. Además, la deuda neta no tiene un significado estandarizado y el cálculo de la deuda neta por parte de ISA puede no ser comparable al cálculo por otras empresas de medidas con títulos similares.

[2] El EBITDA de ISA se calcula como el ingreso neto antes de los intereses minoritarios para el año /período sumando o restando, según sea el caso, el gasto por impuesto sobre la renta; gastos financieros netos; provisiones, depreciaciones y amortizaciones; los ingresos procedentes de inversiones medidos utilizando el método de la participación neta y otros ingresos (gastos), netos, durante dicho período. El EBITDA es

una medida contable no IFRS que ISA utiliza para presentar una medida de desempeño económico operativo. El EBITDA no es una medida contable reconocida por las NIIF y no debe considerarse de forma aislada o como un sustituto de la utilidad neta. Además, el EBITDA no tiene un significado estandarizado y el cálculo del EBITDA por parte de ISA puede no ser comparable al cálculo de otras compañías de medidas con títulos similares.

La siguiente tabla establece una conciliación del EBITDA con la utilidad neta antes de intereses minoritarios para los períodos indicados:

	Para los seis meses terminados el 30 de junio,		Para el año terminado el 31 de diciembre,		
	2021	**2020**	**2020**	**2019**	**2018**
	(Pesos colombianos en millones)				
Ingresos netos antes de participaciones minoritarias	**1.797.678**	**1.628.189**	**3.764.225**	**2.758.361**	**2.600.394**
(+) Gasto en impuesto sobre la renta	582.390	576.663	1.074.232	772.816	583.727
(+) Gastos financieros, netos	826.977	635.813	1.372.872	1.212.664	1.087.612
(+) Depreciación de provisiones y amortización	478.167	478.005	996.830	825.304	781.116
(-) Método de participación neta	276.147	39.868	519.366	213.728	238.374
(-) Otros ingresos (gastos), neto	(10.248)	106.889	115.334	69.812	2.226
EBITDA	**3.419.313**	**3.171.913**	**6.573.459**	**5.285.605**	**4.812.249**

La siguiente tabla presenta los gastos de capital consolidados de ISA por país para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021 y 2020 y los años terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	Para los seis meses terminados el 30 de junio,		Para el año terminado el 31 de diciembre,		
	2021	**2020**	**2020**	**2019**	**2018**
			(auditado)		
	(Pesos colombianos en millones)				
Colombia	379.510	452.409	1.404.830	854.435	946.620
Brasil	1.590.315	391.814	899.586	707.681	357.574
Perú	452.887	409.231	1.611.048	371.635	431.256
Chile	231.582	530.109	1.026.896	660.036	694.335
Otros	4.260	348	3.222	3.868	468
Total	**2.658.554**	**1.783.911**	**4.945.582**	**2.597.655**	**2.430.253**

Del total de gastos de capital señalados en la línea "Total" anterior, la siguiente tabla proporciona un desglose de la distribución de dichos gastos de capital por unidad de negocio para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021 y 2020 y los años terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	Para los seis meses terminados el 30 de junio		Para el año terminado el 31 de diciembre		
	2021	**2020**	**2020**	**2019**	**2018**
			(auditado)		
	(Pesos colombianos en millones, excepto porcentajes)				
Transmisión de energía	88,9%	87,5%	77,5%	87,9%	90,8%
Concesiones de autopistas de peaje	9,0%	10,3%	20,8%	9,1%	6,6%
Telecomunicaciones / TI	2,1%	2,2%	1,7%	3,0%	2,6%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

[EL RESTO DE LA PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO]

SEGUNDA PARTE - INFORMACIÓN DEL EMISOR

CAPÍTULO V - COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN Y LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR Y SUS SUBORDINADAS

Esta sección contiene declaraciones a futuro que implican riesgos e incertidumbres. Los resultados reales pueden diferir sustancialmente de los que se discutieron en las declaraciones a futuro como resultado de diversos factores, incluidos pero sin limitarse, a los señalados en factores de riesgo y aspectos señalados en este Prospecto de Constitución del Programa. Al tomar una decisión de inversión, los inversionistas deberán basarse en el examen propio que realicen del Emisor, los términos de este Prospecto de Constitución del Programa y la información financiera presentada en este documento.

Este Capítulo V de la Segunda Parte tiene el propósito de proporcionar al inversionista, información que facilite el análisis y la comprensión de los cambios importantes ocurridos en los resultados de operación y en la situación financiera del Emisor y sus subordinadas.

La información a la que se hace referencia es aquella que no se puede visualizar claramente en los Estados Financieros del Emisor y comprende también todos aquellos eventos conocidos por la administración que pueden causar que la información reportada pueda no ser indicativa de los resultados futuros de operación y de la situación futura del Emisor.

1. Tendencias y otros que afecten al Emisor

Las medidas de contención de la pandemia COVID-19, así como el impacto que tuvieron estas sobre la economía, produjeron una desaceleración de la producción, del comercio y de la movilidad de las personas en todo el mundo. Lo anterior significó una disminución significativa de la demanda mundial de petróleo. Aunque la demanda se recuperó a lo largo del segundo semestre del año 2020, no alcanzó los niveles anteriores a la pandemia COVID-19. La Oficina de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) estima que la demanda se contrajo en 8,6 MMBD en comparación con 2019, la mayor disminución registrada desde 1980.

La oferta de petróleo reaccionó lentamente a los precios bajos, inclusive, la guerra de precios entre Arabia Saudita y Rusia en marzo y abril del 2020 retrasó aún más la respuesta de la oferta. Sin embargo, la OPEP y sus aliados (incluida Rusia) acordaron un recorte de suministro a finales de abril de 2020. Esto, junto con la caída de la producción de los EE. UU., fue clave para equilibrar el mercado petrolero. En total, la oferta se redujo en 6,5 MMBD durante el año 2020, de los cuales la participación de la OPEP fue de 4,0 MMBD, la participación de los EE. UU. fue de 0,9 MMBD y los 1,4 MMBD restantes fueron aportados por otros.

La caída de la demanda dio lugar a un aumento del inventario y a una disminución del precio durante el primer semestre de 2020. Durante gran parte de la segunda mitad del año 2020, la reducción de la producción de petróleo de los 14 países miembros de la OPEP y diez de las principales naciones exportadoras de petróleo no pertenecientes a la OPEP en el mundo, entre ellas Rusia (OPEP+) y Estados Unidos, junto con un aumento del consumo de petróleo, provocó la caída del inventario, lo que llevó los precios del Brent a un promedio mensual de 50 USD/Bl en diciembre de 2020.

El precio del Brent continuó recuperándose a lo largo del primer semestre del 2021. En el frente de la oferta, la OPEP+ siguió jugando un factor preponderante para mantener balanceado el mercado. La oferta del grupo se movió de acuerdo con las expectativas del crecimiento en la demanda, a una velocidad que siguió favoreciendo la reducción de los inventarios de crudo

(incluso, a pesar de las perspectivas favorable en la demanda, Arabia Saudita recortó de forma voluntaria su producción en 1 mmbd entre febrero y abril). El acatamiento de las cuotas de producción por sus países miembros siguió muy alto, con un porcentaje de cumplimiento que ha excedido más del 100%, algo notable, si se tiene en cuenta que el precio del crudo registró una tendencia alcista a lo largo del primer semestre que llevó al Brent a máximos de 73 USD/bl en junio (en el primer semestre el Brent promedió 65 USD/Bl).

En el frente de la demanda, las campañas de vacunación arrancaron en varios países del mundo. En varios países desarrollados la tasa de cobertura en vacunación alcanzó más del 50% al final del primer semestre, lo que logró una disminución sostenida en los casos y muertes por el virus, permitiendo una recuperación sostenida de sus economías. Adicionalmente, en EEUU, el gobierno democrático logró el control legislativo en ambas cámaras lo que le permitió a Biden aprobar un estímulo fiscal de 1,9 billones de dólares (9% del PIB de 2020). Además, la actividad económica se ha vuelto menos sensible a las medidas de aislamiento impuestas por algunos gobiernos para controlar el virus (la OCDE estima que la sensibilidad del PIB a la menor movilidad se ha reducido en un 50%). En este contexto, las expectativas de crecimiento se han elevado para 2021, aumentando al mismo tiempo el optimismo en la demanda de crudo. El FMI estima un crecimiento mundial para 2021 de 6,0%, con India, China y EEUU, creciendo 9,5%, 8,1% y 7,0% respectivamente. El FMI, sin embargo, señala que el principal riesgo en estos pronósticos tiene que ver con el ritmo de vacunación y su efectividad para detener el avance del virus y la aparición de nuevas variantes. Este es un riesgo que va a seguir latente a lo largo de este año hasta que no se logre una cobertura que permita alcanzar la inmunidad de rebaño. A comienzos del segundo semestre, por ejemplo, en China y el sudeste asiático se estaba registrando un alza en los casos COVID a raíz de la variante Delta, una cepa más contagiosa que la primera cepa del virus. Aunque los precios internacionales del petróleo y la dinámica global de la demanda y la oferta son factores significativos que afectan nuestra condición comercial y financiera, los factores económicos de Colombia también han influido y seguirán afectando nuestro desempeño, dado que llevamos a cabo la mayor parte de nuestro negocio en Colombia.

El desempeño del Producto Interno Bruto (PIB) de Colombia es uno de los principales motores del consumo de combustible en Colombia. Según el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), en 2020 el PIB colombiano cayó un 6,8% en términos reales, en comparación con 2019. La razón principal de esta contracción se derivó de la pandemia COVID-19 y de las medidas adoptadas por el gobierno colombiano para detener la propagación del virus, que incluyó, entre otras medidas, bloqueos obligatorios y desaceleración laboral en ciertas industrias. Estas medidas afectaron particularmente a las industrias de la construcción, el transporte y la minería, mientras que las industrias agrícola, financiera e inmobiliaria todavía pudieron registrar tasas de crecimiento positivas a lo largo de 2020. En este contexto, las ventas locales de combustibles líquidos disminuyeron un 19,9% durante 2020, debido principalmente a la menor demanda de diésel y gasolina.

En 2021 el proceso de la recuperación económica continuaría. El Banco de la República ha elevado su crecimiento económico para 2021 desde 6,0% a 7,5% dado el buen comportamiento que está mostrando el consumo (cada vez menos sensible a los picos de contagio) y dado el mejor contexto externo que tendría la economía colombiana (alta demanda externa, alto flujo de remesas y mejores precios del Brent).

La demanda de gas natural en Colombia disminuyó un 1,4% en 2020 en comparación con 2019, debido a la menor demanda del sector industrial y las refinerías. En 2020, el mercado del gas natural fue desafiado desde el propio lado de la oferta, principalmente debido a la disminución de las necesidades de demanda debido a la pandemia COVID-19, este último generó varios

bloqueos y cuarentenas en diferentes países, lo que llevó a una disminución en las necesidades de gas natural para la generación de electricidad como en el sector industrial. Además, enfrentó la dureza de la temporada de huracanes en el Golfo de México, que también obligó a suspender la movilización de barcos de GNL, lo que provocó que algunas terminales suspendieran sus operaciones. Durante los meses de mayo a julio, los precios del gas natural para hubs como TTF y JKF alcanzaron rangos similares a los de Henry Hub, colocándolos en rangos entre USD 1,43 y USD 2,38 millones de unidades térmicas británicas (MMbtu). Sin embargo, estos mismos marcadores mostraron una recuperación significativa para finales de 2020, principalmente debido al inicio de la temporada invernal, lo que llevó a la producción de gas natural del Golfo de México a servir al mercado asiático.

Durante el segundo trimestre de 2021 la demanda nacional de gas natural, incluyendo terceros y autoconsumos, se ubicó en promedio en 945 GBTUD, disminuyendo en 7% frente al trimestre anterior. Para el 1S 2021 se ubicó en 978 GBTUD promedio, frente a 1.009 del 1S 2020. Los principales eventos que impactaron la demanda en lo corrido del año fueron: COVID en enero y paro nacional en mayo. En junio se observó recuperación en +8% (75 GBTUD) frente al mes inmediatamente anterior. Se espera que en agosto la demanda se encuentra totalmente recuperada para que el promedio año se ubique en 1.016 GBTUD.

2. Comportamiento de los ingresos operacionales

2.1 Emisor

(a) Evolución anual

(en miles de millones de pesos)	2020	2019	Var.
Ingresos Terceros	36.335	52.747	(16.412)
Ingresos intercompañía	7.194	9.869	(2.675)
Total	43.529	62.616	(19.087)

(b) Los ingresos de Ecopetrol, casa matriz, ascendieron a COP 43.529 mil millones, COP 62.616 mil millones para los años, 2020, 2019 respectivamente. Del total de los ingresos operacionales consolidados para dichos años, las ventas de Ecopetrol con terceros, diferentes al Grupo Ecopetrol corresponden a un 73% y 74% respectivamente. Explicaciones sobre la evolución de ingresos 2020 vs 2019.

Los ingresos acumulados al cierre de 2020 presentaron una disminución versus el 2019, como resultado combinado de menor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos, menor volumen de ventas y menores ingresos de servicios.

	Valores)COP) MM$			Volúmenes)KBDe)		
INGRESOS	**2020**	**2019**	**Var %**	**2020**	**2019**	**Var.**
Destilados medios(1)	7.212	12.052	(40,2%)	98,1	128,8	(30,7)
Gasolinas(1)	5.621	7.990	(29,6%)	82,5	95,5	(13)
Gas natural	2.516	2.039	23,4%	75,3	70,9	4,4

	Valores)COP) MM$			Volúmenes)KBDe)		
Industriales y petroquímicos	1.018	1.276	(20,2%)	12,8	13,9	(1,1)
Servicios y Otros	562	687	(18,2%)			
GLP y propano	338	288	17,4%	16,9	12,7	4,2
Crudo	242	366	(33,9%)	6,3	6,3	0,0
Nacionales	**17.509**	**24.698**	**(29,1%)**	**291,9**	**328,1**	**(36,2)**
Crudo	18.596	26.742	(30,5%)	408,9	395,2	13,7
Combustóleo	968	1.802	(46,3%)	24,5	29,8	(5,3)
Servicios y Otros	21	6	>100%			
Exterior	**19.585**	**28.550**	**(31,4%)**	**433,4**	**425,0**	**8,4**
Crudo	5.677	8.593	(33,9%)	113,1	120,3	(7,2)
Servicios y Otros	400	382	4,7%			
Gas natural	295	309	(4,5%)	11,0	12,6	(1,6)
Petroquímicos	63	84	(25,0%)	2,4	2,3	0,1
Zona Franca	**6.435**	**9.368**	**(31,3%)**	**126,5**	**135,2**	**(8,7)**
TOTAL	**43.529**	**62.616**	**(30,5%)**	**851,8**	**888,3**	**(36,5)**

(1) Incluye lo correspondiente a la aplicación de la Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo)

(c) Evolución Semestral

(en miles de millones de pesos)	6M2021	6M2020		Var.
Ingresos Terceros		27.057	17.102	9.955
Ingresos intercompañía	5.323	3.085		2.238
Total	**32.380**		**20.187**	12.**193**

Los ingresos de Ecopetrol, casa matriz, ascendieron a COP 32.380 mil millones y COP 20.187 mil millones para el primer semestre 2021 y primer semestre 2020 respectivamente. Del total de los ingresos operacionales para dichos períodos, las ventas de Ecopetrol con terceros, diferentes al Grupo Ecopetrol corresponden a un 74% y 73% respectivamente. Los ingresos del primer semestre 2021 presentaron un incremento del 60,4% versus el primer semestre 2020 como resultado de mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos por la mejora del diferencial versus Brent (crudos y productos) y el fortalecimiento de los precios de referencia. Así mismo, un efecto cambiario positivo en los ingresos por mayor tasa de cambio realizada en las ventas. Estos factores compensaron el menor volumen de ventas generado por menor disponibilidad en la producción.

	Valores)COP) MM$			Volúmenes)KBDe)		
INGRESOS	**6M2021**	**6M2020**	**Var %**	**6M2021**	**6M2020**	**Var.**
Destilados medios(1)	5.358	3.653	46,7%	106,6	95,8	10,8
Gasolinas(1)	4.829	2.559	88,7%	99,0	73,1	25,9
Gas natural	1239	1234	0,4%	74,9	74,4	0,5
Industriales y petroquímicos	724	658	10,0%	13,4	11,1	2,3

GLP y propano	331	143	131,5%	17,8	16,5	1,3
Crudo	96	119	(19%)	2,6	6,6	(4,0)
Servicios y otros	156	93	67,7%			
Nacionales	**12.733**	**8.459**	**50,5%**	**314,3**	**277,5**	**36,8**
Crudo	13.490	8.598	56,9%	333,4	441,5	(108,1)
Combustóleo	1045	423	147,0%	30,9	25,0	5,9
Servicios y otros	75	14	>100			
Exterior	**14.610**	**9.035**	**61,7%**	**364,3**	**466,5**	**(102,2)**
Crudo	4.630	2.334	98,4%	113,1	101,2	11,9
Servicios y Otros	174	198	(12,1%)			
Gas natural	153	132	15,9%	11,5	9,9	1,6
Petroquímico	80	29	175,9%	2,3	2,3	0,0
Zona Franca	**5.037**	**2.693**	**87,0%**	**126,9**	**113,4**	**13,5**
TOTAL	**32.380**	**20.187**	**60,4%**	**805,5**	**857,4**	**(51,9)**

(1) Incluye el valor correspondiente a la aplicación de la Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo).

2.2 Grupo Ecopetrol

Miles de millones de Pesos	2020	2019	Var.
Ingresos Grupo Ecopetrol	50.027	70.847	20.820

(a) Explicaciones sobre la evolución de ingresos 2020 vs 2019

Los ingresos acumulados del Grupo Ecopetrol al cierre de 2020 presentaron una disminución de 29,4% versus el 2019, como resultado combinado de: (i) Menor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de -21,2 USD/bl (COP -21,3 billones), (ii) Efecto por menor volumen de ventas (COP -4,2 billones, -44,5 kbped), principalmente por contracción de la demanda de productos refinados, compensado con mayores ventas de: i) crudo, gracias a una mayor disponibilidad asociada a menores cargas en refinerías; y ii) gas, por la adquisición de la participación en la asociación Guajira por parte de Hocol y a la entrada en operación de la planta de GLP en Cupiagua, (iii) Menores ingresos de servicios de transporte y otros (COP -0,7 billones) y (iv) Aumento en la tasa de cambio promedio, impactando positivamente los ingresos (COP +5,5 billones).

La siguiente tabla presenta las ventas volumétricas del Grupo Ecopetrol:

	Valores)COP) MM$			Volúmenes)KBDe)		
INGRESOS	**2020**	**2019**	**Var %**	**2020**	**2019**	**Var.**
Destilados medios(1)	8.861	15.042	(41,1%)	119,1	156,6	(37,5)
Gasolinas(1)	6.768	9.658	(29,9%)	100,8	116,0	(15,2)
Servicios y otros	3.563	4.291	(17,0%)			
Gas natural	2.845	2.256	26,1%	85,7	78,9	7,0
Industriales y Petroquímicos	2.044	2.328	(12,2%)	23,2	25,4	(2,1)

GLP y Propano	376	373	0,8%	18,2	16,3	1,7
Crudo	231	357	(35,3%)	6,0	6,1	(0,1)
Nacionales	**24.688**	**34.305**	**(28,0%)**	**353,0**	**399,3**	**(46,2)**
Crudo	19.108	27.495	(30,5%)	418,5	405,4	13,0
Productos	5.633	8.612	(34,6%)	109,7	121,1	(11,4)
Servicios y otros	581	408	42,4%			
Gas natural*	17	27	(37,0%)	1,5	1,4	0,1
Exterior	**25.339**	**36.542**	**(30,7%)**	**529,7**	**527,9**	**1,7**
TOTAL	**50.027**	**70.847**	**(29,4%)**	**882,7**	**927,2**	**(44,5)**

(1) Incluye lo correspondiente a la aplicación del Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo).

Precios de Realización de las Canastas - Grupo Ecopetrol

USD/Bl	12M 2020	12M 2019	Var.
Brent	43,2	64,2	(32,7%)
Canasta de Venta de Gas	24,3	23,7	2,5%
Canasta de Venta de Crudo	34,4	58,6	(41,3%)
Canasta de Venta de Productos	49,2	69,8	(29,5%)

(b) Evolución semestral

Miles de millones de Pesos	6M2021	6M2020	Var.
Ingresos Grupo Ecopetrol	36.650	23.514	13.136

Los ingresos acumulados del Grupo Ecopetrol al cierre de primer semestre 2021 presentaron un incremento de 55,9% versus el primer semestre 2020, como resultado combinado de: (i) Mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de +25,6 USD/bl (COP +13,1 billones), por la mejora del diferencial versus Brent (crudos y productos) y el fortalecimiento de los precios de referencia, (ii) Efecto cambiario positivo en los ingresos (COP +0,4 billones) por mayor tasa de cambio realizada en las ventas, (iii) Menor volumen de ventas (COP -0,3 billones, -48,0 kbped), principalmente en exportación de crudos dada su menor disponibilidad, compensado parcialmente con una mayor venta de productos y gas y (iv) Menores ingresos de servicios de transporte y otros (COP -0,1 billones).

	Valores)COP) MM$			Volúmenes)KBDe)		
INGRESOS	**6M2021**	**6M2020**	**Var %**	**6M2021**	**6M2020**	**Var.**
Destilados medios (1)	6.693	4.537	47,5%	132,4	117,2	15,2
Gasolinas (1)	6.009	3.021	98,9%	123,0	88,5	34,5
Industriales y petroquímicos	1.529	909	68,2%	22,8	21,9	0,9
Servicios y Otros	1.803	1.817	-0,8%			0,0
Gas natural	1.471	1.340	9,8%	89,1	81,9	7,2
GLP y propano	360	160	125,0%	18,9	17,8	1,1

Crudo	86	117	-26,5%	2,4	6,6	(4,2)
Nacionales	**17.951**	**11.901**	**50,8%**	**388,6**	**333,9**	**54,7**
Crudo	14.187	8.788	61,4%	350,7	449,8	(99,1)
Productos	4.483	2.799	60,2%	101,9	107,2	(5,3)
Gas natural	24	8	200,0%	3,0	1,3	1,7
Servicios y otros	5	18	-72,2%			
Exterior	**18.699**	**11.613**	**61,0%**	**455,6**	**558,3**	**(102,7)**
TOTAL	**36.650**	**23.514**	**55,9%**	**844,2**	**892,2**	**(48,0)**

(1) Incluye el valor correspondiente a la aplicación de la Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo).

Precios de Realización de las Canastas - Grupo Ecopetrol

USD/Bl	6M 2021	6M 2020	Var.
Brent	65,2	42,1	54,9%

Canasta de Venta de Gas	24,6	23,5	4,7%
Canasta de Venta de Crudo	61,5	29,8	106,4%
Canasta de Venta de Productos	72,6	49,9	45,5%

3. Costos de ventas- gastos operacionales - utilidad neta y otros

3.1 Costo de Ventas

(a) El Emisor - Evolución anual

(cifras en miles de millones de pesos)	2020	2019	Var.
Costos variables	23.582	30.865	7.283
Depreciación y amortización	6.270	5.762	508
Costos fijos	10.490	10.591	(101)
Total costos Ecopetrol S.A.	**40.342**	**47.218**	**(6.876)**

Los costos al cierre de 2020 presentaron una disminución versus el 2019, como resultado de: (i) menor precio promedio ponderado de compra de crudos y productos, (ii) menores costos de Servicio de transporte como consecuencia de menor producción, (iii) menores costos de servicios contratados y mantenimiento debido a estrategia de optimizaciones implementada ante la pandemia y menor actividad. Lo anterior fue compensado parcialmente con un mayor costo de depreciación dado un mayor nivel de inversión de capital y menor balance de reservas, base para la depreciación por unidades de producción en el segmento de E&P.

(b) Ecopetrol S.A. – Evolución semestral

(cifras en miles de millones de pesos)	6M2021	6M2020	Var
Costos variables	14.860	11.686	3.174
Depreciación y amortización	3.200	3.013	187
Costos fijos	4.890	5.181	(291)

Total costos Ecopetrol S.A.	**22.950**	**19.880**	**3.070**

Los costos al cierre del primer semestre 2021 presentaron un incremento de 15,4% versus el primer semestre 2020, como resultado de: i) mayor precio promedio ponderado de compra de crudos y productos ii) depreciación y amortización incremento 6,2% por menor incorporación de reservas y mayor nivel de CAPEX y iii) normalización de las actividades de mantenimiento, consumo de materiales, servicios contratados y otros costos de la actividad operacional, luego de las restricciones impuestas para control de la pandemia en 2020. Esto compensado parcialmente con la disminución en valoración de inventarios por el incremento en el precio de crudos y productos comprados dada la recuperación de precios internacionales observados en el 2021 y mayor nivel de inventarios en tránsito por cargamentos en modalidad DAP.

(c) Grupo empresarial - Evolución anual

(cifras en miles de millones de pesos)	2020	2019	Var.
Costos variables	19.840	27.176	(7.336)
Depreciación y amortización	8.985	8.290	695
Costos fijos	8.728	9.492	(764)
Total costo de ventas Grupo Empresarial	**37.553**	**44.958**	**(7.405)**

Costos variables: Al cierre de 2020 presentaron una disminución de 27,0% versus el 2019, como resultado combinado de:

(i) Menor costo en compras de crudo, gas y productos (COP -8,9 billones), por efecto neto entre i) disminución del precio promedio de compras nacionales e importaciones (COP -7,2 billones), ii) disminución del volumen de compras (COP -3,3 billones, -44.0 kbped) y iii) aumento de la tasa de cambio promedio de las compras (COP +1,6 billones).

(ii) Fluctuación de inventarios (COP +1,3 billones) dado el efecto por recuperación de precios en el mercado y mayor consumo de inventarios de productos refinados.

(iii) Otros efectos menores (COP -0,3 billones)

Depreciación y amortización: reflejó un incremento del 8,4% entre el 2020 vs 2019, que corresponde al efecto neto de: i) mayor nivel de inversión de capital; y, ii) efecto cambiario sobre el costo de depreciación de Filiales del Grupo con moneda funcional dólar dada la devaluación del peso. Lo anterior fue parcialmente compensado por iii) menor tasa de depreciación asociada a la disminución en los niveles de producción.

Costos fijos: La disminución es generada principalmente por la implementación de estrategias orientadas a optimizar costos y a la disminución de la actividad a causa de menor producción, cargas y volúmenes transportados, presentaron una disminución del 8,0% con respecto a 2019.

(d) Evolución semestral

(cifras en miles de millones de pesos)	6M2021	6M2020	Var.
Costos variables	12.999	10.266	2.733
Depreciación y amortización	4.565	4.388	177

Costos fijos	4.379	4.248	131
Total costo de ventas Grupo Empresarial	**21.943**	**18.902**	**3.041**

Costos variables: Al cierre del primer semestre 2021 presentaron un incremento de 26,6% frente al primer semestre 2020, principalmente por:

(i) Mayor costo en las compras de crudo, gas y productos (COP +5,5 billones), principalmente por mayor precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones (COP +5,7 billones), compensado parcialmente por la disminución de la tasa de cambio promedio en las compras (COP -0,2 billones).

(ii) Valoración de inventarios (COP -2.8 billones), principalmente por: i) incremento en el precio de los crudos y productos comprados dada la recuperación de precios internacionales observados en el 2021, en comparación al reconocimiento de deterioro del valor de crudo y productos en 1T20, como resultado de las condiciones de mercado de ese momento, ii) mayor nivel de inventarios de crudo por inventario en tránsito, dados los mayores cargamentos en DAP y iii) acumulación de inventarios de productos en proceso, dado el mantenimiento en algunas unidades de la Refinería de Cartagena.

Depreciación y amortización: Se presentó un aumento del 4,0% en el primer semestre 2021 frente al primer semestre 2020, como resultado de una menor incorporación de reservas y mayor CAPEX. Lo anterior es compensado parcialmente por la disminución en los niveles de producción y efecto cambiario sobre el costo de depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada la devaluación del peso.

Costos fijos: En el primer semestre 2021 tuvieron un incremento del 3,1% frente al primer semestre 2020 por la normalización del ritmo de las actividades de mantenimiento, consumo de materiales, servicios contratados y otros costos de la actividad operacional, luego de las restricciones impuestas para control de la pandemia en 2020.

3.2 Gastos Operativos, neto de otros ingresos (antes de Deterioro de activos de largo plazo)

(a) El Emisor – Evolución anual

(COP Miles de Millones)	2020	2019	2018
Gastos de administración, operación y proyectos	3.820	2.700	2.087
Otros gastos (ingresos) operacionales, neto	(979)	(1.077)	148
Total gastos de operación	**2.841**	**1.623**	**2.235**

Los gastos de operación (antes de efecto de Deterioro) del Emisor, casa matriz, ascendieron a COP 2.841 mil millones, COP 1.623 mil millones y COP 2.235 mil millones para los años 2020, 2019 y 2018 respectivamente.

(i) Explicaciones sobre la evolución 2020 vs 2019

Los gastos de operación antes de efecto de Deterioro, presentaron un incremento entre el año 2020 y 2019 debido a: (i) reconocimiento del plan de retiro voluntario de 421 personas en el 2020, (ii) la reclasificación del costo fijo al gasto de algunas plantas en la refinería de Barrancabermeja que suspendieron su producción, (iii) Baja de activos que se encontraban reconocidos como proyectos en curso, (iv)

apoyos al país para atender la emergencia sanitaria por COVID-19, relacionados con ayudas humanitarias, fortalecimiento del sistema de salud y elementos de protección personal para uso médico. Esto fue compensado parcialmente con el efecto neto en combinación de negocios de entre (i) la adquisición en 2020 por parte de Hocol del 43% de la participación en el contrato de asociación Guajira que pertenecía a Chevron, la cual generó una valoración de mercado tanto de la porción adquirida como de la preexistente en el Emisor (del 57%). Al comparar dicha valoración frente a los valores pagados y en libros, arroja como resultado un ingreso antes de impuestos y la valoración de Invercolsa reconocida en el año 2019, tras el cambio en su situación de control.

(ii) Explicaciones sobre la evolución 2019 vs 2018

Los gastos de operación antes de efecto de Deterioro, presentaron una disminución entre el año 2019 y 2018 debido principalmente a i) reconocimiento del valor razonable de Invercolsa dado fallo a favor de Ecopetrol, ii) gastos laborales asociados a beneficios acordados en la nueva Convención Colectiva de Trabajo y mayor planta de personal, iii) mayor inversión social realizada por la compañía, en especial la conexión de la vía troncal Magdalena Medio - Puente Guillermo Gaviria en Barrancabermeja y iv) Incremento en impuestos, principalmente Industria y Comercio (asociado a mayores ingresos) y 4x1.000 (asociado a mayores desembolsos de efectivo en el año).

(b) El Emisor – Evolución semestral

Miles de millones de pesos	6M 2021	6M 2020	Var
Gastos de Administración, operación y proyectos	1.184	1.436	1.310
Otros gastos (ingresos) operacionales	333	(1.247)	18
Total Gastos de Operación Ecopetrol S.A.	**1.517**	**189**	**1.328**

Los Gastos Operativos, neto de otros ingresos operacionales de la casa Matriz Ecopetrol S.A. tuvieron un aumento de COP +1,3 billones en el primer semestre del 2021 frente al primer semestre del 2020, explicado principalmente por:

Eventos del 2020, asociados a: i) la adquisición por parte de Hocol del 43% de la participación en el contrato de asociación Guajira que pertenecía a Chevron, que generó una valoración de mercado tanto de la porción adquirida como de la preexistente en Ecopetrol S.A. (del 57%), con efecto en el ingreso del 2T20 por COP +1,3 billones y ii) reconocimiento de un mayor gasto laboral por el plan de retiro voluntario de 122 personas (COP -0,2 billones) al corte de junio del 2020.

(i) Reconocimiento de provisiones de litigios y contingencias por COP +0,2 billones en el 2T21, dado avance en los procesos.

(c) Grupo Empresarial – Evolución anual

Miles de millones de pesos	2020	2019	2018
Gastos de administración, operación y proyectos	5.959	4.783	4.557
Otros gastos (ingresos) operacionales, neto	(1.118)	(1.058)	35
Total Gastos de Operación GEE	**4.841**	**3.725**	**4.592**

(i) Explicaciones sobre la evolución 2020 vs 2019

Los Gastos Operativos (neto de otros ingresos y antes de Deterioro de activos de largo plazo) del 2020 aumentaron 29,9% con relación al 2019, principalmente por: (i) Mayores gastos laborales por (COP +0,8 billones) asociados principalmente al reconocimiento del plan de retiro voluntario de 421 personas en el 2020, el cual representará un ahorro futuro en caja cercano a COP 0,4 billones, y al incremento salarial frente al año anterior. (ii) Reconocimiento del costo fijo de algunas plantas en la refinería de Barrancabermeja que suspendieron su producción (COP +0,2 billones). (iii) Baja de activos que se encontraban reconocidos como proyectos en curso, dada la finalización de estudios de viabilidad económica (COP +0,2 billones). (iv) Apoyos al país para atender la emergencia sanitaria por COVID-19, relacionados con ayudas humanitarias, fortalecimiento del sistema de salud y elementos de protección personal para uso médico, entre otros (COP +0,1 billones). (v) Ingresos extraordinarios reconocidos en el 2019 por (COP +0,1 billones) relacionados principalmente con fallo a favor en litigio relacionado con el lleno de línea en el sistema de transporte.

Lo anterior fue compensado parcialmente con el efecto neto en combinación de negocios de COP +0,3 billones entre i) la adquisición en 2020 por parte de Hocol del 43% de la participación en el contrato de asociación Guajira que pertenecía a Chevron, la cual generó una valoración de mercado tanto de la porción adquirida como de la preexistente en Ecopetrol S.A. (del 57%). Al comparar dicha valoración frente a los valores pagados y en libros, arroja como resultado un ingreso antes de impuestos por (COP -1,4 billones) y ii) la valoración de Invercolsa reconocida en el año 2019, tras el cambio en su situación de control (COP -1,0 billón).

(ii) Explicaciones sobre la evolución 2019 vs 2018

Los gastos operativos (antes de Deterioro de activos de largo plazo) del 2019 disminuyeron 18,9% (-COP 0,9 billones) con relación al 2018, principalmente por: (i) Reconocimiento del valor razonable de Invercolsa de acuerdo a lo mencionado en el literal a) del párrafo anterior (COP -1,0 billones). (ii) Menores gastos exploratorios, principalmente por el reconocimiento en 2018 del pozo León en Ecopetrol América (COP -0,6 billones).

Lo anterior es compensado con aumento en:

(A) Gastos laborales asociados a beneficios acordados en la nueva Convención Colectiva de Trabajo y mayor planta de personal.

(B) Mayor inversión social realizada por la compañía, en especial la conexión de la vía troncal Magdalena Medio- Puente Guillermo Gaviria en Barrancabermeja.

(C) Incremento en impuestos, principalmente Industria y Comercio (asociado a mayores ingresos) y gravamen a los movimientos financieros (asociado a mayores desembolsos de efectivo en el año).

(D) Mayores gastos por afectaciones ocasionadas por terceros al sistema de transporte y válvulas ilícitas, entre otros.

(d) Grupo Empresarial - Evolución semestral

Miles de millones de pesos	6M 2021	6M 2020	Var.
Gastos de administración, operación y proyectos	2.340	2.493	(153)
Otros gastos (ingresos) operacionales, neto	340	(1.412)	1.752
Total Gastos de Operación	**2.640**	**1.081**	**(1.559)**

Los gastos operacionales del Grupo Empresarial aumentaron en COP +1,6 billones en el 1S21 frente al 1S20 y, explicado principalmente por:

(i) Eventos del 2020, asociados a: i) la adquisición por parte de Hocol del 43% de la participación en el contrato de asociación Guajira que pertenecía a Chevron, que generó una valoración de mercado tanto de la porción adquirida como de la preexistente en Ecopetrol S.A. (del 57%), con efecto en el ingreso del 2T20 por COP +1,4 billones y ii) reconocimiento de un mayor gasto laboral por el plan de retiro voluntario de 122 personas (COP -0,2 billones) al corte de junio del 2020.

(ii) Reconocimiento de provisiones de litigios y contingencias por COP +0,2 billones en el 2T21, dado avance en los procesos.

(iii) En el resultado acumulado del año se destaca el reconocimiento en los resultados de la actividad exploratoria del pozo seco Moyote-1 de la filial Ecopetrol México, dada la finalización de estudios de evaluación técnica y conclusiones de viabilidad por COP +0,1 billones en el 1T21.

3.3 Resultado Financiero, neto (No Operacional)

(a) El Emisor – Evolución anual

Miles de millones de pesos	2020	2019	2018
Resultado Financiero (gasto) neto de ingresos	(3.021)	(1.626)	(1.706)

(i) Explicaciones sobre la evolución 2020 vs 2019

El mayor gasto financiero, neta de ingresos en 2020 frente a 2019 se debe principalmente a (i) incremento del gasto por intereses proveniente del financiamiento obtenido por el Emisor en abril de 2020 por valor de USD 2.665 millones, (ii) efecto de la devaluación del peso frente al dólar en la deuda en moneda extranjera, (iii) menor ingreso por valoración y rendimiento de portafolio dado factores de mercado y (iv) ingreso recibido en 2019 por dividendos sobre utilidades de Invercolsa tras el fallo a favor del Emisor.

(ii) Explicaciones sobre la evolución 2019 vs 2018

Los gastos financieros 2019 frente a 2018 presenta un menor gasto financiero principalmente por; (i) el ahorro en gasto por intereses por prepagos de deuda en el año 2018, (ii) dividendos retroactivos decretados durante el tiempo del proceso jurídico, recibidos sobre las utilidades de Invercolsa, relacionados con la participación adicional otorgada al Emisor como resultado del fallo a favor y (iii) menor exposición cambiaria generada en la valoración de la posición neta en

dólares del Grupo Ecopetrol, esta fue inferior a la presentada en 2018 gracias a la ampliación de la contabilidad de coberturas de inversión neta del negocio.

(b) El Emisor - Evolución semestral

Miles de millones de pesos	6M 2021	6M 2020	Var.
Resultado Financiero (gasto), neto de ingreso	(1.917)	(2.235)	318

Menor gasto financiero del primer semestre del 2021 frente al primer semestre del 2020 de un 14%, que corresponde al efecto combinado entre:

(i) Menor gasto por diferencia en cambio dado: a) Ingreso extraordinario por la realización en resultados de la valoración cambiaria acumulada en patrimonio (ajuste por conversión), producto de la venta de la inversión en dólares de Savia y b) Menor gasto por diferencia en cambio dada la menor devaluación del peso frente al dólar presentada en este semestre respecto al primer semestre de 2020.

(ii) Incremento en el costo financiero de la deuda por: i) nueva deuda adquirida en 2020 y ii) efecto por la devaluación del peso frente al dólar en la deuda con moneda extranjera.

(iii) Menor ingreso de valoración del portafolio y otros, principalmente por menores tasas de rendimiento en el mercado.

(c) Grupo Empresarial - Evolución anual

Miles de millones de pesos	2020	2019	2018
Resultado Financiero (gasto), neto de ingresos	(2.481)	(1.670)	(2.010)

(i) Explicaciones sobre la evolución 2020 vs 2019

El resultado financiero del Grupo Ecopetrol presentó un incremento del 48,6% entre el 2020 vs 2019, que corresponde al efecto neto de:

(A) Incremento en el costo financiero de la deuda asociado a: i) el aumento en el flujo de financiación del Grupo obtenido en el 2020 y ii) efecto de la devaluación del peso frente al dólar en la deuda en moneda extranjera.

(B) Menor ingreso por valoración y rendimientos del portafolio de inversiones, como consecuencia de bajas tasas de mercado y una menor posición promedio de caja.

(C) Ingreso extraordinario presentado en el 4T19 por dividendos recibidos sobre las utilidades de Invercolsa.

(ii) Lo anterior fue compensado parcialmente con:

Un mayor ingreso en 2020 vs 2019 por diferencia en cambio generada por la valoración de la posición neta en dólares, dada la revaluación del peso en el último trimestre del año. Es importante resaltar que durante el 2020, la Compañía empleó la estrategia de ampliación de la contabilidad de coberturas de inversión neta de negocio en el extranjero por $1,4 MUSD, para minimizar el riesgo cambiario en el Estado de Resultados.

(iii) Explicaciones sobre la evolución 2019 vs 2018

Los resultados del 2019 Vs 2018 presentaron un mejor resultado financiero del 16,9%, que corresponde al efecto neto de:

(A) Ahorro en intereses financieros de la deuda en moneda extranjera asociado principalmente a los prepagos de créditos realizados en 2018.

(B) Dividendos retroactivos decretados durante el tiempo del proceso Jurídico, recibidos sobre las utilidades de Invercolsa, relacionados con la participación adicional otorgada a Ecopetrol como resultado del fallo a favor (COP+141 mil millones).

En cuanto a la exposición cambiaria generada en la valoración de la posición neta en dólares del Grupo Ecopetrol, esta fue inferior a la presentada en 2018 gracias a la ampliación de la contabilidad de coberturas de inversión neta de negocio en el extranjero por USD 930 millones, asociado al giro de recursos por cierre de la negociación con Oxy para el desarrollo de Yacimientos No Convencionales en la Cuenca del Permian, el cual generó un aumento en inversiones en compañías filiales, y permitió realizar una correlación entre otra parte de la deuda en moneda extranjera y esta inversión.

(d) Grupo Empresarial - Evolución semestral

Miles de millones de pesos	6M 2021	6M 2020	Var.
Resultado Financiero (gasto), neto de ingresos	(1.484)	(1.265)	(219)

Aumento del 17,3% en el primer semestre del 2021 frente al primer semestre del 2020, como resultado combinado de:

(i) Ingreso por diferencia en cambio de COP +70 mil millones, por el efecto neto de: i) el ingreso por realización en resultados de la valoración cambiaria acumulada en patrimonio (ajuste por conversión), producto de la venta de la inversión en dólares de Savia (COP +362 mil millones) y ii) el aumento en el gasto por diferencia en cambio, dada la mayor posición neta pasiva en dólares del Grupo Ecopetrol, sumada a la devaluación del peso frente al dólar (COP -291 mil millones).

(ii) Menor ingreso por valoración y rendimientos del portafolio de títulos (COP -232 mil millones), por las menores tasas de rendimiento en el mercado y menor posición promedio de caja.

(ii) Incremento en el costo financiero de la deuda y otros (COP -58 mil millones), principalmente por nueva deuda adquirida en 2T20.

3.4 Gasto (recuperación) por Deterioro de activos de largo plazo

(a) El Emisor - Evolución Anual

El Deterioro del Emisor para los años 2020, 2019, 2018 ascendió a:

Miles de millones de pesos	2020	2019	2018

Gasto (recuperación) de Deterioro activos de largo plazo	425	2.082	(645)

En 2020 se registró un Deterioro en el Emisor principalmente en los campos: Occidente B, Sur, Teca y Tibú y una recuperación en: Casabe (asociado a un incremento importante en sus reservas), Provincia (incrementó el valor razonable debido a mayores volúmenes por ampliación en su límite económico), Lisama, Orito y Jazmín.

En 2019 como resultado del actual contexto económico del sector de hidrocarburos, el comportamiento de las variables de mercado, diferenciales de precio versus la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se generó un Deterioro. Los principales campos fueron: Tibú, Casabe, Provincia y Underriver.

En 2018 como resultado de las nuevas variables de mercado, incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio versus la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se presentó recuperación de Deterioro reconocido en años anteriores de los campos de producción que operan en Colombia: Casabe, Provincia, Underriver, Tisquirama y Orito; y un gasto de Deterioro principalmente en los campos Tibú y Dina Norte.

(b) Evolución semestral

Miles de millones de pesos	6M2021	6M 2020
Gasto (recuperación) de Deterioro activos de largo plazo	-	468

Durante el primer semestre del 2021 no se registró un impairment adicional de activos de largo plazo al reconocido al 31 de diciembre del 2020. Cabe recordar que en el 1S20 la Compañía reconoció de manera extraordinaria y en respuesta a las condiciones de mercado de ese momento, un gasto por impairment de COP 468 mil millones, cifra actualizada al cierre del 1T2020.

(c) Grupo Empresarial - Evolución Anual

El Deterioro del Grupo Empresarial para los años 2020, 2019, 2018 ascendió a:

Miles de millones de pesos	2020	2019	2018
Gasto (recuperación) de Deterioro activos de largo plazo	621	1.748	346

En 2020, reconocimos un Deterioro de activos por COP 621 mil millones en comparación COP 1.748 mil millones en 2019 y COP 346 mil millones en 2018. Estos Deterioros son un efecto contable no monetario y, en consecuencia, no implican ningún desembolso o entrada de efectivo. Además, cualquier monto acumulado por Deterioro de activos no corrientes es susceptible de reversión cuando el valor razonable del activo excede su valor en libros. Por el contrario, en caso de que el valor en libros exceda el valor razonable del activo, se podría reconocer un gasto por Deterioro adicional.

Las pérdidas por el Deterioro de 2020 corresponden al resultado neto de:

(i) Exploración y Producción Se reconoce un Deterioro por COP 180 mil millones, debido principalmente a la disminución en el precio del crudo pronosticado en el corto y largo plazo.

(ii) Refinación y petroquímica: Se reconoce un Deterioro por COP 782 mil millones, principalmente relacionado con menores márgenes de refinación en la Refinería de Cartagena por COP 440.525 millones y el Plan de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja por COP 341.000 millones, considerando el avance en análisis técnico de diferentes alternativas bajo evaluación.

(iii) Transporte y logística: Se reconoce una reversión Deterioro por COP 341 millones, principalmente como resultado de una recuperación en los volúmenes transportados en 2020 a través de: (i) UGE Sur, que incluye el Oleoducto Transandino - OTA y el puerto de Tumaco y (ii) CGU Norte, que incluye el oleoducto Banadía-Ayacucho, parte del sistema Caño Limón-Coveñas.

Para el año 2019 como resultado del ejercicio anual de comparar valores en libros de los activos frente a valores del mercado bajo las normas IFRS, se presenta un Deterioro neto de activos de largo plazo a nivel Grupo Ecopetrol por -COP 1.748 mil millones antes de impuestos (COP 1.278 mil millones después de impuestos):

(iii) Exploración y Producción: se reconoce un Deterioro por -COP 1.966 mil millones antes de impuestos (+COP 1.451 mil millones neto de impuestos). El Deterioro del segmento Upstream se presenta principalmente por la disminución de la proyección de precios en el corto plazo, de acuerdo al actual contexto económico del sector de hidrocarburos.

(iv) Refinación y Petroquímica: se recuperó Deterioro neto por +COP 448 mil millones antes de impuestos (+COP 334 mil millones neto de impuestos), de los cuales: (i) +COP 907 mil millones corresponden a recuperación de Deterioro de años anteriores registrado en la Refinería de Cartagena derivado principalmente de una menor tasa de descuento asociada a factores externos de mercado; (ii) -COP 225 mil millones asociado al Plan de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, considerando el avance en los análisis técnicos de alternativas para el eventual incremento de conversión y, (iii) –COP 234 mil millones en Bioenergy generado principalmente por una menor disponibilidad de caña compensado con una mejora en la proyección de precio de realización del Etanol y una disminución en la tasa de descuento.

(iv) Transporte y logística: se reconoció un Deterioro por -COP 233 mil millones antes de impuestos (-COP 163 mil millones neto de impuestos), relacionado principalmente con la Unidad Generadora de Efectivo del Sur, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA), y la Unidad Generadora del Norte, que incluye el tramo Banadía – Ayachucho, que hace parte del Oleoducto Caño Limón, el cual fue especialmente afectado por terceros en su infraestructura.

(d) Grupo Empresarial - Evolución semestral

Miles de millones de pesos	6M2021	6M2020	Var.
Gasto (recuperación) de Deterioro activos de largo plazo	(3)	1.204	1.207

Durante el 1S21 el impairment de activos de largo plazo disminuyó 100,2%. Cabe recordar que en el 1S20 El Grupo Empresarial reconoció de manera extraordinaria y en respuesta a las condiciones de mercado de ese momento, un gasto por impairment de COP 1,2 billones.

3.5 Provisión por Impuesto de Renta

(a) El Emisor - Evolución anual

La provisión del impuesto de renta y la tasa efectiva de tributación del Emisor casa matriz ascendió a:

Miles de millones de pesos	2020	2019	2018
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(883)	3.098	5.297
Tasa Efectiva de Tributación	28,5%	30,8%	36,7%

La tasa efectiva de tributación al 31 de diciembre de 2020 calculada antes de impuestos y de la participación en las utilidades de las compañías del Grupo, asociadas y negocios conjuntos es de 28,5% (2019 - 30,8%). La variación de la tasa frente al período anterior se debe principalmente a la disminución en la utilidad contable, la reducción en la tarifa nominal del impuesto sobre la renta al pasar del 33% en el 2019 al 32% en el 2020, la limitante en la utilización del descuento tributario, entre otros.

La tasa efectiva de tributación al 31 de diciembre de 2019 calculada antes de impuestos y de la participación en las utilidades de compañías del Grupo Ecopetrol, asociadas y negocios conjuntos es de 30,8%. La disminución de la tasa frente período anterior (36,7%) se debe principalmente a la disminución en la tarifa del impuesto de renta al pasar del 37% en el 2018 al 33% en el 2019, la utilización del descuento tributario del 50% del ICA y los ajustes en la tasa por aplicación de la Ley de Financiamiento en el impuesto diferido, entre otros.

(b) El Emisor - Evolución semestral

La provisión del impuesto de renta y la tasa efectiva de tributación de Ecopetrol S.A casa matriz ascendió a:

Miles de millones de pesos	6M 2021	6M 2020	Var.
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	1.857	(772)	2.629
Tasa Efectiva de Tributación	31,0%	29,9%	1,1%

(c) La Tasa Efectiva de Tributación del primer semestre del 2021 se ubicó 31,0% frente al 29,9% en el mismo período del año anterior. El aumento se explica principalmente por las utilidades del primer trimestre del año 2021 frente a la pérdida antes de impuestos registrada en el mismo período del año anterior con tributación bajo el esquema de renta presuntiva.

(d) Evolución Anual

La provisión del impuesto de renta y la tasa efectiva de tributación del Grupo Empresarial ascendió a:

Miles de millones de pesos	2020	2019	2018
Gasto por impuestos a las ganancias	1.777	4.596	7.322
Tasa Efectiva de Tributación[5]	38,5%	24,1%	36,9%

[5] Estos valores se calculan antes de la aplicación del Método de Participación Patrimonial.

La tasa efectiva de tributación del Grupo Ecopetrol para el 2020 se ubicó en 38,5% frente al 24,1% de 2019. El aumento se presenta por: (i) en el 4T19 se reconoció bajo normatividad IFRS un impuesto diferido por cobrar producto de la firma del acuerdo con Oxy en Permian y por la expectativa de recuperación de las pérdidas fiscales históricas de Ecopetrol América. El monto reconocido fue de COP 1,5 billones que disminuyó la tasa de tributación para el año 2019 y 4T19, (ii) mayores pérdidas en compañías del Grupo Ecopetrol que tributan bajo un régimen especial y (iii) tributación en 2020 del Emisor por renta presuntiva a una menor tarifa nominal.

La tasa efectiva de tributación del Grupo Ecopetrol para el año 2019 fue del 24,1% frente al 36,9% del 2018. La disminución se presenta principalmente por los siguientes temas puntuales generados en el 2019: (i) producto de la firma del acuerdo con Oxy en Permian, se prevé generar suficiente utilidad futura gravable en las compañías de Estados Unidos para descontar las pérdidas fiscales históricas de Ecopetrol América. Bajo normatividad IFRS, esto permite registrar un impuesto diferido por cobrar. El monto reconocido fue de COP 1,5 billones, el cual se cruzará gradualmente con el cargo por impuestos sobre utilidades fiscales que se generen en el futuro, (ii) el reconocimiento contable del ingreso por valor de mercado de la participación en Invercolsa no generó un impuesto asociado al no constituir un ingreso fiscal y (iii) reducción de 4 puntos porcentuales en la tasa nominal de tributación establecida en la Ley de Financiamiento.

(e) Grupo Empresarial - Evolución Semestral

Miles de millones de pesos	6M 2021	6M 2020	Var.
Gasto por impuestos a las ganancias	(3.304)	(356)	(2.948)
Tasa Efectiva de Tributación	30,9%	31,3%	-0,4%

La Tasa Efectiva de Tributación del primer semestre del 2021 se ubicó 30,9% frente al 31,3% en el primer semestre del 2020, principalmente por una menor tasa de tributación nominal.

3.6 Utilidad Neta

La utilidad neta atribuible a los accionistas es igual tanto en los estados financieros consolidados del Grupo Empresarial como para los estados financieros separados de la matriz Ecopetrol S.A., considerando que esta última aplica el método de participación sobre sus subsidiarias. Siendo así, la utilidad neta del Grupo Ecopetrol y del Emisor es la siguiente:

Miles de millones de pesos	2020	2019	2018
Utilidad Neta atribuible a los accionistas	1.688	13.251	11.556

Miles de millones de pesos	6M2021	6M2020
Utilidad Neta atribuible a los accionistas	6.810	158

4. Pasivo pensional

4.1 Planes de pensión y otros beneficios

La determinación de gastos, pasivos y ajustes relacionados con los planes de pensión y otros beneficios de retiro definidos requieren que la gerencia utilice el juicio en la aplicación de los

supuestos actuariales utilizados en el cálculo actuarial. Los supuestos actuariales incluyen estimaciones de la mortalidad futura, retiros, cambios en la remuneración y la tasa de descuento para reflejar el valor del dinero en el tiempo; así como la tasa de rendimiento de los activos del plan. Debido a la complejidad de la valoración, así como a su naturaleza de largo plazo, las obligaciones que se definan son muy sensibles a cualquier cambio en las variables que se utilizan.

Estos supuestos se revisan anualmente para propósitos de las valuaciones actuariales y pueden diferir en forma material de los resultados reales debido a cambios en las condiciones económicas y de mercado, cambios en la regulación, decisiones judiciales, tasas de retiro más altas o más bajas, o a expectativas de vida de los empleados más largas o más cortas.

4.2 Tipos de beneficio que requieren cálculo actuarial

(a) Beneficios post- empleo por beneficios definidos

En los planes de beneficios definidos, el Emisor suministra los beneficios acordados a los empleados actuales y anteriores, y asume los riesgos actuariales y de inversión.

Los siguientes conceptos son clasificados como planes de beneficios definidos de largo plazo y son registrados en los Estados Financieros, de acuerdo con los cálculos realizados anualmente por un actuario independiente:

(i) Pensiones

(ii) Bonos pensionales

(iii) Salud

(iv) Plan educativo

(v) Cesantías retroactivas

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera en relación con estos planes de beneficios, corresponde al valor presente de las obligaciones por prestaciones definidas en la fecha del balance, menos el valor razonable de los activos del plan.

La obligación por prestaciones definidas es calculada anualmente por actuarios independientes utilizando el método de la unidad de crédito proyectada, el cual tiene en cuenta los años de servicio de los empleados y para pensiones, la remuneración promedio o final. Dicha obligación se descuenta al valor presente utilizando las tasas de interés de los bonos del gobierno de alta calidad, denominados en la moneda en que se pagarán los beneficios y con una duración similar a cada plan.

Estas valuaciones actuariales involucran varios supuestos que podrían diferir de los acontecimientos que efectivamente tendrán lugar en el futuro. Estos supuestos incluyen la determinación de la tasa de descuento, los aumentos salariales futuros, los índices de mortalidad y los aumentos futuros de las pensiones. Debido a la complejidad de la valuación y los supuestos subyacentes, y a la naturaleza de largo plazo de estos planes, las obligaciones por beneficios definidos son extremadamente sensibles a los cambios en estos supuestos. Todos estos supuestos clave se revisan a cada fecha de cierre del período sobre el que se informa.

Al determinar la tasa de descuento apropiada, ante la ausencia de un amplio mercado de bonos de alta calidad, la Gerencia considera las tasas de interés correspondientes a los

bonos TES clase B negociables emitidos por el Gobierno Colombiano como su mejor referencia a una tasa de descuento apropiada con vencimientos extrapolados en línea con el plazo de duración esperado para cada plan de beneficios. El índice de mortalidad se basa en las tablas de mortalidad del país en particular, su última versión es la tabla RV08 publicada en la resolución 1555 de octubre de 2010. Los incrementos futuros de salarios y pensiones se vinculan con los índices de inflación futuros esperados para cada país.

Los valores reconocidos en el estado de ganancias y pérdidas de los planes de beneficios definidos comprenden principalmente el costo del servicio y los intereses netos. El costo del servicio comprende principalmente el aumento en el valor presente de la obligación de los beneficios resultantes durante el período (costo del servicio corriente) y los valores resultantes de un nuevo plan de beneficios. Las modificaciones de los planes corresponden a los cambios en los beneficios y generalmente se reconocen cuando se han recibido todas las aprobaciones legales y reglamentarias y los efectos se han comunicado a los empleados involucrados. El interés neto se calcula utilizando el pasivo neto por beneficios definidos comparado con la curva de rendimiento de la tasa de descuento al inicio de cada año para cada plan. Las remediciones del pasivo neto por beneficios definidos resultante de ganancias y pérdidas actuariales, el efecto del techo de los activos y la rentabilidad de los activos del plan, excluyendo el valor reconocido en el resultado, se reconocen en el otro resultado integral.

Cuando los activos del plan exceden la obligación bruta, el activo reconocido se limita al menor entre el superávit del plan de beneficios definidos y el techo de los activos determinado usando una tasa de descuento basada en los bonos del Gobierno Colombiano.

(b) Otros beneficios a largo plazo

Los otros beneficios a largo plazo incluyen la prima por quinquenio que hace parte del cálculo actuarial de la Compañía. Este beneficio es un bono en efectivo que se acumula sobre una base anual y se paga al final de cada cinco años a los empleados. La Compañía reconoce en el estado de ganancias y pérdidas el costo del servicio, el costo financiero neto y los ajustes a la obligación del plan de beneficio definido.

(c) Beneficios por terminación

Un plan de beneficio por terminación laboral es reconocido sólo cuando existe un plan detallado para dicho proceso y no exista posibilidad de retirar la oferta. La Compañía reconoce un pasivo y un gasto por beneficios de terminación en la fecha más temprana entre la fecha en donde no se puede retirar la oferta de dichos beneficios o aquella en la que se reconocen los costos de restructuración.

Los siguientes son los saldos del pasivo por beneficios a empleados del emisor:

		A 30 de junio de 2021		A 31 de diciembre de 2020
Beneficios post-empleo				
Salud		7.253.231		7.193.527
Pensión		3.372.901		2.819.985
Educación		473.472		485.792

Bonos		386.713		342.669
Otros planes		102.493		102.632
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario (1)		686.534		713.407
		12.275.344		**11.658.012**
Prestaciones sociales y salarios		457.068		586.637
Otros beneficios a largo plazo		86.516		91.575
		12.818.928		**12.336.224**
Corriente		1.845.857		1.934.694
No corriente		10.973.071		10.401.530
		12.818.928		**12.336.224**

Incluye la obligación por el nuevo plan de retiro voluntario, sobre el cual Ecopetrol realizó los ofrecimientos a una parte de sus trabajadores durante 2020. Este plan fue aprobado a finales de 2019 por la Junta Directiva de la Compañía.

La siguiente tabla muestra el movimiento en los resultados y otros resultados integrales de los beneficios post-empleo, por los períodos finalizados el 30 de junio:

	Por el período de seis meses terminado el 30 de junio de	
	2021	2020
Resultado del período		
Intereses, neto	319.540	306.050
Costo del servicio actual	38.368	59.052
	357.908	**365.102**
Otros resultados integrales		
Pensión y bonos	(511.273)	(64.897)
Otros	-	(63)
	(511.273)	**(64.960)**
Impuesto diferido	153.382	19.488
	(357.891)	**(45.472)**

(d) Activos del plan

Los activos del plan están representados por los recursos entregados a Patrimonios Autónomos Pensionales para el pago del pasivo pensional de las obligaciones por mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación está a cargo de Ecopetrol. La destinación de los recursos de los patrimonios autónomos, así como sus rendimientos, no pueden cambiarse de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones. El saldo de los activos del plan es de $12.564.206 y $13.172.965 al 30 de junio de 2021 y al 31 de diciembre de 2020, respectivamente. El 37,6% (2020 - 23,3%) son nivel 1 de valor razonable y el 62,4% (2020 – 76,7%) están bajo categoría nivel 2.

4.3 Movimiento de las obligaciones actuarial anual

La siguiente tabla muestra el movimiento de los pasivos y activos, netos por beneficios post-empleo y beneficios por terminación del Emisor al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	Pensión y bonos[6]		Otros		Total	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Pasivos por beneficios post-empleo						
Saldo inicial	**15.916.472**	**14.131.943**	**7.593.171**	**6.212.118**	**23.509.643**	**20.344.061**
Costo del servicio actual	-	-	118.105	76.478	118.105	76.478
Costo del servicio pasado[7]	-	-	631.761	-	631.761	-
Costos por intereses	882.785	920.622	439.682	418.553	1.322.467	1.339.175
Pérdidas actuariales	418.187	1.755.300	87.311	1.273.409	505.498	3.028.709
Beneficios pagados	(897.061)	(891.393)	(359.436)	(387.387)	(1.256.497)	(1.278.780)
Saldo final	**16.320.383**	**15.916.472**	**8.510.594**	**7.593.171**	**24.830.977**	**23.509.643**
Activos del plan						
Saldo inicial	**12.709.838**	**12.348.557**	**3.015**	**3.954**	**12.712.853**	**12.352.511**
Rendimiento de los activos	700.168	801.065	136	217	700.304	801.282
Aportes a los fondos	-	-	370.090	83.071	370.090	83.071
Beneficios pagados	(897.061)	(891.393)	(358.199)	(84.243)	(1.255.260)	(975.636)
Ganancias actuariales	644.784	451.609	194	16	644.978	451.625
Saldo final	**13.157.729**	**12.709.838**	**15.236**	**3.015**	**13.172.965**	**12.712.853**
Pasivo neto	**3.162.654**	**3.206.634**	**8.495.358**	**7.590.156**	**11.658.012**	**10.796.790**

6 No existe costo por el servicio de pensiones y planes de pensiones, debido a que los beneficiarios fueron retirados al 31 de julio de 2010.
7 Incluye lo relacionado con el nuevo plan de retiro voluntario.

Cifras en Millones de Pesos

La siguiente tabla muestra el movimiento en los resultados y otros resultados integrales de los beneficios post-empleo, por los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2020:

	Por los años terminados el 31 de diciembre	
	2020	2019
Resultado del período		
Intereses, neto	622.163	537.893
Costo del servicio actual	118.035	76.478
Remediciones	-	10.213
Total	**740.198**	**624.584**
Otros resultados integrales		
Pensión y bonos	226.598	(1.303.693)
Salud	(33.325)	(1.268.379)
Educación y cesantías	(55.693)	922
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	(121)	(34)
Total	137.459	(2.571.184)
Impuesto diferido	(41.238)	771.355
Total	**96.221**	**(1.799.829)**

Cifras en Millones de Pesos

5. Impacto de la inflación y de fluctuaciones de tasa de cambio

La moneda funcional de cada una de las empresas del Grupo Ecopetrol se determina en relación con el entorno económico principal donde opera cada empresa; sin embargo, los resultados financieros consolidados del Emisor se reportan en pesos colombianos, que es la moneda funcional y de presentación del Grupo Ecopetrol. Una parte sustancial de los ingresos consolidados del Emisor proviene de empresas del Grupo Ecopetrol cuya moneda funcional es el peso colombiano. El efecto de conversión de dólar estadounidense a peso colombiano se debe principalmente a las ventas y exportaciones locales de petróleo crudo, gas natural y productos refinados cuyos precios se basan en puntos de referencia cotizados en dólares estadounidenses. Por lo tanto, están expuestos al riesgo de cambio de moneda extranjera sobre ingresos, gastos de capital e instrumentos financieros que están denominados en una moneda diferente a su moneda funcional.

Las fluctuaciones en el tipo de cambio dólar estadounidense-peso colombiano tienen efectos en los estados financieros consolidados del Emisor. Dado que el precio del petróleo crudo se cotiza en dólares estadounidenses, las fluctuaciones en el tipo de cambio del peso colombiano frente al dólar estadounidense pueden tener un impacto significativo en los ingresos, el costo, los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera.

Una apreciación del peso colombiano tiene un impacto negativo en los resultados de operación del Emisor porque los ingresos del Emisor por exportaciones de petróleo crudo, gas natural y productos refinados se expresan principalmente en dólares estadounidenses. Los costos de los productos importados y los servicios contratados expresados en dólares estadounidenses

también serán menores cuando se expresen en pesos colombianos, pero en general, la utilidad de operación del Emisor en pesos colombianos tiende a disminuir cuando el peso colombiano se aprecia, en igualdad de condiciones. La apreciación del peso colombiano frente al dólar estadounidense también disminuye los requisitos de servicio de la deuda de las compañías del Emisor con el peso colombiano como moneda funcional, ya que el monto de pesos colombianos necesario para pagar el capital e intereses de la deuda en moneda extranjera disminuye con la apreciación del peso colombiano.

Por el contrario, cuando el peso colombiano se deprecia frente al dólar estadounidense, los ingresos del Emisor reportados, los costos relacionados con los productos y servicios importados, los costos por intereses y los ingresos operativos tienden a aumentar.

Al 30 de junio de 2021, el peso colombiano se depreció 9,2% al pasar de una tasa de cierre al 31 de diciembre de 2020 de $3.432,50 a $3.748,50 pesos por dólar. Durante 2020, el peso colombiano se depreció en promedio un 12,46% frente al dólar estadounidense. Durante 2019 y 2018, el peso colombiano se depreció en promedio 11,02% y 0,2%, respectivamente, frente al dólar estadounidense. Además, al 31 de diciembre de 2020, 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, el peso colombiano / EE. UU. el tipo de cambio del dólar se había depreciado un 4,74%, un 0,84% y un 8,91%, respectivamente, con respecto al tipo del año anterior. En 2020 la deuda consolidada del Emisor en moneda extranjera aumentó en un total de USD 2.420 millones, ya que este suscribió líneas de crédito comprometidas por un monto de capital total de USD 665 millones en líneas de crédito comprometidas y emitió un bono registrado en la SEC por un monto total de USD 2.000 millones. En 2019 la deuda consolidada del Emisor en moneda extranjera disminuyó en un total de USD 159 millones principalmente como resultado de la amortización de los gastos de capital en moneda extranjera. En 2018 la deuda consolidada del Emisor en moneda extranjera disminuyó en un total de USD 2.123 millones principalmente como resultado de los prepagos en moneda local y extranjera de USD 2.446 millones y la amortización de gastos de capital en moneda extranjera.

Al 30 de junio de 2021 la deuda total del Grupo Empresarial denominada en dólares estadounidenses era de USD 11.660 millones, la cual reconoce en sus estados financieros a su costo amortizado, que corresponde al valor presente de los flujos de efectivo, descontados a la tasa de interés efectiva. El emisor tiene una deuda en USD $12.432 millones, cuya moneda funcional es el peso colombiano. Por lo tanto, cuando el peso colombiano se deprecia frente al dólar estadounidense, el Emisor está expuesto a una pérdida por tipo de cambio. En contraste, cuando el peso colombiano se aprecia frente al dólar estadounidense, el Emisor tiene una ganancia cambiaria. Algunas de las empresas del Grupo Ecopetrol tienen el dólar estadounidense como moneda funcional y no están expuestas a un riesgo de tipo de cambio material derivado de las fluctuaciones del peso colombiano frente al dólar estadounidense. Por el lado de los activos, cuando se consolidan los estados financieros del Grupo, el diferencial de tipo de cambio de los activos y pasivos de las subsidiarias cuya moneda funcional es el dólar estadounidense se reconoce directamente en el patrimonio, como parte de otro resultado integral.

Desde 2015 el Emisor adoptó la contabilidad de coberturas, utilizando dos tipos de coberturas naturales con su deuda en dólares estadounidenses como instrumento financiero: (i) una cobertura de flujo de efectivo para las exportaciones de petróleo crudo y (ii) una cobertura de la inversión neta en operaciones en el extranjero. Como resultado de la implementación de ambas coberturas, el 82,2% (USD 9.615 millones) de la deuda del Emisor en dólares estadounidenses, al 30 de junio de 2021, fue designada como cobertura. Con la adopción de la contabilidad de cobertura, el efecto de la volatilidad del tipo de cambio sobre la porción cubierta de la deuda se reconoce directamente en el patrimonio.

5.1 Efectos de la inflación

La tasa de inflación anual promedio en Colombia durante los últimos diez años es de 4,42%. Disminuyó en 2020 en comparación con 2019. Según lo medido por el índice general de precios al consumidor, la inflación anual promedio en Colombia para los años terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 fue de 1,61%, 3,80% y 3,18%, respectivamente. La disminución de la inflación en 2020 se debe principalmente a la pandemia COVID-19, que generó un choque abrupto de oferta y demanda en el IPC colombiano, particularmente como resultado de una demanda débil, un exceso significativo de capacidad productiva, un mercado laboral muy ajustado y medidas de alivio de precios.

La inflación de costos en los precios de los bienes, materias primas, costo de interés de la deuda en moneda local indexada a inflación y servicios para el funcionamiento de los activos productores de petróleo y gas puede variar con el tiempo y entre cada segmento del mercado. En los últimos tres años la inflación no ha tenido un impacto significativo en los resultados del Emisor.

6. Préstamos o inversiones en moneda extranjera

El saldo de los préstamos en moneda extranjera del Emisor al 30 de junio de 2021, expresados en su equivalente en millones de pesos como se indica a continuación:

Moneda extranjera	
Bonos	35.195.454
Crédito comercial - Refinería de Cartagena	5.893.545
Créditos comerciales	2.495.839
Total	**43.586.838**

Al 30 de junio de 2021 el Emisor tiene designados USD $9.615 millones de la deuda en moneda extranjera como instrumento de cobertura; de los cuales, USD $8.315 millones corresponden a la cobertura de inversiones en compañías con moneda funcional dólar y USD $1.300 millones a la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo.

7. Restricciones acordadas con las subordinadas para transferir recursos a la Sociedad

A 30 de junio de 2021 el Emisor no tenía ninguna restricción acordada con ninguna de sus subordinadas para transferir recursos al mismo.

8. Información sobre el nivel de endeudamiento

8.1 Composición de los préstamos y financiaciones de Ecopetrol 1S 2021 – diciembre 2020

Cifras en millones de pesos

(a) Composición de los préstamos y financiaciones de Ecopetrol S.A. (Casa Matriz) en millones de Pesos:

	Tasa de interés efectiva 30 de junio 2021 / 31 de diciembre 2020		A 30 de junio de 2021	A 31 de diciembre de 2020
Moneda nacional				
Bonos	8,4%	6,4%	1.085.068	1.084.461

Pasivos por arrendamiento (1)	6,8%	6,8%	1.004.143	1.035.024
			2.089.211	**2.119.485**
Moneda extranjera				
Bonos	6,1%	6,1%	35.195.454	32.217.069
Crédito comercial - Refinería de Cartagena	3,5%	3,6%	5.893.545	5.925.509
Créditos comerciales	1,5%	1,6%	2.495.839	2.285.567
Pasivos por arrendamiento (1)	6,2%	6,2%	3.016.191	2.813.365
			46.601.029	**43.241.510**
			48.690.240	**45.360.995**
Corriente			3.544.085	3.244.552
No corriente			45.146.155	42.116.443
			48.690.240	**45.360.995**

(1) Corresponde al valor presente de los pagos a ser realizados durante el plazo de los contratos de arrendamiento operativo de oleoductos, tanques, bienes inmuebles y vehículos, reconocidos como resultado de la implementación de la NIIF 16 – Arrendamientos.

(b) Perfil de vencimientos

El siguiente es el perfil de vencimientos de los préstamos y financiaciones al 30 de junio de 2021:

	Hasta 1 año	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	83.953	393.012	362.357	245.746	1.085.068
Pasivos por arrendamiento	104.385	412.043	462.457	25.258	1.004.143
	188.338	**805.055**	**824.814**	**271.004**	**2.089.211**
Moneda extranjera					
Bonos	2.005.761	20.040.795	7.429.476	5.719.422	35.195.454
Crédito comercial - Refinería de Cartagena	1.159.534	4.376.768	357.243	-	5.893.545
Créditos comerciales	35.843	2.459.996	-	-	2.495.839
Pasivos por arrendamiento	154.609	635.599	704.305	1.521.678	3.016.191
	3.355.747	**27.513.158**	**8.491.024**	**7.241.100**	**46.601.029**

Saldo al 30 de junio de 2021	**3.544.085**	**28.318.213**	**9.315.838**	**7.512.104**	**48.690.240**

8.2 Composición de los préstamos y financiaciones Ecopetrol 2019 – 2018

	Tasa de interés efectiva 31 de diciembre 2019 / 2018		A 31 de diciembre de 2019	A 31 de diciembre de 2018
Moneda nacional				
Bonos	8,7%	8,0%	1.567.598	1.568.034
Pasivos por arrendamiento (1)	6,7%	7,1%	1.158.394	239.431
			2.725.992	**1.807.465**
Moneda extranjera				
Bonos	5,8%	5,8%	24.188.523	23.971.940
Créditos comerciales	4,1%	4,4%	6.546.164	7.307.520
Pasivos por arrendamiento (1)	6,2%	5,3%	2.837.443	206.737
			33.572.130	**31.486.197**
			36.298.122	**33.293.662**
Corriente			3.283.987	2.587.667
No corriente			33.014.135	30.705.995
			36.298.122	**33.293.662**

(1) Corresponde principalmente al valor presente de los pagos a ser realizados durante el plazo de los contratos de arrendamiento operativo de oleoductos, tanques, bienes inmuebles y vehículos, reconocidos como resultado de la implementación de la NIIF 16 – Arrendamientos.

(a) Perfil de vencimientos

El siguiente es el perfil de vencimientos de los préstamos y financiaciones al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Al 31 de diciembre del 2019	Hasta 1 año	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	571.969	403.996	358.976	232.657	1.567.598
Pasivos por arrendamiento	131.063	428.840	518.588	79.903	1.158.394
	703.032	832.836	877.564	312.560	2.725.992

Moneda extranjera					
Bonos	1.320.490	12.295.081	5.574.713	4.998.239	24.188.523
Créditos comerciales	1.129.094	4.163.624	1.253.446	-	6.546.164
Pasivos por arrendamiento	131.371	548.751	697.171	1.460.150	2.837.443
	2.580.955	17.007.456	7.525.330	6.458.389	33.572.130
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**3.283.987**	**17.840.292**	**8.402.894**	**6.770.949**	**36.298.122**

Al 31 de diciembre del 2018	Hasta 1 año	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	116.693	842.514	362.446	246.381	1.568.034
Pasivos por arrendamiento	13.426	69.553	72.636	83.816	239.431
	130.119	912.067	435.082	330.197	1.807.465
Moneda extranjera					
Bonos	1.309.396	9.042.647	8.664.732	4.955.165	23.971.940
Créditos comerciales	1.116.370	4.061.541	2.129.609	-	7.307.520
Pasivos por arrendamiento	31.782	135.481	39.474	-	206.737
	2.457.548	13.239.669	10.833.815	4.955.165	31.486.197
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**2.587.667**	**14.151.736**	**11.268.897**	**5.285.362**	**33.293.662**

9. Información sobre los créditos o deudas fiscales que el Emisor mantenga en el último ejercicio fiscal

La siguiente tabla presenta los impuestos, contribuciones y tasas por pagar del Emisor a 30 de junio de 2021:

	Al 31 de junio 2021
Activos por impuestos corrientes	
Impuesto a las ganancias (1)	1.534.184
Saldo a favor en impuestos (2)	2.021.429
Anticipos y otros impuestos (3)	924.544
	4.480.157
Activos por impuestos no corrientes	
Impuesto diferido	4.777.637
Impuesto a las ganancias (4)	410.819
	5.188.456
Pasivos por impuestos corrientes	
Impuesto de industria y comercio	90.921
Impuesto a las ganancias (5)	94.185

Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	112.889
Impuesto al carbono	35.134
Otros impuestos (6)	6.188
	339.317
Pasivos por impuestos no corrientes	
Impuesto diferido	142.863
Impuesto a las ganancias (7)	213.219
	356.082

(1) Corresponde principalmente al saldo a favor generado en la declaración del impuesto sobre la renta del año 2020 y las autorretenciones del año 2021.
(2) Corresponde principalmente al saldo a favor por el impuesto al valor agregado (IVA).
(3) Incluye principalmente el descuento tributario potencial por IVA pagado en adquisición de activos fijos reales productivos establecido en las Leyes 1943 de 2018 y 2010 de 2019 y las autorretenciones por impuesto de industria y comercio.
(4) Corresponde al descuento tributario efectivo por el IVA pagado en activos fijos reales productivos, el cual, dadas las limitantes establecidas por la ley será utilizado en las declaraciones del impuesto de renta en vigencias futuras.
(5) Corresponde a la porción de corto plazo del pasivo por obras por impuestos, mecanismo de pago del impuesto de renta del año 2017, establecido en la Ley 1819 de 2016.
(6) Incluye principalmente saldo por pagar por concepto de impuesto de transporte.
(7) Corresponde al valor de largo plazo del pasivo de obras por impuestos de los años 2018, 2019 y 2020.

10. Información relativa a las inversiones en capital

En diciembre de 2020, la Junta Directiva aprobó entre USD 3.500 y USD 4.000 millones para el plan de inversiones de 2021 a 45 USD/Bl Brent. El Grupo Ecopetrol planea producir entre 700 y 710 mil barriles de petróleo equivalente por día durante el 2021. El Grupo Ecopetrol espera destinar el 80% de estas inversiones a proyectos en Colombia y el resto al posicionamiento y desarrollo de las operaciones del Grupo Ecopetrol en Estados Unidos y Brasil.

La siguiente tabla recoge los detalles del plan de inversión por segmento de negocio anunciado en diciembre de 2020:

Segmento de Negocio	% Porcentaje (1)
Exploración	6%
Producción	71%
Midstream	7%
Downstream	11%
Otros	5%
TOTAL	**100%**

(1) Porcentaje sobre el rango superior.

11. Cambios importantes en las principales cuentas del estado de situación financiera del Emisor

Cifras en miles de millones de pesos

	Jun2021	2020	2019	2018
Activos	139.805	128.344	122.957	113.762
Pasivos	80.964	76.249	66.544	56.548
Patrimonio	58.841	52.095	56.413	57.214

11.1 Variación Jun 2021 vs 2020

Al cierre de junio del 2021, los activos de Ecopetrol S.A. incrementaron vs diciembre del 2020 en +$11,4 BCOP, por efecto neto de: i) Capex del semestre, compensado con las depreciaciones del período, ii) aumento de la cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles - FEPC como resultado de mejores precios en los mercados internacionales que acumula al saldo pendiente de pago a favor de Ecopetrol desde el segundo semestre del 2020, iii) incremento en valoración de inventarios dado la recuperación de precios y iv) aumento de impuestos corrientes y diferidos.

A junio del 2021, los pasivos incrementaron en +$4,7 BCOP vs diciembre de 2020, principalmente por: i) efecto de la devaluación del peso frente al dólar y su impacto sobre la deuda en dólares, que se reconoce en su mayoría en el otro resultado integral dentro del patrimonio, dado la estrategia de coberturas contables de la Compañía y ii) incremento en cuentas por pagar asociados a un mayor número de actividades y compras asociados a la recuperación de la operación.

El patrimonio a junio del 2021 aumentó $6,7 BCOP vs diciembre de 2020 principalmente por las utilidades obtenidas en el primer semestre del año 2021.

11.2 Variación 2020 vs 2019

Los activos de Ecopetrol S.A. incrementaron +$5,3 BCOP en 2020 contra 2019 por efecto neto de: (i) incremento en activos fijos producto del Capex del año, (ii) el ajuste por conversión de inversiones en compañías filiales con moneda funcional dólar, ii) mayores impuestos corrientes y diferidos como consecuencia de menores resultados y (iii) menor flujo caja.

Los pasivos de Ecopetrol aumentaron +$9,7 BCOP en 2020 contra 2019 por efecto neto de: (i) Mayor endeudamiento dado la emisión de Bonos internacionales por USD 2.000 millones y desembolso del crédito contingente por USD 665 millones, (ii) aumento en la provisión de abandono de activos dado un mayor costo técnico, (iii) un menor impuesto de renta por pagar por menores resultados y iv) disminución en cuentas por pagar por efecto precio y menor actividad.

El patrimonio disminuyó en -$4,3 BCOP en 2020 vs 2019, principalmente por el efecto compensado entre el pago de dividendos sobre utilidades del 2019 vs la utilidad del 2020 y el ajuste por conversión de activos y pasivos de filiales con moneda funcional dólar.

11.3 Variación Jun 2019 vs 2018

Los activos del Emisor incrementaron en COP 9,2 BCOP en 2019 vs 2018 principalmente por: (i) aumento en propiedad, planta, equipo y recursos naturales generado por un mayor CAPEX en los proyectos de Castilla, Rubiales y Chichimene y capitalización de costos de abandono, compensado con el DD&A y efecto del Deterioro del año, (ii) incremento en inversiones en compañía asociadas, principalmente Gases del Caribe, producto de la toma de control en Invercolsa y (iii) disminución en cuentas por cobrar principalmente del Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles por pagos recibidos en el año.

Los pasivos se incrementaron en COP 10 BCOP en 2019 vs 2018, principalmente por: (i) Incremento en pasivo de beneficios a empleados principalmente por la actualización del pasivo actuarial producto de la disminución de la tasa de descuento, (ii) aumento en las provisiones de abandono por actualización de tarifas de desmantelamiento, efecto TRM y menor tasa de

descuento, (iii) aumento en las cuentas por pagar dadas las mayores compras de productos (Diésel) durante el año 2019.

El patrimonio aumentó entre 2019 vs 2018 principalmente por una mayor utilidad vs el año anterior y el efecto de la participación no controlante en Invercolsa.

[EL RESTO DE LA PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO]

SEGUNDA PARTE - INFORMACIÓN DEL EMISOR

CAPÍTULO VI – INFORMACIÓN SOBRE RIESGOS DEL EMISOR

El Inversionista potencial del Emisor deberá considerar los riesgos descritos a continuación, así como la información adicional incluida en el presente Prospecto.

El Emisor hará sus mejores esfuerzos para efectos de dar respuesta a los riesgos aquí descritos, así como a cualquier otro que se presente en el desarrollo de sus operaciones. Para tal efecto, el Emisor monitorea de manera permanente los riesgos que se encuentran descritos a continuación, así como aquellos que impliquen amenazas a la industria, variaciones del entorno económico de los principales mercados donde operan sus subordinadas, su solvencia patrimonial y la de sus subordinadas y el cumplimiento de los principales acuerdos del Emisor y de sus principales subordinadas con el propósito de tomar las medidas necesarias para que el Emisor y sus subordinadas diversifiquen, mitiguen y cubran sus riesgos de manera diligente. No obstante, no es posible para el Emisor garantizar que los riesgos aquí descritos no se materialicen, afectando sus ingresos y resultados. El Emisor se enfoca en gestionar y administrar los riesgos e implementar estrategias que permitan mitigarlos en la medida más razonablemente posible.

1. Los intereses del Gobierno colombiano como accionista mayoritario pueden ir en conflicto con los intereses de los accionistas minoritarios

Actualmente el Ministerio de Hacienda y Crédito Público posee el 88,49% del capital social del Emisor en circulación, lo que la convierte en el accionista controlador del Emisor. La Nación, representada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, como accionista controlante, tiene derecho de voto mayoritario en la AGA para elegir a los miembros de la Junta Directiva y puede proponer y aprobar decisiones que puedan ser de su propio interés y que no necesariamente beneficien a los accionistas minoritarios.

En este sentido, la Nación, representada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público puede sugerir y aprobar propuestas de dividendos en la reunión ordinaria de la AGA, sin perjuicio del interés de ciertos accionistas minoritarios, por una cantidad que obligue al Emisor a reducir las inversiones de capital o aumentar los niveles de deuda, afectando de manera negativa las perspectivas, resultados de operaciones y situación financiera.

Además, la Nación, representada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público puede emprender proyectos, aprobar decisiones o hacer anuncios sobre sus intenciones relacionadas con su tenencia de acciones del Emisor, que pueden no ser lo más favorable para los accionistas minoritarios del Emisor, incluidos los titulares de los ADRs, y podría afectar el precio de las acciones o ADR.

No obstante para efectos de mitigar este Riesgo y de acuerdo con lo establecido en los estatutos del Emisor, en la medida que la mayoría de los miembros de la Junta Directiva son independientes, se garantiza que las decisiones se tomen en el mejor interés del Emisor independientemente de los intereses del MHCP. Lo anterior, se ve reforzado en la medida que en la Junta Directiva hay un miembro representante de los departamentos productores de hidrocarburos explotados por el Emisor y un miembro representante de los diez (10) accionistas minoritarios con mayor participación accionaria.

Adicionalmente, el Emisor cuenta con un Código de Buen Gobierno Corporativo y un Código de Ética y Conducta, los cuales establecen, entre otras, que las relaciones económicas del Emisor con sus accionistas, incluyendo el accionista mayoritario se deben llevar a cabo en condiciones de mercado, que el trato a todos los accionistas debe ser equitativo y por ende, que las decisiones de la Junta Directiva deben adoptarse de manera objetiva e imparcial en el beneficio del Emisor.

Los estatutos del Emisor consagran derechos a favor de los accionistas minoritarios que representen al menos el 5% de las acciones suscritas, como lo son la presentación de propuestas relacionadas con la buena marcha del Emisor a la Junta Directiva, denuncias por el desconocimiento del Código de Buen Gobierno y la realización de auditorías especializadas, entre otros.

Por último, el Emisor hace una distribución de utilidades responsable, teniendo en cuenta las condiciones financieras de la misma, tal y como lo demuestra el histórico de dividendos pagados en los últimos años. La Junta Directiva, con mayoría de miembros independientes, es quien pone a consideración de la AGA del Emisor el proyecto de distribución de utilidades, lo cual se suma a los esfuerzos para garantizar una justa toma de decisiones que favorezca al Emisor.

2. Riesgos asociados a factores macroeconómicos

El Emisor puede verse afectado por eventos futuros e inciertos de la economía, tanto nacional como internacional. Fluctuaciones macroeconómicas tales como, sin limitarse a, crecimiento del PIB, inflación, devaluación, déficit fiscal, deuda del Gobierno Nacional, tasas de interés, inversión extranjera, impuestos, afectaciones de todo tipo al comercio exterior, e inestabilidad política y/o social de los países donde tiene operaciones, pueden afectar sus resultados financieros.

El Emisor no es ajeno a las condiciones de mercado y sus resultados pueden depender de las circunstancias macroeconómicas o políticas. Colombia presenta síntomas de bajo crecimiento en el corto plazo y mayores compromisos fiscales por la implementación de los programas de inversión que deben ser cubiertos con recursos del Gobierno Nacional dadas las consecuencias de la pandemia por COVID-19. El Emisor no puede asegurar la ausencia de exposición a eventuales crisis o fenómenos de mercado que puedan afectar su actividad económica y por ende sus resultados y rentabilidad.

Una recesión económica prolongada y/o la continuación de la volatilidad de los mercados crediticios, tanto a nivel mundial como regional, como consecuencia de la crisis generada por la COVID-19, podrían tener un efecto material adverso en el negocio del Emisor, su situación financiera y sus resultados de operaciones.

Durante el segunto trimestre del año 2021, las calificadoras de riesgo globales Standard & Poor's y Fitch Ratings rebajaron la calificación crediticia de la República de Colombia por debajo de grado de inversión, el 19 de mayo y el 1 de julio, respectivamente. Entre las razones principales para las rebajas en la calificación crediticia se pueden enumerar: el deterioro de las finanzas públicas de Colombia, el aumento en la deuda pública y la pérdida de confianza sobre la capacidad del Gobierno colombiano para reducir el endeudamiento en los años venideros. A su vez, en agosto de 2021, Moody's Investor Services mantuvo la calificación de crédito de Ecopetrol en Baa3 y ajustó su perspectiva de Estable a Negativa.

La disminución significativa en la calificación crediticia de la República de Colombia, también puede afectar sustancialmente a clientes, proveedores y otras partes con las que el Emisor hace negocios directa o indirectamente y en formas que son difícil de predecir. Las condiciones del mercado económico y financiero que afectan negativamente a las contrapartes o clientes del Emisor pueden hacer que rescindan las órdenes de compra existentes o que reduzcan el volumen de productos o servicios que nos compren en el futuro.

Las debilidades estructurales políticas y económicas en Colombia han aumentado la incertidumbre sobre el futuro de la recuperación económica. Esto puede resultar en incumplimientos sustanciales de la deuda soberana existente y podría conducir a una crisis más acentuada. También podría resultar en la imposición de controles de cambio de capital, situaciones de insolvencia en el sector financiero nacional o la expropiación de activos.

Los cambios de este tipo podrían afectar significativamente la liquidez del Emisor y podrían tener un efecto sustancial adverso en el negocio, situación financiera y resultados de operación. Si no es posible anticipar las condiciones cambiantes del mercado económico y financiero con éxito, es posible que el Emisor no pueda planificar eficazmente esos cambios y responder a ellos, y el negocio podría verse afectado negativamente.

La falta de confianza de los inversores en Colombia o en los otros mercados en los que opera el Emisor o sus subsidiarias, puede tener un efecto adverso en la capacidad del Emisor para atraer capital futuro, así como en su situación financiera y perspectivas de crecimiento.

La disponibilidad de financiación para las entidades que operan en los mercados emergentes está significativamente influenciada por los niveles de confianza de los inversores en dichos mercados en su conjunto. Cualquier factor que afecte la confianza del mercado (por ejemplo, una disminución en las calificaciones crediticias o la intervención del Estado o del banco central en un mercado, o futuros actos de terrorismo o conflictos armados en Colombia o internacionalmente podría tener un efecto sustancial adverso en las finanzas y mercados de materias primas y la economía global) podrían afectar negativamente el precio o la disponibilidad de financiamiento para las entidades dentro de cualquiera de estos mercados. Dichos cambios podrían tener un efecto sustancial adverso en el negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas de crecimiento del Emisor y/o de sus subsidiarias.

2.1 Las empresas que operan en Colombia y en la región de Latinoamerica están sujetas a las condiciones económicas y al clima de inversión en el país, factores que pueden ser menos estables que en países desarrollados

La inversión en valores que involucran mercados emergentes, como Colombia y otros en Latinoamerica donde opera el Emisor o sus subsidiarias, implica un mayor grado de riesgo que las inversiones en valores de emisores corporativos o soberanos de mercados más desarrollados. Estos mayores riesgos incluyen, entre otros, mayor volatilidad, liquidez limitada, una base de exportación estrecha, déficit presupuestario y de cuenta corriente y cambios en el entorno político, económico, social, legal y regulatorio. Las economías emergentes, como la economía de Colombia y otras latinoamericanas donde opera el Emisor o sus subsidiarias, están sujetas a cambios rápidos y son vulnerables a las condiciones del mercado y las recesiones económicas en otras partes del mundo. Los mercados emergentes también pueden experimentar más casos de corrupción de funcionarios estatales y uso indebido de fondos públicos que los mercados más maduros.

Además, las reacciones de los inversionistas internacionales a eventos que ocurren en un país o región de mercado emergente a veces parecen demostrar un efecto de "contagio", en el cual una región o clase de inversión entera es desfavorecida por dichos inversionistas. Si se produce un efecto de "contagio", Colombia podría verse afectado negativamente por acontecimientos económicos o financieros negativos en otros países de mercados emergentes; particularmente otros mercados de la región latinoamericana que presenten disrupciones políticas y económicas como las que se han evidenciado de forma reciente.

Los precios de mercado de los valores emitidos por empresas colombianas están sujetos a las condiciones de la economía colombiana. Un componente importante de los activos y operaciones del Emisor se encuentran en Colombia y la mayoría de sus ingresos se derivan de la producción local de petróleo crudo, gas natural y combustibles en el país. En consecuencia, la situación financiera del Emisor y sus resultados operacionales dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas y políticas que prevalecen de vez en cuando en Colombia y de los tipos de cambio entre el peso colombiano y el dólar estadounidense.

Si la percepción de seguridad general en Colombia se deteriora, o si el clima de inversión empeora, la economía colombiana podría enfrentar tasas de crecimiento más bajas que las registradas recientemente,

con lo cual se podría afectar de manera negativa la situación financiera del Emisor. Adicionalmente, la incertidumbre de la recuperación económica de Colombia debido a la pandemia COVID-19 podría tener un impacto negativo en los resultados del Emisor.

En adición, el precio de mercado de las Acciones Ordinarias y ADRs del Emisor puede verse afectado de forma adversa por cambios en las políticas gubernamentales, particularmente aquellas que afectan el crecimiento económico, la tasa de cambio, de interés, la inflación y los impuestos. El Gobierno Nacional ha cambiado las políticas monetarias, fiscales, tributarias, laborales y de otro tipo a lo largo del tiempo, que han influido en el desempeño de la economía colombiana.

Aunque el Emisor no tiene control sobre el alcance y el momento de la intervención y las políticas del Gobierno Nacional, cuenta con un riesgo empresarial dentro de su mapa de riesgos, por medio del cual se monitorean los cambios en normas o jurisprudencia de carácter general que afectan la operación o las finanzas del Emisor, lo que permite contar con un marco de estrategia regulatoria y una revisión permanente por parte de la alta dirección del Emisor sobre cambios en el entorno regulatorio nacional a fin de gestionar de forma preventiva potenciales afectaciones a la operación y a los resultados financieros del Emisor.

2.2 El negocio del Emisor depende sustancialmente de los precios internacionales del petróleo crudo y los productos refinados. Los precios de estos productos son volátiles; una fuerte disminución podría afectar de manera negativa las perspectivas comerciales y resultados operacionales del Emisor

En el primer semestre de 2021 aproximadamente el 99% de los ingresos del Emisor provinieron de las ventas de petróleo crudo, gas natural y productos refinados y el 95% del volumen total vendido de estos productos se indexó a precios de referencia internacionales como el ICE Brent. En consecuencia, las fluctuaciones en esos índices internacionales tienen un efecto directo sobre la condición financiera del Emisor y sus resultados operacionales.

Los precios del petróleo, el gas natural y los productos refinados han fluctuado tradicionalmente como resultado de una variedad de factores que incluyen, entre otros, la competencia dentro de la industria internacional, cambios a largo plazo en la demanda de petróleo crudo, gas natural y productos refinados, principalmente asociados a la transición a una economía baja en carbono, las políticas económicas en los Estados Unidos, China y la Unión Europea, cambios regulatorios, cambios en la oferta global, niveles de inventarios, cambios en el costo de capital, condiciones económicas adversas o favorables, crisis financieras globales, fuentes de energía sustitutas, desarrollo de nuevas tecnologías, desarrollos económicos y políticos globales y regionales en la OPEP, la voluntad y capacidad de la OPEP y sus miembros para establecer niveles de producción, oferta y demanda local y global de petróleo crudo, productos refinados y gas natural, actividad comercial de petróleo y gas natural; condiciones climáticas, eventos naturales o desastres, que están cambiando en intensidad y frecuencia debido al cambio climático, el terrorismo y los conflictos globales. Además, debido al desacuerdo sobre recortes de producción entre la OPEP y Rusia, la OPEP y su capacidad y decisión de aumentar los niveles de producción para ganar participación de mercado han impactado los precios de referencia internacionales en el pasado.

La propagación de la pandemia del COVID-19 continúa provocando períodos de inestabilidad en la economía mundial, lo que a su vez podría afectar la demanda y los precios del petróleo, GLP y gas. Además, la pandemia del COVID-19 ha llevado a que los inventarios globales de petróleo sean excedentarios y puede resultar en que el costo de exploración, desarrollo, producción y transporte aumente. Así mismo, las expectativas sobre los precios futuros de las materias primas se tornan impredecibles debido a la incapacidad de pronosticar la duración del impacto de la pandemia del COVID-19.

Cuando los precios del petróleo, los productos refinados y el gas natural son bajos, el Emisor obtiene una utilidad neta menor, sus ingresos disminuyen y genera menos flujo de caja. Por el contrario, cuando los precios del petróleo, los productos refinados y el gas natural son altos, los resultados tienen un mejor comportamiento. Durante el primer semestre de 2021, el precio de la canasta de crudo del Emisor fue de USD 61,5/Bl versus USD 29,8/Bl durante el mismo período de 2020, el precio de la canasta de productos refinados fue de USD 72,6/Bl versus USD 49,9/Bl en 2020; y el precio del gas natural fue de USD 24,6 por barril equivalente en el primer semestre de 2021 versus USD 23,5 por barril equivalente en el mismo período de 2020. Sin embargo, se debe considerar que el margen en productos refinados puede arrojar un resultado mayor o menor de acuerdo con el comportamiento en el precio del crudo y los precios del gas pueden verse afectados por factores locales, como la demanda y las condiciones climáticas.

El Riesgo de precio está asociado con las operaciones diarias de importación y exportación de petróleo crudo, gas natural y productos refinados. El Riesgo de dicha exposición está parcialmente cubierto de forma natural, ya que el Emisor es la matriz de un grupo integrado (con operaciones en los segmentos upstream, midstream y downstream) y exporta petróleo crudo a precios del mercado internacional o vende productos refinados a precios que están correlacionados con los precios de mercado internacionales. Adicionalmente, se genera riesgo de tasa de cambio debido a que parte de los ingresos, importaciones y deuda adquirida se encuentra denominada en dólares americanos, lo cual cualquier variación afectará los estados financieros de la compañía.

El Emisor lleva a cabo coberturas financieras sobre crudos, refinados y tasa de cambio, con el fin de disminuir el impacto de la volatilidad de estas variables dentro de sus resultados. En adición, el Emisor ejecuta de forma permanente ejercicios de optimización operacional para maximizar valor y mitigar riesgos en las refinerías, la producción de gas y los sistemas de transporte. No se utilizan instrumentos financieros derivados con fines especulativos o de generación de ganancias.

En línea con lo anterior, durante 2020 el Emisor ejecutó operaciones de cobertura estratégica y táctica debido a su exposición a índices de precios diferentes al benchmark de comercialización, diferentes períodos de precios entre la compra y la venta de barriles físicos, y al impacto de la volatilidad de la tasa de cambio. Un total de 30 millones de barriles fueron objeto de coberturas estratégicas de precio orientadas a proteger los ingresos y flujo de caja del Emisor, limitar pérdidas, cubrir costos de producción y evitar potenciales cierres de campos productivos. Un total de 21,7 millones de barriles (mmbls) fueron objeto de coberturas tácticas orientadas a mitigar los riesgos asociados a las estrategias de marketing de almacenamiento, compras anticipadas de materias primas, suministro a refinerías, ventas internacionales entregadas en el puerto de destino y exportaciones de fuel oil pesado. Se realizaron coberturas tácticas de tasa de cambio por un monto aproximado de U$420 millones con el fin de mitigar el impacto de esta variable en los dividendos que se debían pagar en el segundo semestre de 2020.

Para el primer semestre de 2021 en coberturas tácticas de precio se han ejecutado 29,8 millones de barriles (mmbls) con el objetivo de mitigar los riesgos en exportaciones de crudo, almacenamiento de diésel, flete de transporte marino y compra de nafta diluyente. Además, en coberturas tácticas de tasa de cambio, se ejecutaron U$65 millones para cubrir parte de las monetizaciones que se realizaron en el primer semestre de 2021.

Adicionalmente el Emisor ha considerado el riesgo estratégico de afectación a la sostenibilidad financiera y generación de valor como parte de su Mapa de Riesgos Empresariales, cuya gestión se apalanca en controles de determinados procesos y en acciones de tratamiento orientadas a: (i) Mantener un análisis del portafolio del Emisor actualizado para poder tomar las decisiones oportunas de los negocios, (ii) Definición de criterios de disciplina de capital 2021-2023 (iii) Libro del proceso de nuevos negocios. Así mismo, las alertas de posibles materializaciones de este riesgo se monitorean a través de KRIs (Indicadores Clave de Riesgo) que miden (a) flujo de caja: Análisis de caja mínima, (b) diferencial G Spread

de los Bonos ECP Vs G Spread Bonos RoC, (c) seguimiento a CDS (Credit Default Swap) Colombia 5y, iv) caídas estructurales del precio del crudo, y (d) caídas estructurales de la tasa de cambio.

2.3 La capacidad del Emisor para acceder a los mercados crediticios, así como a los mercados de capitales de deuda y acciones en términos favorables para financiar sus operaciones o refinanciar los vencimientos de deuda, puede verse limitada debido al deterioro de estos mercados, cualquier cambio en las calificaciones crediticias y las autorizaciones necesarias antes de incurrir en cualquier endeudamiento financiero o ejecutar cualquier oferta de capital

Una nueva crisis financiera, la volatilidad de los precios en el sector del petróleo y el gas, los impactos potenciales en la demanda a causa de nuevos aislamientos o brotes de COVID-19, la falta de consenso entre los miembros de la OPEP+, la incertidumbre política en la región, el descubrimiento de la corrupción por parte de gobiernos y empresas privadas en mercados emergentes y nuevas disrupciones geopolíticas en el Medio Oriente, que podrían involucrar a países desarrollados, y a su vez podrían empeorar la percepción de riesgo con respecto a los mercados emergentes, o la ocurrencia de cualquiera de los Riesgos descritos en este Capítulo Iv. Los Riesgos relacionados con el entorno político y regional de Colombia podrían hacer más difícil para el Emisor y sus subsidiarias el acceder a los mercados de capital locales e internacionales y financiar sus operaciones, y potencialmente refinanciar los vencimientos de deuda en términos competitivos. Estas condiciones, junto con importantes castigos de cartera en el sector bancario y los cambios en el precio del riesgo crediticio, pueden dificultar la obtención de financiamiento para las necesidades de capital en condiciones favorables del Emisor.

El costo y la capacidad del Emisor de obtener capital también podrían verse afectados si los acreedores y posibles inversionistas consideran que el Emisor no está respondiendo activamente a la nueva economía baja en carbono, integrando las consideraciones ambientales, sociales y de gobierno corporativo (ESG por sus siglas en inglés – *environmental, social, and governance*) en la operación y gestión, ni enfrentando los riesgos relacionados con el cambio climático. Sin embargo, el Emisor tiene el compromiso de contribuir positivamente en términos de desarrollo económico, social y ambiental, y basa su comportamiento en un gobierno corporativo sólido, una conducta empresarial basada en valores y principios éticos, con la transparencia como eje fundamental. Este trabajo ha sido liderado en colaboración con grupos de interés a través de iniciativas y estrategias que se han enmarcado en la responsabilidad corporativa y la sostenibilidad. El Emisor ha fortalecido sus métricas y reportes de asuntos ambientales, sociales y de gobierno (ESG) en línea con los estándares internacionales. Además el Emisor ha identificado que la Tecnología (T), apalancada en la innovación aplicada y la revolución provocada por la transformación digital, es un catalizador clave para acelerar y lograr de manera oportuna los cambios necesarios para enfrentar los desafíos ESG.

El acceso al crédito y los mercados de capitales también depende de las calificaciones crediticias del Emisor, las cuales están determinadas principalmente por su solidez financiera y operativa, las condiciones del mercado de petróleo y gas y el respaldo que podría brindar el Gobierno Nacional. No es posible asegurar que las calificaciones crediticias del Emisor se mantendrán durante un período de tiempo determinado, ni que sean reducidas o incluso retiradas. Las calificaciones asignadas al Emisor pueden mejorar o empeorar dependiendo, entre otros, de la evaluación de la solidez financiera del Emisor por parte de la respectiva agencia de calificación. Además, una baja en la calificación de la República de Colombia también podría desencadenar una baja en la calificación del Emisor. Como resultado de estos factores, el Emisor puede verse obligado a revisar el momento y el alcance de sus proyectos de capital según sea necesario para adaptarse a las condiciones económicas y de mercado existentes, eventuales rebajas en sus calificaciones crediticias o decidir acceder a los mercados financieros en términos menos favorables y, por lo tanto, afectar los resultados de su operación y condición financiera de manera negativa.

Además, en virtud de la regulación aplicable, la mayor parte del endeudamiento del Emisor debe ser previamente autorizado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia y el Departamento Nacional de Planeación, así como por la SFC para el caso de las emisiones de bonos locales. Asimismo, las ofertas de Acciones Ordinarias deben cumplir con los términos establecidos en la Ley 1118 y cualquier operación dentro del mercado local de acciones debe ser también aprobada previamente por la SFC. Así las cosas, el acceso a financiamiento de deuda y capital está sujeto a los plazos y políticas del Gobierno Nacional, y no es posible garantizar obtener dichas autorizaciones oportunamente.

No obstante, el Emisor proyecta y monitorea diariamente su posición de efectivo con el fin de revisar las expectativas actualizadas sobre las condiciones de liquidez y la capacidad para atender obligaciones de corto plazo. Este pronóstico incluye principalmente ingresos y gastos operativos, expectativas de gastos de capital, flujos de efectivo relacionados con deuda y dividendos, y otros movimientos de efectivo. Además, mensualmente, la dirección revisa la evolución, la disponibilidad y las previsiones de caja en diferentes escenarios.

Adicionalmente el Emisor ha considerado el riesgo estratégico de afectación a la sostenibilidad financiera y generación de valor en la forma indicada en la Sección 2.2 del presente Capítulo Iv.

3. Dependencia de personal clave (administradores y otro personal gerencial)

3.1 El desempeño del Emisor podría verse afectado de manera negativa por la falta de empleados con las habilidades necesarias para ejecutar su estrategia

A medida que la industria del petróleo y el gas se enfrenta a un número creciente de desafíos, la capacidad de reaccionar rápidamente a los mismos se ha convertido en un factor clave para lograr eficiencia, rentabilidad, crecimiento y sostenibilidad. La capacidad de lograr estos objetivos podría verse afectada de manera negativa por la falta de empleados calificados que puedan ejecutar la estrategia de negocio y acompañar la transición a una economía baja en carbono. Esta situación plantea un riesgo si no se puede fortalecer oportunamente las capacidades de gestión en todos los niveles de la organización y desarrollar las habilidades que se necesitan para encontrar las soluciones que coadyuven en la implementación de iniciativas resilientes al clima y el logro de las metas de descarbonización.

No obstante, el Emisor cuenta con diferentes programas para el desarrollo y fortalecimiento de competencias y capacidades claves para el cumplimiento de su estrategia, así como para hacer frente ante los acelerados cambios en la industria. A continuación se describen las principales acciones y programas en ejecución:

(a) Fortalecimiento del mapa de talentos: A través de la identificación y análisis del potencial del talento clave, se identifican sucesores para los cargos críticos de liderazgo y estos ingresan en un programa de acompañamiento para el desarrollo acelerado de sus competencias y capacidades.

(b) Nuevas generaciones - semilleros: Como parte de la estrategia para soportar el relevo generacional y nutrir a la organización de nuevas capacidades frente a la transición energética, desde el año 2017 se vienen seleccionado profesionales recién egresados o con menos de dos (2) años de experiencia de alto potencial que se vinculan a la compañía en un programa de desarrollo de sus habilidades técnicas, de gestión y de liderazgo.

(c) Nuevas generaciones – alto potencial: Complementado el programa de nuevas generaciones, hemos identificado jóvenes profesionales de alto potencial dentro de la compañía, futuros líderes, a quienes se acompaña en su proceso de desarrollo y crecimiento profesional en las competencias de gestión y liderazgo requeridas para su futuro rol.

(d) Análisis de potencial basado en el desempeño: Anualmente se revisan los resultados a nivel individual de los trabajadores y líderes en el Grupo Ecopetrol, y se identifican aquellos con las más altas calificaciones para ser considerados en procesos de selección y/o desarrollo profesional dentro del mismo Grupo.

(e) Universidad Ecopetrol: El Emisor cuenta con una universidad corporativa que brinda a todos los trabajadores diferentes oportunidades de fortalecimiento de competencias y capacidades para enfrentar los retos de la estrategia y de la transición energética. La universidad cuenta con seis (6) grandes ejes o escuelas así: Escuela Petrotécnica, Escuela Operaciones y Mantenimiento, Escuela Energía y Comercial, Escuela Innovación y Tecnología, Escuela Cultura y Liderazgo, y Programas Transversales en HSE, Finanzas, Proyectos y Cumplimiento entre otros.

(f) Escuela de cultura y liderazgo: Más de 1.000 líderes en todos los niveles del Emisor (estratégicos, tácticos y operativos), se desarrollan anualmente en competencias claves para la gestión de resultados y equipos. Hacen parte de estas competencias las relacionadas con la transición energética y la transformación digital del Emisor.

(g) Becas de maestría y doctorado en el exterior: El Emisor financia a todo costo oportunidades de estudio profesional en exterior, maestrías y doctorados en programas asociados con los retos estratégicos del Emisor y a funcionarios que pasan un estricto proceso de selección en las mejores instituciones académicas a nivel internacional, para fortalecer sus competencias y capacidades.

(h) Finalmente, través de la Gerencia de Liderazgo y Desarrollo en la Vicepresidencia de Talento Humano, el Emisor evalúa tanto la apropiación de los principios culturales como las competencias técnicas y organizacionales, a través de diferentes instrumentos de medición tales como: encuesta anual, pulsos, evaluaciones 360, valoraciones de competencias, entre otros, y ajusta continuamente sus planes de desarrollo y formación para la atender las brechas que se identifican a través de programas de *reskilling, upskilling, mentoring y coaching*.

Por último, el Emisor ha considerado el riesgo estratégico de cultura organizacional que no apalanca la estrategia como parte del Mapa de Riesgos Empresariales, cuya gestión se apalanca en controles de determinados procesos y en acciones de tratamiento orientadas a:i) Definición cultural y ii) Medición y definición de plan de cierre de brechas para la cultura deseada.

4. Dependencia en un solo segmento de negocio

El Emisor no depende de un solo segmento de negocio al ser una empresa integrada verticalmente con operaciones en los segmentos de (i) exploración y producción, (ii) transporte y logística, (iii) refinación, petroquímicos y biocombustibles, y (iv) comercialización y ventas. El emisor desarrolla sus actividades principalmente en Colombia y cuenta con operaciones en los Estados Unidos, Brasil y México.

El Emisor cuenta con un Plan de Negocio Orgánico para el período 2021-2023, cuyo objetivo es recuperar la trayectoria de crecimiento del Grupo Ecopetrol posterior al COVID-19, aumentar la competitividad, sentar las bases de la transición energética y profundizar en la agenda de SosTECnibilidad a través de un impacto social y ambiental positivo en los territorios donde opera.

Para más información ver la Segunda Parte - Información Del Emisor, Capítulo Iii del Prospecto.

5. Interrupción de las actividades del Emisor ocasionada por factores diferentes a las relaciones laborales

5.1 Si se materializan los riesgos operativos a los que el Emisor está expuesto en Colombia o en el extranjero, la salud y seguridad de la fuerza laboral, la comunidad local y el medio ambiente pueden verse afectados. Además, pueden sufrir una interrupción o el cierre de las actividades operativas

Las actividades de exploración, producción, refinación y transporte en Colombia y en los países extranjeros en los que opera el Emisor están sujetas a riesgos operativos específicos de la industria, algunos de los cuales están fuera del control del Emisor (a pesar de los procedimientos internos y el cumplimiento de las mejores prácticas de la industria). Las operaciones pueden verse restringidas, demoradas o canceladas debido a condiciones climáticas adversas o anormales y desastres naturales (principalmente debido a la variabilidad climática o el cambio climático), bloqueos por parte de las comunidades en las que se opera, fallas o accidentes de equipos, derrames de petróleo o gas natural o fugas, escasez o demoras en la disponibilidad o en la entrega de equipos, demoras o cancelación de licencias ambientales u otras autorizaciones gubernamentales o decisiones judiciales, incendios, explosiones, reventones, cráteres superficiales, fallas de tuberías, robo y daños a la infraestructura de transporte, sabotajes, ataques terroristas y actividades delictivas.

Algunas de las operaciones en Colombia y en el exterior podrían realizarse en lugares remotos y deshabitados que involucran riesgos de salud y seguridad que podrían afectar la fuerza laboral del Emisor. Por la política y prácticas del Emisor, y con sujeción a la legislación colombiana y a las normas internacionales de seguridad industrial, el Emisor se encuentra obligado a tener prácticas de salud y seguridad que minimicen los riesgos y los problemas de salud que enfrenta la fuerza laboral. El incumplimiento de las regulaciones de salud y seguridad en las jurisdicciones de operación puede dar lugar a investigaciones por parte de los funcionarios de salud que podrían resultar en demandas o multas.

Es posible que el Emisor deba incurrir en costos y gastos adicionales para asignar fondos al cumplimiento de la seguridad y salud industrial conforme a las leyes colombianas y las normas internacionales de seguridad industrial. Además, si ocurre algún incidente operativo que afecte a las comunidades locales y las comunidades étnicas en las áreas cercanas, tendrá que incurrir en costos y gastos adicionales para devolver las áreas afectadas a la normalidad y compensar los daños que puede causar. Estos costes adicionales pueden tener un impacto negativo en la rentabilidad de los proyectos que el Emisor decida emprender.

La ocurrencia de cualquiera de estos Riesgos operativos podría resultar en pérdidas sustanciales o retrasos en las operaciones, incluyendo lesiones a los empleados, mal funcionamiento o destrucción de propiedad, equipo e infraestructura, responsabilidades de limpieza, reclamos de responsabilidad de terceros, investigaciones gubernamentales e imposición de multas, revocación de licencias ambientales y otros permisos gubernamentales, suspensión o cierre de actividades y pérdida de ingresos. La ocurrencia de cualquiera de estos eventos puede tener un efecto material adverso en la condición financiera y resultados de operación. No obstante, y con el propósito de viabilizar las operaciones del Emisor en términos de seguridad física, se cuenta con un plan habilitador en coordinación con el sector defensa y la operación, alineado con las palancas estratégicas del Emisor, definición de líneas de acción con sus objetivos específicos, priorización de activos críticos, definición de escenarios futuros, definición de escenarios priorizados de riesgos, desarrollo tecnológico, teniendo en cuenta: Patrimonio a Proteger, Tolerancia al Riesgo y Nivel Adecuado de Seguridad, actualizado con las dinámicas del entorno.

En cumplimiento de la ley colombiana y las regulaciones internacionales en materia de seguridad y salud en el trabajo, el Emisor está obligado a tener prácticas que minimicen los riesgos y problemas de salud que se puedan presentar en los trabajadores.

En este sentido, las operaciones se ejecutan bajo altos estándares de seguridad, salud y medio ambiente definidos por la compañía, que responden a las mejores prácticas reconocidas en la industria bajo el ciclo de gestión de riesgos empresariales. Este ciclo contempla la gestión de dichos riesgos mediante un análisis de entorno, la valoración y tratamiento, que incluye la definición de mecanismos de mitigación (acciones o controles), el monitoreo, la generación de alertas tempranas y la aplicación de acciones de tratamiento en el caso de que se materialicen riesgos operativos.

De igual manera, de acuerdo con la naturaleza de las actividades del Emisor en las que se materialicen riesgos operativos que afecten la salud y seguridad de los trabajadores o aliados, el medio ambiente, la continuidad de las operaciones, la cadena de suministro, la integridad de las personas, la reputación de la compañía y/o su sostenibilidad, se activan las estructuras de respuesta desde el nivel local hasta el comité de crisis empresarial, en donde se implementan acciones preventivas y de respuesta para mitigar sus impactos y posteriormente evitar su recurrencia a través de una adecuada gestión de lecciones aprendidas.

Para contrarrestar los efectos de una potencial interrupción operacional, el Emisor ha considerado el riesgo estratégico de incidentes de interrupción operacional como parte del Mapa de Riesgos Empresariales, cuya gestión se apalanca en controles de determinados procesos y en acciones de tratamiento orientadas a: (i) relacionamiento para la gestión del entorno con filiales y socios en territorios compartidos, (ii) fortalecimiento del relacionamiento institucional, (iii) fortalecimiento del relacionamiento en contratación de mano de obra y bienes y servicios locales, (iv) plan de relacionamiento con comunidades étnicas, (v) espacios de diálogo con las organizaciones sindicales, (vi) acciones de formación en temas de relacionamiento laboral, (vii) seguimiento a plan de ordenamiento territorial e hídrico, (viii) revisión sistemática de leyes y/ o normativa que puedan impactar el entorno Regulatorio Territorial, (ix) Documento normativo de riesgos de derechos humanos de Ecopetrol y el GE, y (x) Plan de comunicaciones Covid-19 de Ecopetrol.

Finalmente, el Emisor también ha considerado el riesgo estratégico de accidentes HSE por causa operacional como parte del Mapa de Riesgos Empresariales, cuya gestión se apalanca en controles de determinados procesos y en acciones de tratamiento orientadas a: (i) Revisión y validación del SGHSE, (ii) Incorporación de hábitos para fortalecimiento en cultura de cuidado en HSE, (iii) Revisión e intervención de las competencias de trabajadores de base y autoridades de área en HSE, y (iv) Herramienta digital para la gestión de permiso de trabajo.

5.2 Las operaciones del Emisor, incluidas las actividades en áreas clasificadas como reservas indígenas y tierras afrocolombianas, están sujetas a la oposición de miembros de varias comunidades

Actualmente se realizan y se planea continuar realizando actividades en áreas clasificadas por el Gobiemo Nacional como reservas indígenas y tierras afrocolombianas. Con el fin de llevar a cabo estas actividades el Emisor tiene en cuenta la normatividad nacional e internacional relacionada con la protección de los derechos de los grupos étnicos y cuenta con un documento interno llamado "Procedimiento para la realización de Consultas Previas (GDE-P-008)", que indica, en un paso a paso, cómo establecer si un proyecto tiene la necesidad de realizar consulta previa y en caso positivo, cómo desarrollarla. Estos procesos de consulta previa son necesarios para la obtención de autorizaciones por parte de las autoridades ambientales y deben ser previos al inicio de los proyectos, obras o actividades en zonas habitadas por comunidades étnicas que puedan ser impactadas de manera directa. Generalmente estos procesos de consulta duran entre seis meses y un año, dependiendo de la complejidad del proyecto y de las expectativas que la comunidad pueda tener sobre sus impactos positivos o negativos. En algunos casos, las consultas previas se extienden significativamente debido a oposiciones al proyecto o inconformidad con los beneficios o compensaciones que este pueda traer a la comunidad, lo cual dificulta llegar a un acuerdo para su desarrollo.

No es posible para el Emisor dar certeza de que se pueda llegar a un acuerdo con las diferentes comunidades que se oponen a las posibles compensaciones o beneficios que pueda traer un proyecto o con las operaciones en su territorio, ya que es mandatorio de la consulta previa que al buscar este acuerdo se tengan en cuenta las características culturales de cada comunidad, lo que implica incluir en los cronogramas del proyecto los tiempos internos de trabajo comunitario y los tiempos para rituales o ceremonias. También dentro de los riesgos de no llegar a un acuerdo se deben incluir sus creencias espirituales y cosmológicas sobre el entorno, que en algunos casos riñen con las operaciones petroleras. El Emisor puede estar expuesto a retrasos similares debido a la objeción de las comunidades locales en otros países donde se llevan a cabo las actividades.

En años recientes las comunidades indígenas también han reclamado el reconocimiento de territorios ancestrales: áreas que ocuparon sus ancestros desde antes de la época colonial, y su derecho a ser consultados por operaciones ya en curso, incluso si estas iniciaron antes de las leyes que regulan la consulta previa. Dado que el Emisor puede estar expuesto a restricciones operacionales como resultado de este tipo de solicitudes, cada vez que planea modificar las características de una operación existente, se asegura si en el área hay presencia de alguna comunidad étnica, y en caso positivo, se reporta a la autoridad con el fin de dar inicio a la consulta previa.

Las actividades del Emisor están sujetas a objeciones, incluidas protestas de diferentes comunidades. También están sujetos a otros mecanismos de participación, como la consulta de "acción popular", donde se consulta a las comunidades locales sobre el desarrollo de proyectos de industrias extractivas. Cualquier situación similar puede afectar los proyectos futuros. Por lo anterior el Emisor cumple con los procedimientos de información y comunicación para asegurar que toda la población de la zona conozca el proyecto, sus impactos y las acciones que se aplicarán para controlarlos.

En términos generales, para la administración y mitigación y de este Riesgo el Emisor es respetuoso de la Constitución, las leyes y la autonomía de los indígenas y las comunidades afrodescendientes y ha creado procedimientos internos para la atención de comunidades de grupos étnicos que buscan propender por el logro de acuerdos previo al ingreso a cualquier territorio étnico. Si bien la jurisprudencia en Colombia solo contempla lograr el consentimiento previo libre e informado para tres excepciones ((i) el traslado o reubicación del pueblo indígena o tribal de su lugar de asentamiento; (ii) medidas que implican un alto impacto social, cultural y ambiental alto que pone en riesgo su subsistencia; o (iii) las relacionadas con el almacenamiento o depósito de materiales peligrosos –tóxicos- en sus tierras y territorios), el Emisor busca lograr a través del proceso de consulta previa, llegar a un acuerdo y no ingresar en territorios étnicos hasta tanto no se haya llegado a un acuerdo o se puedan cambiar las condiciones del proyecto.

En coordinación con el Estado y las autoridades, el aporte del Emisor a los territorios es dinámico y responde a la necesidad de acompañar las operaciones y proyectos de la empresa con una visión de valor compartido. También responde al propósito de identificar y contribuir al cierre de brechas y prioridades de las comunidades y entidades territoriales con las que mantiene un relacionamiento constante encaminado al trabajo en equipo y al fortalecimiento de sus capacidades. A través de inversiones en infraestructura y acceso a servicios públicos el Emisor apoya en la contribución del cierre de brechas en las comunidades. En busca de un desarrollo integral, el Emisor complementa la contribución con otras inversiones, a través de programas que generan oportunidades y fortalecen vocaciones productivas en estas poblaciones. Todas las actividades en mención son desarrolladas en conjunto con las autoridades locales.

5.3 Las actividades del Emisor pueden verse interrumpidas o afectadas por factores externos, como condiciones climáticas anormales y desastres naturales que pueden verse agravados por el cambio climático

Los efectos de la variabilidad climática y el cambio climático, como el aumento en la frecuencia e intensidad de fenómenos climáticos como "La Niña" y "El Niño", intensifican el riesgo de ocurrencia de desastres naturales, como inundaciones, deslizamientos de tierra, disponibilidad de agua, incendios forestales, sequías, el aumento de la temperatura y el aumento del nivel del mar y de los ríos, entre otros, lo que puede afectar las operaciones comerciales del Emisor.

En Colombia, el fenómeno climático de "El Niño" se caracteriza por (i) la falta de lluvias, que pueden disminuir drásticamente los cuerpos de agua superficiales y afectar tanto a extracciones de agua dulce necesarios para las operaciones como las descargas de aguas residuales a causa de la reducción en el potencial de dilución de los cuerpos de agua receptores, (ii) aumento de temperatura, que provoca olas de calor y podría tener un impacto directo en la salud de los trabajadores y provocar un aumento de epidemias y enfermedades; y (iii) un impacto negativo potencial en el suministro de energía debido a la disminución del nivel de los ríos que alimentan el sistema de generación hidroeléctrica del país. Además del fenómeno climático "El Niño", algunas cuencas en Colombia pueden verse afectadas por la variabilidad estacional en algunos períodos del año (normalmente de enero a marzo - de junio a julio), lo que podría reducir los flujos de agua, afectando la extracción de agua dulce y las descargas superficiales como se mencionó previamente.

Por otra parte, el fenómeno climático de "La Niña" se caracteriza por un aumento de las precipitaciones, lo cual puede generar deslizamientos de tierra (i) que amenazan la infraestructura de tuberías y aumentar el riesgo de rupturas que pueden causar derrames de hidrocarburos y el transporte por carretera límite y (ii) las inundaciones, lo que podría limitar las operaciones en los campos e instalaciones de producción.

La materialización de este Riesgo podría resultar en daños a la propiedad, pérdida de producción, pérdida de ingresos del Emisor, pérdida de vidas, contaminación y daño al medio ambiente, entre otros. De presentarse cualquiera de estos eventos, el Emisor puede estar expuesto a sanciones económicas, daños o multas además de los efectos negativos que estos eventos pueden tener en las operaciones y los costos requeridos para reparar o remediar el daño relacionado. Estos costos, multas y sanciones pueden afectar de manera negativa los resultados financieros, operativos y la reputación del Emisor.

Para mitigar los Riesgos físicos asociados a la variabilidad y el cambio climático, en el 2020 el Emisor definió en el mapa de riesgos empresariales el riesgo "Eventos HSE por causa operacional". Para la atención de dicho riesgo, entre otros, se monitorea la probabilidad de ocurrencia de eventos climáticos extremos a partir de las alertas mensuales emitidas por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), sobre la posible presencia de los fenómenos de variabilidad climática de "El Niño" y "La Niña", activando un plan de acción a nivel de empresa en caso de presentarse una probabilidad de ocurrencia superior al 80% de cualquier fenómeno climático. Este plan de acción considera las acciones para reducir los impactos y monitorea los puntos críticos que puedan verse mayormente afectados durante la presencia de los fenómenos.

5.4 Una falla en los sistemas de tecnología de la información o los ataques a la seguridad cibernética del Emisor pueden afectar de manera negativa los resultados financieros

El Emisor depende de la confiabilidad y seguridad de los sistemas de tecnología de la información para realizar ciertas actividades de exploración, desarrollo y producción, procesar registros financieros y datos operativos, comunicarse con empleados y socios comerciales, así como muchas otras actividades relacionadas con su actividad económica. Los sistemas de tecnología de la información del Emisor pueden fallar o tener deficiencias debido a fallas del sistema operativo o al mal uso, alteración o manipulación por parte de empleados o contratistas. Además, el Emisor se puede convertir en el objetivo de ataques cibernéticos o inconvenientes generados por brechas de seguridad de la información que podrían resultar en la divulgación, recopilación, monitoreo, uso indebido, pérdida o destrucción no autorizada de

información patentada y de otro tipo. Cualquiera de estos sucesos podría interrumpir la actividad del Emisor y resultar en una responsabilidad potencial o daño a la reputación o tener un efecto adverso en los resultados financieros.

Para la mitigación de este Riesgo el Emisor cuenta con un equipo en la Gerencia de Ciberseguridad y Ciberdefensa, que forma parte de la Vicepresidencia Digital, y reporta a la alta dirección y a la Junta Directiva del Emisor. Este equipo está dedicado y enfocado en temas de seguridad de la información tales como identificación de activos de información, análisis de riesgos, lineamientos sobre la clasificación de información crítica del negocio, tratamiento de la información y prácticas seguras para el manejo de información del Emisor, cumplimiento de los sistemas de control y efectividad de las tecnologías de seguridad de la información disponibles, todo lo cual se articula con el sistema de gestión integrado de riesgos (SRI) y el sistema de control interno (SCI) a nivel empresarial.

El Emisor ha considerado el riesgo estratégico Ciber ataques, fuga o pérdida de información y obsolescencia tecnológica como parte del Mapa de Riesgos Empresariales, cuya gestión se apalanca en controles de determinados procesos y en acciones de tratamiento orientadas a: (i) Actualización de ciberactivos de TI y análisis de riesgo para su plan de intervención, (ii) Actualización de ciberactivos de TO y análisis de riesgo para su plan de intervención, (iii) Diagnóstico de obsolescencia tecnológica de ciberactivos críticos y aplicaciones prioritarias, (iv) Implementación mapa de ruta (fase II) para incrementar nivel de madurez basado en el modelo ONG - C2M2 (security capability maturity model).

El Emisor cuenta con un servicio de Centro de Operaciones de Seguridad (COS), con el fin de mejorar la capacidad de prever e identificar tendencias de ataques en la infraestructura de tecnología de la información del Emisor, y monitorear la reputación del mismo en Internet. El Emisor ha implementado las normativas, políticas y procedimientos para la debida gestión de los incidentes cibernéticos y ha realizado ejercicios de simulacros con los negocios para estar preparados y mantener actualizados los procedimientos. Para la vigencia del 2020 el Emisor no registra reportes de incidentes relacionados con materialización del riesgo o violaciones cibernéticas.

El Emisor usa el Modelo de Madurez en Capacidades de Ciberseguridad ONG - C2M2 como un marco para gestionar su madurez en ciberseguridad y establecer su Programa de Ciberseguridad y su Sistema de Gestión de seguridad cibernética. El Programa de Ciberseguridad y Ciberdefensa del Emisor cuenta con diecisiete (17) iniciativas mediante las que se están implementando prácticas y capacidades, las cuales abarcan los siguientes ámbitos: gestión de riesgos, gestión de cambios y configuración de activos, gestión de identidades y accesos, gestión de amenazas y vulnerabilidades, conocimiento de la situación, intercambio de información y comunicaciones, respuesta a incidentes y eventos: continuidad de las operaciones, gestión de la cadena de suministro y dependencias externas, gestión de la fuerza laboral y gestión de programas de ciberseguridad.

Por último, con el fin de actualizar la estrategia de seguridad cibernética el Emisor formuló un plan para fortalecer su programa de seguridad cibernética. Se complementará en esta tarea el Modelo de Madurez de Capacidades en Ciberseguridad (C2M2) con prácticas Zero Trust y un conjunto de controles avanzados (grado militar) para protección de información crítica, con enfoque en la reducción del nivel de riesgo cibernético en las unidades de negocio y el aumento de la conciencia cultural y la mejora en hábitos en términos de ciberseguridad.

6. Ausencia de un Mercado Secundario para los valores ofrecidos

Las Acciones Ordinarias se encuentran inscritas en el RNVE, están listadas en la BVC, son de alta bursatilidad y pueden ser negociadas en el Mercado Secundario a través de los sistemas de negociación administrados por la BVC. Si bien el Emisor monitorea diariamente el comportamiento del precio y el volumen negociado de sus acciones, este no puede garantizar la existencia de liquidez en el Mercado

Secundario. La ausencia de un Mercado Secundario para las Acciones Ordinarias puede generar una distorsión en la formación de precios de compra y venta de las acciones en el mercado.

7. Ausencia de un historial respecto de las operaciones de Ecopetrol

El Emisor es una compañía ampliamente conocida en Colombia, con un historial de operaciones reconocido durante varias décadas. Sin embargo, los resultados en años venideros pueden presentar un comportamiento que difiera de los resultados obtenidos hasta ahora. Los informes financieros a la AGA que presentan el informe de gestión, estados financieros y notas a los estados financieros del respectivo año, así como la información de cada trimestre, proporcionan información de manera detallada de las operaciones del Emisor, y se pueden consultar en la página web del Emisor www.ecopetrol.com.co, así como en este Prospecto de Información.

El Emisor divulga al mercado como Información Relevante toda la información material relacionada con sí mismo o sus emisiones que sería tenida en cuenta por un inversionista prudente y diligente al momento de comprar, vender o conservar los valores del Emisor o al momento de ejercer los derechos políticos inherentes a tales valores, en los términos del Decreto 2555 del 2010. Esta información se encuentra disponible en la página web de la SFC www.superfinanciera.gov.co.

De igual forma, gran parte de la historia de Ecopetrol puede ser consultada en la página web de la compañía www.ecopetrol.com.co, así como en las páginas web de la SFC y de la BVC.

8. Ocurrencia de resultados operacionales negativos, nulos o insuficientes en los últimos 3 años

Durante los años 2018, 2019 y 2020, el Emisor generó un EBITDA de $21.239, $19.375 y $6.066 Miles de Millones de Pesos y una utilidad neta atribuible a sus accionistas de $11.556, $13.251 y $1.688 Miles de Millones de Pesos, respectivamente, reflejando resultados positivos, incluso en el último año, con el desplome de los precios del petróleo ocasionado por el choque de demanda por la pandemia del COVID-19 y la sobreoferta provocada por los desacuerdos al interior de la OPEP+. El Emisor no ha tenido resultados operacionales negativos, nulos o insuficientes en los últimos tres (3) años. No obstante lo anterior, el Emisor no puede asegurar que sus resultados operacionales futuros mantengan dicha tendencia positiva.

9. Incumplimientos en el pago de pasivos bancarios y bursátiles

El Emisor siempre ha atendido sus compromisos bancarios y bursátiles en los términos acordados con sus acreedores.

El eventual incumplimiento de alguna de las obligaciones bancarias o bursátiles a cargo del Emisor podría resultar en una disminución de la calidad crediticia del Emisor que podría afectar la negociación y los precios de las Acciones Ordinarias.

A la fecha del presente Prospecto, el Emisor no tiene conocimiento de alguna circunstancia que pueda conllevar al cambio de esta tendencia.

No obstante, el Emisor proyecta y monitorea diariamente su posición de efectivo con el fin de revisar las expectativas actualizadas sobre las condiciones de liquidez y la capacidad para atender obligaciones de corto plazo. Este pronóstico incluye principalmente ingresos y gastos operativos, expectativas de gastos de capital, flujos de efectivo relacionados con deuda y dividendos, y otros movimientos de efectivo. Además, mensualmente, la dirección revisa la evolución, la disponibilidad y las previsiones de caja en diferentes escenarios.

10. Riesgos relacionados con la naturaleza del giro del negocio que realiza o que pretende realizar el Emisor

10.1 Las estimaciones de reservas de petróleo crudo y gas natural implican cierto grado de incertidumbre y pueden resultar incorrectas con el tiempo, lo que podría afectar de manera negativa la capacidad del Emisor para generar ingresos

Las estimaciones de reservas se elaboran utilizando métodos y procedimientos de evaluación geológica y de ingeniería generalmente aceptados. Las estimaciones se basan en hechos geológicos, topográficos y de ingeniería. Las reservas y la producción reales pueden variar materialmente de las estimaciones que se muestran en el presente informe anual, y las revisiones a la baja en las estimaciones de reservas del Emisor podrían conducir a una menor producción futura, lo cual podría afectar sus resultados de operación y condición financiera.

El Emisor realiza el cálculo de las reservas de hidrocarburos de acuerdo con las regulaciones de la SEC, además, al menos una vez al año (o con mayor frecuencia si las circunstancias lo requieren), el Emisor verifica si existen indicadores de Deterioro de sus activos o unidades generadoras de efectivo (UGE) debido a la diferencia entre el valor en libros de dichos activos o UGE contra a sus valores recuperables, utilizando supuestos razonables, basados en factores internos y externos, que reflejan las condiciones del mercado. El monto recuperable se considera como el más alto entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso, basado en el método de flujo de caja libre, descontados al Costo de Capital Promedio Ponderado (CCPP). Siempre que el monto recuperable de un activo o UGE sea menor a su valor neto en libros, dicho monto se reduce a su monto recuperable, reconociendo una pérdida por Deterioro como un gasto en el estado consolidado de resultados. Las fuentes de información externas e internas pueden indicar que puede que ya no exista o haya disminuido una pérdida por Deterioro reconocida para un activo, diferente a la plusvalía; en este caso, la reversión se reconoce como una recuperación por Deterioro en el estado consolidado de resultados.

Cualquier cambio significativo en las estimaciones y juicios podría tener un efecto material en la cantidad y el valor presente de las reservas probadas del Emisor y, posteriormente, en el reconocimiento o recuperación de los cargos por Deterioro. Los cambios en las estimaciones de reservas se aplican prospectivamente a los montos de depreciación, agotamiento y amortización cargados, y en consecuencia a los valores en libros de los activos de exploración y producción.

Con el fin de evaluar el posible impacto de los escenarios esperados de precios del petróleo y las condiciones del mercado, así como de los desarrollos futuros impulsados por el entorno económico para la industria del petróleo y el gas, el Emisor realiza un análisis de sensibilidad sobre su saldo de reservas probadas a cierre de cada año. Este análisis toma en cuenta las estimaciones y expectativas del Emisor sobre los principales supuestos utilizados en su cálculo de reservas probadas, cuyo resultado final real puede fluctuar y diferir sustancialmente de las estimaciones debido a varios factores fuera del control del Emisor, principalmente el precio del crudo.

Por el contrario, cualquier revisión al alza en las cantidades estimadas de reservas probadas indicaría mayores volúmenes de producción futuros, lo cual a su vez podría resultar en menores gastos por depreciación, agotamiento y amortización de propiedades a las cuales se aplica el método de unidades de producción para el cálculo de gastos. Dichos menores gastos (y cualquier mayor ingreso como resultado de los volúmenes de producción reales y los precios realizados) podrían beneficiar los resultados de operación y condición financiera del Emisor.

Con la finalidad de disminuir los Riesgos asociados a la estimación de reservas, el Emisor mantiene la política de realizar su certificación de reservas con especialistas externos reconocidos internacionalmente, quienes realizan el estudio de reservas de acuerdo con la normativa de la SEC. Adicionalmente, el control

interno del proceso se encuentra diseñado para el cumplimiento de los requerimientos de la ley Sarbanes Oxley.

Los volúmenes de reservas certificados por los especialistas externos son las que se divulgan al mercado. Históricamente las reservas certificadas por terceros representan el 99% y el restante por el equipo interno designado para tal fin.

10.2 El aumento de la competencia de las compañías petroleras locales y extranjeras puede tener un impacto negativo en la capacidad del Emisor para acceder a reservas adicionales de petróleo crudo y gas natural en Colombia y el extranjero

El Emisor debe ofertar por los bloques de exploración que ofrece la ANH en Colombia y autoridades similares en otros países, lo que significa que el Emisor compite en las mismas condiciones que otras compañías de petróleo y gas nacionales y extranjeras, y no recibe un trato especial. La capacidad de obtener acceso a campos potenciales también depende de la capacidad del Emisor para evaluar y seleccionar oportunidades potenciales y de ofertar adecuadamente para tales oportunidades.

El Emisor también se encuentra expuesto a la competencia internacional como resultado de las actividades exploratorias en el extranjero. Actualmente el Emisor adelanta actividades de exploración en Brasil, México y los Estados Unidos, donde, en asocio con otras entidades, compite con otras compañías de petróleo y gas que operan en esos lugares.

Las actividades de exploración del Emisor pueden verse limitadas si no puede competir adecuadamente con las compañías petroleras locales y extranjeras, o si no puede participar en empresas conjuntas con actores del mercado que tengan proyectos de exploración de alto potencial. Lo anterior podría reducir la participación de mercado, al tiempo que afectaría de manera negativa situación financiera del Emisor.

No obstante, para la administración y mitigación y de este Riesgo el Emisor cuenta con un equipo multidisciplinario conformado por las áreas de nuevos negocios, inteligencia competitiva y los equipos regionales de geología que analizan con detenimiento todos los procesos competitivos de asignación de áreas en Colombia y el exterior para que el Emisor y sus filiales puedan competir con los mejores estándares de la industria.

10.3 La participación del Emisor en perforación en aguas profundas (ya sea como operador directo o en conjunto con socios comerciales), implica riesgos y costos que pueden estar fuera de su control

Las actividades de perforación en aguas profundas presentan riesgos importantes tales como derrames, explosiones en plataformas y operaciones de perforación, y desastres naturales. La ocurrencia de cualquiera de estos eventos u otros incidentes podría resultar en lesiones personales, pérdida de vidas, daño ambiental severo con la contención resultante, gastos de limpieza y reparación, daños al equipo y responsabilidad en procedimientos civiles y administrativos. Como resultado, una regulación gubernamental más estricta puede resultar en mayores costos y plazos de exploración y desarrollo más largos para las operaciones de perforación en aguas profundas y, en consecuencia, podría afectar de manera negativa los resultados de operación y condición financiera. Los mayores riesgos y costos asociados con la perforación en aguas profundas pueden tener un efecto negativo en los resultados de operación, condición financiera y en la reputación del Emisor.

No obstante, para mitigar este Riesgo el Emisor cuenta con socios comerciales estratégicos, quienes a su vez cuentan con alta experiencia en operaciones de aguas profundas, presentan un programa robusto y detallado para mitigar estos riesgos desde la perforación de los pozos, su desarrollo y su etapa de producción. Con esto así, los Riesgos se empiezan a mitigar desde la concepción del proyecto mediante

la interpretación sísmica, geológica, geoamenazas, presiones de yacimientos, entre otros, para construir robustamente los pozos de aguas profundas y las facilidades *offshore*.

Adicional a lo anterior, el Emisor asegura la selección de contratistas expertos en operaciones en aguas profundas con un cumplimiento riguroso de estándares internacionales para este tipo de operaciones. Durante la planeación, ejecución y producción se desarrolla un plan detallado de salud, seguridad y medio ambiente (HSE) que incluye el entrenamiento del personal *offshore*, planes de respuesta a derrames y emergencias, planes de evacuación del personal, contratos con especialistas de control de pozo, pozos de alivio, programas de mantenimiento preventivo de equipos críticos de seguridad, contratos de barcos de lucha contra incendios y un sistema robusto de lucha y detección de incendios, los cuales ayudan a mitigar en gran parte los riesgos que se puedan presentar en las operaciones de aguas profundas.

10.4 El Emisor está expuesto a los riesgos crediticios, políticos y regulatorios de sus clientes y cualquier impago material o incumplimiento por parte de clientes fundamentales podría afectar de manera negativa el flujo de efectivo y los resultados de las operaciones

Algunos de los clientes del Emisor pueden experimentar problemas financieros que podrían tener un efecto negativo significativo en su solvencia. Los problemas financieros que enfrenten los clientes podrían limitar la capacidad del Emisor de cobrar los montos adeudados o hacer cumplir las obligaciones contractuales a su favor.

Problemas financieros experimentados por clientes o el deterioro de las relaciones del Emisor con sus clientes podrían resultar en el Deterioro de los activos, una disminución en los flujos de efectivo operativos. También podrían reducir o restringir la compra a futuro de los productos y servicios por parte de los clientes, lo que puede tener un efecto adverso sobre los ingresos y la capacidad de cumplir con las obligaciones de deuda existentes del Emisor.

El Emisor está expuesto a cualquier demora o cambio en las condiciones de pago de cuentas por cobrar con entidades gubernamentales, tales como saldos a favor de impuestos o saldos en la cuenta del Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles (FEPC). El Emisor gestiona dichas cuentas por cobrar y mantiene actualizado de dichos saldos a su contraparte acotando así cualquier afectación que pueda tener su expectativa de Flujo de Caja, sin embargo, un cambio en las condiciones o plazos esperados en los pagos, puede afectar la situación de liquidez del Emisor.

Este Riesgo se gestiona mediante el seguimiento y análisis de la solvencia crediticia de la contraparte, el comportamiento del precio de las acciones, los spreads de los *credit default swaps*, la probabilidad de incumplimiento, entre otros.

Los temas de riesgo asociados a la cartera comercial, se gestionan a través de dos procesos complementarios. La administración de Riesgo de crédito, a través de la realización de diferentes análisis financieros se define el perfil de riesgo de crédito asociado a cada cliente para determinar y controlar los niveles de exposición aprobados para cada uno de ellos. En los casos que se requiera, se identifican y administran los mecanismos de cobertura necesarios para mitigar los riesgos identificados, de acuerdo con los instrumentos aprobados en la Guía de Garantías Admisibles del Emisor. Así mismo, se realiza el seguimiento continuo a las diferentes contrapartes con el fin de identificar alertas o situaciones financieras o de mercado que puedan generar una modificación a su perfil de riesgo.

De otra parte, la administración de la cartera se realiza mediante el seguimiento constante a la cartera vigente, la oportuna aplicación de pagos realizados por los clientes, la administración de estados de cuenta de estos y la pertinente y oportuna gestión de cobro en los casos que se requiera.

Adicionalmente el Emisor ha considerado el riesgo estratégico de afectación a la sostenibilidad financiera y generación de valor en la forma indicada en la Sección 2.2 del presente Capítulo Iv.

10.5 El desempeño futuro del Emisor depende de la selección, el desarrollo y el despliegue exitoso de nuevas tecnologías y el conocimiento para operarlas, mantenerlas y mejorarlas

La tecnología, el conocimiento y la innovación son esenciales para el negocio del Emisor, especialmente para la incorporación de reservas en entornos complejos, la reducción de costos operativos, la reducción de la huella de carbono de las operaciones y la adaptación a la transición energética. Si el Emisor: (i) no desarrolla la tecnología adecuada o no asegura el acceso a la tecnología desarrollada por terceros, (ii) no despliega la tecnología adecuada, (iii) no obtiene la experiencia para operar la tecnología necesaria para la mejora de procesos, (iv) no cuenta con el conocimiento necesario para mejorar dicha tecnología de manera efectiva, podrían verse afectados de manera negativa el logro de los objetivos corporativos y los resultados financieros. Además, a medida que avanza la transición hacia una nueva economía baja en carbono y se aborda el cambio climático, el Emisor enfrenta el riesgo de que el progreso se vea limitado debido al alto costo de las tecnologías de gestión del agua y bajas emisiones de carbono. En el caso del programa de incorporación de tecnologías de recobro mejorado de petróleo, Ecopetrol no solo depende de la selección, adaptación y despliegue exitoso de tecnologías apropiadas, sino también de la respuesta del yacimiento a la aplicación de estas tecnologías de recuperación.

Ecopetrol cuenta con un único proceso de tecnología e innovación T&I (comprende tecnología de negocio y tecnología digital), que se viabiliza a través de los mapas de ruta de tecnología de cada segmento de la cadena de valor; y de iniciativas de aplicación transversal. El proceso de tecnología e innovación garantiza la incorporación y explotación de tecnologías propias y disponibles en el mercado, de forma oportuna y eficiente, para mejorar el desempeño operacional, crear ventajas competitivas y viabilizar la estrategia de sostenibilidad y crecimiento del Emisor.

El Centro de Innovación y Tecnología ICP del Emisor tiene el rol de responder por la integralidad del proceso de tecnología e innovación, y el Emisor cuenta con una matriz de decisiones y atribuciones para dicho proceso, en la que se establecen las decisiones clave y los escenarios y/o responsables de su ejecución.

El Emisor cuenta con una estrategia tecnológica que tiene 4 direccionadores y está centrada en el talento humano excepcional:

(a) Hacia la neutralidad en carbono y la transición energética, con foco en la optimización de los recursos y la preparación para la utilización y valorización de agua de producción; materiales avanzados a partir de fracciones pesadas (grafeno, fibras de carbono); abatimiento de emisiones y reutilización de residuos; geotermia baja y alta entalpía; captura y valorización CO_2; Hidrógeno; generación distribuida y acondicionamiento de suelos.

(b) Extendiendo los límites para el crecimiento en reservas, que apunta al éxito exploratorio en áreas de geología complejas y desarrollo de campos con barreras tecnológicas; reducción "break even" para avanzar en el desarrollo de campos estratégicos; viabilización de la explotación yacimientos de roca generadora y desarrollo de descubrimientos Offshore.

(c) Soporte a la Sostenibilidad, que busca mejorar los procesos de la cadena, y generar mayores eficiencias, comprende retos para la extensión del límite económico de los campos, y la optimización de los procesos, productos y productividad.

(d) Transformación digital.

Adicionalmente el Emisor ha considerado el riesgo estratégico de protección e incorporación de recursos y reservas no exitosa como parte del Mapa de Riesgos Empresariales, cuya gestión se apalanca en controles de determinados procesos y en acciones de tratamiento orientadas a: (i) identificar nuevas oportunidades exploratorias, (ii) plan tecnológico de exploración, (iii) seguimiento a la maduración de prospectos perforables, (iv) fortalecimiento del portafolio exploratorio, (v) revisión del modelo organizacional para planes de desarrollo, (vi) construir/ estructurar solución digital para plan integrado de oportunidades/proyectos en todo el ciclo de vida de cada activo, (vii) diseño e implementación herramienta ecoreview, y (viii) diseño, preparación y presentación de oferta para proceso de asignación de Proyectos de Investigación.

10.6 El Emisor ha realizado importantes inversiones en adquisiciones, así como desinversiones y es posible que no se obtenga el valor esperado

El Emisor ha adquirido participaciones en varias empresas en Colombia y en el extranjero. La obtención de los beneficios esperados de las adquisiciones dependerá, en parte, de la capacidad del Emisor de (i) obtener los resultados esperados de las operaciones y la condición financiera de estas adquisiciones, (ii) administrar diferentes conjuntos de activos y operaciones e integrar culturas corporativas distintas, (iii) gestionar los objetivos como grupo empresarial, y (iv) instituir las reglas de gobierno corporativo del Grupo Ecopetrol; así como otros factores fuera del control del Emisor, como el entorno económico y regulatorio en los países en los donde se han realizado adquisiciones, al igual que todos los demás riesgos del entorno que afecten a la industria de petróleo y gas. Es posible que estos esfuerzos no tengan éxito y, de ser así, se podría afectar de forma adversa la condición financiera y resultados de operación del Emisor.

Adicionalmente, como consecuencia del replanteamiento estratégico de las operaciones principales, así como del análisis de manejo de portafolio, Ecopetrol ha llevado a cabo un plan de desinversiones en sus negocios actuales. Es posible que los precios de venta en estas operaciones puedan no ser suficientes para recuperar el valor de retorno original o incluso recuperar las inversiones hechas por el Emisor.

Estas operaciones pueden ser objeto de revisión por las autoridades de control en Colombia, lo cual podría impactar negativamente los resultados y podría desviar la atención y los esfuerzos del equipo gerencial del Emisor, de sus actividades ordinarias de negocios.

Por otra parte, en las operaciones de no convencionales "*shale*" en los Estados Unidos de América, la capacidad de perforar y desarrollar diferentes ubicaciones está sujeta a incertidumbres como los precios del gas natural y el petróleo, los costos de perforación y producción, la disponibilidad de servicios y equipos de perforación, adquisiciones y vencimientos de arrendamientos, limitaciones de capacidad de procesamiento, cuellos de botella en el transporte en los oleoductos, acceso y disponibilidad de sistemas de abastecimiento y distribución de agua, aprobaciones regulatorias, entre otros. Por lo anterior, no es posible para el Emisor asegurar que todas las ubicaciones de los pozos identificados se perforarán alguna vez, o si de lograrse, si se podrá producir gas natural o petróleo a los niveles planeados.

Como respuesta a este Riesgo el Emisor analiza cada una de las oportunidades de adquisición inorgánica, mediante un proceso detallado y estandarizado de evaluación, aprobación y seguimiento de nuevos negocios que incluye, entre otras, (i) la revisión de los casos de inversión por parte de pares independientes en la organización (*Peer Reviews* y QAQCs), (ii) instancias de aprobación en diferentes niveles, (iii) asesoría de terceros expertos externos tanto a nivel técnico como financiero, legal, contable y tributario y (iv) análisis expost para evaluar el desempeño de las inversiones. Adicionalmente, el seguimiento financiero de las unidades operativas y filiales que contienen las inversiones a las que se hace referencia, se realiza de forma mensual y con un énfasis particular al cierre de cada trimestre. Este seguimiento periódico y sistemático permite identificar de forma temprana y oportuna desviaciones en el desempeño

de dichas inversiones contra sus respectivos casos de compra y contra los planes de corto y largo plazo y disparar las intervenciones y planes de mitigación a las que haya lugar.

10.7 El Emisor puede sufrir una afectación de su operatividad al estar sujeto a actuaciones de los órganos de control y vigilancia del Estado

Dada la naturaleza de sociedad de economía mixta del Emisor, este y sus trabajadores están expuestos al ejercicio de las funciones de los organismos de control y el órgano del estado que ejerce control político (Congreso de la República). Dichos órganos pueden elevar solicitudes de información relacionadas con el uso y la disposición de bienes y recursos públicos. Esto puede acarrear el inicio de actuaciones especiales, auditorías, procesos, sanciones, entre otros.

En el marco de dichas actividades, y de presentarse una insuficiente ilustración a los entes de control sobre las actuaciones o transacciones ejecutadas por el Emisor, que conduzcan a interpretaciones o análisis erróneos, se podría ocasionar procesos sancionatorios, de responsabilidad fiscal de la Contraloría General de la República y/o procesos disciplinarios de la Procuraduría General de la Nación que culminen en decisiones sancionatorias de dichas entidades y/o cualquier otra Entidad competente. Así mismo, estas situaciones se pueden presentar por desconocimiento por parte de los trabajadores sobre el procedimiento para atender los requerimientos de los Entes de Control y del Congreso de la República que conlleve a la entrega a estos de información errónea y/o incompleta.

Para gestionar este riesgo, el Emisor se apalanca en controles de determinados procesos y en acciones de tratamiento orientadas a: (a) Capacitaciones de control fiscal para funcionarios autorizados y administradores designados, (b) Comunicación de lecciones aprendidas sobre temas relevantes y actuaciones en curso, (c) Documentación relativa a solicitudes de los entes de control referidas a temas de las actuaciones adelantadas por los mismos, (d) Estrategia integral para la gestión de órganos de control y otras entidades del estado, (e) Divulgación de procedimiento de atención a congreso, y (f) Esquema de función preventiva de Jurídica ante Entes de Control.

10.8 Las pólizas de seguro del Emisor no cubren y pueden no estar disponibles para todos los riesgos

Las pólizas de seguro del Emisor no cubren todos los riesgos y es posible que no se encuentre una póliza disponible para la totalidad de ellos. No es posible garantizar que no se producirán incidentes en el futuro, que cubran totalmente el alcance o extensión de las eventuales pérdidas. Tampoco es posible garantizar que el Emisor no será encontrado responsable en relación con las reclamaciones que surjan de estos y otros eventos que podrían afectar de manera negativa la situación financiera y los resultados operativos.

Este riesgo se mitiga mediante la implementación de esquemas alternativos de retención y transferencia de riesgos. En la actualidad, el Emisor está evaluando la posibilidad de constituir un Fondo de Autoseguro, que permita al Grupo Ecopetrol disminuir la dependencia de las coberturas del mercado y contrarrestar la volatilidad actual en el costo de las primas. De igual manera, la estrategia de aseguramiento se enfoca en obtener cobertura para los eventos catastróficos (baja probabilidad y alto impacto) que son los que realmente podrían afectar la situación financiera del Emisor.

Adicionalmente, debido a las condiciones del mercado mundial y las limitaciones asociadas a las interpretaciones y decisiones tomadas por Contraloría General de la República con respecto al seguro de directores y administradores, en los últimos años los términos y condiciones de las pólizas de seguros de directores y administradores del Emisor se han visto afectadas (incluso a través de una disminución en los límites y coberturas). Lo anterior podría afectar las decisiones futuras que se espera que tomen dichos directores y administradores, y podría conducir a un efecto adverso en la condición financiera y resultados operativos del Emisor.

En este frente el Emisor contrata, además de su póliza corporativa principal de directores y administradores, una póliza exclusivamente para el amparo de gastos de defensa de los directores y administradores que funciona como una capa primaria; igualmente varias compañías del Grupo Ecopetrol contratan su propia póliza local primaria. Adicionalmente, se está analizando la viabilidad técnica y legal de esquemas alternativos de cobertura para los Directores y Administradores mediante el Fondo de Autoseguro previamente mencionado, que complemente la estrategia de aseguramiento y supla las capacidades y coberturas que el mercado no esté dispuesto a asumir (pues pueden llegar a ser insuficientes). Igualmente, se viene trabajando de la mano con la Contraloría en el conocimiento de la Circular 005 de 2020 de esa entidad (que provee instrucciones en el uso y aplicación de las pólizas en procesos de investigación), y el entendimiento y correcta interpretación de las cláusulas, modalidad y condiciones de este ramo de seguro en particular.

10.9 Las nuevas tendencias en el sector de seguros frente al cambio climático pueden traer costos adicionales o crear nuevas condiciones que deben ser abordadas por el Programa de Seguros Corporativos del Emisor

Se han identificado tres tendencias principales de seguros que surgen de la transición a una nueva economía baja en carbono y el cambio climático que podrían tener un impacto negativo en el Emisor: (i) las compañías de seguros y reaseguros están considerando retirarse de la industria de petróleo y gas o están imponiendo nuevas demandas con respecto a los objetivos de descarbonización, que pueden afectar la asegurabilidad de los activos o primas más altas (ii) la cobertura de las pólizas pueden cambiar a medida que avanza la modelación y la evaluación del riesgo climático, lo que lleva a cambios en la suscripción de pólizas y nuevas exclusiones en las mismas, y (iii) el aumento de la frecuencia o intensidad de eventos relacionados con cambio climático pueden llevar a un aumento en los precios de las primas. Si bien el Emisor planea abordar estas tendencias cuantificando su impacto financiero y evaluando la necesidad de nuevas estrategias de retención y transferencia de riesgos, aún no es posible asegurar que estas tendencias no aumenten los costos de seguros ni reduzcan la cobertura de los seguros, lo que podría afectar de manera negativa la situación financiera y los operativos del Emisor.

Para mitigar los riesgos asociados a la dependencia del mercado, la volatilidad del costo de las primas y las pérdidas de cobertura, en los últimos años el Emisor ha venido ajustando la estrategia de retención y transferencia de riesgos y ha trabajado en diferentes frentes: (i) vinculación al OIL Pool, (ii) aumento de retención de riesgo a través de la compañía reaseguradora cautiva (Black Gold Re), (iii) inicio del análisis de un caso de negocio para la constitución de un fondo de autoseguro, basado en la baja siniestralidad y la calidad del riesgo del Emisor.

Adicional a lo anterior, el Emisor informa periódicamente al mercado reasegurador (que hace parte del Programa Corporativo de Seguros), acerca de los objetivos estratégicos de la organización en materia de descarbonización y transición energética, con el fin de socializar el compromiso del Emisor en estos frentes y buscar su permanencia en el respaldo del reaseguro.

10.10 La confiabilidad y capacidad de los sistemas nacionales de suministro de energía pueden afectar o limitar la continuidad de operaciones del Emisor o limitar su crecimiento

El consumo de energía del Emisor se suministra mayoritariamente mediante autogeneración y el restante a través de la red eléctrica nacional. La autogeneración está sujeta a disponibilidad de combustible y energía solar. Además, varios campos productores están conectados al sistema de transmisión nacional y dependen de su expansión y confiabilidad para mantener niveles de producción estables. El mercado eléctrico nacional es volátil debido a cambios en la hidrología y disponibilidad de combustibles (gas natural, Diésel, etc.), lo que genera incertidumbre en los precios. Si no llegare a haber energía disponible o fuere

difícil su obtención, podrían verse afectados de manera negativa los resultados de operación y condición financiera del Emisor.

Para el efecto, el Emisor desarrolla un proceso de planeación del suministro de energía de corto, mediano y largo plazo, el cual incorpora proyectos de expansión de generación que permitirán que en 2025 la demanda de energía del Grupo Empresarial sea atendida en un 78% a partir de autogeneración en las horas día. Este proceso contempla la revisión permanente del balance oferta-demanda de energía eléctrica del Emisor y sus filiales.

Las principales acciones para mitigar este riesgo consisten en la reducción en el consumo de energía, incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable a la matriz de suministro del Emisor y aseguramiento de la confiabilidad del suministro de energía eléctrica de las operaciones a través de nueva infraestructura. Adicionalmente se evalúan alternativas como hidrógeno verde y sistemas de almacenamiento de energía eléctrica como acciones de mitigación.

El Emisor ha considerado en su Mapa de Riesgos Empresariales, el riesgo de estrategia de transición energética no exitosa, cuya gestión se apalanca en controles de determinados procesos y en acciones de tratamiento orientadas a: (i) actualización de portafolio y cierre de brechas, (ii) alistamiento e implementación de análisis y alistamiento del portafolio, (iii) seguimiento a la implementación de los proyectos e iniciativas de reducción de emisiones, (iv) implementación de acciones para apoyar el cumplimiento de la meta de reducción de emisiones de gases efecto invernadero, (v) plan para asegurar la calidad de combustibles, (vi) estructuración y aprobación de la estrategia integrada de gas, (vii) definición e implementación del modelo operativo de la temática de gas, (viii) evaluación de comercializadora, monitoreo de mercado, (ix) consolidar y automatizar modelo de proyección de precios de importación, (x) revisión de modelo de comercialización de resinas plásticas, y (xi) bosquejo de posibles arquetipos en relación a opciones de diversificación del portafolio de negocios del Grupo Ecopetrol.

11. Factores de riesgo relacionados con la Adquisición de ISA

11.1 La información financiera y operativa relacionada con ISA incluida en este suplemento no representa nuestra posición financiera consolidada o los resultados de las operaciones posteriores a la consumación de la Adquisición

La información financiera y operativa relacionada con ISA antes de la Adquisición de ISA no refleja el efecto de los ajustes potenciales que puedan ocurrir una vez el Emisor incluya a ISA en sus resultados consolidados de operaciones y no representa la posición financiera real o esperada o los resultados de las operaciones del Grupo Ecopetrol después de la Adquisición de ISA. Los inversionistas no deben depender de la información financiera o de operaciones sobre ISA incluida en el presente documento como indicador de nuestros resultados futuros de operaciones consolidadas.

11.2 La Adquisición podría no lograr los beneficios que se buscan con ella, lo cual podría afectar negativamente y/o interrumpir el negocio y nuestras operaciones y las de ISA

Es posible que el Emisor no pueda realizar los objetivos esperados de la Adquisición de ISA en la magnitud esperada o dentro de los plazos esperados o las expectativas de costos, o es posible que no se puedan realizar en lo absoluto. Las dificultades y riesgos asociados con la Adquisición de ISA y la realización de los beneficios de la misma incluyen los siguientes:

(a) Posibles diferencias en los estándares, controles, procedimientos, políticas, cultura corporativa, sindicatos y estructuras de compensación de ISA y Ecopetrol, que pueden conducir a retrasos imprevistos, costos o ineficiencias, deterioro de las relaciones laborales, salidas de empleados o dificultades en la consolidación;

(b) Dificultades y retrasos en la implementación del plan de integración, que pueden resultar en que no se logren las sinergias anticipadas de la Adquisición de ISA de manera oportuna o en absoluto;

(c) Inhabilidad para atraer, retener y motivar empleados clave, puesto que, los empleados actuales o eventuales de cualquiera de las dos compañías pueden experimentar incertidumbre sobre sus roles futuros luego de la Adquisición de ISA.

(d) Posibilidad de que no se hayan descubierto pasivos reales o contingentes de ISA durante la investigación de debida diligencia, de la que Ecopetrol, como sucesores o propietarios, pueda ser responsable y por la cual no se hayan obtenido suficientes garantías contractuales o indemnidades del MHCP;

(e) Obligaciones que pueda tener Ecopetrol con las contrapartes de ISA que surjan como resultado del cambio en el control; y

(f) Posibilidad de que Ecopetrol o ISA puedan verse afectados negativamente por otros factores económicos, políticos, legislativos, regulatorios, comerciales, competitivos o de otro tipo que afecten las industrias.

La ocurrencia de cualquiera de los anteriores puede perjudicar o perturbar otros negocios y los negocios del Emisor de forma tal que la habilidad del Emisor para llevar a cabo los beneficios que de la Adquisición de ISA podrían reducirse o retrasarse, y la condición financiera y resultados de operación podrían verse materialmente afectados de forma desfavorable.

Por otra parte, la Adquisición de ISA podría causar perturbaciones y crear incertidumbre alrededor de los negocios del Emisor y los de ISA, y afectar las relaciones de ambas compañías con clientes, proveedores, y otros socios de negocios y empleados. Algunos clientes, proveedores y otros socios de negocios podrían retrasar o diferir decisiones, buscar modificaciones a los términos en los que hacen negocios con el Emisor o ISA o terminar sus relaciones con la compañía relevante, lo cual podría afectar los ingresos, ganancias y flujos de caja de cualquiera o ambas compañías.

Por lo tanto, la integración puede ser impredecible, o sujeta a retrasos o circunstancias cambiantes, e ISA podría no desempeñarse de acuerdo con las expectativas. Es posible que el Emisor no haya anticipado algunos o todos los beneficios de la Adquisición de ISA, ya que estos se basaron en proyecciones y suposiciones sobre los negocios de ISA, que pueden no materializarse en el momento o forma esperados, o pueden resultar inexactos.

11.3 Acciones legales en relación con la Adquisición de ISA

El Emisor ha sido, y puede ser a futuro, sujeto de demandas o reclamaciones en relación la Adquisición de ISA. Dichos procesos judiciales podrían resultar en la nulidad de la Adquisición de ISA y/o en la condena por perjuicios sustanciales, lo cual podría desviar el tiempo y la atención que la administración invierte en el negocio del Emisor, así como producir eventuales consecuencias económicas que pueden afectar el estado de resultados y patrimonio de Ecopetrol, y/o generar resultados negativos como consecuencia de cualquier orden de resarcimiento de perjuicios; todo lo cual podría generar un efecto adverso en la posición financiera y en los resultados de las operaciones del Emisor.

12. Riesgos generados por carga prestacional, pensional y sindicatos

En cumplimiento del Decreto 2153 de 1999 Ecopetrol constituyó los patrimonios autónomos pensionales, los cuales se rigen de acuerdo a los dispuesto en el Decreto 941 de 2002 y tienen como finalidad el pago de las pensiones, bonos y/o cuotas respecto al cálculo actuarial que se actualiza cada año. El pasivo pensional se encuentra fondeado por encima del ~80% con corte a diciembre de 2020.

Los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol están constituidos por inversiones que siguen los lineamientos de inversión de los recursos de los fondos de pensiones obligatorias moderados en Colombia (Decreto 1913 de 2018). En un escenario adverso de tasas de interés, la valoración de los portafolios puede verse afectada considerando su concentración en renta fija y la valoración a precios de mercado de los recursos. Adicionalmente, en un escenario en el que se presente revaluación del peso, las inversiones en moneda extranjera sin coberturas cambiarias se verán afectadas negativamente. En el evento en que el valor de los patrimonios autónomos pensionales no sea suficiente para atender las obligaciones pensionales de Ecopetrol en el largo plazo, la Compañía será responsable patrimonialmente por el pago de las pensiones, bonos y cuotas partes.

Esta exposición es monitoreada continuamente por la oficina de tesorería del Emisor, dado el impacto potencial que la volatilidad puede tener en los resultados financieros. La información de la oficina de tesorería se recopila a partir de informes proporcionados por los administradores de activos. Estos informes se refieren tanto a límites regulatorios como a riesgos de mercado, crédito y liquidez.

12.1 Los resultados podrían verse afectados por situaciones laborales

(a) Las operaciones del Emisor podrían verse afectadas por las reacciones de los sindicatos, las organizaciones sociales, las comunidades y los contratistas ante el entorno político y social de Colombia, las preocupaciones ambientales y de cambio climático y los cambios organizativos.

Debido al entorno político y social de Colombia, las preocupaciones ambientales y de cambio climático emergentes y los cambios organizacionales, las organizaciones sociales en las comunidades donde se opera, comunidades en general, contratistas y sindicatos pueden tener reacciones y presentar sus demandas a través de movimientos sociales, lo que podría haber un efecto adverso en las operaciones del Emisor y su situación financiera.

Para mitigar y administrar el presente Riesgo, el Emisor tiene estructurado un plan que contiene los lineamientos aplicables para la prevención, atención y control de eventos que alteren la normalidad operacional en el Emisor y tengan consecuencias laborales. De manera preventiva se gestionan los riesgos laborales y se estandarizan las prácticas de atención a eventos de anormalidad laboral, las cuales son de conocimiento por parte de los funcionarios delegados para atender dichas situaciones y de todos aquellos que intervienen en la interacción y aseguramiento del mismo.

Las acciones se ejecutan teniendo en cuenta las necesidades presentadas en las instalaciones donde se puedan generar incidentes, desplegando así los escalamientos y soportes necesarios según su criticidad y comportamiento; en ese sentido, se tiene definido un proceso de gestión compuesto por tres (3) subprocesos: preventivo, atención y cierre; y entre las principales acciones se enuncian las siguientes: (i) suministro de recursos necesarios para apoyar la respuesta a incidentes de anormalidad o hechos perturbadores (ii) activar los planes de continuidad operativa para los negocios afectados (iii) manejar relaciones con grupos de interés (iv) analizar, recomendar y solicitar la participación de la fuerza pública en el manejo de la situación (v) involucrar autoridades externas en caso de situaciones que desbordan el ámbito de la empresa.

13. Vulnerabilidad del emisor ante variaciones en la tasa de interés y/o tasa de cambio

13.1 Las variaciones en el tipo de cambio peso colombiano / dólar estadounidense podrían tener un efecto adverso en la condición financiera y resultados operativos del Emisor, dado el monto de la deuda denominada en dólares estadounidenses y el hecho de que la mayoría de los ingresos se derivan de la venta de productos cotizados en (o con referencia a) dólares estadounidenses

La mayoría de los ingresos del Emisor se derivan de las ventas de productos cotizados en dólares estadounidenses o con referencia a esta divisa. Por lo tanto, cuando el peso colombiano se deprecia frente al dólar estadounidense, los ingresos convertidos a pesos colombianos aumentan. Por el contrario, cuando el peso colombiano se aprecia frente al dólar estadounidense, los ingresos disminuyen.

Por otro lado, los bienes importados, los servicios petroleros y la deuda, que está principalmente denominada en dólares estadounidenses, se vuelven menos costosos cuando el peso colombiano se aprecia frente al dólar estadounidense y más caros, cuando el peso colombiano se deprecia frente al dólar estadounidense.

Teniendo en cuenta que la moneda funcional del Emisor es el peso colombiano y que la mayor parte del saldo nominal de su deuda se encuentra denominada en dólares de los Estados Unidos, cuando el peso colombiano se deprecia frente al dólar estadounidense, el Emisor está expuesto a una pérdida por tipo de cambio. En contraste, cuando el peso colombiano se aprecia frente al dólar estadounidense, el Emisor está expuesto a una ganancia cambiaria.

Una depreciación futura en el tipo de cambio del peso colombiano frente al dólar estadounidense puede afectar los resultados financieros del Emisor cuando se convierten a pesos colombianos, dada la posición neta actual en dólares estadounidenses, el hecho de que la mayoría de los ingresos del Emisor se recaudan en dólares estadounidenses y la porción de la deuda en dólares estadounidenses que no está designada como instrumento de cobertura, sumado a la eventual deuda futura que sea adquirida.

Tomando en cuenta consideraciones previas, el Emisor busca identificar y administrar el Riesgo cambiario de manera integral, utilizando un análisis de coberturas naturales con el fin de beneficiarse de la correlación entre ingresos o inversiones en un negocio en el extranjero y deuda denominada en moneda extranjera. El Emisor adoptó la contabilidad de coberturas como parte de su estrategia de gestión de riesgos, utilizando dos tipos de coberturas naturales con su deuda denominada en dólares estadounidenses como instrumento financiero: i) cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de petróleo crudo y ii) cobertura de inversión neta en operación extranjera. Además, el Emisor puede involucrar el uso de instrumentos financieros derivados e instrumentos financieros no derivados.

Adicionalmente el Emisor ha considerado el riesgo estratégico de afectación a la sostenibilidad financiera y generación de valor en la forma indicada en la Sección 2.2 del presente Capítulo Iv.

Finalmente, el Emisor mantiene suficiente efectivo en pesos colombianos y dólares estadounidenses para cubrir sus gastos en cada moneda. Con la adopción de la contabilidad de coberturas (hedge accounting), el efecto de la volatilidad del tipo de cambio sobre la porción efectiva cubierta de la deuda se reconoce directamente en el patrimonio, como parte de otro resultado integral. La estrategia de gestión de coberturas se enfoca completamente en la contabilidad, por lo que el efecto final solo se determinará cuando las operaciones de coberturas lleguen a su fin.

13.2 El Emisor puede estar expuesto a aumentos en las tasas de interés, aumentando así sus costos financieros

El Emisor puede incurrir en deuda a nivel local y en los mercados de capital internacionales y, en consecuencia, puede verse afectado por cambios en las tasas de interés vigentes. Si las tasas de interés de mercado aumentan, los gastos de financiamiento del Emisor pueden aumentar, lo que podría tener un efecto adverso en sus resultados operativos y condición financiera.

Si las tasas de interés de mercado suben, los gastos de financiamiento aumentarán, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de operación y condición financiera del Emisor. Además, a medida que la deuda existente sea refinanciada en los próximos años, la composición del endeudamiento del

Emisor puede cambiar, específicamente en lo que se refiere a la proporción de tasas de interés fijas y variables, la proporción de deuda a corto plazo y la deuda a largo plazo, y las monedas en las que está denominada o indexada la deuda. Con esto así, no es posible para el Emisor asegurar que tales cambios no resulten en un aumento de los gastos de financiamiento.

Finalmente, a medida que el Emisor incurra en nueva deuda en el futuro para financiar los proyectos de capital o adquisiciones inorgánicas, las tasas de interés y los diferenciales vigentes en cualquier momento específico podrían ser menos favorables en términos de costo en comparación con transacciones financieras precedentes, lo que podría afectar de manera negativa la situación financiera y los resultados de las operaciones del Emisor.

Si bien conforme al análisis de los eventos de riesgo crediticio y los mercados financieros mundiales el Emisor ha decidido no cubrir el riesgo de tasa de interés, la Gerencia de Mercado de Capitales del Emisor monitorea continuamente el desempeño de los factores de riesgo de mercado a los cuales se encuentra expuesto, que han sido previamente identificados, como son las tasas de interés, así como la cuantificación del efecto de su volatilidad en los estados financieros, para determinar las estrategias de cobertura a implementar que permitan mitigar el impacto de este factor de riesgo.

14. La dependencia del negocio del Emisor respecto a licencias, contratos, marcas, personal clave y demás variables, que no sean de su propiedad

La especialización, el incremento de los precios de crudo, y la alta cantidad de proyectos hidrocarburíferos ha afectado el mercado de bienes y servicios de hidrocarburos, el cual tiene aspectos inherentes que se convierten en riesgos que pueden afectar el desarrollo normal y eficiente de la operación del Emisor, como son: la dificultad para la adquisición de maquinaria especializada como los taladros de perforación; escasez de mano de obra experta; proveedores con inadecuado desempeño o desconocimiento de la industria; aumento de los precios en servicios y maquinaria de mantenimiento; dificultades para negociar o mantener contratos de abastecimiento, entre otros.

Así mismo, el Emisor tiene el riesgo de no contar con la tecnología para operar debido, entre otras razones a: (i) no contar con un contrato vigente para el uso de la tecnología; (ii) terminación de la vigencia del contrato; (iii) no contar con los recursos para el licenciamiento y actualización a nuevas versiones; (iv) interrupción en el funcionamiento de la tecnología; (v) finalización del soporte tecnológico por parte del proveedor o licenciatario; (vi) salida del mercado de la solución tecnológica.

Cualquiera de esas circunstancias puede tener un impacto sobre la capacidad del Emisor de desarrollar nuevos proyectos y generar atrasos en el desarrollo de proyectos existentes y, por lo tanto, sobre la condición financiera y resultados de Emisor.

Las principales acciones realizadas para mitigar este riesgo consisten en: (i) mejorar la planeación integral de la demanda, de manera que se definan estrategias y contratos marco de largo plazo que se ejecutan mediante la asignación de órdenes de servicios en función de ciertos criterios como desempeño, rendimientos, capacidad financiera, etc., de los contratistas; (ii) inclusión, en los contratos, de fórmulas de indexación que consideren los aspectos o componentes realmente involucrados en las tarifas, asegurando que el valor de las mismas se mantenga a pesar del trascurso del tiempo y de las circunstancias que se presenten durante la ejecución contractual; (iii) segmentación y fortalecimiento del relacionamiento con proveedores estratégicos, permitiendo que la innovación, las nuevas tecnologías y las mejores prácticas sean una realidad en la relación contractual, además de afianzar un esquema de alianzas que trascienda la relación transaccional de prestación – contraprestación; y (iv) implementación de esquemas de negociación de las ofertas durante el proceso y de las tarifas durante la ejecución contractual, previo análisis de las variables en las que sea posible hacer concesiones recíprocas sin afectar el balance económico de los contratos.

Otras medidas de mitigación existentes frente a la disponibilidad de la tecnología para operar son: (i) negociación y firma de contratos de licenciamiento de acuerdo con la modalidad que aplique (perpetuidad, temporales); (ii) inclusión de las renovaciones y nuevas necesidades contractuales en el PAI (Plan abastecimiento Integral); (iii) validación preventiva del vencimiento de los contratos de licenciamiento, soporte y mantenimiento por parte de los funcionarios solicitantes y/o los administradores de contratos; (iv) análisis de impacto y riesgos desde el área de crisis y continuidad del Emisor para identificación de soluciones tecnológicas requeridas para operar en los negocios y su inclusión en los planes de recuperación tecnológica; (v) definición de los planes alternos de operación por parte del negocio los cuales se activan en caso de interrupción de las soluciones tecnológicas; y (vi) monitorear el software instalado mediante la comparación de las licencias de software autorizado versus las instaladas/asignadas en los equipos de cómputo y servidores, de acuerdo con lo definido en la guía de gestión de licenciamiento, identificando las diferencias de manera automática y generando alertas, notificaciones, y acciones de remediación.

15. Situaciones relativas a los países en los que opera el Emisor

15.1 Las inversiones y actividades de exploración del Emisor fuera de Colombia actuales y previstas están expuestas a riesgos políticos y económicos

El Emisor inició actividades de exploración fuera de Colombia en 2006 a través de la subsidiaria brasileña, Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda. Se opera a través de socios comerciales, subsidiarias o afiliadas fuera de Colombia. Actualmente el Emisor cuenta con inversiones, *joint ventures* y subsidiarias incorporadas en Perú, Brasil, México, Bermudas, Panamá, Islas Caimán, Suiza, España, Reino Unido y Estados Unidos, y se encuentra en análisis la posibilidad de realizar inversiones en otros países. En relación con estas inversiones, el Emisor está y estará sujeto a riesgos relacionados con las condiciones económicas y políticas de cada país, así como las decisiones gubernamentales relacionadas con la economía. Considerando esto, no es posible para el Emisor predecir las posiciones de los gobiernos extranjeros frente a la industria del petróleo y el gas, la tenencia de la tierra, la protección de la propiedad privada, las normas ambientales, la regulación o los impuestos; tampoco es posible asegurar que a futuro los gobiernos mantendrán políticas favorables a la inversión extranjera o la repatriación de capitales. Además, es posible enfrentar riesgos nuevos que involucren requisitos ambientales y otros requisitos legales más allá de los existentes en la actualidad.

Los resultados de las operaciones y la condición financiera de las subsidiarias del Emisor en estos países también pueden verse afectados de manera negativa no solo por los riesgos asociados con la exploración y producción de hidrocarburos, sino también por las fluctuaciones en sus economías locales, la inestabilidad política y las acciones gubernamentales, que incluyen: la imposición de controles de precios, la imposición de restricciones a las exportaciones de hidrocarburos, la fluctuación de las monedas locales frente al peso colombiano, la nacionalización de las reservas de petróleo y gas, el aumento de las tasas de impuestos a la exportación y a la renta para el petróleo crudo y los productos derivados del petróleo, y cambios institucionales y contractuales unilaterales (gubernamentales), incluidos los controles sobre inversiones y limitaciones sobre nuevos proyectos.

La ocurrencia de cualquiera de estas condiciones podría interrumpir o terminar las operaciones, haciendo que las actividades de desarrollo se reduzcan o terminen en estas áreas, o que la producción disminuya, se limite la capacidad de buscar nuevas oportunidades, se afecte la recuperabilidad de los activos u obligue al Emisor a incurrir en costos adicionales o que se retrase el cronograma de los proyectos.

Actualmente, las principales acciones realizadas por el Emisor para mitigar este Riesgo consisten en tener asesoría especializada en temas de entorno para los países que tienen una mayor probabilidad de presentar algún cambio en el corto o mediano plazo. Así mismo, se realiza un monitoreo permanente y

sistemático de los factores que afectan el contexto local y los cambios en el entorno político, social, fiscal y regulatorio del país, para identificar alertas tempranas y de esta forma elaborar planes de acción oportunos y diseñados a la medida de las novedades que presenta la geografía.

16. Incertidumbre sobre el comportamiento de activos distintos a los del giro normal del negocio del Emisor

Ecopetrol cuenta con inversiones en otras sociedades, que se hicieron al identificar ventajas estratégicas, como son el desarrollo de proveedores de servicios e incursión y desarrollo de nuevos productos. Todas estas inversiones tienen un vínculo con las operaciones, productos actuales y/o servicios con los que cuenta o requiere el Emisor en su negocio tradicional. Para mayor información ver Riesgo "*El Emisor ha realizado importantes inversiones en adquisiciones, así como desinversiones y es posible que no se obtenga el valor esperado*".

16.1 Los resultados del Emisor pueden verse afectados por el desempeño de los proveedores, socios comerciales o sus proveedores de servicios externos

La mayor parte de la actividad del Emisor depende de proveedores, subcontratistas así como de la tercerización de bienes y servicios. Además, algunas de las operaciones y proyectos se llevan a cabo a través de *joint ventures* u otros acuerdos contractuales con socios de negocios o terceros proveedores de servicios. En consecuencia, el Emisor depende de la actuación de los socios de negocios o terceros proveedores de servicios. Un bajo desempeño por parte de los proveedores del Emisor, en cualquier criterio como la eficiencia operativa, plazos, aspectos administrativos, HSE, o de los socios de negocios (especialmente en aquellos proyectos en los que no actúan como operador) podría afectar de manera negativa a la ejecución de proyectos y desempeño operativo del Emisor, lo que a su vez podría tener un impacto negativo en sus resultados de operación y situación financiera. El Emisor se encuentra expuesto al riesgo de no encontrar socios comerciales o proveedores con las capacidades y el desempeño adecuados y requeridos para la ejecución de los proyectos. También está expuesto el Emisor indirectamente a acuerdos de suministro y otros servicios de terceros contratados por los socios comerciales que actúan como operadores en virtud de acuerdos de *joint ventures*.

Las acciones dirigidas a administrar este Riesgo incluyen (i) la revisión y conocimiento permanente y constante de la oferta disponible en el mercado, de manera que en las estrategias y los procesos siempre se tenga un número plural de participantes; (ii) aseguramiento de contratos marco para categorías críticas con varios proveedores, de manera que ante la falla o mal desempeño de uno de ellos, la necesidad pueda ser atendida con otro de manera oportuna; (iii) evaluación periódica del desempeño y disposición de un sistema de alertas frente a eventuales incumplimientos, acompañada de planes de mejora que permitan la recuperación del contratista afectado.

Adicionalmente, el Emisor ha considerado el riesgo estratégico de incumplimientos por parte de terceros como parte del Mapa de Riesgos Empresariales, cuya gestión se apalanca en controles de determinados procesos y en acciones de tratamiento orientadas a: (i) taller de identificación de lecciones aprendidas de cláusulas de los contratos de colaboración; (ii) evaluación del desempeño de los asociados en los activos de la VAS; (iii) medidas de liquidez/ liberación de retención en garantía y suspensión de multas, (iv) pronto pago a pequeños y medianos contratistas; y (v) actualización de los planes de continuidad operativa de comercialización.

17. Vencimiento de contratos de abastecimiento

El Riesgo de vencimiento de contratos que pueda afectar la continuidad de la operación se mitiga mediante una gestión proactiva del área de abastecimiento; la cual se materializa en el diseño, aprobación e implementación de las estrategias de contratación con suficiente anticipación, de manera que los nuevos

contratos o contratos sustitutos se celebren dando espacio a planes de transición o empalme, a una gestión de cambio adecuada, a un efectivo alistamiento y un oportuno inicio.

Adicionalmente, en categorías críticas por su impacto en la operación como es el caso de perforación, servicios de perforación, servicios de subsuelo, químicos y catalizadores, mantenimiento de plantas de refinerías, etc., las estrategias comprenden la celebración de varios contratos marco con distintos proveedores, los cuales se ejecutan mediante órdenes de servicios para las que esos contratistas compiten en función de ciertos criterios (desempeño, rendimientos, HSE, descuentos, etc.), por lo que la falla de alguno se puede suplir con otro, sin que la operación se vea afectada.

Todos los contratos suscritos por el Emisor tienen fechas de vencimiento y con la suficiente anticipación se desarrollan las estrategias de contratación respectivas para darle trámite a los nuevos contratos de manera que se garantice la continuidad operativa.

También se prevé en los contratos cláusulas de opción, que permiten dar continuidad a la ejecución de los mismos mediante el ejercicio de una facultad unilateral del Emisor; previamente se valora si la opción representa el mejor negocio para el Emisor, caso en el cual se ejerce y se asegura la operación.

18. Impacto de posibles cambios en las regulaciones que atañen al Emisor

18.1 La Operación del Emisor se encuentra sujeta a regulación significativa

La industria colombiana de hidrocarburos está sujeta a una amplia regulación y supervisión por parte del Gobierno Nacional y las agencias reguladoras en asuntos que incluyen la adjudicación de bloques de exploración y producción por parte de la ANH, la imposición de obligaciones específicas de perforación y exploración, restricciones a la producción, controles de precios, gastos de capital, liquidación de la posición neta de cada refinador o importador con respecto al FEPC y desinversiones requeridas. La regulación existente se aplica a prácticamente todos los aspectos de las operaciones en Colombia y en el exterior. Las actividades de comercialización de algunos de los productos del Emisor también se enfrentan a una amplia regulación, la cual está sujeta a cambios por parte del regulador aplicable que puede afectar la capacidad del Emisor de comercializar sus productos.

Los términos y condiciones de los acuerdos con la ANH en virtud de los cuales se explora y produce petróleo y gas natural, reflejan negociaciones con entidades gubernamentales y pueden variar según los campos, cuencas e hidrocarburos descubiertos.

Al igual que todas las empresas petroleras que realizan actividades de exploración y producción en Colombia, el emisor está obligado a pagar un porcentaje de su producción al Gobierno a través de regalías. El Congreso de Colombia ha modificado el programa de regalías para la producción de petróleo y gas natural en varias ocasiones en los últimos 20 años, a través de cambios en el régimen que regula los nuevos contratos celebrados con el Gobierno. Esta regulación podría ser objeto de modificaciones futuras y tales cambios podrían tener un efecto adverso en las actividades de producción y exploración en Colombia.

Por lo demás, las empresas de energía están sujetas a leyes y regulaciones extensas sobre transporte y distribución de energía, medioambiente otras a nivel nacional y local, que afectan diversos aspectos de las operaciones del Emisor y sus subsidiarias. Dichas leyes y regulaciones se relacionan, entre otras cosas, con concesiones, licencias, permisos y otras aprobaciones requeridas, las tasas por servicios, los términos y condiciones que se aplican a servicios de energía, la recuperación de varias categorías de costos y la adquisición, construcción y disposición de instalaciones energéticas.

Las operaciones de compañías del sector energético pueden no cumplir en algún momento todas las leyes y regulaciones, y todas las demás condiciones establecidas mediante concesiones, licencias, aprobaciones y permisos aplicables. Además, el Emisor o sus subsidiarias pueden no estar en capacidad de renovar o mantener todas las concesiones, licencias, permisos y aprobaciones requeridos para poseer u operar redes de transmisión de electricidad. La imposibilidad de renovar o mantener cualquiera de las concesiones, licencias, permisos o aprobaciones requeridas o nuestra incapacidad para satisfacer cualquier requerimiento legal aplicable puede resultar en el aumento de costos de cumplimiento, la necesidad de gastos adicionales en bienes de capital o una suspensión de las operaciones, lo cual podría tener un efecto adverso sustancial sobre los flujos de caja, la condición financiera y los resultados de las operaciones.

La naturaleza y grado de regulación y legislación que afectan a las compañías de electricidad en los países donde se encuentran las subsidiarias del Emisor se ha vuelto significativamente más compleja en años recientes y no existe ninguna certeza de que no ocurrirán cambios sustanciales o que las políticas y normas existentes no se aplicarán, interpretarán o cumplirán de una manera nueva o diferente, incluso en relación con la generación, transmisión, distribución y venta de electricidad en los distintos países.

Asimismo, la operación del Emisor y sus subsidiarias en Colombia está sujetas a extensas regulaciones ambientales nacionales, estatales y locales. Las normas y regulaciones ambientales son aplicables a las actividades de exploración, producción, refinación, transporte, suministro, comercialización. Estos reglamentos establecen, entre otros, estándares de calidad para los productos de hidrocarburos, emisiones atmosféricas y gases de efecto invernadero, descargas de agua y disposición de desechos, remediación de suelos, contaminación de aguas y el almacenamiento, manejo, transporte y tratamiento general de hidrocarburos en Colombia. Actualmente, todos los proyectos de perforación exploratoria deben someterse a una evaluación de impacto ambiental y deben recibir una licencia ambiental de parte de la ANLA. Las autoridades ambientales con jurisdicción sobre la actividad del Emisor inspeccionan rutinariamente los campos de petróleo crudo, refinerías y otros sitios de producción, y pueden decidir abrir investigaciones o procedimientos de sanción, lo que puede resultar en la imposición de multas, restricciones a las operaciones u otras sanciones en relación con posibles incumplimientos de las leyes ambientales.

Del mismo modo, el Emisor está sujeto al control y seguimiento de las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR), autoridades ambientales regionales que otorgan permisos para el uso y explotación de recursos naturales en áreas o campos que cuentan con un Plan de Manejo Ambiental. De igual forma establecen medidas de compensación por el uso de estos recursos y realizan seguimiento, control e imponen sanciones como resultado de las investigaciones. En caso de no cumplir con alguna de estas regulaciones ambientales nacionales o regionales, el Emisor podría estar sujeto a sanciones administrativas y penales, incluidas amonestaciones, multas u órdenes de cierre de instalaciones. Cualquier sanción penal de este tipo se impondría a los representantes legales del Emisor, incluido cualquier representante legal, director o trabajador que participe o no tome medidas relacionadas con las actividades que conducen al daño ambiental.

La regulación ambiental se ha vuelto más estricta en Colombia en los últimos años, como resultado, los costos operativos se han incrementado para cumplir con estos nuevos requisitos, así como con la necesidad de fortalecer el equipo especializado a cargo del cumplimiento ambiental en proyectos y operaciones. En caso de que esta tendencia continúe, es posible que el Emisor deba reducir inversiones en proyectos estratégicos para asignar recursos al cumplimiento ambiental. En adición, El Emisor está expuesto a retrasos en la obtención de licencias ambientales de la ANLA, lo que puede generar sobrecostos o cambios en el desarrollo de su plan de inversión. Los posibles costos adicionales pueden afectar la viabilidad financiera de los proyectos, situación que puede impactar los resultados y la situación financiera del Emisor. Las autoridades ambientales son autónomas y pueden requerir un mayor tiempo del previsto para pronunciarse sobre sus decisiones, no obstante, como elemento mitigante, Ecopetrol ha

estructurado una estrategia de comunicación permanente con las autoridades ambientales, mediante la que se busca reducir los tiempos de respuesta sin impactar negativamente el desarrollo de los proyectos.

En adición, en virtud de algunos de los contratos de crédito del Emisor, este tiene la obligación de cumplir con los estándares ambientales internacionales establecidos por los prestamistas o por instituciones multilaterales. El incumplimiento de dichos estándares ambientales podría resultar en un caso de incumplimiento de los acuerdos crediticios pertinentes celebrados, afectando la situación financiera del Emisor. Como estrategia mitigante, el Emisor ha implementado un sistema de gestión HSE que garantiza el cumplimiento de la regulación vigente y cuya norma rectora es el estándar técnico ISO 14001, 2015, con acciones de aseguramiento, planeación, ejecución, monitoreo e implementación de planes de mejoramiento para el cumplimiento HSE.

Finalmente, y de conformidad con los artículos 58 y 59 de la Constitución colombiana, el Gobierno Nacional puede ejercer sus poderes de expropiación con respecto a los activos de propiedad privada, en caso de que el Gobierno Nacional considere que dicha actuación es necesaria para proteger los intereses públicos. En todos los casos el Emisor tendría derecho a una compensación justa por los activos expropiados, aunque esta puede ser menor que el precio por el cual el activo expropiado podría venderse en una venta en el mercado libre o el valor del activo como parte de un negocio en curso. No obstante, dicha situación se sale completamente del control del Emisor.

El Emisor ha considerado el riesgo estratégico de cambios en el entorno regulatorio como parte del Mapa de Riesgos Empresariales, cuya gestión se apalanca en controles de determinados procesos y en acciones de tratamiento orientadas a: (i) procedimiento marco de estrategia regulatoria, (ii) seguimiento a procedimiento para la estrategia regulatoria, (iii) documento marco de estrategia regulatoria, (iv) interrelación con los diferentes negocios, (v) revisión sistemática de proyectos de ley o normativos en el tema de HSE y territorial y comentarios técnicos, (vi) revisión y actualización de procedimientos internos, (vii) mejores prácticas de relacionamiento gubernamental, y (viii) protocolo de comunicaciones internas.

18.2 Modificaciones impositivas que resulten de cambios en las regulaciones tributarias o su interpretación en Colombia podrían afectar de forma adversa los resultados operacionales y la situación financiera del Emisor

Las nuevas leyes y reglamentaciones tributarias y la incertidumbre en cuanto a su interpretación representan riesgos para el Emisor. En los últimos años, el congreso y la autoridad tributaria de Colombia han promulgado modificaciones a las normas tributarias relacionadas con las transacciones financieras, el impuesto de renta, el impuesto al valor agregado (IVA) y los impuestos al patrimonio neto. En diciembre de 2018, de conformidad con la Ley 1943, el congreso promulgó una reforma tributaria (la Ley de Financiamiento), que entró en vigor a partir del 1 de enero de 2019 y modificó el régimen del impuesto a la renta colombiano. Esta Ley fue declarada inconstitucional a partir del 1 de enero de 2020 pero continuó en plena vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019. Por su parte, en diciembre de 2019, el congreso aprobó la Ley 2010 denominada Ley de Crecimiento Económico, la cual mantiene en gran medida los cambios de la reforma tributaria anterior junto con algunos cambios a la legislación tributaria.

Los cambios en la regulación tributaria pueden afectar las cargas impositivas al aumentar las tasas y tarifas vigentes, crear nuevos impuestos, limitar las deducciones tributarias y eliminar los incentivos basados en impuestos y los ingresos no gravados del Emisor, así como ajustar los procedimientos establecidos para la solicitud y posterior devolución de los saldos a favor de los contribuyentes. Además, las autoridades tributarias pueden interpretar las regulaciones tributarias de manera diferente al Emisor, situación que podría resultar en demoras en la devolución de los saldos a favor del Emisor, litigios tributarios, costos y sanciones asociadas.

Hasta 2016 para efectos del impuesto a la renta colombiano, los dividendos que se distribuyeron de las utilidades gravadas a nivel corporativo no estaban gravados ni sujetos a retención de impuestos a nivel de accionistas. Sin embargo, a partir de 2017, la regulación cambió y ahora estos recursos se encuentran gravados y se debe aplicar la retención en la fuente aplicable. Otros cambios a las leyes tributarias colombianas pueden representar para el Emisor y para sus accionistas mayores impuestos a cargo y podrían afectar de forma adversa sus resultados operacionales y el desempeño financiero.

Este riesgo se mitiga mediante la planeación tributara del Emisor, que tiene por objetivo lograr eficiencias en la carga tributaria de la compañía y, optimizar la aplicación de los beneficios fiscales vigentes, a partir de una interpretación normativa conservadora que reduce el riesgo de exposición a sanciones tributarias.

Las principales acciones realizadas para mitigar este riesgo consisten en incorporar dicha estrategia de planeación tributaria a los planes estratégicos de la compañía, para analizar y evaluar su comportamiento y efectos en conjunto, en el corto y largo plazo, de forma tal que se puedan controlar los aspectos que pueden afectar las finanzas corporativas con las decisiones tomadas.

En este caso de inversión en un nuevo proyecto, se realiza el respectivo análisis tributario con fundamento en las condiciones fiscales actuales e incorporando los efectos de eventuales reformas, de conformidad con la información disponible al respecto, aplicando las reglas de interpretación establecidas en la jurisprudencia de las Altas Cortes y la doctrina oficial emitida por la DIAN, todo lo cual sirve de soporte a las decisiones que tome la compañía y refuerza la posiciones que se han de adoptar.

Adicionalmente el Emisor ha considerado el riesgo estratégico de cambios en el entorno regulatorio como parte del Mapa de Riesgos Empresariales, cuya gestión se apalanca de la forma indicada en el Riesgo 18.1 anterior.

Durante el segundo trimestre del 2021, el Gobierno Nacional presentó una propuesta legislativa fallida de reforma tributaria. Dicha propuesta fue retirada a las pocas semanas después del inicio de varios bloqueos y protestas sociales en distintas regiones del país. Al inicio del tercer trimestre del 2021, el Gobierno Nacional presentó al Congreso de la República otra propuesta legislativa de reforma tributaria, la cual actualmente cursa el proceso legislativo. No es posible para el Emisor prever el resultado de esta modificación legislativa ni su impacto sobre el Emisor.

En todo caso, es importante precisar que ante los cambios normativos, la compañía cuenta con la garantía de que las situaciones jurídicas consolidadas, gozarán de los efectos propios de la norma que estuvo vigente en el momento en que se dio el supuesto de hecho correspondiente. Sin embargo, no es posible para ninguna compañía prever los cambios en la normativa tributaria ni los efectos que ello conlleve.

19. Impacto de disposiciones ambientales

19.1 Las operaciones del Emisor podrían verse afectadas por la intensidad del cambio climático y los desarrollos regulatorios de la transición energética

El aumento de la temperatura global debido al incremento sustancial de gases de efecto invernadero es una preocupación en todo el mundo. El Acuerdo de París exige acciones inmediatas y contundentes que deben tomarse para limitar el aumento de la temperatura global por debajo de 1,5 °C. En respuesta, las agendas gubernamentales han ido definiendo cada vez más marcos normativos y regulatorios que determinan las acciones locales relacionadas con el cambio climático. Como consecuencia de lo anterior, las empresas están cada vez más sujetas a riesgos regulatorios y cambios de política pública relacionados con el cambio climático. Para el Emisor no es posible ofrecer ninguna garantía sobre el cumplimiento de las nuevas regulaciones o que, en virtud de la nueva normativa, no se incurrirá en un aumento de los

costos, lo cual podría tener un impacto negativo en la situación financiera y resultados de operación del Emisor.

Para gestionar los riesgos relacionados con la transición hacia una economía baja en carbono y el cambio climático, el Emisor espera invertir aproximadamente USD 600 millones en los próximos tres años (como parte de sus actividades de transición energética y descarbonización) en proyectos que tengan como objetivo cumplir con los objetivos de mitigación del Emisor. Además, el Emisor ha establecido un precio sombra para el carbono en USD 20 / TCO2 hasta 2025, el cual se utilizará para evaluar y evaluar proyectos e inversiones actuales y futuros.

La estrategia de riesgo climático del Emisor está alineada con las recomendaciones del Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima (TCFD) e incluye la adición de un nuevo riesgo relacionado con el clima al mapa de riesgos empresariales del Emisor con vigencia 2020, relacionado con el cambio climático y gestión del agua requerida para operar. Este riesgo complementa el riesgo de estrategia de transición energética no exitosa descrito en la Sección 10.10 de este Capítulo Vi de la Segunda Parte del Prospecto.

Dentro de la estrategia de cambio climático, el Emisor contribuye con la descarbonización de la operación, llevando a cabo un ejercicio riguroso que permite la adaptación de la empresa ante los efectos del calentamiento global. El Emisor busca reducir las emisiones utilizando, entre otros mecanismos, la eficiencia energética (uso de energías y fuentes alternativas), las soluciones basadas en la naturaleza (SBN) y las soluciones naturales del clima (biodiversidad y servicios económicos). En esta última, se busca aprovechar las ventajas de operar en uno de los países más biodiversos del planeta, para aplicar un portafolio sin igual de SBN como mecanismo de compensación, lo cual le permitiría alcanzar el objetivo de ser carbono neutral al 2050 para alcances 1 y 2.

El Emisor ha estado realizando análisis de escenarios de transición energética desde 2018 con el fin de adecuar de manera apropiada la estrategia de negocios del Grupo Ecopetrol a la transición a una economía baja en carbono y así garantizar la creación de valor a largo plazo. Estos análisis se están actualizando y refinando a la luz de dos elementos: (i) la aceleración de la transición de los últimos años ante una reducción de los costos de electrificación y energías renovables antes de lo esperado, acompañada de una creciente volatilidad del precio del petróleo y una disminución del apetito inversor en el sector de hidrocarburos; y (ii) la disminución de la demanda de petróleo y gas provocada por la pandemia de COVID-19.

Es importante mencionar que el emisor ha considerado como parte del Mapa de Riesgos Empresariales el riesgo de estrategia de transición energética no exitosa, cuya gestión se apalanca de la forma indicada en la Sección 10.10 de este Capítulo Vi de la Segunda Parte del Prospecto.

20. Existencia de créditos que obliguen al Emisor a conservar determinadas proporciones en su estructura financiera

A la fecha de este Prospecto de Información, el Emisor no cuenta con créditos que lo obliguen a conservar determinadas proporciones en su estructura y por ende este Riesgo ni su mitigación aplica al mismo

21. Operaciones a realizar que podrían afectar el desarrollo normal del negocio del Emisor

A la fecha no existen documentos sobre operaciones que puedan afectar de manera significativa el normal desarrollo del negocio del Emisor o sus resultados, y por ende este Riesgo ni su mitigación aplica al mismo

22. Factores políticos, tales como inestabilidad social, estado de emergencia económica, etc.

22.1 Los efectos económicos mundiales del brote y el cierre económico causado por la pandemia de COVID-19 están afectando de manera negativa la economía de Colombia, y el impacto podría ser material

Actualmente la pandemia del COVID-19 está teniendo un impacto adverso en la economía mundial. Muchos países han adoptado varias medidas de salud pública para controlar la propagación del COVID-19, incluidas cuarentenas obligatorias, cierres económicos forzosos y restricciones de viaje, así como medidas económicas para mitigar los impactos de tales políticas de salud pública en sus respectivas economías nacionales.

El estancamiento económico, la depreciación del peso colombiano, la contracción y la disminución de los niveles de ingresos, aunados al aumento de los niveles de desempleo, podrían resultar en un período pronunciado de desaceleración económica en Colombia, lo que podría conducir a una mayor disminución en la demanda de petróleo y gas, y por lo tanto podría continuar impactando de manera negativa la situación comercial y financiera del Emisor. Además, el brote de COVID-19 también ha provocado una mayor Volatilidad en los mercados financieros locales e internacionales y en los indicadores económicos, tales como los tipos de cambio, las tasas de interés, los diferenciales crediticios y los precios de las materias primas. Cualquier movimiento inesperado en estos factores de mercado podría resultar en pérdidas en el portafolio de inversiones del Emisor.

De continuar la crisis económica y de salud pública causada por el brote de COVID-19, y de no resultar efectivas las medidas del Gobierno Nacional, el desempeño económico del país puede sufrir más de lo previsto como resultado de efectos adversos en el comercio, el transporte y la inversión extranjera entre otros; por lo tanto, se puede afectar potencialmente de forma adversa la capacidad del Emisor para pagar su deuda, incluidos los bonos. Los efectos de la pandemia de COVID-19 y el cierre económico también pueden incluir un aumento del desempleo, una reducción de los ingresos de los hogares, una reducción de los ingresos del Gobierno Nacional, un aumento del gasto público y un deterioro de la situación financiera del Emisor y de Colombia. Una demanda significativamente menor de petróleo y sus derivados debido a la disminución de la demanda como resultado de la pandemia COVID-19 llevó a un precio más bajo y más volátil del petróleo y el gas, lo que también ha afectado de manera negativa la economía colombiana y la posición financiera del Emisor.

La pandemia de COVID-19, cualquier ola adicional o resurgimiento y/o nueva pandemia también pueden tener el efecto de aumentar los otros Riesgos aquí descritos, tales como los relacionados con los desarrollos económicos, sociales y políticos en Colombia y sus calificaciones crediticias. En consecuencia, la pandemia de COVID-19 puede requerir que Colombia promulgue cambios adicionales a las regulaciones existentes o implemente regulaciones más estrictas, lo que puede afectar de forma adversa la economía nacional, los precios y la capacidad de Colombia para pagar sus bonos emitidos en el mercado de capitales u otras deudas.

El Emisor ha considerado el riesgo estratégico de propagación de pandemias que afectan la operación como parte del Mapa de Riesgos Empresariales, cuya gestión se apalanca en controles de determinados procesos y en acciones de tratamiento orientadas a: (i) verificación de implementación de protocolos de bioseguridad, (ii) capacidad diagnóstica de Covid-19 en trabajadores directos, (iii) medidas de atención a la emergencia sanitaria por Covid-19, (iv) plan de continuidad ante epidemia/ pandemia, (v) lecciones aprendidas de escenarios reales de activación en los planes de continuidad de los negocios por Covid-19.

Adicionalmente el Emisor ha considerado el riesgo estratégico de afectación a la sostenibilidad financiera y generación de valor en la forma indicada en la Sección 2.2 del presente Capítulo Iv.

22.2 Colombia ha experimentado problemas de seguridad interna que han tenido o podrían tener un efecto negativo en la economía colombiana y el Emisor

Colombia ha experimentado problemas de seguridad interna, principalmente debido a las actividades de la guerrilla, grupos paramilitares, carteles de droga y bandas criminales y otros grupos al margen de la ley. Periódicamente se perpetran ataques contra oleoductos y poliductos, incluidos el Oleoducto Transandino, Caño Limón - Coveñas y Oleoducto Bicentenario y otras infraestructuras relacionadas, lo cual interrumpe las actividades del Emisor y las de sus socios comerciales.

Los ataques guerrilleros han resultado en interrupciones operacionales que incluyen, entre otros, cierres no programados de los sistemas de transporte para reparar o reemplazar secciones de tuberías que han sido dañadas, con aplazamiento de la producción en ciertos campos, y también han provocado la ejecución de planes de remediación ambiental.

Estadísticas emitidas por el Gobierno de Colombia apoyado por la United Nations Office on Drugs and Crime UNODC dan parte de un incremento en las hectáreas de cultivos ilícitos en áreas donde el Grupo Ecopetrol opera, especialmente en zonas fronterizas como Catatumbo y Tumaco.

Asimismo, el robo de productos refinados y petróleo crudo que derivan de problemas de seguridad puede afectar los resultados operativos y financieros del Emisor en el futuro, así como su reputación, debido al uso potencial de estos productos dentro de la cadena de producción de alcaloides y el posible impacto a las comunidades y al medio ambiente.

Estas actividades y su posible incremento, pueden tener en el futuro un impacto negativo en la economía colombiana o en el Emisor, lo cual puede afectar a clientes, empleados, activos o el medio ambiente, con los consiguientes gastos de contención, limpieza y reparación.

Con el propósito de viabilizar las operaciones de la compañía en términos de seguridad física, se cuenta con un plan habilitador en coordinación con el sector Defensa y la operación, alineado con las palancas estratégicas de Ecopetrol, definición de líneas de acción con sus objetivos específicos, priorización de activos críticos, definición de escenarios futuros, definición de escenarios priorizados de riesgos, desarrollo tecnológico, teniendo en cuenta: patrimonio a proteger, tolerancia al riesgo y nivel adecuado de seguridad, actualizado con las dinámicas del entorno. Adicionalmente el Emisor ha considerado el riesgo estratégico incidentes de interrupción operacional como parte del Mapa de Riesgos Empresariales, cuya gestión se apalanca en controles de determinados procesos y en acciones de tratamiento orientadas a: (i) relacionamiento para la gestión del entorno con filiales y socios en territorios compartidos, (ii) fortalecimiento del relacionamiento institucional,(iii) fortalecimiento del relacionamiento en contratación de mano de obra y bienes y servicios locales,(iv) plan de relacionamiento con comunidades étnicas, (v)espacios de diálogo con las organizaciones sindicales, (vi) acciones de formación en temas de relacionamiento laboral, (vii) seguimiento a plan de ordenamiento territorial e hídrico, (viii) revisión sistemática de leyes y/o normativa que puedan impactar el entorno regulatorio territorial, (ix) documento normativo de riesgos de derechos humanos de Ecopetrol y el Grupo Empresarial, (x) plan de comunicaciones Covid-19 del Emisor.

23. Compromisos conocidos del emisor que pueden significar un cambio en control de sus acciones

El Emisor no conoce de compromisos que puedan significar un cambio en el control de sus acciones y por ende este Riesgo ni las actividades mitigantes aplican para el mismo.

24. Dilución potencial de inversionistas

La ley y los Estatutos Sociales de Ecopetrol contemplan el mecanismo del Derecho de Suscripción Preferencial, con lo cual se mitiga el riesgo de una potencial dilución de los accionistas en el capital social, bajo el entendido de que el respectivo Accionista con Derecho de Preferencia decida suscribir el equivalente a la totalidad de los Derechos de Preferencia.

De conformidad con los términos del Contrato de Depósito el Banco Depositario no tiene la facultad de ejercer los Derechos de Suscripción Preferencial, como tampoco lo tienen los tenedores de ADRs por no ser titulares de las Acciones Ordinarias. Los tenedores de ADRs no tendrán un derecho de preferencia en la suscripción de ADRs, lo cual podrá sujetarlos a una eventual dilución en su participación en el capital social a través de ADRs.

El ejercicio o cesión de los Derechos de Suscripción Preferencial de que sean titulares inversionistas a través de una cuenta ómnibus y depósitos centralizados de valores de conformidad con el mecanismo MILA se sujetará, además de lo previsto en los Documentos Relevantes de la Emisión, a las reglas previstas para la correspondiente cuenta ómnibus.

25. Operaciones que podrían afectar el desarrollo normal del negocio del Emisor

A la fecha, no existen operaciones tales como fusiones, escisiones u otras formas de reorganización; adquisiciones, o procesos de reestructuración económica y financiera, disolución, liquidación y/o concurso de creedores, en ejecución o en etapa de planeación.

26. Riesgos de la estrategia actual del Emisor

26.1 Lograr el crecimiento a largo plazo depende de la capacidad de ejecución del plan estratégico, específicamente el descubrimiento y/o desarrollo exitoso de reservas adicionales y la adaptación del negocio del Emisor a la transición a una economía baja en carbono y al cambio climático

El cumplimiento de los objetivos de crecimiento de largo plazo del Emisor depende en gran medida de la capacidad de desarrollar el potencial de recuperación de reservas asociado con los campos existentes de petróleo y el descubrimiento y/o adquisición de nuevas reservas, y su exitoso desarrollo. Las actividades de exploración y perforación del Emisor conllevan Riesgos inherentes al sector de oil & gas, incluido el riesgo de no descubrir reservas comercialmente viables de crudo o gas natural, y el riesgo de que algunos pozos exploratorios inicialmente presupuestados puedan perforarse en una etapa posterior o no perforarse en absoluto. A pesar del control de costos asociados a la perforación que lleva a cabo el Emisor, existe incertidumbre sobre su comportamiento, teniendo en cuenta la diversidad de factores que están fuera del control del Emisor y que pueden llevar a que las operaciones se reduzcan, retrasen o cancelen.

La posibilidad de agregar y desarrollar reservas depende de la capacidad del Emisor de reducir estructuralmente sus costos, con el fin de mantener la rentabilidad de los campos petroleros en explotación, sin comprometer la integridad de la infraestructura y el desempeño HSE. Adicionalmente, la estrategia del Emisor contempla la exploración y desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia, mediante el uso de fracking. Sin embargo, la implementación de esta estrategia dependerá, entre otros, del resultado final del marco regulatorio en ejecución por el Gobierno Nacional, la licencia ambiental necesaria para la PPII, y de la recolección de resultados soporte de la investigación científica. La cartera de reservas del Emisor decrecerá si no se cumple con las metas de incorporación vía recobro en los campos, si no se descubren y desarrollan nuevos yacimientos o si no se adquieren campos con reservas probadas. El no asegurar reservas adicionales puede impedir el cumplimento de objetivos de producción e impactar de forma negativa los resultados operacionales y financieros del Emisor.

En cuanto a transición energética, los riesgos están relacionados con la capacidad del Emisor de implementar medidas para reducir y compensar las emisiones de carbono y metano y la adaptación a situaciones ocasionadas por el cambio climático. Además, existen riesgos regulatorios atados a normatividad nueva en Colombia como por ejemplo el impuesto al carbono vigente desde 2017, la implementación de un sistema de comercio de emisiones (ETS) que se espera implementar en 2022, la contribución determinada a nivel nacional (CDN) actualizada y el plan de cambio climático de la industria del petróleo y gas que incluye nuevas medidas de mitigación y adaptación nacionales. Estos cambios podrían generar aumentos en costos e inversiones en el corto plazo (Ecopetrol ya ha incurrido en costos relacionados con estas regulaciones y se espera que en el corto plazo se requieran recursos adicionales para cumplir con los requerimientos).

Además, el Emisor puede enfrentar situaciones en las que sus activos se encuentren atrapados en sus segmentos comerciales. En concreto, un activo inmovilizado se define como aquel que pierde su capacidad de generar rentabilidad económica antes de terminar su ciclo de vida debido a los cambios producidos por la transición de baja emisión de carbono. El riesgo de activos atrapados se mide a través de una metodología de índice de riesgo de activos inmovilizados en donde los activos se ordenan en donde los activos se ordenan de acuerdo con su puntuación y aquellos que se ubiquen por encima del umbral definido se consideran de alto riesgo. Esta metodología tiene en cuenta los siguientes elementos: mercado (aumento de la incertidumbre en el precio o en la expectativa de demanda); sostenibilidad (probabilidad reducida de desarrollar un activo debido al menor apoyo de la sociedad a actividades relacionadas con combustibles fósiles, mayor presión de los inversionistas para producir energías más limpias, cambios regulatorios) y; capacidad (falta de capacidades tecnológicas para producir en el corto plazo).

El Emisor ha aplicado el índice a los activos del segmento upstream y la evaluación de riesgo de bienes atrapados aún se está desarrollando para activos de los segmentos midstream y downstream. El análisis llevado a cabo no arrojó activos atrapados y se determinó que aquellos con riesgo de entrar en esta categoría se encuentran en fase de desarrollo (ya sea en la etapa exploratoria o empezando producción). El Emisor ha comenzado a implementar un plan de mitigación con respecto a los activos con alto riesgo de quedar atrapados, dentro del que se busca la priorización de proyectos de ciclo corto, la anticipación de las iniciativas programadas, la desinversión en activos menos estratégicos y una producción más limpia y eficiente.

En términos de diversificación de la cartera de negocios de la compañía hacia oportunidades bajas en carbono, el Emisor se enfrenta a los desafíos relacionados con la transición energética y al desarrollo (o adquisición) de capacidades operacionales para su desarrollo y explotación. Con el fin de mitigar el riesgo de transición energética, la compañía se encuentra desarrollando una cartera de oportunidades resilientes y crecientes dentro de los escenarios relacionados con la transición energética. Frente al reto de obtener las capacidades requeridas, se cuenta con dos medidas de mitigación, (i) evaluación de adquisiciones potenciales en Colombia o (ii) la posibilidad de integrar operaciones más limpias a la cadena de valor de la compañía y al negocio actual.

Finalmente, el Emisor ha considerado como parte del Mapa de Riesgos Empresariales el riesgo de estrategia de transición energética no exitosa, cuya gestión se apalanca de la forma indicada en la Sección 10.10 de este Capítulo Vi de la Segunda Parte del Prospecto.

27. Existencia de litigios actuales y potenciales

27.1 El Emisor puede incurrir en pérdidas e incurrir en tiempo y dinero defendiéndose en juicios y arbitrajes pendientes y respondiendo a investigaciones administrativas

Actualmente, el Emisor es parte de varios procesos legales que se han interpuesto en su contra y se encuentra sujeto a demandas laborales presentadas por empleados actuales y anteriores en relación con

planes de pensión y beneficios de jubilación. Además, de acuerdo con la ley colombiana, el Emisor y sus empleados están sujetos a vigilancia e investigaciones por parte de ciertas entidades de control administrativo en Colombia, las cuales tienen como objetivo determinar si los fondos públicos han sido mal utilizados, mal administrados o malversados o si se han utilizado en cumplimiento con la ley aplicable. Tales investigaciones pueden desviar la atención de la administración, someter al Emisora riesgos reputacionales.

Para mitigar este riesgo, el Emisor asigna recursos monetarios y tiempo en la defensa de estos litigios, teniendo en cuenta que los demandantes buscan sumas considerables de dinero u otros reparos. Históricamente, el Emisor ha tenido éxito en la defensa de demandas presentadas en su contra. Aparte de los procedimientos administrativos ambientales descritos en el presente Prospecto, con base en la asesoría legal del Emisor, es razonable asumir que los procedimientos de litigio entablados en contra del Emisor no afectarán sustancialmente la posición financiera o la solvencia, independientemente del resultado.

28. Riesgos derivados de la declaratoria de estado de emergencia económica, social y ecológica por causa de la emergencia de salud pública a nivel global, debido al virus COVID-19

28.1 Las operaciones comerciales y la situación financiera del Emisor podrían verse afectados de manera negativa por el COVID-19 u otras enfermedades y eventos de salud pandémicos

Las enfermedades y los eventos de salud pandémicos como el COVID-19 tienen el potencial de impactar de manera negativa las actividades económicas en muchos países, incluidos los países de operación del Emisor o aquellos con los que tiene vínculos comerciales, con los consiguientes efectos adversos en los clientes y operaciones.

En particular, aún se desconocen la línea de tiempo y la magnitud potencial del brote de la COVID-19. La persistencia y la variación del virus, incluyendo las nuevas llamadas "cepas" que han aparecido y pueden continuar apareciando, podrían seguir afectando de manera más amplia la economía colombiana y mundial, incluyendo los negocios y operaciones del Emisor, debido a su impacto en la demanda de petróleo y gas. Por ejemplo, el brote de la COVID-19 se ha traducido en una vasta crisis de salud que ha afectado las economías y los mercados financieros de muchos países de manera adversa, lo que resulta en una recesión económica que afectó los resultados operativos del Emisor en 2020 y el primer trimestre de 2021. Además, los efectos de la COVID-19 y las preocupaciones con respecto a su propagación global han impactado de manera negativa la demanda nacional e internacional de petróleo crudo y gas natural, lo que ha contribuido a su vez a la volatilidad de los precios, ha impactado los ingresos recibidos por el petróleo y el gas natural, y ha afectado de forma adversa y material la demanda y la comerciabilidad de la producción del Emisor; y se prevé que continúen afectando de forma adversa en el futuro previsible. Dado que es difícil de predecir el impacto potencial del COVID-19, es incierta la medida en la cual afectará los resultados operativos o la duración de cualquier posible interrupción comercial. Cualquier impacto, así como su magnitud y duración dependerá de los desarrollos futuros y la nueva información que pueda surgir con respecto a la gravedad y duración del COVID-19 y las acciones tomadas por las autoridades para contenerlo o tratar su impacto, todo lo cual está fuera del control del Emisor.

En cuanto al impacto económico para el Emisor, el desacuerdo sobre recortes de producción entre la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y Rusia desde principios de marzo de 2020 hasta abril de 2020, seguido de la decisión de Arabia Saudita de reducir sus precios de venta del petróleo y aumentar su producción para ganar participación de mercado, afectaron de manera negativa los precios internacionales de referencia del petróleo crudo y productos refinados en 2020. Además, como resultado de la pandemia de COVID-19 y las medidas implementadas para frenar su propagación, incluida la imposición de cuarentenas y exámenes médicos, restricciones de viaje y la suspensión de ciertas

actividades, se ha presentado y se espera que continúe una incertidumbre sustancial en las condiciones macroeconómicas con respecto a los precios más bajos y la demanda de petróleo, gas y productos relacionados. Las operaciones de Ecopetrol se vieron afectadas por esta situación y, como consecuencia, algunas plantas de las refinerías del Emisor y algunos de sus pozos fueron cerrados temporalmente debido a la baja demanda y los precios, así como las medidas adoptadas para contener la propagación del COVID-19 en trabajadores y contratistas.

Estos desarrollos globales recientes resultaron en una caída significativa en los precios del crudo Brent durante 2020 en comparación con 2019. Dado que el negocio del Emisor depende sustancialmente de los precios internacionales del crudo y productos refinados, fue posible recuperar algunas de las pérdidas sufridas durante el segundo trimestre de 2020.

En este punto, no es posible pronosticar la duración de los efectos de la COVID-19 en el negocio del Emisor o cuándo se estabilizarán los precios internacionales del petróleo crudo y los productos refinados. Los resultados comerciales futuros del Emisor se verán afectados por el alcance y la duración de estas condiciones y la efectividad de las acciones tomadas por el Emisor y por terceros, incluidas (i) reducción de los gastos operativos y de capital, (ii) con respecto al suministro de petróleo, cualquier cooperación entre los países miembros de la OPEP, y (iii) con respecto a la COVID-19, el impacto de los programas de vacunación, la cobertura y la inmunidad logradas, la gravedad y duración del brote, y las acciones de las autoridades gubernamentales nacionales e internacionales para contener la pandemia y minimizar su impacto, entre otras cosas.

En cuanto a los resultados de operaciones, a partir del 31 de diciembre de 2020, los impactos más significativos fueron los siguientes: (i) reducción de los ingresos, especialmente debido a la contracción de la demanda y una disminución del precio internacional del Brent parcialmente compensado con una mayor tasa de cambio; (ii) aumento de los costos financieros debido al aumento de la deuda, disminución de la valoración a valor razonable y menores rendimientos del portafolio de inversiones de la tesorería, que a su vez fueron el resultado de bajas tasas de mercado; (iii) reconocimiento de deterioro como se describió anteriormente; y (iv) aumento de gastos de depreciación, generado en parte por la actualización del saldo de reservas del Emisor.

Durante el primer semestre del 2021, el Grupo Ecopetrol generó una utilidad neta de COP 6,8 billones, un EBITDA de COP 17,6 billones y un margen EBITDA de 48,1%, superando las cifras obtenidas en todo el año 2020. La utilidad neta en el 2T21 se ubicó en COP 3,7 billones y el EBITDA en COP 9,4 billones (registrando récord histórico para un trimestre).

Los resultados acumulados del 2021 estuvieron apalancados en mejores precios de realización gracias al éxito de la estrategia comercial, el incremento en la producción de Permian, las estrategias implementadas desde el 2020 para el control de costos y captura de eficiencias, que han permitido aprovechar un entorno de precios favorable, y mitigar los impactos en volúmenes de producción y ventas de la Compañía a causa de la situación de orden público del país y su concurrencia con el tercer pico de COVID-19.

Como medida preventiva y de mitigación de este Riesgo, el Emisor continuará monitoreando los desarrollos del mercado y evaluando los impactos de la disminución de la demanda en los niveles de producción, así como los impactos en el desarrollo de los proyectos y la producción a futuro.

Como se mencionó anteriormente, el Emisor mantiene una revisión y actualización periódica de sus riesgos empresariales. Como resultado del análisis de tendencias identificadas y riesgos emergentes, en lo corrido del año 2020 se actualizó el Mapa de Riesgos Empresariales vinculando 4 nuevos riesgos, dentro de los cuales se encuentra el de la propagación de epidemias que impactan la operación. Para gestionar dicho riesgo, el Emisor cuenta con controles asociados al proceso de Gestión de Crisis y Continuidad, y ha desplegado otras estrategias de mitigación tales como la creación de un Comité de Crisis Covid-19, el

diseño y oficialización de lineamientos de vigilancia epidemiológica y guías de prevención para el control de riesgo de contagio en zonas críticas, planes de bioseguridad, entre otros.

[EL RESTO DE LA PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO]

.

SEGUNDA PARTE - INFORMACIÓN DEL EMISOR

CAPÍTULO VII - ESTADOS FINANCIEROS

1. Indicadores financieros

Ecopetrol S.A.

	6M2021	Var (%)	2020	Var (%)	2019	Var (%)	2018
Pasivo Corriente	15.064.857	4,9	14.356.174	-13,7	16.640.089	22	13.575.456
Pasivo No Corriente	65.898.925	6,4	61.892.946	24	49.904.234	16	42.972.760
Pasivo Total	80.963.782	**6,2**	**76.249.120**	**14,5**	**66.544.323**	**18**	**56.548.216**
Deuda Financiera CP	3.544.085	9,2	3.244.552	-1,3	3.283.987	25	2.587.667
Deuda Financiera LP	45.146.155	7,1	42.116.443	27,5	33.014.135	7,5	30.705.995
Deuda Financiera Total	**48.690.240**	**7,3**	**45.360.995**	**24,9**	**36.298.122**	**9**	**33.293.662**
Activos Totales	**139.804.809**	**8,9**	**128.344.370**	**4,3**	**122.956.653**	**-8**	**113.761.823**
Patrimonio	**58.841.027**	**12,9**	**52.095.250**	**7,6**	**56.412.330**	**-1,4**	**57.213.607**

Cifras en millones de pesos

	6M2021	Var (%)	6M 2020
Utilidad Neta	**6.810.223**	**>100**	**158.009**

2. Formatos de información financiera

187 INFORMACION ECONOMICA GENERAL SOBRE PATRIMONIO Y OTROS RUBROS Periodo: 30/06/2021

Accionista	Valor
VALOR NOMINAL DE LA ACCION	609
VALOR PATRIMONIAL X ACCION CON VALORIZACIÓN	1.431,07
VALOR PATRIMONIAL X ACCIÓN SIN VALORIZACIÓN	1.431,07
UTILIDAD POR ACCIÓN	165,60
PÉRDIDA POR ACCIÓN	,0
VALOR DIVIDENDOS DECRETADOS ACCIONES ORDINARIAS	698.983.809.733,00
VALOR TOTAL DIVIDENDOS DECRETADOS	698.983.809.733,00
VALOR DIVIDENDO POR ACCION ORDINARIA EN EFECTIVO	17
PERIODICIDAD DE PAGO DIVIDENDO POR ACCIÓN ORDINARIA	365
NÚMERO DE PAGOS DIVIDENDO POR ACCIÓN ORDINARIA	1
VALOR DIVIDENDO EXTRAORDINARIA POR ACCIÓN	0
NÚMERO TOTAL DE EMPLEADOS	9.343
% EMPLEADOS PERMANENTES	98,37
% EMPLEADOS TEMPORALES	1,63
GASTOS POR DEPRECIACIÓN EN EL PERIODO	3.212.354.531.909,00
COMPRAS DE CONTADO NACIONALES	14.750.596.364.887,00
COMPRAS DE CONTADO EXTERIOR	3.795.565.490.097,00
TOTAL COMPRAS	18.546.161.854.984,00

Accionista	Valor
VENTAS Y/O PRESTACION DE SERVICIOS DE CONTADO NACI	17.770.215.467.610,00
VENTAS Y/O PRESTACION DE SERVICIOS DE CONTADO AL E	14.610.271.582.648,00
TOTAL INGRESOS POR VENTAS Y/O PRESTACION DESERVICI	32.380.487.050.258,00

211 NUMERO DE ACCIONES Y NUMERO DE ACCIONISTAS Periodo:30/06/2021

Concepto	No. DE ACCIONISTAS	No. DE ACCIONES
ACCIONES ORDINARIAS	256.105,00	41.116.694.690,00
ACCIONES CON DIVIDENDO PREFERENCIAL Y SIN DERECHO A VOTO	0	0
TOTAL	256.105,00	41.116.694.690,00
PORCENTAJE QUE REPRESENTAN PERSONAS NATURALES	99,30	1,95
PORCENTAJE QUE REPRESENTAN PERSONAS JURIDICAS	0,70	98.05
TOTAL	100,00	100,00
PORCENTAJE QUE REPRESENTAN INVERSIONISTAS EXTRANJEROS	0.22	3,70
PORCENTAJE QUE REPRESENTAN INVERSIONISTAS NACIONALES	99,78	96,30
TOTAL	100,00	100,00
POCENTAJE QUE REPRESENTA INVERSION ENTIDADES PÚBLICAS	0	88,49
POCENTAJE QUE REPRESENTA INVERSION ENTIDADES PRIVADAS	99,70	11,51
PORCENTAJE QUE REPRESENTA INVERSION ENTIDADES DE ECONOMIA MIXTA	0,30	0,00
TOTAL	100	100
HASTA - 3.00%	256.104	4.731.907.873,00
MAS DEL 50.00%	1,00	36.384.786.817,00
TOTAL	256.105	41.116.694.690,00
VALOR NOMINAL DE LA ACCION	609,00	0
VALOR PATRIMONIAL POR ACCION	1.431.07	0,00
UTILIDAD POR ACCION	165.630	0
PERDIDA POR ACCION	0	0,00
DE 0 HASTA 1.000 ACCIONES	150.671,00	114.107.281,00
DE 1.001 HASTA 5.000 ACCIONES	79.621	196.350.881,00
DE 5.001 HASTA 10.000 ACCIONES	13.149,00	97.714.660,00
DE 10.001 HASTA 50.000 ACCIONES	10.390,00	216.795.985,00
DE 50.001 HASTA 100.000 ACCIONES	1.150,00	79.896.052,00
DE 100.001 HASTA 500.000 ACCIONES	798,00	163.624.414,00
MAS DE 500.000 ACCIONES	326,00	40.248.205.417,00
TOTAL	256.105,00	41.116.694.690,00

529 25 PRINCIPALES ACCIONISTAS POR TIPO DE ACCION Periodo:30/06/2021

	TIPO	DOCUMENTO	NOMBRE	SALDO TOTAL	
1			MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PÚBLICO	36.384.786.817,196	88,49%
2	NIT	9002374987	JPMORGAN CHASE BANK NA FBO HOLDERS OF DR ECOPETROL	660.269.880	1,61%
3	NIT	8002248088	FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PORVENIR MODERADO	428.404.979	1,04%
4	NIT	9004402831	FONDO BURSATIL ISHARES COLCAP	346.784.182	0,84%,
5	NIT	8002297390	FDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PROTECCION MODERADO	304.470.592	0,74%,
6	NIT	9003875268	FONDO PENSIONES OBLIGATOR. PORVENIR MAYOR RIESGO	185.192.795	0,45%
7	NIT	8002279406	FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PROTECCION MAYOR R	146.794.166	0,36%,
8	NIT	9003798964	FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS COLFONDOS MODERADO	133.853.090	0,33%,
9	NIT	9007201801	FONDO BURSATIL HORIZONS COLOMBIA SELECT DE S&P	96.169.363	0,23%,
10	NIT	9003519541	VANGUARD TOTAL INTERNATIONAL STOCK INDEX FUND	70.561.590	0,17%,
11	NIT	8300767273	SKANDIA FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS-MODERADO	58.438.613	0,14%,
12	NIT	8002530552	ABU DHABI INVESTMENT AUTHORITY J.P. MORGAN	57.317.186	0,14%,
13	NIT	9003799210	FDO PENS OBLIGATORIAS COLFONDOS MAYOR RIESGO	55.799.627	0,14%,
14	NIT	9003919005	FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PROTECCION RETIRO	51.629.274	0,13%,
15	NIT	9003320031	SKANDIA FONDO DE PENSIONES VOLUNTARIAS	43.844.132	0,11%,
16	NIT	8300380851	VANGUARD EMERGING MARKERTS STOCK INDEX FUND	42.707.437	0,10%,
17	NIT	9005580490	ISHARES CORE MSCI EMERGING MARKETS ETF	40.896.178	0,10%,
18	NIT	8001700437	FONDO DE CESANTIAS PORVENIR	37.938.565	0,09%,
19	NIT	8001704945	FONDO DE CESANTIAS PROTECCION-LARGO PLAZO	35.456.803	0,09%,
20	NIT	9003875196	NORGES BANK-CB NEW YORK	32.082.324	0,08%,
21	NIT	9003949600	FONDO ESPECIAL PORVENIR DE RETIRO PROGRAMADO	30.842.953	0,08%,
22	NIT	9005690971	FONDO PENSIONES OBLIGATORIAS PORVENIR CONSERVADOR	29.467.916	0,07%,
23	NIT	9003826905	SKANDIA FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS-MAYOR RIES	27.437.105	0,07%,
24	NIT	9003797593	COMPAÐIA DE SEGUROS BOLIVAR S.A.	23.399.029	0,06%,
25	NIT	8600025032	FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PROTECCION CONSERV	23.126.184	0,06%,
26			ACCIONES NO ADJUDICADAS	6.642	0,00%,
27			Otros Accionistas con Menor Participación	1.769.015.668	4,30%,
			Total	41.116.694.690,196	**100,00 %**

3. Estados financieros comparativos

Ver Anexo 3 de este Prospecto.

[HASTA AQUÍ EL TEXTO]

TERCERA PARTE - CERTIFICACIONES

DocuSign Envelope ID: CB8412AD-2B44-412D-998F-5ED62CB89BF7

CERTIFICACIÓN DEL REPRESENTANTE LEGAL DE ECOPETROL S.A.

Felipe Bayón Pardo, mayor de edad, identificado con cédula No. 80.407.311, actuando en calidad de Representante Legal de Ecopetrol S.A., certifico, dentro de mi competencia y de acuerdo con la normatividad legal vigente, que:

(a) los estados financieros, y otros informes relevantes para el público, contenidos en el Prospecto, no contienen vicios, imprecisiones o errores que impidan conocer la verdadera situación patrimonial o las operaciones de Ecopetrol; y

(b) he empleado a la debida diligencia en la verificación del contenido del Prospecto y que la información allí incorporada es veraz y no presenta omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

La presente se expide en Bogotá D.C., a los 30 días del mes de septiembre de 2021.

DocuSigned by:

09C08DCB975D476...

Felipe Bayón Pardo
CC: 80.407.311 de Usaquén
Representante Legal
Ecopetrol S.A.

DS

Señores
Ecopetrol S.A.
Bogotá, D.C.

He auditado, de acuerdo con las normas de auditoría aplicables según el Decreto 2420 de 2015 y modificatorios, los estados financieros separados y consolidados terminados al 31 de diciembre de 2018, 2019 y 2020, no incluidos aquí, de Ecopetrol S.A., NIT 899.999.068-1. Así mismo, he desarrollado los procedimientos necesarios para cumplir con mis funciones como Revisor Fiscal.

En mi calidad de Revisor Fiscal de Ecopetrol S.A. y de acuerdo con el alcance de mis funciones, certifico que dentro de mi competencia he empleado la debida diligencia en la verificación de la información contable detallada abajo, contenida en el Prospecto de Información y Constitución del Programa de Emisión y Colocación de Acciones Ordinarias 2021 de Ecopetrol S.A. (el "Prospecto"), de acuerdo con los requerimientos de contenido exigidos en el numeral 1.3 Capitulo II Título I Parte III de la Circular Básica Jurídica CE 029 de 2014 de la Superintendencia Financiera de Colombia para el programa de Emisión y Colocación de Acciones Ordinarias. En consecuencia, dentro de lo de mi competencia, certifico la veracidad de la información contable detallada abajo e incluida en el Prospecto y que en está no se presentan omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

En cumplimiento del artículo 2 de la Ley 43 de 1990, mi firma como Revisor Fiscal se fundamenta en la verificación de:

a. Las cifras financieras al 31 de diciembre de 2018, 2019 y 2020 de Ecopetrol S.A., incluidas en el Prospecto de Información concuerdan con los registros contables de Ecopetrol S.A.

b. Las cifras financieras al 30 de junio de 2021 de Ecopetrol S.A, no auditadas, incluidas en el Prospecto de Información concuerdan con los registros contables de Ecopetrol S.A.

La información financiera al 30 de junio de 2021, no auditada, fue tomada de los libros contables.

Con respecto a los estados financieros intermedios condesados separados y consolidados de Ecopetrol S.A. al 30 de junio de 2021, he efectuado mi revisión de acuerdo con la norma internacional de trabajos de revisión 2410 "Revisión de información financiera intermedia realizada por el auditor independiente de la entidad" aceptada en Colombia. Una revisión de la información financiera a una fecha intermedia consiste principalmente en hacer indagaciones con el personal de la Compañía responsable de los asuntos financieros y contables; y en aplicar procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una revisión es sustancialmente menor al examen que se practica a los estados financieros al cierre del ejercicio, de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia, y, en consecuencia, no me permite obtener una seguridad de que hayan llegado a mi conocimiento todos los asuntos importantes que pudieran haberse identificado en una auditoría. En consecuencia, no expreso una opinión de auditoría.

La información financiera, contable y extracontable es responsabilidad de la Administración de Ecopetrol S.A.

Mi auditoría la llevé a cabo con el propósito de formarme una opinión sobre la razonabilidad de los estados financieros tomados en conjunto y no sobre partidas individuales; sin embargo, no estoy enterado de situaciones que impliquen cambios significativos a la información anteriormente indicada.

Esta certificación se expide por solicitud de la Administración de Ecopetrol S.A., con destino a la Superintendencia Financiera de Colombia para dar cumplimiento en los establecido en el numeral 1.3.9 Capitulo II Título I Parte III de la Circular Básica Jurídica CE 029 de 2014 de la Superintendencia Financiera de Colombia. Esta certificación no puede ser utilizada para ningún otro propósito.

VICTOR HUGO RODRIGUEZ VARGAS

Firmado digitalmente por VICTOR HUGO RODRIGUEZ VARGAS
Fecha: 2021.09.27 13:10:05 -05'00'

Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 57851-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530

Bogotá, D.C.
27 de septiembre de 2021

CERTIFICACIÓN DEL ESTRUCTURADOR Y COORDINADOR LÍDER LOCAL
BANCA DE INVERSIÓN BANCOLOMBIA S.A

Banca de Inversión Bancolombia S.A. Corporación Financiera, certifica que, dentro de lo que le compete en sus funciones de Estructurador y Coordinador Líder, empleó la debida diligencia en la recopilación de la información durante las reuniones con las directivas de Ecopetrol S.A., y con base en estas, hizo la verificación del Prospecto del Programa, y en consecuencia, no encuentra razón para dudar de la veracidad del mismo y que en éste no se presentan omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

Banca de Inversión Bancolombia S.A. Corporación Financiera, por no estar dentro de sus funciones no ha auditado independientemente la información suministrada por Ecopetrol S.A. que sirvió de base para la elaboración de este Prospecto del Programa, por lo tanto, no tendrá responsabilidad alguna por cualquier afirmación o certificación (explícita o implícita) contenida en el mismo.

La presente se expide en Bogotá, a los 28 días del mes de septiembre de 2021

_____
CAMILO OROZCO SIERRA
Representante Legal
Banca de Inversión Bancolombia S.A.

CUARTA PARTE - ANEXOS

ANEXO 1

SUPLEMENTO AL PROSPECTO DE INFORMACIÓN Y CONSTITUCIÓN PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ACCIONES ORDINARIAS DE ECOPETROL S.A. CON FINES DE PUBLICACIÓN DEL PROSPECTO DEFINITIVO

El presente Suplemento hace parte del Prospecto de Constitución del Programa de Emisión y Colocación de Acciones Ordinarias de Ecopetrol S.A., cumplirá las veces de Prospecto Definitivo en los términos del artículo 6.2.2.1.3, numeral 4, literal (b) del Decreto 2555.

Los términos con letra inicial mayúscula tendrán el significado señalado en las definiciones del Prospecto de Constitución del Programa publicado el [●].

El día 27 de agosto de 2021, la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. aprobó el Reglamento, en los términos establecidos en el Acta No. 373.

La Fecha de publicación del Aviso de Apertura del Libro de Ofertas de la primera Oferta Simultánea con cargo al Programa de Emisión y Colocación de Acciones Ordinarias ("**Programa**") fue el [●].

La Fecha de Cierre del Libro de Ofertas fue el [●]. La Fecha de Emisión de la primera Oferta Simultánea con cargo al Programa fue el [●].

El día [●], la Junta Directiva de Ecopetrol S.A., aprobó –para la primera Oferta Simultánea con cargo al Programa, mediante el mecanismo de construcción del libro de ofertas–, lo siguiente:

(a)	Precio de Corte del Libro:	[●]
(b)	Precio de Suscripción por ADR:	[●]
(c)	Número de Acciones Ordinarias que fueron adjudicadas en el Mercado Local (en la Capa de Adjudicación Preferencial y en la Capa de Adjudicación General) incluido en ambos casos las Acciones Ordinarias adjudicadas al Banco Depositario para la constitución de ADRs.	[●]

El Monto de la Emisión asciende a la suma de [●] (COP [●]).

[FECHA]

ANEXO 2

ANEXO DE INCORPORACIÓN DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN INTERNACIONAL

La inclusión de dicho Anexo de Incorporación del Prospecto de Información Internacional en el presente Prospecto no implica autorización alguna de la Superintendencia Financiera de Colombia sobre el contenido específico del Prospecto de Información Internacional. Este anexo tendrá como fin velar por la uniformidad en la información presentada a potenciales interesados en una emisión del Programa, vía incorporación al Prospecto de Constitución del Programa de una traducción al español de parte de un eventual Prospecto de Información Internacional. En cumplimiento de la Ley de Valores, se excluirán de dicho anexo ciertas secciones que se refieran de forma específica a una oferta y colocación de los ADRs en el Mercado Internacional, en particular: (i) las reglas específicas de la eventual oferta ("*The Offering*"), (ii) las reglas sobre la eventual colocación de los valores por los Coordinadores del Libro de Ofertas ("*Underwriting"*), (iii) el eventual uso específico de recursos que reciba el Emisor (*"Use of Proceeds*") y (iv) la información financiera equivalente a la ya contenida en este prospecto y que se prepare bajo un estándar de revelación distinto del exigido en el Mercado Local. El texto traducido en el Anexo de Incorporación del Prospecto de Información Internacional es indicativo y puede variar frente al definitivo que será publicado posteriormente.

Sin embargo, en el caso del lanzamiento de la primera Oferta Simultánea, la información excluida según se indica en el párrafo anterior así como la traducción integral del Prospecto de Información Internacional se pondrá a disposición de los inversionistas en el Mercado Local mediante los Canales de Información Relevante, de forma simultánea a la publicación del correspondiente Aviso de Apertura del Libro de Ofertas.

[EL RESTO DE LA PÁGINA EN BLANCO]

La información en este suplemento del prospecto preliminar no está completa y puede ser cambiada. Este suplemento preliminar del prospecto no es una oferta para vender estos valores y no solicita una oferta para comprar estos valores en ninguna jurisdicción donde la oferta o venta no

Presentada de conformidad con la Regla 424(b)(3)
Declaración de registro N° XXX-XXXXXX

Sujeto a finalización
Suplemento preliminar del prospecto
Con fecha [●] de 20XX

SUPLEMENTO DEL PROSPECTO
(Al prospecto de fecha XXX, XXX)

ECOPETROL S.A.

[TIPO DE VALOR OFRECIDO]

[DESCRIPCIÓN DE LA OFERTA]

_____

Agentes Colocadores *(Joint Book-Running Managers)*

[NOMBRES DE LOS BANCOS]

La fecha de este suplemento del prospecto es [●], 20XX.

ACERCA DE ESTE SUPLEMENTO DEL PROSPECTO

Este documento se divide en dos partes. La primera es este suplemento del prospecto, que describe los términos específicos de esta oferta. La segunda parte es el prospecto adjunto, el cual ofrece información más general, de la cual, ciertas secciones pueden no aplicar a esta oferta. Este suplemento del prospecto también añade, actualiza y modifica la información contenida en el prospecto adjunto. Si la descripción de la oferta varía entre este suplemento del prospecto y el prospecto adjunto, deberá remitirse y confiar en la información de este suplemento del prospecto. El prospecto adjunto es parte de una declaración de registro de emisor recurrente que presentamos ante la SEC el 28 de mayo de 2021. Bajo dicho proceso de registro, eventualmente, podemos ofrecer y vender títulos de deuda, títulos de deuda garantizados, acciones ordinarias o acciones preferentes, o cualquier combinación de las mismas, en una o más ofertas.

En este suplemento del prospecto utilizamos los términos "Ecopetrol", "nosotros", y "nuestro" y palabras similares para referirnos a Ecopetrol S.A., una empresa colombiana de economía mixta, y sus subsidiarias consolidadas, a menos que el contexto requiera lo contrario. Las referencias a "valores" incluyen cualquier valor que podamos ofrecer en virtud de este suplemento del prospecto y el prospecto adjunto. Las referencias a "dólares de EE.UU.", "$" y "dólares" se hace a dólares de los Estados Unidos de América. Las referencias a "COP " y "pesos" son a pesos colombianos.

No hemos autorizado a nadie para proporcionar ninguna información o a hacer alguna representación que no esté contenida o incorporada por referencia en este suplemento de prospecto, el prospecto adjunto o en cualquier prospecto que hayamos preparado. No nos hacemos responsables de, y no podemos proporcionar ninguna garantía respecto de la fiabilidad de cualquier información que otros puedan darle. No estamos haciendo una oferta de estos valores en ninguna jurisdicción donde la oferta no esté permitida. Usted no debe asumir que la información contenida en este suplemento del prospecto, el prospecto adjunto, los documentos incorporados por referencia en este documento o en cualquier prospecto, es exacta a partir de cualquier fecha que no sean las fechas respectivas de dichos documentos. Nuestro negocio, condición financiera, resultados de operaciones y perspectivas pueden haber cambiado desde tales fechas.

[LOS [VALORES] NO ESTÁN DESTINADOS A SER OFRECIDOS, VENDIDOS O PUESTOS A DISPOSICIÓN DE OTRO MODO Y NO DEBEN OFRECERSE, VENDERSE O PONERSE A DISPOSICIÓN DE NINGÚN INVERSIONISTA MINORISTA EN EL ESPACIO ECONÓMICO EUROPEO (EL "EEE"). A ESTOS EFECTOS, SE ENTENDERÁ POR INVERSIONISTA MINORISTA UNA PERSONA QUE SEA UNO (O MÁS) DE: I) UN CLIENTE MINORISTA TAL COMO SE DEFINE EN EL ARTÍCULO 4, APARTADO 1, PUNTO 11, DE LA DIRECTIVA 2014/65/UE MODIFICADA («MIFID II»); II) UN CLIENTE EN EL SENTIDO DE LA DIRECTIVA 2016/97/UE (EN SU VERSIÓN MODIFICADA), CUANDO DICHO CLIENTE NO PUEDA CONSIDERARSE CLIENTE PROFESIONAL TAL COMO SE DEFINE EN EL ARTÍCULO 4, APARTADO 1, PUNTO 10, DE LA MIFID II; O (III) NO SER UN INVERSOR CUALIFICADO TAL Y COMO SE DEFINE EN EL REGLAMENTO 2017/1129 (UE) (MODIFICADO O SUSTITUIDO, EL «REGLAMENTO PROSPECTUS»). EN CONSECUENCIA, NO SE HA PREPARADO NINGÚN DOCUMENTO INFORMATIVO CLAVE EXIGIDO POR EL REGLAMENTO (UE) N.º 1286/2014 (EN SU VERSIÓN MODIFICADA, EL «REGLAMENTO PRIIPS») PARA OFRECER O VENDER LOS ADS O PONERLOS A DISPOSICIÓN DE LOS INVERSIONISTAS MINORISTAS EN EL ESPACIO ECONÓMICO EUROPEO ("EEE") Y, POR LO TANTO, OFRECER O VENDER LOS ADS PONERLOS A DISPOSICIÓN DE CUALQUIER INVERSOR MINORISTA EN EL EEE PUEDE SER ILEGAL EN VIRTUD DEL REGLAMENTO PRIIPS. ESTE SUPLEMENTO DEL PROSPECTO SE HA PREPARADO SOBRE LA BASE DE QUE CUALQUIER OFERTA DE ADS EN CUALQUIER ESTADO MIEMBRO DEL EEE SE REALIZARÁ DE CONFORMIDAD CON UNA EXENCIÓN EN VIRTUD DEL REGLAMENTO SOBRE PROSPECTOS DE LA OBLIGACIÓN DE PUBLICAR UN PROSPECTO PARA OFERTAS DE ADS.

ESTE SUPLEMENTO DEL PROSPECTO NO ES UN PROSPECTO A EFECTOS DEL REGLAMENTO SOBRE PROSPECTOS.]

Algunos de los datos de mercado e industria contenidos o incorporados por referencia en este suplemento del prospecto se basan en publicaciones independientes de la industria u otra información disponible públicamente, mientras que otra información se basa en estudios internos. Aunque creemos que estas fuentes independientes y nuestros datos internos son confiables a partir de sus respectivas fechas, la información contenida en ellas no ha sido verificada de forma independiente. Como resultado, usted debe tener en cuenta que los datos de mercado e industria contenidos en este suplemento del prospecto, y las expectativas y estimaciones basadas en dichos datos, pueden no ser confiables.

ADVERTENCIA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS

Este suplemento del prospecto, el prospecto adjunto y los documentos incorporados allí por referencia contienen estados financieros históricos y proyectados. Todas las declaraciones que no se basan en hechos históricos son, o pueden considerarse, proyecciones futuras. Las proyecciones futuras no son garantías de resultados futuros y reflejan nuestras expectativas actuales con respecto a los resultados, eventos, objetivos, planes y metas futuras e implican riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores que son difíciles de predecir y que pueden causar que nuestros resultados, rendimiento o logros reales difieran. Estos riesgos, incertidumbres y otros factores incluyen, entre otros: nuestras actividades de exploración y producción, incluida la perforación; las actividades de importación y exportación; nuestra liquidez, flujo de caja y fuentes de financiación; nuestra habilidad para integrar nuestra recién adquirida filial, Interconexión Eléctrica S.A. ("ISA"); nuestros gastos de capital previstos y objetivo y otros compromisos e ingresos en materia de costos; fechas en las que se desarrollarán o entrarán en funcionamiento determinadas áreas; las condiciones económicas y comerciales generales, incluidos los precios del petróleo crudo y otros productos básicos, los márgenes de refinación y la tasa de cambio vigente; la competencia; nuestra capacidad para obtener financiación; nuestra capacidad para encontrar, adquirir u obtener acceso a reservas adicionales y nuestra capacidad para desarrollar las reservas existentes; incertidumbres inherentes a las estimaciones de nuestras reservas; situaciones políticas, económicas y sociales significativas en Colombia y otros países donde hacemos negocios; desastres naturales, pandemias y otros eventos de salud, incluyendo la pandemia de coronavirus ("COVID-19"), operaciones militares, actos terroristas, guerras o embargos; desarrollos regulatorios, incluyendo regulaciones relacionadas con el cambio climático; aprobaciones y licencias gubernamentales; dificultades técnicas; y otros factores descritos en nuestros comunicados de prensa y presentaciones ante la SEC, incluido nuestro Informe Anual de XXXX y en la sección titulada "Factores de riesgo" que comienza en la página S-[●] de este suplemento del prospecto. Las declaraciones prospectivas incluidas o incorporadas por referencia en este suplemento del prospecto y el prospecto adjunto están calificadas en su totalidad por esta declaración de advertencia y se realizan solo a partir de las fechas de los documentos respectivos. No tenemos ninguna obligación de actualizar o revisar públicamente ninguna proyección para reflejar eventos o circunstancias posteriores o por cualquier otra razón. En consecuencia, no se debe depositar una confianza indebida en las proyecciones futuras.

OTRA INFORMACIÓN

El 11 de agosto de 2021, firmamos un contrato inter-administrativo de compraventa de acciones ("SPA Inter-Administrativo") con el MHCP, en el cual, acordamos adquirir el 51,4% de las acciones suscritas y en circulación de ISA, de propiedad del MHCP (la "Adquisición"), por un precio de compra de COP 14.236.814.025,00 o aproximadamente USD 3.672.992.823,94 (el "Precio de Compra"), con base en una tasa de cambio COP/US de COP 3.876.08 a USD 1,00, vigente para el 20 de agosto de 2021, la fecha en la que cerró la Adquisición.

Presentamos en el suplemento del prospecto cierta información operativa y financiera de ISA. Consulte "Adquisición de ISA". La información operativa y financiera de ISA incluida en este suplemento del

prospecto se derivó de divulgaciones y presentaciones públicas de ISA en Colombia, incluidos los estados financieros de ISA presentados ante la SFC, que se prepararon de conformidad con las normas de presentación de informes vigentes en Colombia ("NIIF colombianas") y no están incluidos en este suplemento del prospecto. La administración de ISA ha informado que no hay diferencias materiales entre los estados financieros en NIIF colombianas radicados en la SFC y dichos estados financieros si fuesen a ser preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("IFRS", *por sus sigles en inglés*) emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB", *por sus siglas en inglés*). La información financiera de Ecopetrol presentada en este suplemento del prospecto ha sido preparada de acuerdo con las IFRS-IASB. Ecopetrol también radica información financiera ante la SFC, la cual se prepara de acuerdo con las NIIF colombianas. La información financiera de Ecopetrol bajo las NIIF colombianas radicada ante la SFC no es directamente comparable con su información financiera presentada bajo las IFRS en este suplemento del prospecto o sus radicados ante la SEC. Por consiguiente, la información financiera de Ecopetrol acá puede no ser directamente comparable con cualquiera de la información financiera de ISA presentada bajo las NIIF colombianas. Usted no debe confiar en las condiciones operativas y financieras, que se incluyen en el presente, como un indicativo de nuestros resultados futuros consolidados de operaciones. La información contenida en este suplemento del prospecto no incluye información relativa a la Adquisición ni la que dio efecto a la Adquisición. Para obtener más información sobre los riesgos involucrados en la Adquisición, consulte "Factores de riesgo: factores de riesgo relacionados con la adquisición de ISA".

INFORMACIÓN FINANCIERA NO BAJO NIIF

[ESPACIO INTENCIONALMENTE EN BLANCO – CAPÍTULO EXCLUIDO DEL PRESENTE ANEXO – SERÁ PUBLICADO COMO INFORMACIÓN RELEVANTE EN CADA OFERTA SIMULTÁNEA BAJO EL PROGRAMA]

RESUMEN

Esta sección resume la información clave contenida en otros documentos, o incorporada por referencia, en este suplemento del prospecto y el prospecto que lo acompaña y está calificada en su totalidad por la información más detallada y los estados financieros incluidos en otros documentos, o incorporados por referencia, en este suplemento del prospecto y el prospecto adjunto. Usted debe revisar cuidadosamente todo el suplemento del prospecto, incluidos los factores de riesgo, los estados financieros y las notas relacionadas con los mismos y los demás documentos incorporados por referencia en este suplemento del prospecto y el prospecto adjunto, antes de tomar una decisión de inversión. Los resúmenes de este suplemento del prospecto y el prospecto adjunto de determinados documentos que se presentan como pruebas documentales a la declaración de registro de la que forma parte este suplemento del prospecto se califican en su totalidad por referencia a dichos documentos.

Visión General

Somos la compañía más grande de Colombia y la única compañía de petróleo crudo y gas natural integrada verticalmente, según lo medido por ingresos, ganancias, activos y capital de los accionistas. Para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, tuvimos ingresos totales de COP 17.205.974 millones y COP 15.071.966 millones, utilidad operativa por COP 5.513.327 millones y COP 1.498.271 millones, utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol por COP 3.085.925 millones y COP 132.894 millones, respectivamente. Para los años terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2020, tuvimos ingresos totales de COP 71.488.512 millones y COP 50.223.393 millones, utilidad operativa de COP 21.027.158 millones y COP 7.181.765 millones, y utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol de COP 13.744.011 millones y COP 1.586.677 millones, respectivamente. Estamos involucrados en una amplia gama de actividades relacionadas con el petróleo y el gas, que cubren las siguientes áreas de nuestras operaciones:

- Exploración y producción: abarca la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural y las actividades de transporte de gas natural. También incluye la compra de petróleo crudo y gas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y otros terceros para su reventa. Al 31 de diciembre de 2020, éramos el mayor participante en la industria colombiana de hidrocarburos con aproximadamente el 66,1% de la producción de petróleo crudo y aproximadamente el 55,6% de la producción de gas natural (en cada caso según cálculos realizados por Ecopetrol con base en información del Ministerio de Minas y Energía de Colombia).

- *Refinación y Petroquímica*— abarca la refinación de petróleo y la producción de una gama completa de productos refinados, incluyendo gasolina, diésel, combustible para aviones, gas licuado de petróleo y fuelóleos pesados, entre otros, que se venden entre empresas y a terceros a nivel local y en el extranjero. Además, este segmento incluye inversiones en cuatro empresas petroquímicas nacionales que producen aromáticos, ciclohexano, ceras de parafina, aceites lubricantes base, disolventes y otros productos petroquímicos.

- *Transporte y logística*: abarca el transporte de petróleo crudo y productos refinados, excluyendo el gas natural. Nuestra subsidiaria, Cenit, posee directamente el 45% de la capacidad total de transporte de oleoductos en Colombia. Cuando se suma a los oleoductos en los que Cenit posee una participación mayoritaria, Cenit posee el 81% de la capacidad de transporte de oleoductos en Colombia.

En relación con la Adquisición, ahora proveemos servicios de transmisión eléctrica, concesiones de autopistas, telecomunicaciones, y tecnologías de la información y comunicaciones. Mediante la Adquisición, esperamos reposicionarnos a lo largo de la cadena de valor de energía mediante el ofrecimiento de servicios como la transmisión de electricidad, de esta forma, alineándonos con las tendencias del mercado hacia la des-carbonización y electrificación.

Historia

En 1951 fuimos constituidos por el gobierno colombiano como *Empresa Colombiana de Petróleos* y comenzamos a operar los campos de crudo en La Cira-Infantas, el campo petrolero colombiano más antiguo, donde comenzó la producción en 1918, y el oleoducto que conectaba ese campo con la refinería de Barrancabermeja y el puerto de Cartagena. En 1961 asumimos la operación directa de la refinería de Barrancabermeja y continuamos su transformación en un complejo industrial. En 1974 adquirimos la refinería de Cartagena, que había estado en funcionamiento desde 1957. De acuerdo con el Decreto 0062 de 1970, nos transformamos en una empresa industrial y comercial del estado.

En 2003, de conformidad con el Decreto Ley 1760, se creó la *Agencia Nacional de Hidrocarburos* (ANH) y nuestra función pública como administrador y regulador de los recursos nacionales de hidrocarburos se transfirió a la ANH. Nuestra estructura orgánica fue modificada y nos convertimos en Ecopetrol S.A., una sociedad anónima, cien por ciento de propiedad estatal, y continuamos el desarrollo de las actividades de exploración y producción en una base competitiva con autonomía sobre nuestras decisiones comerciales. Desde 2006, de acuerdo con la Ley 1118, hemos ido evolucionando de una entidad totalmente estatal a una empresa de economía mixta con capital privado. Este proceso ha resultado en un cambio sustancial en el marco legal al que estamos sujetos y en la naturaleza de nuestra relación con la Nación, como nuestro accionista controlante.

Nuestra dirección es carrera 13 No. 36-24 Bogotá, Colombia y nuestro número de teléfono es + (57) 1 234 4000. Nuestro sitio web es www.ecopetrol.com.co. La información disponible en nuestro sitio web no constituye una parte de este suplemento del prospecto o el prospecto que lo acompaña.

Nuestro Plan Estratégico

El Plan de Negocios Orgánico de Ecopetrol y sus subsidiarias (el "Grupo Ecopetrol") (el "Plan de Negocios") para el período 2021-2023, tiene como objetivo restaurar la senda de crecimiento del Grupo Ecopetrol post COVID-19, aumentar la competitividad, sentar las bases de la transición energética y profundizar en la agenda de Tecnología, Medio Ambiente, Social y Gobernanza (TESG por sus siglas en inglés) a través de un impacto social y ambiental positivo en los territorios donde operamos. El Plan de Negocios también busca mantener la respuesta efectiva del Grupo Ecopetrol a condiciones económicas y ambientales inciertas, asegurar la sostenibilidad financiera del Grupo Ecopetrol y mantener la promesa de valor a los grupos de interés en el mediano y largo plazo. Se espera que la inversión orgánica incluida en el Plan de Negocios se financie principalmente con generación de caja interna. Los supuestos de precios del Brent bajo el Plan de Negocios son los siguientes: USD 45/Bl en 2021, USD 50/Bl en 2022 y USD 54/Bl en 2023.

El Plan de Negocios cuenta con una inversión orgánica de entre USD 12 mil millones y USD 15 mil millones para los años 2021-2023, enfocada principalmente en Colombia, y busca asegurar la asignación de capital hacia la incorporación de reservas y recursos más competitivos dentro de un nuevo escenario de precios del petróleo y el gas, posicionamiento competitivo en la transición energética (como el gas, la descarbonización, los hidrocarburos de ciclo corto y la incorporación de energías renovables), inversiones de confiabilidad necesarias para una operación responsable y sostenible, y tecnologías estratégicas e inversión social para el futuro del Grupo Ecopetrol.

Se espera que el 76% de las inversiones se asignen a oportunidades de crecimiento destinadas a continuar la exploración y el desarrollo rentable de los activos existentes y acelerar la adaptación a la transición energética, con inversiones centradas en la continuación de los programas de recuperación mejorada y el crecimiento de la cadena de valor del gas. Se espera que el 24% restante de las inversiones se destinen

a la continuidad operativa, buscando preservar el valor de los activos y brindar confiabilidad e integridad a las operaciones consolidadas del Grupo Ecopetrol.

Las metas operativas más relevantes del Plan de Negocios son las siguientes: (i) alcanzar niveles de producción entre 700 mil y 710 mil barriles equivalentes de petróleo por día en 2021, con una trayectoria de crecimiento que permita al Grupo Ecopetrol alcanzar niveles de producción de aproximadamente 750 mil barriles equivalentes de petróleo por día para el 2023; (ii) alcanzar una carga conjunta en las refinerías Barrancabermeja y Cartagena de entre 340 mil y 365 mil barriles por día en 2021, con una trayectoria de crecimiento que permita alcanzar un rendimiento conjunto en dichas refinerías de aproximadamente 420 mil barriles diarios para el 2023 en un escenario esperado de recuperación de la demanda y márgenes de refinación, así como la interconexión de las plantas de crudo de la refinería de Cartagena; y (iii) alcanzar volúmenes transportados de más de un millón de barriles diarios – en línea con la evolución de la producción y demanda de combustibles líquidos en el país.

Exploración y Producción (Upstream)

En cuanto al segmento *Upstream*, el Plan de Negocios asigna un rango de inversión de entre USD 9 mil millones y USD 11 mil millones. El Plan de Negocios mantiene el crecimiento de este segmento como un objetivo estratégico, con un enfoque en acelerar la progresión de recursos y reservas, a través de la exploración, perforación y recobro mejorado.

De los recursos mencionados, (i) se espera que el 69% se asigne a actividades productivas, incluidos los campos Rubiales, Castilla, Piedemonte y el Valle Medio del Magdalena, con un enfoque continuo en la madurez y el desarrollo de actividades de recobro mejorado, (ii) se espera que el 22% se asigne internacionalmente, donde las principales áreas de enfoque serán Brasil y la Cuenca del Permian en los Estados Unidos y (iii) se espera que el 9% de los recursos se asignen a actividades de exploración, con una perforación prevista de más de 40 pozos ubicados en las cuencas de mayor materialidad, con énfasis en las zonas de los Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto.

En cuanto a los yacimientos no convencionales, el Grupo Ecopetrol continuará el proceso de desarrollo de las iniciativas asociadas a los Proyectos Piloto de Investigación Integral *(PPII)* en la cuenca del Valle del Magdalena Medio en Colombia, así como el aumento de las actividades de desarrollo en la Cuenca del Permian en Texas.

En cuanto al crecimiento de la cadena de gas natural (uno de los pilares estratégicos del Grupo Ecopetrol), se espera que entre el 9% y el 10% de la inversión total incluida en el Plan de Negocios se destine al desarrollo de Piedemonte y otras fuentes de gas en el Valle Medio del Magdalena, la Guajira y las cuencas del Sinú-San Jacinto en Colombia. Adicionalmente, el Plan de Negocios busca realizar inversiones para la evaluación y desarrollo de los mayores descubrimientos de gas costa afuera en el Caribe colombiano.

El Plan de Negocio prevé la consecución de una tasa de reposición de reservas superior al 100% a partir de 2022. Sin embargo, dicho objetivo está sujeto a revisión en función de la evolución tanto del Plan de Negocio como de las condiciones del mercado.

Transporte (Midstream)

En cuanto al segmento de *Midstream*, el Plan de Negocios destina una inversión de entre USD 780 millones y USD 960 millones, dirigida principalmente a fortalecer la integridad y confiabilidad de la infraestructura, priorizando recursos para el crecimiento del negocio de poliductos, al tiempo que avanza en el aumento de la flexibilidad y eficiencia en la logística para la evacuación de crudo pesado y el crecimiento de la infraestructura de oleoductos. También se espera que estas inversiones permitan la optimización de los costos operativos futuros mediante la actualización de los equipos y la mejora de su rendimiento.

Refinación y Petroquímica (Downstream)

En cuanto al segmento de *Downstream*, el Plan de Negocios asigna una inversión entre USD 1,2 mil millones y USD 1,4 mil millones enfocada en asegurar (i) la integridad y competitividad de los activos existentes, y (ii) el cumplimiento de la ruta de calidad del combustible. Se espera realizar inversiones de cumplimiento normativo y de mantenimiento mayores como parte del ciclo de vida de las plantas de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja. Las inversiones esperadas también requieren la ejecución de la fase final del proyecto de interconexión de las plantas de crudo de la refinería de Cartagena por un monto agregado de aproximadamente USD 77 millones, que se espera inicie operaciones en 2022.

Con el fin de avanzar en la producción de combustibles más limpios para el país, se espera que las inversiones en el período 2021-2023 permitan garantizar una calidad interna sostenida del diésel de entre 10 y 15 ppm de azufre, y llevar la gasolina a un máximo de 50 ppm de azufre en toda Colombia.

Estrategia Comercial

El Plan de Negocios mantiene la estrategia del Grupo Ecopetrol de diversificar clientes y destinos, con un importante énfasis en el sector de refinación independiente en China, al tiempo que mantiene una activa participación en el mercado de refinación de los Estados Unidos. Se espera que lo anterior se apalanque en nuestra flexibilidad operativa en puertos, una calidad estable de nuestro crudo y la optimización de la logística.

Sostenibilidad (TESG)

En términos de Sostenibilidad, el Plan de Negocios destina aproximadamente COP 1,7 billones para el período 2020-2024 a la inversión social y ambiental, orientada a cerrar brechas sociales y promover el desarrollo y bienestar de las comunidades donde opera el Grupo Ecopetrol, con proyectos estratégicos previstos en infraestructura, servicios públicos, educación, deporte y salud, desarrollo rural inclusivo y emprendimiento y desarrollo empresarial. Adicionalmente, se continuará brindando apoyo con recursos para atender las necesidades de la pandemia de COVID-19 de las comunidades y áreas donde opera el Grupo Ecopetrol.

Se espera que entre USD 100 millones y USD 150 millones se destinen al desarrollo de la estrategia digital del Grupo Ecopetrol, con el fin de capturar beneficios relacionados con tecnologías de inteligencia artificial, *blockchain* y *bots*, entre otros. Además, esperamos invertir entre USD 70 millones y USD 110 millones en proyectos para aumentar el factor de recobro, la transición energética y los estudios estratégicos sobre temas de agua y nuevos materiales.

En relación con la estrategia de transición energética del Grupo Ecopetrol, el Plan de Negocios asigna inversiones por más de USD 600 millones en iniciativas enfocadas en la agenda de descarbonización, entre las que destacan proyectos de energía solar, eólica y geotérmica, seguidos de proyectos de eficiencia energética y calidad de combustible, entre otros. Del mismo modo, en marzo de 2021, se definieron las metas de reducción de emisiones a mediano y largo plazo y el plan de logros en línea con la estrategia de crecimiento del Grupo Ecopetrol.

En 2021, el Grupo Ecopetrol también espera consolidar su evaluación de oportunidades asociadas a la cadena de valor del hidrógeno y buscará materializar alianzas en acuerdos internacionales y con gobiernos para identificar oportunidades de negocio.

Para obtener más información sobre la agenda de TESG, consulte la sección titulada "*Technology, Environment, Social and Governance (TESG) Strategies and Initiatives*" de nuestro Informe Anual 2020.

Transición energética

Para reconocer los riesgos y oportunidades que la transición a una economía baja en carbono implica para el Grupo Ecopetrol, hemos definido cuatro líneas de acción, para enfrentar la transición energética, como se describe a continuación:

(a) Continuar fortaleciendo la competitividad del negocio de petróleo y gas: El Grupo Ecopetrol planea ganar resiliencia en el portafolio de petróleo y gas, que se espera continúe siendo nuestra actividad principal hasta que se alcance el pico de demanda de petróleo, al tiempo que se aumenta el compromiso con nuevos negocios resilientes a la transición energética.

(b) Diversificación de nuestro portafolio de oportunidades en negocios bajos en carbono: El Grupo Ecopetrol está explorando nuevas oportunidades de negocio en la cadena de valor de la electricidad específicamente en el mercado de transmisión de energía, así como otros posibles negocios futuros bajos en carbono como hidrógeno verde, captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), soluciones basadas en la naturaleza, entre otros, siempre y cuando cumplan con los criterios de crecimiento, protección de efectivo y disciplina de capital del Grupo Ecopetrol.

(c) Logro de las metas de descarbonización: enfocado en acelerar y priorizar las eficiencias energéticas y la reducción de emisiones de carbono, el Grupo Ecopetrol planea alcanzar las metas de descarbonización mencionadas en la sección titulada "Technology, Environment, Social and Governance (TESG) Strategies and Initiatives" de nuestro Informe Anual 2020. Dichas metas están alineadas con los objetivos del Grupo Ecopetrol de reducir las emisiones de carbono asociadas a sus operaciones, así como reducir la vulnerabilidad de su operación e infraestructura al cambio climático.

(d) Logro de la sostenibilidad a través de la estrategia TESG: La estrategia TESG del Grupo Ecopetrol tiene un claro enfoque en el cambio climático (incluidos los objetivos de descarbonización), el manejo del agua y el desarrollo territorial, así como la biodiversidad, la economía circular, la salud, la seguridad y las prácticas ambientales (HSE) y la diversidad, aprovechando la tecnología como un facilitador fundamental.

Las compañías de petróleo y gas están evaluando opciones para reposicionarse a lo largo de la cadena de valor de la energía en nuevos segmentos de negocios alineados con las tendencias del mercado hacia la descarbonización y electrificación, como la generación renovable, la comercialización y los servicios a los clientes finales, entre otros. Ecopetrol considera que la necesidad de conectar e integrar múltiples puntos y tipos de generación reforzará el papel de la transmisión como actor indispensable en la cadena de valor de la energía y facilitador requerido del crecimiento de la generación limpia y la electrificación.

La Adquisición forma parte de esta estrategia y esperamos que nos permita alcanzar una posición relevante en un sector estratégico para la transición energética. Consideramos que la Adquisición nos posiciona en un eslabón clave en el negocio eléctrico con claras perspectivas de crecimiento futuro. Para obtener más información sobre la Adquisición, consulte la sección titulada "Adquisición de ISA".

[Pretendemos usar los recursos netos de esta oferta para XXXXXXXXX]

Al XX de XXX de 20XX, nuestros préstamos y financiaciones ascendían a COP XXX, o USD XXX. Consulte. "Resumen de datos financieros y operativos seleccionados" y la nota XX a nuestros estados financieros consolidados condensados interinos no auditados al XX de XXX de 20XX y al XX de XXX de 20XX y para los períodos de seis meses terminados el XX de XXX de 20XX y 20XX incluidos en el informe en el Formulario 6-K presentado ante la SEC el [●], 20XX.

Plan de Inversiones 2021

En diciembre de 2020, la Junta Directiva aprobó entre USD 3.500 millones y USD 4.000 millones para el plan de inversiones 2021 a USD 45/Bl Brent. El Grupo Ecopetrol espera destinar el 80% de estas inversiones a proyectos en Colombia y el porcentaje restante al posicionamiento y desarrollo de las operaciones del Grupo Ecopetrol en Estados Unidos y Brasil.

Tal como se describe en nuestro plan de negocios, el Grupo Ecopetrol planea producir el equivalente a entre 700 y 710 mil barriles de petróleo por día durante 2021. A la fecha de este documento, estimamos un rango de producción entre 690 y 700 mil barriles de petróleo por día para el año 2021 (en la parte baja de nuestro objetivo), pero estamos implementando un plan que busca restaurar la senda de crecimiento.

LA OFERTA

[ESPACIO INTENCIONALMENTE EN BLANCO – CAPÍTULO EXCLUIDO DEL PRESENTE ANEXO – SERÁ PUBLICADO COMO INFORMACIÓN RELEVANTE EN CADA OFERTA SIMULTÁNEA BAJO EL PROGRAMA]

RESUMEN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECCIONADA

[ESPACIO INTENCIONALMENTE EN BLANCO – CAPÍTULO EXCLUIDO DEL PRESENTE ANEXO – SERÁ PUBLICADO COMO INFORMACIÓN RELEVANTE EN CADA OFERTA SIMULTÁNEA BAJO EL PROGRAMA]

ADQUISICIÓN DE ISA

Introducción

El 11 de agosto de 2021, firmamos el Contrato Inter-Administrativo con el MHCP del gobierno de Colombia, por medio del cual, acordamos adquirir el 51.4% de las acciones representativas de capital de ISA del MHCP por el Precio de Compra. La Adquisición se perfeccionó el 20 de agosto de 2021. Financiamos la Adquisición a través del Préstamo de la Adquisición.

Aunque el gobierno colombiano, a través del MHCP, era el accionista mayoritario de ISA y también nuestro accionista con mayor participación, la Adquisición, fue estructurada y negociada en condiciones de plena competencia. Nosotros y el gobierno colombiano contrató cada uno a sus propios asesores financiero y legales para perfeccionar la Adquisición. Además, para los efectos de determinar la valoración de ISA, contratamos a dos firmas bancas de inversión con experiencia relevante y un asesor independiente que emita una *fairness opinion* relacionada con la valoración de ISA y de nuestra propuesta final de precio de compra. Además, nuestra Junta Directiva, que está compuesta por una mayoría de miembros independientes (8 de 9 miembros son independientes), conservó la supervisión completa y la autonomía para aprobar la Adquisición, el miembro no independiente de la junta se abstuvo de participar en las decisiones relacionadas con la Adquisición.

En línea con lo anterior, el 25 de marzo de 2021, nuestra Junta Directiva aprobó la creación de un comité especial temporal para asesorarla en el examen de la valoración de ISA, el rango de precios y/o el precio de la Adquisición. El comité estuvo integrado por los siguientes miembros independientes de nuestra Junta Directiva: Carlos Gustavo Cano, Sergio Restrepo, Esteban Piedrahita y Santiago Perdomo, quien presidió el comité. El Precio de Compra que pagamos por la adquisición del 51.4% de las acciones representativas de capital de ISA fue aprobado de forma unánime por todos los miembros de nuestra Junta Directiva, el 30 de julio de 2021.

La Adquisición es parte de nuestra estrategia de transición energética, ya que, permite alcanzar una posición relevante el sector estratégico de la transición energética. Consideramos que la Adquisición nos ubica en un enlace clave en el negocio de la electricidad con favorables prospectos de crecimiento para el futuro. A través de la Adquisición, seremos capaces de reposicionarnos en la cadena de valor de energía ofreciendo servicios tales como la transmisión eléctrica, por lo tanto, alineándonos con las tendencias del mercado hacia la des-carbonización y electrificación.

Tenemos la intención de utilizar los recursos netos obtenidos mediante esta oferta para XXXXXXXXXXX

Visión General del Negocio de ISA

ISA fue constituida como una sociedad anónima en Bogotá, Colombia, en 1967. Desde entonces, se ha convertido en un grupo empresarial multi-latino que opera en seis países, incluyendo Colombia, Brasil, Perú y Chile. ISA y sus 48 subsidiarias operan y mantienen redes de transmisión de energía electríca, incluyendo la red de transmisión de alta tensión más grande de América Latina, y también participan en los negocios de concesiones viales, telecomunicaciones y tecnologías de la información y las comunicaciones (TIC).

En los últimos años, el crecimiento inorgánico a través de adquisiciones ha sido una parte importante de la estrategia comercial de ISA. Esto incluye las adquisiciones de Piratininga Bandeirantes Transmissora de Energia S.A. (PBTE) (Brasil), Orazul Energy Group S.A.C. (Perú), Concesión Costera Cartagena Barranquilla S.A.S. (Colombia), Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A. (Brasil) y Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (Brasil). Al mismo tiempo, en marzo de 2021, ISA anunció sus planes para vender su negocio de telecomunicaciones a través de la venta de su subsidiaria InterNexa S.A. ("InterNexa"). Esto es parte de la estrategia de ISA para optimizar su portafolio, dirigiendo las inversiones de capital hacia

alternativas de crecimiento sostenibles y eficientes, y permitiendo a la compañía enfocarse en negocios con perfiles de riesgo-retorno que estén alineados con su estrategia de negocios a largo plazo.

La Junta Directiva de ISA está compuesta por una mayoría de miembros independientes. Específicamente, ISA cuenta con siete miembros independientes de los nueve que conforman su junta actual, que está por encima de los requisitos legales y, por lo tanto, es un ejemplo de los altos estándares de gobierno corporativo de ISA. ISA también cuenta con un equipo directivo experimentado, con una experiencia promedio de más de 25 años en las industrias en las que opera. Similar a Ecopetrol, ISA tiene un historial probado en asuntos ASG, incluyendo su compromiso con las sólidas políticas de buen gobierno corporativo y ética; inversiones en comunidades, organizaciones sociales y empresas locales; y prioridad en los programas e inversiones de protección del medio ambiente. Al 31 de diciembre de 2020, aproximadamente el 80% de las operaciones de ISA eran neutrales en carbono.

Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021, el segmento de transmisión de energía de ISA representó el 76,5% de sus ingresos consolidados totales de COP 5.208.467 millones, con su negocio de concesiones viales representando el 19,6%% y su negocio de telecomunicaciones representando el 3,9%%. Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021, las operaciones de ISA en Colombia representaron el 26,0% de sus ingresos consolidados totales, con sus operaciones en Brasil representando el 34,9%%, sus operaciones en Perú representando el 19,7%%, y sus operaciones en Chile representando el 18,9%. Para los seis meses terminados al 30 de junio de 2021 , el segmento de transmisión de energía de ISA representó el 82,1% de su EBITDA total consolidado de COP 3.419.313 millones, con su negocio de concesiones viales representando el 15,2% y su negocio de telecomunicaciones representando el 2,7%. Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021, las operaciones de ISA en Colombia representaron el 26,3% de su EBITDA consolidado total, con sus operaciones en Brasil representando el 39,2%, sus operaciones en Perú representando el 18,6% y sus operaciones en Chile representando el 15,4%.

Históricamente, la práctica de distribución de dividendos de ISA ha sido repartir utilidades anualmente. Durante los últimos cinco años, ISA ha distribuido, en promedio, el 53% de su utilidad neta, neto de ajustes en la remuneración de la Red Básica del Sistema Existente (que se refiere a los activos de CTEEP Brasil, con antigüedad previa al año fiscal 2000).

A continuación, se presenta un resumen de los segmentos de operación de ISA.

Transmisión de energía

ISA es la compañía internacional de transmisión de energía más grande de América Latina en términos de kilómetros de líneas eléctricas en operación, según cálculos internosde ISA de los kilómetros totales de circuitos de red de alto voltaje del segmento de transmisión de energía en cada país en el que ISA opera. Las empresas de transmisión de energía de ISA operan y mantienen una red de transmisión de alta tensión en Colombia, Brasil, Bolivia, Perú y Chile, así como algunas interconexiones internacionales que operan entre Colombia–Ecuador y Ecuador–Perú. En Centroamérica, la compañía tiene una participación en la Empresa Propietaria de la Red (EPR), que opera el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de Centroamérica (SIEPAC). Además, ISA, a través de sus filiales, transporta 430.000 GWh anuales, a través de 48.343 kilómetros de circuitos de red de alto voltaje, que soportan el suministro eléctrico en América Latina. Al 30 de junio de 2021, ISA está en proceso de construir 6.580 kilómetros adicionales de circuitos de red de alto voltaje, que se espera que comiencen a operar en el corto plazo. Además, en Colombia, la subsidiaria de ISA, XM, brinda soluciones tecnológicas, administra el Sistema de Intercambios Comerciales en el Mercado de Energía Mayorista en Colombia y monitorea 28.213 kilómetros de líneas de transmisión que forman parte del Sistema Interconectado Nacional (el "SIN"). Al 30 de junio de 2021, XM cumplía con el 100% de los indicadores establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en Colombia.

En los países donde ISA está presente, la transmisión de energía es una actividad regulada dentro de la cadena productiva del sector energético, y las ampliaciones se adjudican a inversores privados a través de procesos de licitación. Por lo tanto, las condiciones de estabilidad jurídica y reglamentaria en los países en los que opera ISA afectan directamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de ISA. Los ingresos asociados a la prestación de servicios de transmisión de energía están regulados e indexados a variables macroeconómicas como el tipo de cambio del peso colombiano frente al dólar estadounidense, el Índice de Precios al Productor (PPI), el Índice de Precios al Consumidor (IPC) o los índices correspondientes en los diferentes países.

La siguiente tabla establece ciertas métricas relacionadas con las operaciones de transmisión de energía de ISA en Colombia al 30 de junio de 2021:

Colombia	Al 30 de junio de 2021
Líneas en operación (km)	13.222
Líneas en construcción (km)	1.962
Participación de mercado de las líneas en	68,95%
MVA en operación(2)	22.711
MVA en construcción	1.800
Confiabilidad (%)(3)	99,991%

(1) Fuente: Cálculo interno de ISA basado en los ingresos totales de la actividad de transmisión de energía en cada país en el que ISA operaba al 30 de junio de 2021.
(2) MVA significa megavoltiamperios.
(3) La confiabilidad se calcula entre enero y junio de 2021, tomando energía no suministrada (ENS) y la demanda estimada en las redes de transmisión para el período de acuerdo con la siguiente fórmula: 1 – ENS/Demanda Estimada (con información proporcionada por cada compañía de transmisión del grupo ISA).

La siguiente tabla establece ciertas métricas relacionadas con las operaciones de transmisión de energía de ISA en Brasil al 30 de junio de 2021:

Brasil	Al 30 de junio de 2021
Líneas en operación (km)	20.734
Líneas en construcción (km)	3.739
Participación de mercado de las líneas en operación (%)(1)	10,82%
MVA en funcionamiento(2)	60.657
MVA en construcción	12.477
Confiabilidad (%)(3)	99,9999%
Acuerdos de concesión(4)	24

Fechas de vencimiento de los acuerdos de concesión CTEEP (059/2001): diciembre de 2042

Subsidiarias: IE Serra do Japi (143/2001): Diciembre 2031
IEMG (004/2007): Abril 2037
IENNE (001/2008): Marzo 2038
IEPinheiros (012/2008): Octubre 2038
IESul (013/2008): octubre de 2038
IEPinheiros (015/2008): octubre de 2038
IESul (016/2008): octubre de 2038
IEPinheiros (018/2008): octubre de 2038
Evrecy (020/2008): Julio 2025
IE Serra do Japi (026/2009): Noviembre 2039
IEPinheiros (021/2011): Diciembre 2041

IEItaúnas (018/2017): Febrero 2047
IETibagi (026/2017): agosto 2047
IEItaquerê (027/2017): agosto 2047
IEItapura (042/2017): agosto 2047
IEAguapeí (046/2017): agosto 2047
IEBiguaçu (012/2018): septiembre 2048
IEItapura (021/2018): septiembre 2048
Evrecy (001/2020): marzo de 2050
IETibagi (006/2020): marzo de 2050
IEMG (007/2020): marzo de 2050
IERiacho Grande (005/2021): marzo de 2051
Piratininga - PBTE (012/2016): Noviembre 2046

(1) Fuente: Cálculo interno de ISA basado en los ingresos totales de la actividad de transmisión de energía en cada país en el que ISA operaba al 30 de junio de 2021.
(2) MVA significa megavoltiamperios.
(3) La confiabilidad se calcula entre enero y junio de 2021, tomando energía no suministrada (ENS) y la demanda estimada en las redes de transmisión para el período de acuerdo con la siguiente fórmula: 1 – ENS/Demanda Estimada (con información proporcionada por cada compañía de transmisión dentro del grupo ISA).
(4) Incluye los contratos de concesión de CTEEP y sus subsidiarias. Excluye: Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. y las empresas controladas conjuntamente por CTEEP.

La siguiente tabla establece ciertas métricas relacionadas con las operaciones de transmisión de energía de ISA en Perú al 30 de junio de 2021:

Perú	Al 30 de junio de 2021
Líneas en operación (km)	11.853
Líneas en construcción (km)	879
Participación de mercado de las líneas en operación (%)(1)	71,10%
MVA en operación(2)	13.240
MVA en construcción	3.476
Confiabilidad (%)(3)	99,998%
Acuerdos de concesión	19

Fechas de vencimiento de los acuerdos de concesión: Concesión ETECEN – ETESUR: Septiembre 2032

Línea de transmisión Mantaro – Socabaya y subestaciones asociadas: febrero de 2031
Línea de transmisión Chilca – La Planicie – Zapallal : junio 2041
Línea de transmisión Independencia – Ica: junio de 2041
Línea de transmisión Zapallal – Trujillo: Diciembre 2042
Línea de transmisión Talara – Piura: Mayo 2043
Línea de transmisión Pomacocha – Carhuamayo: septiembre de 2043
Línea de transmisión Trujillo – Chiclayo: Julio 2044
Línea de transmisión Machupicchu – Abancay – Cotaruse: agosto 2045
Línea de transmisión Mantaro – Montalvo y subestaciones asociadas: noviembre de 2047
Línea de transmisión La Planicie – Industriales y subestaciones asociadas: agosto de 2047

Subestación Orcotuna: Noviembre 2047
Línea de transmisión Friaspata – Mollepata: Agosto 2048
Subestación Carapongo: Noviembre 2047

Enlace Nueva Mantaro – Nueva Yanango - Carapongo: 2053(4)
Enlace Nueva Yanango – Nueva Huánuco : 2053(4)
Subestación Chincha: 2053(4)
Subestación Nazca: 2053(4)
Líneas de transmisión Oroya – Carhuamayo – Paragsha – Derivación Antamina y Aguaytía – Pucallpa: Abril 2033

(1) Fuente: Cálculo interno de ISA basado en los ingresos totales de la actividad de transmisión de energía en cada país en el que ISA operaba al 30 de junio de 2021.
(2) MVA significa megavoltiamperios.
(3) La confiabilidad se calcula entre enero y junio de 2021, tomando la energía no suministrada (ENS) y la demanda estimada en las redes de transmisión para el período, de acuerdo con,la siguiente fórmula: 1 – ENS/Demanda Estimada (con información proporcionada por cada compañía de transmisión del grupo ISA).
(4) Fechas de vencimiento estimadas.

La siguiente tabla establece ciertas métricas relacionadas con las operaciones de transmisión de energía de ISA en Chile al 30 de junio de 2021:

Chile	Al 30 de junio de 2021
Líneas en operación (km)	1.948
Líneas en construcción (km)	-
Participación de mercado de las líneas en operación (%)(1)	11,68%
MVA en operación(2)	4.500
MVA en construcción	-
Confiabilidad (%)(3)	100%

(1) Fuente: Cálculo interno de ISA basado en los ingresos totales de la actividad de transmisión de energía en cada país en el que ISA operaba al 30 de junio de 2021.
(2) MVA significa megavoltiamperios.
(3) La confiabilidad se calcula entre enero y junio de 2021, tomando la energía no suministrada (ENS) y la demanda estimada en las redes de transmisión para el período, de acuerdo con,la siguiente fórmula: 1 – ENS/Demanda Estimada (con información proporcionada por cada compañía de transmisión del grupo ISA).

Concesiones viales

ISA diseña, construye, opera y mantiene infraestructura de carreteras conectando a millones de personas en Chile y Colombia. Al 30 de junio de 2021, ISA operaba cinco concesionesviales, que cubrían un total de 860 kilómetros en estos dos países, y tenía en construcción 138 kilómetros . Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, 129,2 millones de vehículos viajaron por carreteras operadas por ISA.

La siguiente tabla establece ciertas métricas relacionadas con las operaciones de concesiones viales de ISA en Chile al 30 de junio de 2021:

Chile	Al 30 de junio de 2021
Vías en operación (km)	714
Vías en construcción (km)	136

Participación de mercado de las vías en operación (%)[1]	41,7%
Concesiones	5

Fechas de vencimiento de las concesiones[2]: Ruta del Maipo: Diciembre 2032

Ruta Bosque: Agosto 2022
Ruta de la Araucanía: Marzo 2026
Ruta de los Ríos: Junio 2025
Ruta del Loa: Septiembre 2058

(1) Fuente: Cálculo interno de ISA basado en sus estados financieros públicos al 31 de diciembre de 2020, excluyendo Ruta del Maule.
(2) Las fechas de vencimiento de las concesiones pueden variar según el tráfico y otras condiciones.

La siguiente tabla establece ciertas métricas relacionadas con las operaciones de concesiones viales de ISA en Colombia al 30 de junio de 2021:

Colombia	Al 30 de junio de 2021
Tramos en operación (km)	144
Tramos en construcción (km)	2
Participación de mercado de las vías en operación (%)[1]	1,82%
Concesiones	1
Fecha de vencimiento de las concesiones[2]	Ruta Costera: Noviembre 2039

(1) Fuente: Cálculo interno de ISA basado en información pública de la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI).
(2) La fecha de vencimiento de la concesión puede variar según el tráfico y otras condiciones.

Telecomunicaciones y Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC)

Dentro del segmento de telecomunicaciones y TIC , InterNexa y sus subsidiarias brindan servicios de conectividad, plataformas de comunicaciones, servicios administrados, servicios en la nube, centros de datos y servicios de seguridad a clientes en toda América Latina. En 2020, agregaron una nueva línea de servicios basada en analíticas e "Internet de las Cosas" (IoT, *por sus sigles en inglés*). Estas filiales de ISA también mantienen una red de fibra óptica que totaliza más de 56.000 kilómetros al 30 de junio de 2021, y están presentes en 18 Puntos de Intercambio de Internet y ocupan la quinta posición dentro del top diez de Puntos de Intercambio de Internet más importantes del mundo basados en tráfico. Además de los centros de datos existentes en Bogotá, Medellín y Río de Janeiro, fue incorporado un nuevo centro de datos en Santiago durante el 2020.

FACTORES DE RIESGO

Usted debe considerar cuidadosamente toda la información establecida en este suplemento del prospecto, en el prospecto adjunto y cualquier documento incorporado por referencia en este documento y, en particular, los factores de riesgo descritos a continuación, y en nuestro Informe Anual XXXX antes de decidir invertir en los valores. Los factores de riesgo que se describen a continuación y en nuestro Informe Anual XXXX no son los únicos a los que nos enfrentamos. Los riesgos e incertidumbres adicionales que desconocemos, o que actualmente consideramos inmateriales, también pueden convertirse en factores importantes que nos afecten.

Factores de riesgo relacionados con la Adquisición

La información financiera y operativa relacionada con ISA incluida en este suplemento del no representa nuestra posición financiera consolidada o los resultados de las operaciones posteriores a la consumación de la Adquisición.

La información financiera y operativa relacionada con ISA antes de la Adquisición se presenta en la sección "Adquisición de ISA" de este suplemento del prospecto. Dicha información no refleja el efecto de los ajustes potenciales que puedan ocurrir una vez incluyamos a ISA en nuestros resultados consolidados de operaciones y no representa la posición financiera real o esperada o los resultados de las operaciones del Grupo Ecopetrol después de la consumación de la Adquisición. Como tal, los inversionistas no deben depender de la información financiera o de operaciones sobre ISA incluida en el presente como indicador de nuestros resultados futuros de operaciones consolidadas.

La Adquisición podría no lograr los beneficios que se buscan con ella, lo cual podría afectar negativamente y/o interrumpir el negocio y nuestras operaciones y las de ISA.

Es posible que no podamos materializar los beneficios esperados de la Adquisición en la magnitud anticipada o dentro de los plazos anticipados o las expectativas de costos o en absoluto. Las dificultades y riesgos asociados con la Adquisición y la realización de los beneficios de la misma incluyen:

- Posibles diferencias en los estándares, controles, procedimientos, políticas, cultura corporativa, sindicatos y estructuras de compensación de ISA y nuestra empresa, que pueden conducir a retrasos imprevistos, costos o ineficiencias, deterioro de las relaciones laborales, salidas de empleados o dificultades en la consolidación;
- Dificultades y retrasos en la implementación de nuestro plan de integración, que pueden resultar en que no logremos las sinergias esperadas de la Adquisición de manera oportuna o en absoluto;
- Inhabilidad para atraer, retener y motivar empleados clave, puesto que, los empleados actuales o eventuales de cualquiera de las compañías pueden experimentar incertidumbre sobre sus roles futuros con nosotros luego de la Adquisición.
- Posibilidad de que no hayamos descubierto pasivos reales o contingentes de ISA durante la investigación de debida diligencia, de la que nosotros, como sucesores o propietarios, podamos ser responsables y por la cual no hayamos recibido suficientes garantías contractuales o indemnidades del MHCP del gobierno de Colombia;
- Obligaciones que podamos tener con las contrapartes de ISA que surjan como resultado del cambio en el control; y
- Posibilidad de que nosotros o ISA podamos vernos afectados negativamente por otros factores económicos, políticos, legislativos, regulatorios, comerciales, competitivos o de otro tipo que afecten nuestras industrias.

La ocurrencia de cualquiera de los anteriores puede perjudicar o perturbar nuestros otros negocios y nuestros negocios de forma tal que nuestra habilidad para llevar a cabo los beneficios que anticipamos de la Adquisición podrían reducirse o retrasarse, y nuestra condición financiera y resultados de operación podrían verse materialmente afectados de forma desfavorable.

Por otra parte, la Adquisición podría causar perturbaciones y crear incertidumbre alrededor de nuestros negocios y los de ISA, y afectar nuestras relaciones y las de ISA con clientes, proveedores, y otros socios de negocios y empleados. Algunos clientes, proveedores y otros socios de negocios nuestros y de ISA podrían retrasar o diferir decisiones, buscar modificaciones a los términos en los que hacen negocios con nosotros o ISA o terminar sus relaciones con la compañía relevante, lo cual podría afectar los ingresos, ganancias y flujos de caja de cualquiera o ambas compañías.

Por lo tanto, la integración puede ser impredecible, o sujeta a retrasos o circunstancias cambiantes, e ISA podría no desempeñarse de acuerdo con nuestras expectativas. Es posible que no nos demos cuenta de algunos o todos los beneficios anticipados de la Adquisición, ya que estos se basaron en proyecciones y suposiciones sobre los negocios de ISA, que pueden no materializarse como o cuando se espera o pueden resultar inexactos.

Acciones legales en relación con la Adquisición podrían retrasar o impedir su adecuado cierre.

Hemos estado, y podremos estarlo en el futuro, sujetos a procedimientos judiciales en relación con la Adquisición. Dichos procesos judiciales podrían resultar en la invalidación de la Adquisición y/o en la condena por perjuicios sustanciales lo cual podría desviar el tiempo y la atención que la administración invierte en nuestros negocios.

El 21 de julio de 2021, Ecopetrol fue demandado en una acción popular. La acción popular fue presentada en la Sección Primera del Tribunal Administrativo de Cundinamarca por *Fundación la Información Legal y Oportunidad – Dilo Colombia* ("Fundación Dilo"). La demanda pretendía, entre otras cosas, evitar que el MHCP vendiera su participación en ISA a Ecopetrol a menos que tuviera lugar una licitación competitiva. Fundación Dilo, en calidad de demandante, solicitó como medida cautelar que se suspendieran todas las acciones tendientes al cierre de la Adquisición. El 28 de julio de 2021, Ecopetrol presentó un memorial en oposición a dicha solicitud de medidas cautelares y el 6 de agosto de 2021, formalmente contestó la demanda de acción popular. En su contestación, Ecopetrol se opuso a la medida cautelar de la acción popular con base en que la pretensión no tiene fundamento legal. En su declaración, Ecopetrol presentó los argumentos técnicos, financieros y jurídicos encaminados a demostrar que la Fundación Dilo no cumplió con los requisitos legales para la concesión de la medida cautelar. Además, Ecopetrol sostuve que la potencial venta de la participación de la Nación en ISA no es contraria al ordenamiento jurídico colombiano. Adicionalmente, se espera que el perfeccionamiento de la Adquisición traiga beneficios tanto como para la Nación y Ecopetrol, y no amenaza o vulnera ninguno de los derechos colectivos que invoca el demandante. El MHCP presentó su contestación en términos similares. A la fecha de este suplemento del prospecto, la corte competente aún debe pronunciarse sobre la oposición de MHCP y de Ecopetrol a la medida cautelar. Puesto que, la Adquisición se consumó el 20 de agosto de 2021, no esperamos que la corte competente ordena alguna medida cautelar en relación con la acción popular. Además, a pesar de que no podemos afirmar con seguridad, en atención que una acción popular no puede resultar en la nulidad de contratos, no consideramos que la corte competente ordene deshacer la Adquisición.

Este y otros potenciales procesos judiciales en el futuro están sujetos incertidumbres inherentes, y los costos reales incurridos en relación con procesos judiciales pueden verse impactados por factores desconocidos. Los resultados de los procesos judiciales son necesariamente inciertos, y nosotros podríamos estar obligados a gastar recursos significativos en el curso de este y otros potenciales procesos judiciales, y podríamos no tener éxito. La supervisión, defensa contra y persecución de acciones judiciales

podría consumir tiempo de nuestra administración y disminuir nuestra habilidad de concentrar nuestros recursos internos enteramente en nuestras actividades de negocios. Las sentencias contrarias a nuestros intereses en el caso de la Fundación Dilo y otros potenciales litigios futuros podrían resultar en la anulación de la Adquisición., a pesar de que es importante resaltar que cualquiera de tales procesos podría tomarse años. Por ejemplo, actualmente estimamos que el caso de la Fundación Dilo podría aproximadamente tres años en resolverse y otros procesos podrían incluso tomar de seis a diez años, o más, antes de que se emita una sentencia final. Si se emite una orden que resulte en la nulidad de la Adquisición mientras Ecopetrol sea propietario de las acciones de ISA que adquirió del MHCP, una corte competente podría instruir a Ecopetrol a que devuelva las acciones de ISA al MHCP, y el MHCP tendría que reembolsar a Ecopetrol el precio de compra pagado por dichas acciones y dicho reembolso podría estar sujeto a retrasos y a la habilidad del MHC de reembolsar tal precio de compra. A pesar de que, en el SPA Inter-Administrativo, Ecopetrol y el MHCP acordaron un monto máximo de daños equivalente al precio de compra de la Adquisición, y con base en los precedentes colombianos, consideramos que una decisión adversa para Ecopetrol en el caso de la Fundación Dilo es remota, no podemos afirmar con certeza que este u otro proceso judicial no puede terminar en el pago de perjuicios sustanciales, lo cual podría tener un efecto material adverso en nuestra posición financiera y los resultados de nuestras operaciones. Adicionalmente, la incertidumbre asociada con este y cualquier otro proceso judicial podría llevar a un incremento en la volatilidad de nuestras acciones y de los ADS's.

Factores de riesgo relacionados con los ADS

Los titulares de nuestros ADS pueden enfrentar dificultades para proteger sus intereses.

Los titulares de nuestros ADS no tienen los mismos derechos de voto que los titulares de nuestras acciones ordinarias. Como se establece en el acuerdo de depósito modificado y reformulado, de fecha 12 de enero de 2018,entre Ecopetrol S.A., JP Morgan Chase Bank, N.A., como depositario (el "Depositario"), y todos los eventuales titulares de nuestros American Depositary Receipts ("ADRs") (el "Acuerdo de Depósito", según se modifique y reformule), los titulares de nuestros ADS pueden instruir al Depositario de manera previa a una asamblea de accionistas, para que vote sobre asuntos concernientes a los accionistas.

La ley colombiana no es clara sobre la necesidad de solicitar delegaciones de voto de los accionistas existentes. Por lo tanto, es posible que los titulares de nuestros ADS no se enteren oportunamente de ciertos asuntos para instruir al Depositario sobre su decisión de voto.

El Acuerdo de Depósito otorga a los titulares de nuestros ADS el derecho de instruir al Depositario para emitir su voto sobre las acciones ordinarias por separado. Sin embargo, los titulares de nuestros ADR deben ser conscientes de que en Colombia no es claro si un depositario debe emitir su voto sobre todas las acciones ordinarias de la corporación colombiana representante del programa de ADR de la misma manera en un solo bloque, o si puede emitir su voto por separado. En consecuencia, si el custodio o el Depositario no pueden emitir su voto (incluido el derecho a recibir acciones ordinarias en forma de ADR) depositadas en virtud del Acuerdo de Depósito y cualquier otro valor, efectivo o propiedad eventual en poder del Depositario con respecto o en lugar de las acciones ordinarias depositadas (los "Valores Depositados") por separado, todos esos Valores Depositados se votarán sobre la base del voto mayoritario de las instrucciones de votación recibidas oportunamente de los titulares de ADR. En el caso de dicha votación en bloque único, todos los titulares de ADR, incluidos los titulares de ADR para los que no se reciben oportunamente instrucciones de votación y los titulares de ADR con instrucciones de voto contrarias a las instrucciones de voto de la mayoría de los Valores Depositados recibidos oportunamente, deben ser conscientes de que los Valores Depositados se votarán como un solo bloque y que las instrucciones de voto de dichos titulares de ADR se considerarán dadas de la manera indicada anteriormente.

El Depositario no ejercerá por sí mismo ninguna discreción de voto con respecto a los Valores Depositados. Los titulares de nuestros ADR serán los únicos responsables de cualquier ejercicio de los derechos de voto de los Valores Depositados representados por los ADR si dicha votación se realiza de conformidad con los procedimientos descritos en el Acuerdo de Depósito. Se recomienda encarecidamente a los titulares de ADR que envíen sus instrucciones de votación lo antes posible, ya que las instrucciones de votación no se considerarán recibidas hasta el momento en que el departamento de ADR responsable de los apoderados y la votación haya recibido dichas instrucciones, incluso si dichas instrucciones fueron recibidas físicamente por el Depositario, antes de ese momento.

A futuro, las autoridades regulatorias colombianas pueden aclarar su interpretación sobre cómo los derechos de voto deben ser ejercidos por los titulares de nuestros ADS, lo cual podría afectar negativamente el valor de las acciones ordinarias y los ADS.

Nuestros titulares de ADS pueden estar sujetos a restricciones a la inversión extranjera en Colombia.

El Régimen de Inversiones Internacionales de Colombia (el conjunto de normas y reglamentos que rigen el mercado cambiario y sus transacciones, que incluyen el Decreto 1068 de 2015, la Resolución 1 de 2018 y la Circular Externa DCIP 83 emitida por el Banco de la República, entre otros) regula la forma en que los residentes no colombianos pueden invertir en Colombia y participar en el mercado de valores colombiano. Entre otros requisitos, la ley colombiana exige que los inversionistas extranjeros registren ciertas transacciones cambiarias con el Banco de la República y describe los procedimientos necesarios para autorizar ciertos tipos de inversiones extranjeras. La legislación colombiana exige que determinadas transacciones cambiarias, incluida la inversión internacional en moneda extranjera entre residentes colombianos y no colombianos, se realicen a través del mercado cambiario, ya sea a través de intermediarios autorizados del mercado cambiario o de cuentas de compensación, que son cuentas bancarias regulares mantenidas en el extranjero por residentes colombianos y registradas en el Banco de la República. Cualquier ingreso o gasto bajo nuestro programa ADR debe hacerse a través del mercado cambiario.

Los inversionistas que adquieren nuestros ADR no están obligados a registrarse directamente en el Banco de la República, ya que se beneficiarán del registro que obtendrá el custodio de nuestras acciones ordinarias subyacentes a los ADR en Colombia. Si los inversionistas extranjeros en ADR optan por entregar sus ADR y retirar acciones ordinarias, deberán registrar su inversión ante el Banco de la República en las acciones ordinarias como una inversión de portafolio a través de su representante local, que puede ser una firma comisionista de bolsa, sociedad fiduciaria o sociedades de gestión de inversiones supervisadas por la SFC. Los inversionistas extranjeros sólo podrán transferir dividendos al extranjero una vez que se haya completado su procedimiento de registro de inversión extranjera ante el Banco de la República. Los inversionistas que retiren acciones ordinarias podrían incurrir en gastos y/o sufrir retrasos en el proceso de solicitud. El hecho de que un inversionista no informe o registre oportunamente las transacciones cambiarias con el Banco de la República puede impedir que el inversionista remita dividendos al extranjero o puede dar lugar al inicio de una investigación y a la imposición de multas.

Los residentes colombianos que adquieran ADR y reciban utilidades de esta inversión, entreguen sus ADR o liquiden su inversión en ADR, deberán registrar su inversión mediante los procedimientos establecidos en el artículo 7.4 del Reglamento Externo de la Circular DCIP-83 del Banco de la República.

A futuro, el Gobierno, el Congreso colombiano o el Banco de la República podrán modificar el Régimen de Inversiones Internacionales en Colombia o las normas de inversión extranjera, lo que podría dar lugar a normas más restrictivas y afectar negativamente la negociación de nuestros ADS. Colombia cuenta actualmente con un sistema de libre convertibilidad. Si se implementa un sistema de convertibilidad más

restrictivo, el Depositario puede experimentar dificultades al convertir los montos en pesos colombianos a dólares estadounidenses para remitir los pagos de dividendos. Además, actualmente Colombia cuenta con un sistema de tipo de cambio flotante que podría estar sujeto a cambios en el futuro. Consulte "*Shareholder Information—Exchange Controls and Limitations*" en nuestro Informe Annual XXXX.

Es posible que los titulares de nuestros ADS no puedan ejecutar procesos legales contra nosotros, nuestros directores o funcionarios ejecutivos dentro de los Estados Unidos, lo que puede limitar la ejecución de cualquier fallo extranjero obtenido contra nosotros.

Somos una empresa de economía mixta organizada bajo las leyes de Colombia. Además, la mayoría de los miembros de nuestra Junta Directiva (Directores) y funcionarios ejecutivos residen fuera de los Estados Unidos. Todos o una parte sustancial de nuestros activos y los activos de estas personas se encuentran fuera de los Estados Unidos. Como resultado, puede no ser posible que usted lleve a cabo la notificación de procesos dentro de los Estados Unidos sobre nosotros o estas personas o pueda hacer cumplir sentencias contra nosotros o las personas llevadas ante los tribunales de los EE. UU. basados en disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los EE. UU. Los tribunales colombianos determinarán si deben hacer cumplir una sentencia estadounidense basada en las leyes de valores de Estados Unidos a través de un sistema procesal conocido como *exequátur.* Para una descripción de estas limitaciones, véase "Exigibilidad de responsabilidades civiles".

Las protecciones otorgadas a los accionistas minoritarios en Colombia son diferentes de las de Los Estados Unidos, y pueden ser difíciles de hacerse cumplir.

Bajo la ley colombiana, las protecciones otorgadas a los accionistas minoritarios son diferentes de las de los Estados Unidos. En particular, el marco legal con respecto a las disputas entre accionistas es sustancialmente diferente bajo la ley colombiana que la ley estadounidense y hay diferentes requisitos de procedimiento para iniciar demandas de accionistas, como demandas derivadas de accionistas. Como resultado, puede ser más difícil para nuestros accionistas minoritarios hacer valer sus derechos contra nosotros o nuestros Directores o accionistas mayoritarios de lo que sería para los accionistas de una compañía estadounidense.

Los ADR no tienen el mismo tratamiento fiscal que otras inversiones de capital en Colombia.

Aunque los ADR representan las acciones ordinarias de Ecopetrol, para los propósitos fiscales colombianos, los ADR son valores diferentes de sus activos subyacentes. Por lo tanto, los titulares de ADR no tienen derecho al tratamiento fiscal concedido a los titulares de las acciones ordinarias. Dicho tratamiento fiscal incluye, entre otros, los beneficios relacionados con los dividendos y las utilidades derivadas de la venta de acciones ordinarias colombianas. Para más información, ver "Tributación—Ciertas Consideraciones Tributarias Colombianas."

Los fallos de los tribunales colombianos con respecto a nuestros ADS serán pagaderos solo en pesos colombianos.

Si se inician procedimientos en los tribunales de Colombia que buscan hacer cumplir los derechos de los titulares de ADS de acciones ordinarias, se nos pedirá que cumplamos con los montos de nuestras obligaciones en pesos colombianos. La legislación colombiana establece que la obligación en Colombia de pagar cantidades denominadas en moneda extranjera sólo puede satisfacerse en moneda colombiana al tipo de cambio representativo del mercado de la fecha en que se obtiene la sentencia, y esas cantidades se ajustan para reflejar las variaciones del tipo de cambio hasta la fecha de pago efectiva.

La relativa volatilidad e iliquidez de los mercados de valores colombianos pueden limitar sustancialmente la capacidad de nuestros inversionistas para vender nuestros ADS al precio y en el momento que deseen.

Invertir en valores que se negocian en mercados emergentes, como Colombia, a menudo implica un mayor riesgo en comparación con otros mercados mundiales, y estas inversiones generalmente se consideran de naturaleza más especulativa. El mercado de valores colombiano es sustancialmente más pequeño, menos líquido, más concentrado y puede ser más volátil que otros mercados de valores en los Estados Unidos. Al XX de XXX de 20XX, la Bolsa Colombiana de Valores (BVC) tenía una capitalización de mercado de aproximadamente COP XXX (USD XXX utilizando la tasa de cierre para el período de XXX meses terminado el XX de XXX de 20XX), un aumento del XX% en comparación con el monto al XX de XXX de 20XX, y un volumen de negociación promedio diario de aproximadamente COP XXX (USD XXX, utilizando el tipo de cambio promedio para el período de XXX meses terminado el XX de XXX de 20XX), una disminución del XXX% en comparación con el volumen al XX de XXX de 20XX. En comparación, la NYSE tuvo una capitalización de mercado de USD XXX al mes al XX de junio de 2021, y un volumen de negociación diario de aproximadamente USD XXX para el período de XXX meses terminado el XX de XXX de 20XX.

Al XX de XXX de 20XX, nuestras acciones representaron la mayor capitalización de mercado de la BVC, representando el XXX% del índice COLCAP, el cual refleja el precio de mercado de las 20 acciones más líquidas.

Dada la estructura de propiedad actual de nuestras acciones, puede ser difícil para usted comprar grandes cantidades de acciones como un solo accionista. No podemos asegurarle que se desarrollará un mercado de negociación líquido para nuestros ADS o, en caso de desarrollarse, que se mantendrá. Sin un mercado de negociación líquido, la capacidad de los inversionistas en nuestros ADS para venderlos al precio y tiempo deseados podría verse sustancialmente limitada.

No estamos obligados a revelar tanta información a los inversionistas como un emisor estadounidense está obligado a revelar.

Estamos sujetos a los requisitos de información establecidos por la Ley 964 de 2005, la SFC y la BVC - (Bolsa de Valores de Colombia). Los requisitos de divulgación corporativa que se aplican a nosotros pueden no ser equivalentes a los requisitos de divulgación que se aplican a un emisor de EE. UU. y, como resultado, puede recibir menos información provisional sobre nosotros de la que recibiría de un emisor de EE. UU.

Los derechos de suscripción preferencial no estarán disponibles para los titulares de los ADS y, como resultado, dichos titulares pueden sufrir una dilución.

Para emisiones primarias de acciones, revisaremos si los accionistas existentes tendrían o no derecho a derechos de suscripción preferencial o su equivalente y, si ese fuera el caso, las aprobaciones corporativas y los documentos de oferta para cualquier emisión primaria de acciones así lo regularían. En relación con el aumento de capital al que se refiere este suplemento del prospecto, hemos determinado otorgar derechos de suscripción preferencial a los actuales titulares de nuestras acciones ordinarias en Colombia. Adicionalmente, en virtud de la Ley 1118 de 2006, en el contexto de dicha oferta de capital primario, se aplican los siguientes límites a los actuales y futuros tenedores registrados de nuestras acciones ordinarias: (i) las personas naturales sólo pueden adquirir acciones hasta el equivalente a 5.000 salarios mínimos mensuales en Colombia, ya que dicho límite está vigente en la fecha de dicha oferta (para 2021, el salario mínimo mensual es de COP 908.526) y (ii) los fondos de pensiones y cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol, en conjunto, no pueden adquirir más del 15% de nuestras acciones ordinarias en circulación.

En consecuencia, de conformidad con la ley colombiana al comienzo de la oferta de acciones ordinarias en Colombia, estamos poniendo a disposición de nuestros titulares registrados de acciones ordinarias derechos de suscripción preferencial para comprar acciones ordinarias adicionales en Colombia. No tenemos la intención de presentar una declaración de registro ante la SEC con respecto a dichos derechos de suscripción preferencial. Por lo tanto, los titulares de los ADS no podrán ejercer sus derechos de suscripción preferencial, lo que puede provocar que sufran una dilución basada en el resultado de la oferta de derechos de suscripción preferencial en Colombia. Dado que no se presentará una declaración de registro, el Depositario puede elegir, pero no está obligado, a participar en la venta de los derechos de suscripción preferencial de los titulares de ADS en Colombia y distribuir el producto de los mismos si se puede reconocer una prima sobre el costo de dicha venta. En consecuencia, los titulares de ADS tampoco podrán obtener ningún valor económico de dichos derechos de suscripción preferencial si el Depositario no puede vender dichos derechos.

DESTINACIÓN DE LOS RECURSOS

[ESPACIO INTENCIONALMENTE EN BLANCO – CAPÍTULO EXCLUIDO DEL PRESENTE ANEXO – SERÁ PUBLICADO COMO INFORMACIÓN RELEVANTE EN CADA OFERTA SIMULTÁNEA BAJO EL PROGRAMA]

TASAS DE CAMBIO Y CONTROLES

Tasas de cambio

El XX de XXX de 20XX, la Tasa Representativa del Mercado fue de COP XXX por USD 1,00. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no reporta una tasa de compra de mediodía para pesos (*noon-buying rate*). La SFC calcula la tasa de cambio representativa del mercado sobre la base de los promedios ponderados de los tipos de cambio de compra/venta cotizados diariamente por los intermediarios del mercado cambiario, incluidas las instituciones financieras, para la compra y venta de dólares estadounidenses.

En el siguiente cuadro se presenta la tasa de cambio máxima, mínima, promedio y al final del período para la tasa de cambio representativa del mercado pesos/dólar estadounidense para cada uno de los últimos nueve meses.

	Tipos de cambio			
	Máximo	Mínimo	Promedio	Fin del período
Enero 2021	3.636,91	3.420,78	3.494,53	3.559,46
Febrero 2021	3.624,39	3.515,65	3.552,43	3.624,39
Marzo 2021	3.736,91	3.534,62	3.617,00	3.736,91
Abril 2021	3.717,46	3.595,57	3.651,85	3.712,89
Mayo 2021	3.846,28	3.655,74	3.741,96	3.715,28
Junio 2021	3.784,45	3.588,41	3.693,00	3.756,67
Julio 2021	3.918,49	3.748,50	3.832,24	3.867,88
Agosto 2021	3.988,27	3.830,25	XXX	XXX

Fuente: SFC.

Controles de cambio

Colombia no tiene controles cambiarios desde 1991. Sin embargo, de conformidad con la normativa cambiaria colombiana, ciertas transacciones deben realizarse en el mercado cambiario y, en algunos casos, sujetas a registro ante el Banco de la República. Además, el Gobierno colombiano, como regulador de las inversiones internacionales, o el Banco de la República, como regulador de divisas, han impuesto periódicamente, en determinadas circunstancias, controles de capital, incluidos los requisitos de depósito para los prestatarios en moneda extranjera. A la fecha de este suplemento del prospecto, no hay controles de cambio y los prestatarios actualmente no tienen requisitos de depósito en Colombia, pero no puede haber ninguna garantía de que no existirán en el futuro.

CAPITALIZACIÓN

[ESPACIO INTENCIONALMENTE EN BLANCO – CAPÍTULO EXCLUIDO DEL PRESENTE ANEXO – SERÁ PUBLICADO COMO INFORMACIÓN RELEVANTE EN CADA OFERTA SIMULTÁNEA BAJO EL PROGRAMA]

DESCRIPCIÓN DE LOS VALORES

Descripción de las acciones ordinarias documentadas en ADS

JPMorgan Chase Bank, N.A., de conformidad con el acuerdo de depósito modificado y reformulado, de fecha 12 de enero de 2018, como depositario (el "Depositario") emitirá los ADS. Cada ADS representará una participación de propiedad en 20 acciones que se depositarán con el custodio, como agente del Depositario, bajo el acuerdo de depósito entre nosotros, el Depositario y usted mismo como titular de ADR. En el futuro, cada ADS también representará cualquier valor, dinero en efectivo u otra propiedad depositada con el Depositario pero que no le hayan distribuido directamente a usted. A menos que lo soliciten específicamente las personas que depositan acciones, todos los ADS se emitirán en los libros de nuestro Depositario en forma de asiento contable y se le enviarán por correo declaraciones periódicas que reflejen su interés de propiedad en dichos ADS. En nuestra descripción, las referencias a los ADR incluirán las declaraciones que recibirá, lo que refleja su propiedad de los ADS.

La oficina del Depositario está ubicada en 4 New York Plaza, 12th Floor, New York, NY 10004.

Usted puede mantener ADS ya sea directa o indirectamente a través de su corredor u otra institución financiera. Si usted tiene ADS directamente, al tener un ADS registrado a su nombre en los libros del Depositario, usted es un titular de ADR. En esta descripción se supone que mantiene los ADS directamente. Si usted tiene los ADS a través de su corredor o institución financiera nominada, debe confiar en los procedimientos de dicho corredor o institución financiera para hacer valer los derechos de un titular de ADR descritos en esta sección. Usted debe consultar con su corredor o institución financiera para averiguar cuáles son esos procedimientos.

Como titular de ADR, no lo trataremos como accionista nuestro y no tendrá ningún derecho de accionista. La legislación colombiana rige los derechos de los accionistas. Debido a que el Depositario o su nominado será el accionista registrado de las acciones representadas por todos los ADS en circulación, los derechos de los accionistas recaen en dicho titular del registro. Sus derechos son los de un titular de ADR. Tales derechos se derivan de los términos del acuerdo de depósito que se celebrará entre nosotros, el Depositario y todos los titulares registrados de los ADS emitidos en virtud del acuerdo de depósito. Las obligaciones del Depositario y sus agentes también se establecen en el acuerdo de depósito. Debido a que el Depositario o su nominado será en realidad el propietario registrado de las acciones, debe confiar en él para ejercer los derechos de un accionista en su nombre. El acuerdo de depósito y los ADS se rigen por la ley de Nueva York.

El siguiente es un resumen de los términos materiales del acuerdo de depósito. Debido a que es un resumen, no contiene toda la información que puede ser importante para usted. Para obtener información más completa, debe leer el acuerdo de depósito completo y el formulario de ADR que contiene los términos de sus ADS. Puede leer una copia del acuerdo de depósito que se presenta como una prueba documental de la declaración de registro de la que forma parte este prospecto. Consulte "Dónde puede encontrar más información" para obtener información sobre cómo obtener una copia.

Dividendos de acciones y otras distribuciones

¿Cómo recibiré dividendos y otras distribuciones de las acciones subyacentes a mis ADS?

Podemos hacer varios tipos de distribuciones con respecto a nuestros valores. El Depositario ha acordado pagarle los dividendos en efectivo u otras distribuciones que él o el custodio reciba sobre acciones u otros valores depositados, después de convertir cualquier efectivo recibido en dólares estadounidenses y, en todos los casos, hacer las deducciones necesarias previstas en el acuerdo de depósito. Usted recibirá estas distribuciones en proporción al número de valores subyacentes que representan sus ADS.

Salvo lo que se indica a continuación, en la medida en que el Depositario esté legalmente autorizado, entregará esas distribuciones a los titulares de ADR en proporción a sus intereses de la siguiente manera:

- *Efectivo*. Sujeto a cualquier restricción impuesta por las leyes de Colombia, regulaciones o permisos aplicables emitidos por cualquier organismo gubernamental, el Depositario distribuirá cualquier dólar estadounidense disponible para él que resulte de un dividendo en efectivo u otra distribución en efectivo o el producto neto de las ventas de cualquier otra distribución o parte de ella (en la medida aplicable), sobre una base promediada u otra base viable, sujeto a (i) ajustes apropiados por impuestos retenidos, (ii) dicha distribución sea inadmisible o impracticable con respecto a ciertos titulares de ADR registrados, y (iii) deducción de los gastos del Depositario en (1) convertir cualquier moneda extranjera a dólares estadounidenses en la medida en que determine que dicha conversión puede hacerse sobre una base razonable, (2) transferir moneda extranjera o dólares estadounidenses a los Estados Unidos por los medios que el Depositario determine en la medida en que determine que dicha transferencia puede hacerse sobre una base razonable, (3) obtener cualquier aprobación o licencia de cualquier autoridad gubernamental requerida para dicha conversión o transferencia, que sea obtenible a un costo razonable y dentro de un plazo razonable y (4) realizar cualquier venta por medios públicos o privados de cualquier manera comercialmente razonable. *Si los tipos de cambio fluctúan durante un tiempo en que el Depositario no puede convertir una moneda extranjera, usted puede perder parte o la totalidad del valor de la distribución.*

- *Acciones*. En el caso de una distribución en acciones, el Depositario emitirá ADR adicionales para evidenciar el número de ADS que representan dichas acciones. Sólo se emitirán ADS completos. Cualquier acción que resulte en ADS fraccionarios se venderá y los ingresos netos se distribuirán de la misma manera que el efectivo a los titulares de ADR con derecho a ellos.

- *Derechos a recibir acciones adicionales*. En el caso de una distribución de derechos de suscripción de acciones adicionales u otros derechos, si proporcionamos pruebas satisfactorias de que el Depositario puede distribuir legalmente dichos derechos, el Depositario distribuirá órdenes u otros instrumentos que representen dichos derechos. Sin embargo, si no presentamos tales pruebas, el Depositario puede:

    - vender esos derechos, si es posible, y distribuir los ingresos netos en efectivo; o
    - si no es factible vender tales derechos, no haga nada y permita que dichos derechos caduquen, en cuyo caso los titulares de ADR no recibirán nada.

No tenemos ninguna obligación de presentar una declaración de registro bajo la Ley de Valores con el fin de poner cualquier derecho a disposición de los titulares de ADR.

- *Otras Distribuciones*. En el caso de una distribución de valores o bienes distintos de los descritos anteriormente, el Depositario podrá i) distribuir esos valores o bienes de cualquier manera que considere equitativa y practicable, o ii) en la medida en que el Depositario considere que la distribución de esos valores o bienes no es equitativa y practicable, vender esos valores o bienes y distribuir los ingresos netos de la misma manera que distribuye el efectivo.

Si el Depositario determina que cualquier distribución descrita anteriormente no es viable con respecto a un titular específico de ADR, el Depositario puede elegir cualquier método viable de distribución para dicho titular de ADR, incluida la distribución de moneda extranjera, valores o bienes, o puede retener esos elementos, sin pagar intereses sobre ellos o invertirlos, en nombre del titular de ADR como valores depositados, en cuyo caso los ADS también representarán los elementos retenidos.

Cualquier dólar estadounidense será distribuido por cheques girados en un banco en los Estados Unidos por dólares enteros y centavos. Los centavos fraccionarios se retendrán sin responsabilidad y serán tratados por el Depositario de conformidad con sus prácticas vigentes en ese momento.

El Depositario no es responsable si decide que es ilegal o poco práctico poner una distribución a disposición de los titulares de ADR.

No puede haber ninguna garantía de que el Depositario pueda convertir cualquier moneda a un tipo de cambio especifico o vender cualquier propiedad, derecho, acción u otros valores a un precio especificado, ni de que cualquiera de esas transacciones pueda completarse dentro de un período de tiempo específico.

El Depositario se reserva el derecho de utilizar una división, sucursal o filial para dirigir, administrar y/o ejecutar cualquier venta pública y/o privada de valores descrita anteriormente.

Depósito, retiro y cancelación

¿Cómo emite ADS el Depositario?

El Depositario emitirá ADS si usted o su corredor deposita acciones para recibir acciones con el custodio y pagar los honorarios y gastos adeudados al Depositario en relación con dicha emisión.

Las acciones depositadas en el custodio deben ir acompañadas de cierta documentación de entrega, incluidos los instrumentos que demuestren que dichas acciones han sido debidamente transferidas o endosadas a la persona en cuyo nombre se realiza el depósito.

El custodio mantendrá todas las acciones depositadas por cuenta del Depositario. Por lo tanto, los titulares de ADR no tienen ningún interés directo en la propiedad de las acciones y sólo tienen los derechos que figuran en el acuerdo de depósito. El custodio también tendrá valores adicionales, propiedades y efectivo recibidos en o en sustitución de las acciones depositadas. Las acciones depositadas y cualquier elemento adicional se conocen como "valores depositados".

Tras cada depósito de acciones, la recepción de la documentación de entrega relacionada y el cumplimiento de las demás disposiciones del acuerdo de depósito, incluido el pago de los honorarios y cargos del Depositario y cualquier impuesto u otro derecho o cargo adeudado, el Depositario emitirá un ADR o ADR en nombre o por orden de la persona con derecho a ello que evidenciará el número de ADS a los que dicha persona tiene derecho. A menos que se solicite específicamente lo contrario, todas los ADS emitidas formarán parte del sistema de registro directo del Depositario, y el titular registrado recibirá declaraciones periódicas del Depositario en las que se indicará el número de ADS registradas a nombre de dicho titular. El titular de un ADR puede solicitar que los ADS no se dicten a través del sistema de registro directo del Depositario y que se emita un ADR certificado.

¿Cómo cancelan los titulares de ADR un ADS y obtienen los valores depositados?

Cuando entregue sus ADS en la oficina del Depositario, o cuando proporcione las instrucciones y la documentación adecuadas en el caso de ADS de registro directo, el Depositario, tras el pago de ciertas tarifas, cargos e impuestos aplicables, entregará las acciones subyacentes en la oficina del custodio o efectuará la entrega por cualquier otro medio que el Depositario considere factible, incluida la transferencia a una cuenta de una institución financiera acreditada en su nombre. A su riesgo, costo y solicitud, el Depositario puede entregar los valores depositados en cualquier otro lugar que usted pueda solicitar.

El Depositario sólo podrá restringir la retirada de los valores depositados en relación con:

- retrasos temporales causados por el cierre de nuestros libros de transferencias o los del Depositario o el depósito de acciones en relación con la votación en una junta de accionistas, o el pago de dividendos;
- el pago de tasas, impuestos y cargas similares; o
- el cumplimiento de cualquier ley estadounidense o extranjera o regulaciones gubernamentales relacionadas con los ADR o con el retiro de valores depositados.

Este derecho de desistimiento no puede estar limitado por ninguna otra disposición del acuerdo de depósito.

Sin perjuicio de cualquier disposición en contrario en el contrato de depósito, los titulares de ADS que no sean residentes de Colombia, que retiren los valores depositados a o por cuenta propia o por cuenta de un tercero no residente, ya sea con el propósito de vender o hacer que se vendan dichos valores depositados en Colombia simultáneamente con dicho retiro. estará sujeto a las normas y regulaciones colombianas aplicables, incluyendo, sin limitación, el Estatuto internacional de inversiones de Colombia, así como cualquier impuesto aplicable en el mismo, según esté vigente de vez en cuando.

Ni nosotros ni el Depositario o el custodio tendremos ningún tipo de responsabilidad en virtud del acuerdo de depósito o de otra manera por cualquier acción o falta de acción por parte de cualquier Titular en relación con sus obligaciones bajo la ley fiscal colombiana o cualquier otra ley o regulación colombiana relacionada con la inversión extranjera en Colombia con respecto a un retiro o venta de valores depositados, incluyendo, sin limitación, cualquier incumplimiento por parte de cualquier tenedor de un requisito de registrar dicha inversión antes de dicho retiro, o cualquier incumplimiento por parte de cualquier tenedor de reportar las transacciones de divisas al Banco de la República, según sea el caso.

Fechas de registro

El Depositario podrá fijar fechas de registro para la determinación de los titulares de ADR que tendrán derecho (u obligación, según sea el caso):

- recibir cualquier distribución sobre o con respecto a las acciones;
- dar instrucciones para el ejercicio de los derechos de voto en una asamblea de accionistas;
- para la determinación de los titulares registrados que serán responsables de la tasa cobrada por el Depositario por la administración del programa ADR y de cualquier gasto según lo previsto en el ADR; o
- recibir cualquier notificación o actuar con respecto a otros asuntos.

Todo lo anterior está sujeto a las disposiciones del acuerdo de depósito.

Derecho de voto

¿Cómo voto?

Si usted es titular de un ADR y el Depositario le pide que le proporcione instrucciones de voto, puede indicar al Depositario cómo ejercer los derechos de voto para las acciones que subyacen a sus ADS. Después de recibir materiales de votación de nosotros, el Depositario notificará a los titulares de ADR de cualquier junta de accionistas o solicitud de consentimientos o apoderados. Este aviso indicará la información contenida en los materiales de votación y describirá cómo puede indicar al Depositario que ejerza los derechos de voto para las acciones que subyacen a sus ADS e incluirá instrucciones para dar un poder discrecional a una persona designada por nosotros. Para que las instrucciones sean válidas, el

Depositario debe recibirlas en la forma y en la fecha especificada o antes de esa fecha. El Depositario intentará, en la medida de lo posible, sujeto a las disposiciones de y que rigen las acciones subyacentes u otros valores depositados, votar o hacer que sus agentes voten las acciones u otros valores depositados según usted indique. El Depositario sólo votará o intentará votar como usted le indique. El Depositario no ejercerá por sí mismo ninguna facultad discrecional de voto. Además, ni el Depositario ni sus agentes son responsables del incumplimiento de las instrucciones de votación, de la forma en que se emite el voto o del efecto de cualquier voto.

No hay garantía de que usted recibirá materiales de votación a tiempo para instruir al Depositario a votar y es posible que usted, o las personas que tienen sus ADS a través de corredores, distribuidores u otros terceros, no tendrán la oportunidad de ejercer un derecho de voto. Los tenedores serán los únicos responsables de cualquier ejercicio de los derechos de voto de las acciones depositadas representadas por los valores depositados por los ADS, si dicha votación se realiza de conformidad con el procedimiento descrito en el contrato de depósito. Los titulares de ADR deben ser conscientes de que en Colombia, no está claro si un depositario debe votar todas las acciones ordinarias de una corporación colombiana en un programa de ADR de la misma manera que un solo bloque o puede votarlas por separado. En consecuencia, si el custodio o el Depositario no pueden votar las acciones ordinarias (incluido el derecho a recibir acciones ordinarias en forma de ADR) depositadas en virtud del Acuerdo de Depósito y cualquier otro valor, efectivo o propiedad de vez en cuando en poder del Depositario con respecto o en lugar de acciones ordinarias depositadas (los "Valores depositados") por separado, todos estos Valores Depositados serán votados en base al voto mayoritario de las instrucciones de votación recibidas oportunamente de los titulares de ADR. En el caso de dicha votación en bloque único, todos los titulares de ADR, incluidos los titulares de ADR para los que no se reciben oportunamente instrucciones de votación y los titulares de ADR con instrucciones de voto contrarias a las instrucciones de voto de la mayoría de los Valores Depositados recibidos oportunamente, deben ser conscientes de que los Valores Depositados se votarán como un solo bloque y que las instrucciones de voto de dichos titulares de ADR se considerarán dadas en la forma indicada anteriormente.

Informes y otras comunicaciones

¿Podré ver informes de Ecopetrol?

El Depositario pondrá a disposición para su inspección por parte de los titulares de ADR cualquier comunicación escrita de nosotros que sea recibida por el custodio o su nominado como titular de valores depositados y que se ponga a disposición de los titulares de valores depositados de forma general. Proporcionaremos estas comunicaciones en inglés cuando así lo requieran las reglas o regulaciones de la SEC.

Además, si hacemos cualquier comunicación por escrito generalmente disponible para los titulares de nuestras acciones, incluido el Depositario o el custodio, y solicitamos al Depositario que se las proporcione a los titulares de ADR, el Depositario enviará copias por correo de ellas, o, a su elección, traducciones al inglés o resúmenes de ellas a los titulares de ADR.

Honorarios y Gastos

¿Qué tarifas y gastos seré responsable de pagar?

El Depositario puede cobrar a cada persona a la que se emiten ADS, incluyendo, sin limitación, emisiones contra depósitos de acciones, emisiones con respecto a distribuciones de acciones, derechos y otras distribuciones, emisiones de conformidad con un dividendo de acciones o división de acciones declarada por nosotros o emisiones de conformidad con una fusión, intercambio de valores o cualquier otra transacción o evento que afecte a los ADS o valores depositados, y cada persona que entregue ADS para el retiro de valores depositados de cualquier manera permitida por el acuerdo de depósito o cuyos ADR se

cancelen o reduzcan por cualquier otra razón, USD 5,00 por cada 100 ADS (o cualquier parte de los mismos) emitidos, entregados, reducidos, cancelados o entregados, el caso puede ser. El Depositario podrá vender (mediante venta pública o privada) los valores y bienes suficientes recibidos con respecto a la distribución de acciones, derechos y/u otra distribución antes de dicho depósito para pagar dicho cargo.

El Depositario cobra sus honorarios por la emisión y cancelación de ADS directamente de los inversionistas que depositan acciones ordinarias o entregan ADS con el fin de retirarlas o de los intermediarios que actúan en su nombre. El Depositario recauda honorarios por hacer distribuciones a los inversionistas deduciendo esos honorarios de las cantidades distribuidas o vendiendo una parte de los bienes distribuibles para pagar los honorarios. El Depositario podrá cobrar su comisión anual por servicios de depositario deduciéndose de las distribuciones de efectivo, o facturando directamente a los inversionistas, o cobrando las cuentas del sistema de asientos en cuenta de los participantes que actúen en su nombre. En general, el Depositario podrá negarse a prestar servicios a cualquier titular hasta que se paguen los honorarios y gastos adeudados por ese titular por esos servicios o de otro modo.

Los siguientes cargos adicionales pueden ser incurridos por los titulares de ADR, por cualquier parte que deposite o retire acciones ordinarias o por cualquier parte que entregue ADS y /o a quien se emitan ADS (incluyendo, sin limitación, la emisión de conformidad con un dividendo de acciones o división de acciones declarada por la Compañía o un intercambio de acciones con respecto a los ADR o los valores depositados o una distribución de ADS), lo que sea aplicable:

- una tarifa de hasta USD 0,05 o menos por ADS por cualquier distribución de efectivo realizada de conformidad con el acuerdo de depósito;
- una comisión por la distribución de valores (o la venta de valores en relación con una distribución), siendo dicha comisión por un importe igual a la comisión por la ejecución y entrega de ADS que se habrían cobrado como resultado del depósito de dichos valores (tratando todos esos valores como si fueran acciones ordinarias) pero cuyos valores o los ingresos netos en efectivo de la venta de los mismos son distribuidos en su lugar por el Depositario de los titulares de derechos antidumping con derecho a ellos;
- una tasa total de hasta USD 0,05 por año civil (o parte del mismo) por los servicios prestados por el Depositario en la administración de las ADR (cuya tarifa podrá cobrarse periódicamente durante cada año civil y se le imputará a los titulares de ADR a partir de la fecha de registro o las fechas de registro establecidas por el Depositario durante cada año civil y se pagará de la manera descrita en el siguiente año siguiente. provisión);
- una tarifa por el reembolso de los honorarios, cargos y gastos en que incurra el Depositario y/o cualquiera de los agentes del Depositario (incluidos, entre otros, el custodio y los gastos incurridos en nombre de los titulares de ADR en relación con el cumplimiento de las regulaciones de control de divisas o cualquier ley o regulación relacionada con la inversión extranjera) en relación con el servicio de nuestras acciones ordinarias u otros valores depositados, la venta de valores (incluidos, entre otros, los Valores Depositados) y la entrega de valores depositados o de otra manera en relación con el cumplimiento del Depositario o de su custodio con la ley, regla o regulación aplicable (cuyos honorarios y cargos se cobrarán de manera proporcional contra los titulares registrados de ADR a partir de la fecha o fechas de registro establecidas por el Depositario y se pagarán a la sola discreción del Depositario facturando a dichos titulares de ADR o deduciendo dicho cargo de uno o más dividendos en efectivo u otras distribuciones de efectivo);
- transferencia de acciones u otros impuestos y otros cargos gubernamentales;

- SWIFT, transmisión por cable, télex y facsímil y gastos de entrega incurridos a petición de un titular de ADR;
- tasas de transferencia o registro para el registro de transferencia de valores depositados en cualquier registro aplicable en relación con el depósito o retiro de valores depositados; y
- en relación con la conversión de moneda extranjera en dólares de los Estados Unidos, el Depositario deducirá de esa moneda extranjera los honorarios, gastos y otros cargos cobrados por él o por el agente del Depositario (que puede ser una división, sucursal o filial) así designados en relación con dicha conversión. El Depositario y/o el agente del Depositario podrán actuar como principal para dicha conversión de moneda extranjera. Dichos cargos pueden ser cambiados en cualquier momento y de vez en cuando por acuerdo entre nosotros y el Depositario.

Pagaremos todos los demás cargos y gastos del Depositario y de cualquier agente del Depositario (excepto el custodio) de conformidad con los acuerdos de vez en cuando entre nosotros y el Depositario. Las tarifas descritas anteriormente pueden ser modificadas de vez en cuando.

Nuestro Depositario ha acordado reembolsarnos ciertos gastos en los que incurramos que están relacionados con el establecimiento y mantenimiento del programa ADR, incluidos los gastos de relaciones con los inversionistas y las tarifas de solicitud de cambio y cotización en los términos y condiciones que la Compañía y el Depositario puedan acordar de vez en cuando. Ni el Depositario ni nosotros podemos determinar la cantidad exacta que se pondrá a nuestra disposición porque (i) el número de ADS que se emitirán y estarán pendientes, (ii) el nivel de tarifas que se cobrarán a los titulares de ADS y (iii) nuestros gastos reembolsables relacionados con el programa ADR no se conocen en este momento. El Depositario cobra sus honorarios por la emisión y cancelación de ADS directamente de los inversionistas que depositan acciones o entregan ADS con el fin de retirarlas o de los intermediarios que actúan en su nombre. El Depositario recauda honorarios por hacer distribuciones a los inversionistas deduciendo esos honorarios de las cantidades distribuidas o vendiendo una parte de los bienes distribuibles para pagar los honorarios. El Depositario podrá cobrar su comisión anual por servicios de depositario deduciéndose de las distribuciones de efectivo, o facturando directamente a los inversionistas, o cobrando las cuentas del sistema de asientos en cuenta de los participantes que actúen en su nombre. En general, el Depositario podrá negarse a prestar servicios a cualquier titular hasta que se paguen los honorarios y gastos adeudados por ese titular por esos servicios o de otro modo.

Pago de Impuestos

Los titulares de ADR deben pagar cualquier impuesto u otro cargo gubernamental pagadero por el custodio o el Depositario sobre cualquier ADS o ADR, seguridad depositada o distribución. Si un titular de ADR debe cualquier impuesto u otro cargo gubernamental, el Depositario puede (i) deducir el monto del mismo de cualquier distribución de efectivo, o (ii) vender valores depositados y deducir el monto adeudado de los ingresos netos de dicha venta. En cualquier caso, el titular del ADR sigue siendo responsable de cualquier déficit. Además, si no se paga ningún impuesto o cargo gubernamental, el Depositario también puede negarse a efectuar cualquier registro, registro de transferencia, división o combinación de valores depositados o retiro de valores depositados (excepto en circunstancias limitadas ordenadas por las regulaciones de valores).Si se requiere retener cualquier impuesto o cargo gubernamental sobre cualquier distribución que no sea en efectivo, el Depositario puede vender la propiedad o los valores distribuidos para pagar dichos impuestos y distribuir cualquier producto neto restante a los titulares de ADR con derecho a ellos.

Al mantener un ADR o un interés en el mismo, usted estará de acuerdo en indemnizarnos a nosotros, al Depositario, a su custodio y a cualquiera de nuestros o sus respectivos Directores, empleados, agentes y afiliados contra, y mantener a cada uno de ellos indemne de, cualquier reclamo de cualquier autoridad

gubernamental con respecto a impuestos, adiciones a impuestos, sanciones o intereses que surjan de cualquier reembolso de impuestos, tasa reducida de retención en la fuente u otro beneficio fiscal obtenido con respecto a, o que surja de, sus ADS.

Reclasificaciones, recapitalizaciones y fusiones

Si tomamos ciertas medidas que afectan los valores depositados, incluyendo (i) cualquier cambio en el valor nominal, división, consolidación, cancelación u otra reclasificación de los valores depositados o (ii) cualquier recapitalización, reorganización, fusión, consolidación, liquidación, administración judicial, quiebra o venta de todos o sustancialmente todos nuestros activos, entonces el Depositario puede optar por:

- modificar la forma de ADR;
- distribuir ADR adicionales o modificados;
- distribuir dinero en efectivo, valores u otros bienes que haya recibido en relación con tales acciones;
- vender cualquier valor o propiedad recibida y distribuir los ingresos en efectivo; o
- no realizar ninguna de las anteriores.

Si el Depositario no elige ninguna de las opciones anteriores, cualquiera de los valores, valores u otros bienes que reciba constituirán parte de los valores depositados y cada ADS representará un interés proporcional en dichos bienes.

Modificación y terminación

¿Cómo se puede modificar el acuerdo de depósito?

Podemos acordar con el Depositario modificar el acuerdo de depósito y los ADS sin su consentimiento por cualquier motivo. Los titulares de ADR deben recibir un aviso de al menos 30 días de cualquier enmienda que imponga o aumente cualquier tarifa o cargo (que no sea la transferencia de acciones u otros impuestos y otros cargos gubernamentales, las tarifas de transferencia o registro, los costos de transmisión por cable, télex o facsímil, los costos de entrega u otros gastos), o que perjudique de otro modo cualquier derecho sustancial existente de los titulares de ADR. Si un titular de ADR sigue siendo titular de un ADR o de ADR después de haber sido notificado, se considerará que dicho titular de ADR está de acuerdo con dicha modificación. No obstante lo anterior, si cualquier organismo gubernamental u organismo regulador adoptara nuevas leyes, normas o reglamentos que requiriera la modificación o el suplemento del acuerdo de depósito o la forma de ADR para garantizar su cumplimiento, nosotros y el Depositario podemos modificar o complementar el acuerdo de depósito y el ADR en cualquier momento de acuerdo con dichas leyes modificadas. reglas o reglamentos, cuya modificación o suplemento puede surtir efecto antes de que se dé un aviso o de que usted reciba un aviso. Sin embargo, ninguna enmienda perjudicará su derecho a renunciar a sus ADS y recibir los valores subyacentes, excepto para cumplir con las disposiciones obligatorias de la ley aplicable. La notificación de cualquier enmienda al acuerdo de depósito o forma de ADR no necesita describir en detalle las enmiendas específicas efectuadas en el mismo, y la falta de descripción de las enmiendas específicas en dicha notificación no hará que dicha notificación sea inválida, siempre que, sin embargo, en cada uno de esos casos, la notificación que se le haya dado identifique un medio para que usted recupere o reciba el texto de dicha enmienda.

¿Cómo se puede rescindir el acuerdo de depósito?

El Depositario puede, y deberá bajo nuestra dirección escrita, rescindir el acuerdo de depósito y el ADR mediante notificación por correo de dicha terminación a los titulares registrados de ADR al menos 30 días

antes de la fecha fijada en dicha notificación para dicha terminación; no obstante, siempre que el Depositario tenga i) dimitido como depositario en virtud del acuerdo de depósito, no se notificará a los titulares registrados dicha rescisión a menos que un depositario sucesor no opere con arreglo al acuerdo de depósito dentro de los 45 días siguientes a la fecha de dicha renuncia, y ii) haya sido destituido como depositario en virtud del acuerdo de depósito, no se notificará dicha terminación por parte del Depositario a los titulares registrados de ADR a menos que un Depositario sucesor no opere bajo el acuerdo de depósito en el día 90 después de que nuestra notificación de remoción se proporcionó por primera vez al Depositario. Después de la terminación, la única responsabilidad del Depositario será (i) entregar los valores depositados a los tenedores de ADR que entreguen sus ADR, y (ii) mantener o vender las distribuciones recibidas sobre los valores depositados. Tan pronto como sea posible después de la fecha de terminación, el Depositario hará todos los esfuerzos razonables para vender los valores depositados que permanezcan y mantener los ingresos netos de dichas ventas, sin responsabilidad por intereses, en fideicomiso para los tenedores de ADR que aún no hayan entregado sus ADR. Después de efectuar esa venta, el Depositario no tendrá ninguna obligación, salvo la de contabilizar el producto y otras formas de proceder en efectivo. El Depositario no estará obligado a invertir ese producto ni a pagar intereses sobre ellos.

Limitaciones de obligaciones y responsabilidad para los titulares de ADR

Límites a nuestras obligaciones y a las obligaciones del Depositario; límites a la responsabilidad de los titulares de ADR y los titulares de ADS

Antes de la emisión, el registro, el registro de la transferencia, la división, la combinación o la cancelación de cualquier ADR, o la entrega de cualquier distribución con respecto a los mismos, el Depositario y su custodio pueden requerirle que pague, proporcione o entregue:

- pago con respecto a la misma de (i) cualquier transferencia de acciones u otro impuesto u otro cargo gubernamental, (ii) cualquier transferencia de acciones o tarifas de registro vigentes para el registro de transferencias de acciones u otros valores depositados en cualquier registro aplicable y (iii) cualquier tarifa y gasto aplicable descrito en el acuerdo de depósito;
- la presentación de pruebas satisfactorias para el Depositario y/o su custodio de (i) la identidad de cualquier signatario y la autenticidad de cualquier firma y (ii) cualquier otra información, incluyendo, sin limitación, información sobre ciudadanía, residencia, aprobación de control de cambios, propiedad real u otra propiedad o interés en, o interés en, cualquier valor, cumplimiento de la ley aplicable, regulaciones, disposiciones o acciones que rigen y términos del acuerdo de depósito y los ADR, según lo considere necesario o apropiado;
- el cumplimiento de las regulaciones que el Depositario pueda establecer de manera consistente con el acuerdo de depósito o cualquier ley o reglamento colombiano relacionado con los impuestos colombianos, la inversión extranjera en Colombia y las leyes, normas y reglamentos relacionados con la regulación de las divisas en Colombia.

La emisión de ADR, la aceptación de depósitos de acciones, el registro, registro de transferencia, división o combinación de ADR o el retiro de acciones, en general o en casos particulares, cuando se cierre el registro de ADR o cualquier registro de acciones o cuando el Depositario considere aconsejable cualquier acción de este tipo; siempre que la capacidad de retirar acciones solo pueda verse limitada en las siguientes circunstancias: (i) retrasos temporales causados por el cierre de los libros de transferencia del Depositario o de nuestros libros de transferencia o el depósito de acciones en relación con la votación en una junta de accionistas, o el pago de dividendos, (ii) el pago de tasas, impuestos y cargos similares, y (iii) el cumplimiento de cualquier ley o reglamento gubernamental relacionado con los ADR o con la retirada de acciones.

El acuerdo de depósito limita expresamente las obligaciones y responsabilidades del Depositario, nosotros mismos y nuestros respectivos directores, funcionarios, empleados, agentes y afiliados. Ni nosotros ni el Depositario ni ninguno de dichos directores, funcionarios, empleados, agentes y afiliados, seremos responsables si:

- ley, regla o regulación presente o futura de los Estados Unidos, Colombia o cualquier otro país, o de cualquier autoridad gubernamental o reguladora o bolsa de valores o mercado o sistema automatizado de cotización, cualquiera de las disposiciones que rigen cualquier valor depositado, cualquier disposición presente o futura de nuestra carta, cualquier acto de Dios, guerra, terrorismo u otra circunstancia más allá de nuestro control y del Depositario o de nuestros respectivos agentes evitará, retrasará o estará sujeto a cualquier sanción civil o penal, al igual que cualquier acto que el acuerdo de depósito o los ADR establezcan que será realizado por nosotros, el Depositario o nuestros respectivos agentes (incluyendo, sin limitación, la votación);
- ejercemos o dejamos de ejercer la discreción en virtud del acuerdo de depósito o del ADR;
- cumplimos nuestras obligaciones sin negligencia grave ni conducta intencional;
- tomamos cualquier acción o nos abstenemos de tomar cualquier acción con base en el asesoramiento o la información de un asesor legal, contadores, cualquier persona que presente acciones para depósito, cualquier titular registrado de ADR, o cualquier otra persona que ella crea que es competente para dar dicho asesoramiento o información; o
- nos basamos en cualquier notificación escrita, solicitud, dirección u otro documento que se crea que es genuino y que ha sido firmado o presentado por la parte o partes correspondientes.

Ni el Depositario ni sus agentes tienen la obligación de comparecer, o defender ninguna acción, demanda u otro procedimiento con respecto a los valores depositados o las ADR. Nosotros y nuestros agentes solo estaremos obligados a comparecer o defender cualquier acción, demanda u otro procedimiento con respecto a cualquier valor depositado o los ADR, que en nuestra opinión puede implicarnos en gastos o responsabilidad, si la indemnización es satisfactoria para nosotros contra todos los gastos (incluidos los honorarios y desembolsos de abogados) y la responsabilidad se proporciona con la frecuencia que sea necesaria. El Depositario y sus agentes pueden responder plenamente a todas y cada una de las demandas o solicitudes de información mantenidas por o en su nombre en relación con el acuerdo de depósito, cualquier titular registrado o titulares de ADR, cualquier ADS o de otra manera en la medida en que dicha información sea solicitada o requerida por o de conformidad con cualquier autoridad legal, incluyendo, sin limitación, leyes, normas, reglamentos, procesos administrativos o judiciales, bancarios, de valores u otros reguladores.

El Depositario no es responsable de los actos u omisiones cometidos por, o la insolvencia de, cualquier depositario de valores, agencia de compensación o sistema de liquidación. El Depositario no es responsable de, y no incurrirá en ninguna responsabilidad en relación con o que surja de, la insolvencia de cualquier custodio que no sea una sucursal o filial. El Depositario no tiene ninguna responsabilidad por el precio recibido en relación con cualquier venta de valores, el momento en que se produzca o cualquier demora en la acción u omisión de actuar, ni será responsable de ningún error o demora en la acción, omisión de actuar, incumplimiento o negligencia por parte de la parte que se haya retenido en relación con dicha venta o venta propuesta. Con sujeción a ciertas excepciones, el Depositario no incurrirá en responsabilidad en relación con ningún acto u omisión de actuar por parte del custodio, o que se derive de ellos, excepto en la medida en que dicho custodio i) haya cometido fraude o mala conducta intencional en la prestación de servicios de custodia al Depositario o ii) no haya tenido un cuidado razonable en la prestación de servicios de custodia al Depositario según lo determinado de conformidad con las normas vigentes. en la jurisdicción en la que se encuentra el custodio.

Además, ninguno de nosotros, el Depositario o el custodio será responsable por el hecho de que ningún titular registrado de ADR o beneficiario efectivo de los mismos obtenga los beneficios de los créditos sobre la base de créditos no estadounidenses. impuesto pagado contra la obligación tributaria de dicho titular o beneficiario efectivo. Ni nosotros ni el Depositario incurriremos en ninguna responsabilidad por las consecuencias fiscales en las que puedan incurrir los titulares o beneficiarios efectivos a causa de su propiedad de ADR o ADS.

El Depositario no será responsable por no cumplir con las instrucciones para votar los valores depositados o por la forma en que se votan los valores depositados o el efecto de la votación. En ningún caso nosotros, el Depositario o cualquiera de nuestros respectivos agentes seremos responsables ante los titulares de ADS o intereses en el mismo por daños indirectos, especiales, punitivos o consecuentes o pérdida de ganancias.

El Depositario puede poseer y negociar valores depositados y en ADS.

Divulgación sobre participación en ADS

En la medida en que las disposiciones que rigen cualquier valor depositado pueden requerir la divulgación de imponer límites a la propiedad o de otro tipo de valores depositados, otras acciones y otros valores y pueden proporcionar el bloqueo de la transferencia, el voto u otros derechos para hacer cumplir dicha divulgación o límites, usted acepta cumplir con todos los requisitos de divulgación y limitaciones de propiedad y cumplir con cualquier instrucción razonable que podamos proporcionar con respecto a los mismos.

Libros del Depositario

El Depositario o su agente mantendrán un registro para el registro de transferencias, combinación y fracción de ADR, cuyo registro incluirá el sistema de registro directo del Depositario. Usted puede inspeccionar dichos registros en dicha oficina durante el horario comercial regular, pero únicamente con el propósito de comunicarse con otros titulares en interés de asuntos comerciales relacionados con el acuerdo de depósito. Dicho registro puede cerrarse de vez en cuando, cuando el Depositario lo considere conveniente o cuando lo solicitemos nosotros.

El Depositario mantendrá facilidades para registrar y tramitar la emisión, cancelación, combinación, división y transferencia de ADR. Estas instalaciones pueden ser cerradas de vez en cuando, en la medida en que no esté prohibida por la ley.

Designación

En el acuerdo de depósito, cada tenedor y cada persona que tenga un interés en los ADS, tras la aceptación de cualquier ADS (o cualquier interés en el mismo) emitido de acuerdo con los términos y condiciones del acuerdo de depósito se considerará a todos los efectos que:

- ser parte y estar obligado por los términos del acuerdo de depósito y el ADR o ADR aplicables, y
- nombrar al Depositario su abogado de hecho, con plenos poderes para delegar, actuar en su nombre y tomar todas y cada una de las acciones contempladas en el acuerdo de depósito y el ADR o ADR aplicables, para adoptar todos y cada uno de los procedimientos necesarios para cumplir con las leyes aplicables y para tomar las medidas que el Depositario, a su entera discreción, considere necesarias o apropiadas para llevar a cabo los propósitos del acuerdo de depósito y el ADR aplicable y ADR, la adopción de tales acciones para ser el determinante concluyente de la necesidad y la idoneidad de las mismas.

PRINCIPALES ACCIONISTAS

La siguiente tabla establece los nombres de nuestros principales accionistas, y el número de acciones y el porcentaje de acciones en circulación que poseen a XX de XXX de 20XX:

Accionariado	Al [●], 2021	
	Número de acciones	% de propiedad
Nación(1) – Ministerio de Hacienda y Crédito Público	[36.384.788.417]	[88,49]
Flotante	[4.731.906.273]	[11,51]
Total	**[41.116.694.690]**	**100,00**

(1) Incluye 1.600 acciones propiedad de otras entidades estatales.

Todas nuestras acciones ordinarias tienen idénticos derechos de voto.

Al 16 de febrero de 2021, fecha de registro de nuestra asamblea general de accionistas, el 1,39% de nuestras acciones ordinarias se mantenían registradas en forma de ADS, teníamos 38 tenedores registrados y 13.048 beneficiarios de acciones comunes, o ADS que representan acciones ordinarias, en los Estados Unidos.

IMPUESTOS

Consideraciones sobre el impuesto federal de renta de los EE.UU.

Este resumen describe las principales consecuencias del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos de la propiedad y disposición de acciones ordinarias o ADS, pero no pretende ser una descripción completa de todas las consecuencias fiscales de los Estados Unidos que pueden ser relevantes para una decisión de mantener o disponer de acciones ordinarias o ADS. Este resumen se aplica únicamente a los compradores de acciones ordinarias o ADS que posean las acciones ordinarias o ADS como bienes de capital a efectos del impuesto federal sobre la renta de los EE. UU. y no se aplica a clases especiales de titulares como los agentes de valores o divisas, los titulares cuya moneda funcional no sea el dólar estadounidense, los titulares del 10% o más de nuestras acciones (teniendo en cuenta las acciones mantenidas directamente o a través de acuerdos de depósito) por voto o por valor, organizaciones exentas de impuestos, instituciones financieras, titulares responsables del impuesto mínimo alternativo, operadores de valores que eligen dar cuenta de su inversión en acciones ordinarias o ADS sobre una base de ajuste al mercado, sociedades u otras entidades o acuerdos de transferencia e inversionistas en ellos, compañías de seguros, expatriados estadounidenses, personas que compran o venden acciones ordinarias o ADS como parte de una venta de lavado con fines fiscales, y personas que poseen acciones ordinarias o ADS en una transacción de cobertura o como parte de una transacción a horcajadas, conversión u otra transacción integrada para fines del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos. Las declaraciones con respecto a la ley tributaria de los EE. UU. establecidas en este resumen se basan en el Código de Rentas Internas de 1986, según enmendada, el "Código", su historia legislativa, las regulaciones existentes y propuestas del Tesoro de los EE. UU., los fallos publicados y las decisiones judiciales, todo lo cual está en vigor en la fecha de este documento de oferta, y los cambios en dicha ley posteriores a la fecha de este documento de oferta pueden afectar las consecuencias fiscales descritas en este documento (posiblemente con efecto retroactivo). Este resumen también se basa en parte en las representaciones del Depositario y en el supuesto de que cada obligación contenida en el Acuerdo de Depósito y cualquier acuerdo relacionado se cumplirá de conformidad con sus términos.

Se alienta a cada titular a consultar al asesor fiscal de dicho titular con respecto a las consecuencias fiscales generales para él, incluidas las consecuencias bajo leyes que no sean las leyes federales de impuestos sobre la renta de los EE. UU., de una inversión en acciones ordinarias o ADS. En esta discusión, las referencias a un "Titular estadounidense" son a un beneficiario efectivo de una acción común o un ADS que es para fines del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos (1) un ciudadano individual o residente de los Estados Unidos, (2) una corporación, o cualquier otra entidad gravable como una corporación, organizada bajo las leyes de los Estados Unidos, cualquier estado del mismo o el Distrito de Columbia, (3) un patrimonio cuyos ingresos están sujetos al impuesto federal sobre la renta de los EE. UU., independientemente de su fuente, o (4) un fideicomiso si (i) un tribunal de los Estados Unidos puede ejercer una supervisión primaria sobre la administración del fideicomiso y una o más personas de los Estados Unidos están autorizadas a controlar todas las decisiones sustanciales del fideicomiso o (ii) tiene en efecto una elección válida bajo las regulaciones aplicables del Tesoro de los EE. UU. para ser tratado como una persona estadounidense.

Para los propósitos del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos, los titulares de ADS generalmente serán tratados como propietarios de las acciones ordinarias representadas por dichos ADS.

Esta discusión no aborda ningún aspecto de los impuestos federales de los Estados Unidos que no sea el impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos (como el impuesto sobre el patrimonio y las donaciones o el impuesto de Medicare sobre los ingresos netos de inversión). Los tenedores de acciones ordinarias o ADS deben consultar a su propio asesor fiscal con respecto a las consecuencias fiscales federales, estatales y locales y de otro tipo de los EE. UU. de poseer y disponer de acciones comunes y ADS en sus circunstancias particulares.

Distribuciones sobre acciones ordinarias o ADS

Una distribución a los Titulares estadounidenses hecha por nosotros de efectivo o propiedad con respecto a acciones ordinarias o ADS generalmente se tratará como un dividendo para fines del impuesto federal sobre la renta de los EE. UU. en la medida en que se pague con nuestras ganancias y ganancias actuales o acumuladas (según lo determinado bajo los principios del impuesto federal sobre la renta de los EE. UU.). Las distribuciones en exceso de nuestras ganancias y ganancias actuales o acumuladas, según lo determinado para fines del impuesto federal sobre la renta de los EE. UU., se tratarán primero como una devolución de capital libre de impuestos que reduce la base impositiva ajustada de dicho Titular de los EE. UU. en las acciones ordinarias o ADS. Cualquier distribución que exceda de dicha base impositiva ajustada se tratará como ganancia de capital y será una ganancia de capital a largo o corto plazo, dependiendo de si el Titular estadounidense mantuvo las acciones ordinarias o los ADS durante más de un año. Las distribuciones de acciones ordinarias adicionales o ADS a los titulares estadounidenses que forman parte de una distribución prorrateada a todos nuestros accionistas generalmente no estarán sujetas al impuesto federal sobre la renta de los ESTADOS UNIDOS. No mantenemos cálculos de nuestras ganancias y ganancias bajo los principios del impuesto federal sobre la renta de los EE. UU. y, por lo tanto, excepto como se describe en la oración anterior, los Titulares de los EE. UU. Deben esperar que cualquier distribución generalmente se informe como dividendos para fines del impuesto federal sobre la renta de los EE. UU. Como se utiliza a continuación, el término "dividendo" significa una distribución que constituye un dividendo para fines del impuesto federal sobre la renta de los EE. UU.

El monto de cualquier distribución incluirá el monto de cualquier impuesto colombiano retenido sobre el monto distribuido, y el monto de una distribución pagada en pesos colombianos se medirá por referencia al tipo de cambio para convertir pesos colombianos en dólares estadounidenses vigente en la fecha en que la distribución es recibida por el Depositario (o por un Titular estadounidense en el caso de un tenedor de acciones ordinarias) independientemente de si el pago es recibido por el Depositario (o por un Titular estadounidense en el caso de un tenedor de acciones ordinarias) independientemente de si el pago es el pago de hecho, se convierte en dólares estadounidenses. Si el Depositario (o tenedor estadounidense en el caso de un tenedor de acciones ordinarias) no convierte dichos pesos colombianos en dólares estadounidenses en la fecha en que los recibe, generalmente, cualquier ganancia o pérdida resultante de las fluctuaciones cambiarias durante el período comprendido entre la fecha en que el pago de dividendos se incluye en los ingresos hasta la fecha en que el pago se convierte en dólares estadounidenses se tratará como ingreso o pérdida ordinario y no se tratará como ingreso o pérdida ordinaria. elegible para la tasa de impuesto especial aplicable a los ingresos por dividendos calificados (como se discute a continuación). La ganancia o pérdida generalmente será ingreso o pérdida de fuentes dentro de los Estados Unidos para fines de limitación de crédito fiscal extranjero. Los dividendos pagados por nosotros no serán elegibles para la deducción de dividendos recibidos permitida a las corporaciones bajo el Código.

Si usted es un tenedor estadounidense no corporativo, los dividendos que constituyen ingresos por dividendos calificados estarán sujetos a impuestos a las tasas preferenciales aplicables a las ganancias de capital a largo plazo, siempre que cumpla con ciertos requisitos de tenencia. Los dividendos pagados en los ADS se tratarán como ingresos por dividendos calificados si (1) los ADS son fácilmente negociables en un mercado de valores establecido en los Estados Unidos y (2) no lo fuimos, en el año anterior al año en que se pagó el dividendo, y no lo somos, en el año en que se paga el dividendo, una sociedad pasiva de inversión extranjera (PFIC). Los ADS cotizan en la Bolsa de Valores de Nueva York, y calificarán como fácilmente negociables en un mercado de valores establecido en los Estados Unidos, siempre y cuando estén listados. Basándonos en nuestros estados financieros auditados y los datos relevantes del mercado y de los accionistas, creemos que no fuimos tratados como un PFIC para fines del impuesto federal sobre la renta de los EE. UU. con respecto a nuestro año gravable 2020. Además, con base en nuestros estados financieros auditados y nuestras expectativas actuales con respecto al valor y la naturaleza de nuestros activos, las fuentes y la naturaleza de nuestros ingresos, y los datos relevantes del mercado y los

accionistas, no anticipamos convertirnos en un PFIC para el año gravable 2021. Sin embargo, esta conclusión es una determinación fáctica que se hace anualmente y, por lo tanto, puede estar sujeta a cambios. Sobre la base de las directrices existentes, no está claro si los dividendos recibidos con respecto a las acciones ordinarias se tratarán como dividendos calificados. Además, el Tesoro de los Estados Unidos ha anunciado su intención de promulgar normas en virtud de las cuales los titulares de ADS o acciones ordinarias y los intermediarios a través de los cuales se mantienen dichos valores podrán confiar en las certificaciones de los emisores para tratar los dividendos como calificados para fines de declaración de impuestos. Dado que estos procedimientos aún no se han emitido, no está claro si seremos capaces de cumplirlos. Los titulares de ADS y acciones ordinarias deben consultar a sus propios asesores fiscales sobre la disponibilidad del tipo reducido del impuesto sobre los dividendos a la luz de las consideraciones examinadas anteriormente y de sus propias circunstancias particulares.

Un Tenedor estadounidense tendrá derecho, sujeto a una serie de limitaciones y condiciones complejas, a reclamar un crédito fiscal extranjero estadounidense con respecto a cualquier impuesto sobre la renta colombiano retenido sobre los dividendos recibidos sobre acciones ordinarias o ADS. Los tenedores estadounidenses que no eligen reclamar un crédito por los impuestos sobre la renta extranjeros pagados durante el año gravable pueden reclamar una deducción con respecto a dichos impuestos sobre la renta colombianos, siempre que el titular estadounidense elija deducir (en lugar de acreditar) todos los impuestos sobre la renta extranjeros para ese año. Los dividendos recibidos con respecto a las acciones ordinarias o ADS se tratarán como ingresos de fuente extranjera, sujetos a varias clasificaciones y otras limitaciones. A los efectos de las limitaciones de crédito fiscal extranjero de los EE. UU., Los dividendos pagados con respecto a nuestras acciones ordinarias o ADS generalmente constituirán "ingresos pasivos de categoría" para la mayoría de los Titulares de los EE. UU. Las reglas relacionadas con el cálculo de créditos fiscales extranjeros o la deducción de impuestos sobre la renta extranjeros son extremadamente complejas, y se insta a los tenedores estadounidenses a consultar a sus propios asesores fiscales independientes con respecto a la disponibilidad de créditos fiscales extranjeros con respecto a cualquier impuesto sobre la renta colombiano retenido.

Venta, intercambio u otras disposiciones atribuibles a acciones ordinarias o ADS

Un tenedor estadounidense generalmente reconocerá la ganancia o pérdida de capital en la venta, intercambio u otra disposición imponible de acciones ordinarias o ADS en una cantidad igual a la diferencia entre el valor en dólares estadounidenses de la cantidad realizada en la venta, intercambio u otra disposición imponible de las acciones ordinarias o ADS y la base impositiva ajustada del titular estadounidense, determinado en dólares estadounidenses, en las acciones ordinarias o ADS. Cualquier ganancia o pérdida será una ganancia o pérdida de capital a largo plazo si las acciones ordinarias o ADS se han mantenido durante más de un año. Ciertos tenedores estadounidenses no corporativos (incluidos los individuos) pueden ser elegibles para las tasas preferenciales del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos con respecto a las ganancias de capital a largo plazo. La deducibilidad de las pérdidas de capital está sujeta a limitaciones en virtud del Código.

Si usted es un tenedor estadounidense de acciones ordinarias o ADS, la base impositiva inicial de sus acciones ordinarias o ADS será el valor en dólares estadounidenses del precio de compra denominado en pesos colombianos determinado en la fecha de compra. Si las acciones ordinarias o ADS se tratan como negociadas en un "mercado de valores establecido", una base de efectivo titular estadounidense, o, si elige, una base de acumulación titular estadounidense, determinará el valor en dólares del costo de dichas acciones ordinarias o ADS mediante la conversión de la cantidad pagada al tipo de cambio al contado en la fecha de liquidación de la compra. Dicha elección por una base de acumulación titular de EE.UU. debe aplicarse de manera consistente de un año a otro y no puede ser revocada sin el consentimiento del Servicio de Impuestos Internos (IRS). Si convierte dólares estadounidenses a pesos colombianos y usa

inmediatamente esa moneda para comprar acciones ordinarias o ADS, dicha conversión generalmente no resultará en ganancias o pérdidas imponibles para usted.

Con respecto a la venta o intercambio de acciones ordinarias o ADS, la cantidad realizada generalmente será el valor en dólares estadounidenses del pago recibido determinado en (1) la fecha de recepción del pago en el caso de una base de efectivo del Titular estadounidense y (2) la fecha de disposición en el caso de un Titular estadounidense basado en la acumulación. Si las acciones ordinarias o ADS se tratan como negociadas en un "mercado de valores establecido", un contribuyente de base de efectivo o, si lo elige, un contribuyente de base de acumulación, determinará el valor en dólares estadounidenses de la cantidad realizada traduciendo la cantidad recibida al tipo de cambio al contado en la fecha de liquidación de la venta.

Los depósitos y retiros de acciones ordinarias a cambio de ADS, y de ADS por acciones ordinarias, generalmente no resultarán en la realización de ganancias o pérdidas para fines del impuesto federal sobre la renta de los Estados Unidos.

Información de respaldo y reportes de información

En general, los dividendos sobre acciones ordinarias o ADS, y los pagos del producto de una venta, intercambio u otra disposición imponible de acciones ordinarias o ADS, pagados dentro de los Estados Unidos, por un pagador estadounidense a través de ciertos intermediarios financieros relacionados con los Estados Unidos a un Titular estadounidense están sujetos a la presentación de información y pueden estar sujetos a retención de respaldo, a menos que el titular (1) establezca que se trata de una corporación u otro destinatario exento o (2) con respecto a la retención de respaldo, proporcione un número de identificación de contribuyente preciso y certifique que es una persona estadounidense y que no se ha producido ninguna pérdida de exención de retención de respaldo.

La retención de respaldo no es un impuesto adicional. El monto de cualquier retención de impuestos de respaldo de un pago a un Titular de EE. UU. se permitirá como crédito contra la obligación tributaria federal de EE. UU. del Titular de EE. UU., Siempre que la información requerida se proporcione oportunamente al IRS. El titular estadounidense generalmente puede obtener un reembolso de cualquier cantidad retenida bajo las reglas de retención de respaldo que excedan su obligación de impuestos federales de los EE. UU. al presentar oportunamente un reclamo de reembolso con el IRS.

Consideraciones fiscales de EE. UU. para personas que no son residentes de EE. UU.

Un tenedor o beneficiario efectivo de acciones ordinarias o ADS que no sea un titular estadounidense a efectos del impuesto federal sobre la renta de EE. UU. (un "Tenedor No Estadounidense") generalmente no estará sujeto a impuestos federales sobre la renta o retención de impuestos sobre los dividendos recibidos sobre acciones ordinarias o ADS, a menos que los dividendos estén "efectivamente conectados" con la conducta del titular no estadounidense de un comercio o negocio dentro de los Estados Unido., será gravado de la misma manera que un titular estadounidense. En el caso de dividendos "efectivamente conectados" recibidos por una empresa no estadounidense, en determinadas circunstancias, el titular puede estar sujeto a un "impuesto sobre los beneficios de las sucursales" adicional a un tipo del 30 por ciento.

Un Tenedor No Estadounidense de acciones ordinarias o ADS no estará sujeto a impuestos federales sobre la renta o retención de impuestos sobre la ganancia realizada en la venta de acciones ordinarias o ADS, a menos que (i) la ganancia esté "efectivamente conectada" con la conducta del titular no estadounidense de un comercio o negocio en los Estados Unidos o (ii) en el caso de ganancias realizadas por un individuo no estadounidense que haya estado presente en los Estados Unidos durante 183 días o más en el año gravable de la venta y cumpla ciertas otras condiciones. En el caso de ganancias "efectivamente conectadas" realizadas por una empresa no estadounidense. en determinadas

circunstancias, el titular puede estar sujeto a un "impuesto sobre los beneficios de las sucursales" adicional a un tipo del 30 por ciento.

Los Tenedores No Estadounidenses generalmente están exentos de los requisitos de retención de respaldo y presentación de información. Se puede exigir al Tenedor No Estadounidense que cumpla con los procedimientos de certificación e identificación para establecer su exención de la presentación de información y la retención de respaldo.

Consideraciones fiscales colombianas

El siguiente resumen contiene una descripción de las principales consideraciones del impuesto sobre la renta colombiano en relación con la compra, propiedad y venta de los ADS, pero no pretende ser una descripción completa de todas las consideraciones fiscales colombianas que pueden ser relevantes para la decisión de comprar los ADS. Este resumen no describe ninguna consecuencia fiscal que surja bajo las leyes de cualquier estado, localidad o jurisdicción tributaria que no sean las de Colombia.

Este resumen se basa en las leyes fiscales de Colombia vigentes en la fecha de este suplemento del prospecto, así como en las regulaciones, resoluciones y decisiones en Colombia disponibles en o antes de dicha fecha y ahora en vigor. Todo lo anterior está sujeto a cambios, que podrían aplicarse retroactivamente y podrían afectar la validez continua de este resumen.

Los posibles compradores de los ADS deben consultar a sus propios asesores fiscales en cuanto a las consecuencias fiscales colombianas de la compra, propiedad y venta de los ADS, incluyendo, en particular, la aplicación de las consideraciones fiscales que se discuten a continuación a sus situaciones particulares, así como la aplicación de las leyes fiscales estatales, locales, extranjeras u otras leyes fiscales. Las autoridades fiscales colombianas pueden adoptar diferentes interpretaciones sobre los temas que se tratan a continuación.

La ley colombiana es dinámica particularmente en lo que respecta a las disposiciones fiscales. El gobierno colombiano ha anunciado que está trabajando en un nuevo proyecto de ley de impuestos que se presentará ante el Congreso colombiano este año.

Reglas Generales

Las empresas e individuos colombianos que son residentes en Colombia están sujetos al Impuesto sobre la Renta de Colombia sobre sus ingresos en todo el mundo. Las entidades extranjeras no domiciliadas y las personas físicas no residentes están sujetas al Impuesto sobre la Renta en Colombia únicamente sobre sus ingresos de origen colombiano (excepto cuando tienen un establecimiento permanente en Colombia, en cuyo caso están sujetos a impuestos sobre sus ingresos mundiales atribuibles a dicho establecimiento permanente),que por regla general, se originan en la venta de activos que se encuentran en el país en el momento en que se lleva a cabo la venta, en la explotación de activos tangibles e intangibles en Colombia, y en la prestación de servicios dentro del territorio colombiano y en algunos casos en la prestación de servicios desde el exterior (servicios técnicos, servicios de asistencia técnica, servicios de consultoría y servicios de gestión). Los tratados fiscales ejecutados por Colombia, si corresponde, establecen normas especiales relativas al impuesto sobre la renta en estos casos.

Para efectos de la tributación colombiana, una persona es residente de Colombia si (i) la persona permanece continua o discontinuamente en el país por más de ciento ochenta y tres (183) días calendario, incluyendo la llegada y salida, durante cualquier período de trescientos sesenta y cinco (365) días calendario consecutivos. Cabe destacar que cuando la estancia continua o discontinua en el país ocurra en más de un año o período gravable, la persona será considerada como residente a partir del segundo año o período gravable y (ii) si la persona es de nacionalidad colombiana que durante el año gravable cumplió alguna de las siguientes circunstancias:

- cónyuge/pareja de hecho o hijos menores dependientes considerados como residentes fiscales colombianos,
- 50% o más de ingresos de origen nacional,
- 50% o más de los activos administrados/gestionados desde el país,
- 50% o más de los activos de propiedad en el país,
- Es considerado como residente fiscal de un país considerado como un "paraíso fiscal", o
- Autoridad Tributaria – DIAN, ha solicitado apoyar una residencia fiscal en el extranjero, y el individuo no ha respondido.

A los efectos de la tributación colombiana, una persona jurídica es residente de Colombia si está organizada bajo las leyes de Colombia, tiene su domicilio principal en Colombia o durante el año correspondiente tuvo el lugar de gestión efectiva en Colombia.

Tributación de dividendos

En general, los dividendos pagados a empresas extranjeras u otras entidades extranjeras, o a residentes no colombianos que realizan sus Inversiones de Portafolio("PI")(inversiones realizadas a través de un administrador que debe ser una firma de corretaje de acciones, una sociedad fiduciaria o una sociedad de gestión de inversiones, todos ellos supervisados por la Superintendencia Financiera de Colombia) se tratan como ingresos de origen colombiano y están sujetos al impuesto sobre la renta colombiano.

Sin embargo, los dividendos están sujetos a una retención en origen del 10 por ciento a nivel de accionistas cuando se pagan con cargo a los beneficios corporativos que han sido gravados a nivel corporativo. Si las ganancias y los ingresos contables/comerciales de una empresa colombiana exceden los ingresos fiscales sujetas al impuesto sobre la renta, de tal manera que las distribuciones se hacen a partir de ganancias no gravadas a nivel corporativo, entonces el exceso está sujeto al impuesto sobre la renta a nivel de accionistas. Si el accionista es no residente, el tipo impositivo aplicable es del 31% (más el 10% sobre los dividendos después de aplicar la retención del 31%).

Por lo tanto, las distribuciones de dividendos por parte de Ecopetrol a los titulares no residentes de ADS a través del Depositario estarán sujetas a un 10% de ingresos no imponibles para efectos del impuesto sobre la renta en Colombia si se pagan con las utilidades corporativas que fueron gravadas a nivel de Ecopetrol. Las distribuciones de dividendos a los titulares no residentes de ADS a través del Depositario que se paguen con las ganancias que no fueron gravadas a nivel corporativo estarán sujetas al impuesto sobre la renta en Colombia a un 31% más 10% a través de retención en origen. Los impuestos aplicables a los dividendos percibidos por entidades extranjeras no domiciliadas deben retenerse sobre la base de los importes totales distribuidos o devengados. Si se aplican tales retenciones no hay obligación formal de presentar un impuesto sobre la renta en Colombia.

En el caso de PI, el impuesto a la tasa apropiada es retenido por la empresa distribuidora colombiana en el momento en que los dividendos se distribuyen al Administrador. Las remesas al extranjero de dichos dividendos por parte de los Administradores están libres de cualquier retención adicional. Las siguientes son las tarifas aplicables:

Los beneficios se han gravado a nivel de empresa distribuidora FY21 en adelante – 10%

Los beneficios no se han gravado a nivel de empresa distribuidora: tasa efectiva del ejercicio fiscal 21 en adelante – 25% (más 10% sobre los dividendos después de aplicar el impuesto de retención del 25%).

Tributación de las Ganancias de Capital

Ganancia de capital por la venta de ADS

Las ganancias de capital obtenidas de la venta de ADS por empresas no domiciliadas o personas físicas colombianas que no son residentes en Colombia no están sujetas al impuesto sobre la renta en Colombia, ya que dicha venta no da lugar a ingresos de origen colombiano en la medida en que no se considere que los ADS se mantienen en Colombia.

Si el titular de los ADS es una empresa colombiana, una persona física colombiana residente en Colombia o una entidad extranjera o una persona con un establecimiento permanente en Colombia y los ADS son atribuibles a dicho establecimiento permanente, la ganancia de capital generada por la venta de dichas ADS se gravará en Colombia, de acuerdo con las normas fiscales generales.

Si el titular de los ADS que es una empresa no domiciliada, una persona colombiana que no es residente en Colombia o una persona extranjera no residente, decide entregar los ADS y retirar las acciones subyacentes, es discutible que dicho titular no realizará una ganancia de capital sujeta al impuesto sobre la renta en Colombia.

Las autoridades fiscales colombianas pueden adoptar diferentes interpretaciones, en particular sobre esta cuestión.

Además, si el tenedor vende las acciones subyacentes, cualquier ganancia de capital se tratará como se explica en la sección siguiente.

Ganancia de capital por la venta de acciones

El tratamiento fiscal otorgado a PI y otros inversionistas que poseen acciones de empresas que cotizan en la Bolsa de Valores Colombiana se explica de la siguiente manera. De acuerdo con el artículo 36-1 del Decreto 624 de 1989 (el "Código Tributario colombiano"), las ganancias de capital obtenidas de la venta de acciones que cotizan en una bolsa de valores colombiana y son propiedad del mismo beneficiario efectivo se tratan como ingresos no imponibles, siempre que las acciones vendidas durante el año gravable no representen más del 10% de las acciones en circulación de la empresa cotizada.

Si no se cumplen los requisitos antes mencionados, la ganancia patrimonial obtenida en la venta de acciones de una sociedad cotizada está sujeta al impuesto sobre la renta. La ganancia o pérdida derivada de la misma será equivalente a la diferencia entre el precio de venta y la base imponible de las acciones. Como regla general, la base imponible de las acciones es igual al precio pagado por dichas acciones (es decir, el costo de adquisición); sin embargo, dicho costo de adquisición puede ajustarse con base en los índices de ajuste previstos en la legislación colombiana. La pérdida derivada de la venta de acciones no es deducible a efectos del impuesto sobre la renta.

En el caso de personas físicas residentes en Colombia o accionistas extranjeros (invirtiendo a través de un PI), el costo de adquisición de las acciones puede ajustarse con base en (i) el porcentaje de aumento del Índice de Precios al Consumidor al 1 de enero del año en que se adquirieron las acciones y hasta el 1 de enero del año en que se venden las acciones (de acuerdo con la Sección 73 del Código Tributario de Colombia), o (ii) el índice de ajuste de la *Unidad de Valor Tributario (UVT)*de acuerdo con las Secciones70 y 868 del Código Tributario colombiano (suponiendo que la persona física residente en Colombia no haya llevado libros de contabilidad).

En la medida en que la venta de acciones esté sujeta a impuestos bajo las reglas descritas anteriormente, la tasa de impuesto sobre la renta aplicable es del 10% si las acciones fueron propiedad de al menos dos años y se consideran como activos fijos para el contribuyente. Si son propiedad por menos de dos años o no son activos fijos, la transmisión se grava como renta ordinaria aplicando el tipo general del impuesto sobre la renta del año de la transmisión (31% para el año 2021).

Tratado sobre el Impuesto sobre la Renta; Impuestos sobre sucesiones y donaciones

A la fecha de este suplemento del prospecto, no existe un tratado sobre el impuesto sobre la renta ni un tratado sobre el impuesto sobre sucesiones o donaciones vigente entre Colombia y los Estados Unidos.

Las entidades extranjeras no domiciliadas y las personas físicas no residentes están sujetas al impuesto sobre las ganancias de capital sobre las ganancias derivadas de herencias o donaciones consideradas como rentas de origen colombiano. A efectos fiscales colombianos, la venta o disposición de ADS no genera ingresos de origen colombiano.

Las empresas colombianas, las entidades extranjeras no domiciliadas y las personas físicas no residentes están sujetas al impuesto sobre las ganancias de capital sobre las herencias o donaciones consideradas de origen colombiano a una tasa del 10 por ciento, mientras que las personas físicas colombianas están sujetas a dicho impuesto basado en una tabla progresiva del impuesto sobre la renta.

El valor de los activos que se transfieren por donación no puede ser deducido por el cedente en su declaración de impuestos sobre la renta en Colombia a menos que se cumplan ciertos requisitos específicos.

SUSCRIPCIÓN (*UNDERWRITING*)

[ESPACIO INTENCIONALMENTE EN BLANCO – CAPÍTULO EXCLUIDO DEL PRESENTE ANEXO – SERÁ PUBLICADO COMO INFORMACIÓN RELEVANTE EN CADA OFERTA SIMULTÁNEA BAJO EL PROGRAMA]

EXIGIBILIDAD DE DECISIONES JUDICIALES

Ecopetrol está constituido bajo la ley de Colombia. Los directores de Ecopetrol y la mayoría de sus funcionarios ejecutivos y controlantes mencionadas en este suplemento del prospecto son residentes colombianos, y sustancialmente todos sus activos se encuentran fuera de los Estados Unidos. Aunque Ecopetrol designará a un agente para la administración de los procesos legales en los Estados Unidos, es posible que usted no pueda ejecutar ningún proceso legal dentro de los Estados Unidos contra Ecopetrol o las personas antes mencionadas, incluso respecto de asuntos que surjan bajo las leyes federales de valores de los Estados Unidos, o hacer cumplir contra dichas personas las sentencias en contra de Ecopetrol que emitan los tribunales estadounidenses basadas en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los Estados Unidos.

Según la asesoría a Ecopetrol por parte de XXX, su asesor legal colombiano, la Corte Suprema de Justicia de Colombia hará cumplir una sentencia estadounidense basada en las leyes de valores de Estados Unidos a través de un procedimiento conocido bajo la ley colombiana como "exequátur". La Corte Suprema de Justicia de Colombia hará cumplir una sentencia extranjera, sin reconsideración del fondo, sólo si la sentencia cumple con los siguientes requisitos establecidos en los artículos 605 a 607 de la Ley 1564 de 2012 (Código General del Proceso):

2. Existe un tratado o convenio entre Colombia y el país donde se dictó la sentencia, relativa al reconocimiento y ejecución de sentencias extranjeras o, a falta de dicho tratado o convenio, existe reciprocidad en el reconocimiento de sentencias extranjeras de la misma naturaleza entre los tribunales de la jurisdicción pertinente y los tribunales de Colombia;

3. La sentencia extranjera no se refiere a los derechos "in rem" conferidos sobre activos que se encontraban en Colombia en el momento en que se presentó la demanda;

4. La sentencia extranjera no contraviene ni entra en conflicto con las leyes colombianas relativas al orden público distintas de las que rigen los procedimientos judiciales;

5. La sentencia extranjera, de conformidad con las leyes del país en el que se dictó, es firme e inapelable;

6. Se ha presentado a la Corte Suprema de Justicia de Colombia una copia debidamente legalizada de la sentencia (junto con una traducción oficial al español si la sentencia se emite en un idioma extranjero);

7. La sentencia extranjera no se refiere a ningún asunto sobre el cual los tribunales colombianos tengan jurisdicción exclusiva;

8. No hay procedimientos pendientes en Colombia, y no se ha dictado sentencia definitiva en ningún procedimiento en Colombia sobre la misma materia;

9. En el procedimiento iniciado ante el tribunal extranjero que dictó la sentencia, se notificó al demandado sobre el proceso de conformidad con la ley de esa jurisdicción y se le dio la oportunidad de defenderse de la acción; y

10. Se han observado los requisitos legales relativos al procedimiento de "exequátur".

No podemos asegurarle que un tribunal colombiano haría cumplir una sentencia emitida por un tribunal de los Estados Unidos con respecto a los ADS basados en las leyes de valores de los Estados Unidos. Además, ciertas disposiciones de las leyes de valores de Estados Unidos no pueden ser admitidas o aplicadas por los tribunales colombianos.

Estados Unidos y Colombia no cuentan con un tratado bilateral que prevea el reconocimiento y la ejecución recíprocos automáticos de las sentencias en materia civil y mercantil. Sin embargo, Colombia es parte de tratados internacionales como la Convención de Nueva York sobre el Reconocimiento y la Ejecución de Sentencias Arbitrales Extranjeras, la Convención Interamericana sobre Arbitraje Comercial Internacional de 1975 y la Convención de Washington de 1965 para la Solución de Controversias entre Estados y Nacionales de Otros Estados. De acuerdo con la ley 1563 de 2012, los laudos arbitrales internacionales emitidos en Colombia no están sujetos a "exequátur" o procedimientos de reconocimiento.

La Corte Suprema de Colombia ha aceptado en el pasado que la reciprocidad existe cuando se ha demostrado que un tribunal estadounidense ha ejecutado una sentencia colombiana o que un tribunal estadounidense ejecutaría una sentencia extranjera, incluida una sentencia emitida por un tribunal colombiano. Sin embargo, estas decisiones de ejecutoriedad son consideradas por la Corte Suprema de Justicia de Colombia caso por caso.

Los procedimientos para la ejecución de una sentencia de dinero por embargo o ejecución contra cualquier activo o propiedad ubicada en Colombia estarían dentro de la jurisdicción exclusiva de los tribunales colombianos. En el curso del procedimiento de "exequátur", tanto el demandante como el demandado tienen la oportunidad de solicitar que se reúnan pruebas en relación con los requisitos enumerados anteriormente; además, antes de que se dicte la sentencia, cada parte puede presentar alegaciones finales en apoyo de la posición de esa parte.

Suponiendo que una sentencia extranjera cumpla con los estándares establecidos en los párrafos anteriores y la ausencia de cualquier condición mencionada anteriormente que haga que una sentencia extranjera no esté sujeta a reconocimiento en virtud de la legislación colombiana, dicha sentencia extranjera sería ejecutable en Colombia en un procedimiento de ejecución bajo las leyes de Colombia, siempre que la Corte Suprema de Colombia haya otorgado previamente exequátur sobre la sentencia extranjera.

Nos reservamos el derecho de abogar por inmunidad soberana bajo la Ley de Inmunidades Soberanas Extranjeras de los Estados Unidos de 1976 con respecto a las acciones presentadas contra nosotros bajo las leyes federales de valores de los Estados Unidos o cualquier ley estatal de valores.

DÓNDE ENCONTRAR MÁS INFORMACIÓN

Presentamos informes anuales, informes actualizados y otra información ante la SEC. Puede leer y copiar cualquier documento que presentemos en la Sala de Referencia Pública de la SEC en 100 F Street, N.E., Washington, D.C. 20549. Llame a la SEC al 1-800-SEC-0330 para obtener más información sobre las salas de referencia públicas. Nuestras presentaciones ante la SEC también están disponibles para el público en el sitio web de la SEC en http://www.sec.gov.

INCORPORACIÓN POR REFERENCIA

Estamos "incorporando por referencia" documentos específicos que hemos presentado ante la SEC, lo que significa que podemos divulgar la información importante remitiendo aquellos documentos que se consideran parte de este suplemento del prospecto. La información que posteriormente presentamos ante la SEC, se actualizará y reemplazará automáticamente. Incorporamos por referencia:

- nuestro Informe Anual 20XX, excluyendo las Pruebas documentales 4.15 a 4.20 de los mismos;
- [nuestro Informe actual en el Formulario 6-K proporcionado a la SEC el XXXX de 2021, que contiene XXXX;]
- nuestro Informe actual en el Formulario 6-K proporcionado a la SEC el XXXX de 2021, contiene nuestros estados financieros consolidados interinos no auditados al 30 de junio de 2021 y para los períodos de seis meses terminados el XXX, a los que nos referimos como los "estados financieros interinos consolidados no auditados"; y
- nuestro Informe actual en el Formulario 6-K proporcionado a la SEC el [●], 20XX, contiene la discusión y análisis de nuestros resultados de operaciones y condición financiera para el segundo trimestre de 20XX.

Usted puede solicitar una copia de cualquier documento que no haya sido anexado a este prospecto, sin costo alguno, escribiendo o llamando por teléfono a Ecopetrol S.A. o a la dirección: Carrera 13 No. 36-24, Bogotá, República de Colombia, teléfono (571) 234-5190, Atención: Lina María Contreras Mora, Jefe del Departamento Corporativo de Financiación y Relación con Inversionistas, o comunicándose con la fiduciaria en la dirección indicada en la contraportada interior de este prospecto. **Para garantizar la entrega oportuna de los documentos, los inversionistas deben solicitar esta información a más tardar cinco días hábiles antes de la fecha en la que deban tomar su decisión de inversión.**

ASUNTOS LEGALES

A menos que se indique lo contrario, XXX, nuestro asesor legal en Estados Unidos conceptuará sobre la validez bajo la ley de Nueva York de los ADS, y XXX. conceptuará sobre ciertos asuntos legales regidos por ley colombiana relacionados con las acciones ordinarias. La validez de los ADS también será conceptuada a los suscriptores por parte del XXX, asesores legales de los colocadores en Estados Unidos, y XXX, conceptuarán sobre ciertos asuntos legales regidos por ley colombiana en relación con las acciones ordinarias.

EXPERTOS

Los estados financieros consolidados de Ecopetrol S.A. incorporados en este Suplemento del Prospecto por referencia al Informe Anual de Ecopetrol S.A.(Formulario 20-F) para el año terminado el 31 de diciembre de 20XX, y la efectividad del control interno de la Compañía sobre la información financiera al 31 de diciembre de 20XX han sido auditados por XXX, una firma independiente de contabilidad pública registrada, como se establece en sus informes, y como se encuentra incorporada en el presente documento por referencia. Dichos estados financieros consolidados y la evaluación de la administración de Ecopetrol S.A. sobre la efectividad del control interno sobre la información financiera al XX de XXXX, 20XX se incorporan aquí por referencia en base a dichos informes otorgados en la autoridad de dicha firma como expertos en contabilidad y auditoría.

Los informes resumidos de XXX, consultores independientes de ingeniería del petróleo, a los que se hace referencia en el Informe Anual 2020, que se incorpora como referencia en el presente documento, han sido realizados con base en la autoridad de las empresas como expertos en la estimación de las reservas probadas de petróleo y gas.

ECOPETROL S.A.

[TIPO DE VALOR OFRECIDO]

SUPLEMENTO DEL PROSPECTO

_____

Agentes Colocadores *(Joint Book-Running Managers)*

Nombres de los bancos

La fecha de este suplemento del prospecto es [●], 20XX.

ANEXO 3 ESTADOS FINANCIEROS COMPARATIVOS

Anexo 3.1 Balance y estado de resultados del Emisor, a corte del trimestre calendario inmediatamente anterior (documentación en las siguientes hojas)

2021 hipervínculo disponible

Anexo 3.2 Estados financieros consolidados del Emisor, a corte del último ejercicio anual aprobado (documentación en las siguientes hojas)

2020 hipervínculo disponible

2019 hipervínculo disponible

2018 hipervínculo disponible

ANEXO 3.1 ESTADOS FINANCIEROS COMPARATIVOS
TRIMESTRE ANTERIOR

ECOPETROL S. A.

Estados financieros intermedios condensados consolidados
(No auditados)

30 de junio de 2021

GRUPO ecopetrol

Building a better working world

Informe de Revisión de Información Financiera Intermedia Consolidada Condensada

Señores
Accionistas Ecopetrol S.A.

Introducción

He revisado los estados financieros intermedios consolidados condensados adjuntos de Ecopetrol S.A., que comprenden el estado intermedio consolidado condensado de situación financiera al 30 de junio de 2021 y los correspondientes estados intermedios consolidados condensados ganancias y pérdidas, otros resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujo de efectivo por el período de seis meses terminado en esa fecha; y otras notas explicativas. La Administración de la Compañía es responsable por la preparación y correcta presentación de esta información financiera intermedia, de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia. Mi responsabilidad es emitir una conclusión sobre este reporte de información financiera intermedia, fundamentada en mi revisión.

Alcance de la Revisión

He efectuado mi revisión de acuerdo con la norma internacional de trabajos de revisión 2410 "Revisión de información financiera intermedia realizada por el auditor independiente de la entidad" aceptada en Colombia. Una revisión de la información financiera a una fecha intermedia consiste principalmente en hacer indagaciones con el personal de la Compañía responsable de los asuntos financieros y contables; y en aplicar procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una revisión es sustancialmente menor al examen que se practica a los estados financieros al cierre del ejercicio, de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia, y, en consecuencia, no me permite obtener una seguridad de que hayan llegado a mi conocimiento todos los asuntos importantes que pudieran haberse identificado en una auditoría. En consecuencia, no expreso una opinión de auditoría.

Conclusión

Como resultado de mi revisión, no ha llegado a mi conocimiento asunto alguno que me haga pensar que los estados financieros intermedios consolidados condensados no presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos la situación financiera consolidada de Ecopetrol S.A., al 30 de junio de 2021, los resultados consolidados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el período de seis meses terminado en dicha fecha, de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia.

Ernst & Young Audit S.A.S.
Bogotá D.C.
Carrera 11 No 98 - 07
Edificio Pijao Green Office
Tercer Piso
Tel. +57 (1) 484 7000
Fax. +57 (1) 484 7474

Ernst & Young Audit S.A.S.
Medellín – Antioquia
Carrera 43A No. 3 Sur-130
Edificio Milla de Oro
Torre 1 – Piso 14
Tel: +57 (4) 369 8400
Fax: +57 (4) 369 8484

Ernst & Young Audit S.A.S.
Cali – Valle del Cauca
Avenida 4 Norte No. 6N – 61
Edificio Siglo XXI
Oficina 502-510
Tel: +57 (2) 485 6280
Fax: +57 (2) 661 8007

Ernst & Young Audit S.A.S.
Barranquilla - Atlántico
Calle 77B No 59 – 61
Edificio Centro Empresarial
Las Américas II Oficina 311
Tel: +57 (5) 385 2201
Fax: +57 (5) 369 0580

Building a better working world

Otros Asuntos

Los formatos que serán transmitidos a la Superintendencia Financiera de Colombia han sido revisados por mí, previo a la firma digital de los mismos en formato XBRL y PDF, de acuerdo con la Circular 038 de 2015 y sus modificatorias. La información contenida en los mencionados formatos es concordante con la información financiera consolidada condensada intermedia adjunta al presente informe.

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 57851-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530

Bogotá, D.C., Colombia
4 de agosto de 2021

Contenido

Estados de situación financiera intermedios condensados consolidados 2
Estados de ganancias y pérdidas intermedios condensados consolidados 3
Estados de otros resultados integrales intermedios condensados consolidados 4
Estados de cambios en el patrimonio intermedios condensados consolidados 5
Estados de flujos de efectivo intermedios condensados consolidados 6
1. Entidad reportante 7
2. Bases de presentación 7
3. Estimaciones y juicios contables significativos 8
4. Políticas contables 8
5. Nuevos estándares y cambios normativos 9
6. Efectivo y equivalentes de efectivo 10
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto 10
8. Inventarios, neto 11
9. Otros activos financieros 11
10. Impuestos 12
11. Otros activos 16
12. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos: 17
13. Propiedades, planta y equipo 19
14. Recursos naturales y del medio ambiente 20
15. Activos por derecho de uso 21
16. Impairment de activos de largo plazo 21
17. Préstamos y financiaciones 22
18. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar 23
19. Provisiones por beneficios a empleados 24
20. Provisiones y contingencias 25
21. Patrimonio 32
22. Ingresos procedentes de contratos con clientes 34
23. Costo de ventas 35
24. Gastos de administración, operación y proyectos 36
25. Otros (gastos) ingresos operacionales, neto 36
26. Resultado financiero, neto 37
27. Gestión de riesgos 37
28. Partes relacionadas 40
29. Información por segmentos 41
30. Eventos subsecuentes y/o relevantes (No auditados) 50
Anexo 1. Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos (No auditado) 51

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de situación financiera intermedios condensados consolidados

	Nota	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
Activos		(No auditado)	
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	5,021,544	5,082,308
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	9,539,636	4,819,092
Inventarios, neto	8	7,177,346	5,053,960
Otros activos financieros	9	206,284	2,194,651
Activos por impuestos corrientes	10	5,564,971	3,976,295
Otros activos	11	1,707,283	1,664,036
		29,217,064	**22,790,342**
Activos mantenidos para la venta		52,614	44,032
Total activos corrientes		**29,269,678**	**22,834,374**
Activos no corrientes			
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	738,303	676,607
Otros activos financieros	9	1,192,424	877,008
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	12	3,311,616	3,174,628
Propiedades, planta y equipo	13	69,380,093	66,508,337
Recursos naturales y del medio ambiente	14	33,235,969	31,934,158
Activos por derecho de uso	15	352,639	377,886
Intangibles		588,394	555,043
Activos por impuestos no corrientes	10	10,698,596	10,035,161
Goodwill		1,353,802	1,353,802
Otros activos	11	1,132,740	1,090,115
Total activos no corrientes		**121,984,576**	**116,582,745**
Total activos		**151,254,254**	**139,417,119**
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	17	5,323,448	4,923,346
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	9,760,093	8,449,041
Provisiones por beneficios a empleados	19	1,926,005	2,022,137
Pasivos por impuestos corrientes	10	700,785	1,243,883
Provisiones y contingencias	20	1,019,076	1,221,109
Instrumentos financieros derivados		64,255	3,714
Otros pasivos		502,766	388,057
		19,296,428	**18,251,287**
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta		33,240	31,156
Total pasivos corrientes		**19,329,668**	**18,282,443**
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	17	44,737,022	41,808,408
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	16,336	21,064
Provisiones por beneficios a empleados	19	11,010,528	10,401,530
Pasivos por impuestos no corrientes	10	1,317,541	1,269,098
Provisiones y contingencias	20	11,635,166	11,206,621
Otros pasivos		612,879	608,685
Total pasivos no corrientes		**69,329,472**	**65,315,406**
Total pasivos		**88,659,140**	**83,597,849**
Patrimonio			
Capital suscrito y pagado	21.1	25,040,067	25,040,067
Prima en emisión de acciones	21.2	6,607,699	6,607,699
Reservas	21.3	10,624,229	9,635,136
Otros resultados integrales	21.5	8,491,775	7,859,992
Resultados acumulados		8,077,257	2,952,356
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Compañía		58,841,027	52,095,250
Interés no controlante		3,754,087	3,724,020
Total patrimonio		**62,595,114**	**55,819,270**
Total pasivos y patrimonio		**151,254,254**	**139,417,119**

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad básica por acción que está expresada en pesos)

Estados de ganancias y pérdidas intermedios condensados consolidados

	Nota	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio 2021	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio 2020	Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2021	Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2020
		(No auditados)		(No auditados)	
Ingresos procedentes de contratos con clientes	22	19,444,229	8,441,677	36,650,203	23,513,642
Costos de ventas	23	(11,431,421)	(7,615,340)	(21,943,441)	(18,902,163)
Utilidad bruta		**8,012,808**	**826,337**	**14,706,762**	**4,611,479**
Gastos de administración	24	(623,538)	(831,343)	(1,178,900)	(1,371,952)
Gastos de operación y proyectos	24	(554,572)	(601,864)	(1,161,213)	(1,120,624)
Recuperación (impairment) de activos a largo plazo	16	1,041	3,662	3,446	(1,204,279)
Otros (gastos) ingresos operacionales, neto	25	(279,286)	1,430,937	(300,315)	1,411,374
Resultado de la operación		**6,556,453**	**827,729**	**12,069,780**	**2,325,998**
Resultado financiero, neto	26				
Ingresos financieros		78,781	431,093	140,609	793,095
Gastos financieros		(893,277)	(1,076,237)	(1,727,902)	(2,090,444)
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio		(17,241)	46,381	103,627	32,991
		(831,737)	**(598,763)**	**(1,483,666)**	**(1,264,358)**
Participación en los resultados de compañías	12	61,989	77,153	115,236	76,545
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		**5,786,705**	**306,119**	**10,701,350**	**1,138,185**
Gasto por impuesto a las ganancias	10	(1,767,660)	(4,403)	(3,304,390)	(356,321)
Utilidad neta del periodo		**4,019,045**	**301,716**	**7,396,960**	**781,864**
Utilidad atribuible:					
A los accionistas		3,724,298	25,114	6,810,223	158,009
Participación no controladora		294,747	276,602	586,737	623,855
		4,019,045	**301,716**	**7,396,960**	**781,864**
Utilidad básica por acción (pesos)		**90.6**	**0.6**	**165.6**	**3.8**

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de otros resultados integrales intermedios condensados consolidados

	Nota	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
		2021	2020	2021	2020
		(No auditados)		(No auditados)	
Utilidad neta del periodo		**4,019,045**	**301,716**	**7,396,960**	**781,864**
Otros resultados integrales:					
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):					
Utilidades (pérdidas) no realizadas en operaciones de coberturas:					
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		(1,170)	332,681	(172,867)	(268,934)
Inversión neta en negocio en el extranjero		(431,798)	1,549,145	(1,847,479)	(2,034,239)
Flujo de efectivo con instrumentos derivados		(48,826)	112,437	(100,105)	(56,777)
Diferencia en cambio en conversión		1,084,893	(3,339,258)	3,544,929	5,045,023
Realización en venta de negocios conjuntos	26	-	-	(361,728)	-
		603,099	**(1,344,995)**	**1,062,750**	**2,685,073**
Elementos que no pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):					
(Pérdidas) ganancias actuariales		(2,440)	340,707	(357,891)	(45,472)
		(2,440)	**340,707**	**(357,891)**	**(45,472)**
Otros resultados integrales		**600,659**	**(1,004,288)**	**704,859**	**2,639,601**
Total resultado integral		**4,619,704**	**(702,572)**	**8,101,819**	**3,421,465**
Resultado integral atribuible a:					
A los accionistas		4,314,698	(747,348)	7,442,006	2,639,498
Participación no controladora		305,006	44,776	659,813	781,967
		4,619,704	**(702,572)**	**8,101,819**	**3,421,465**

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de cambios en el patrimonio intermedios condensados consolidados

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reservas	Otros resultados integrales	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controlante	Participación no controladora	Total Patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2020		**25,040,067**	**6,607,699**	**9,635,136**	**7,859,992**	**2,952,356**	**52,095,250**	**3,724,020**	**55,819,270**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	6,810,223	6,810,223	586,737	7,396,960
Liberación de reservas	21.3	-	-	(5,066,156)	-	5,066,156	-	-	-
Dividendos decretados	21.4	-	-	-	-	(698,984)	(698,984)	(603,817)	(1,302,801)
Cambio en participación en controladas		-	-	-	-	2,755	2,755	(11,106)	(8,351)
Restitución de capital		-	-	-	-	-	-	(14,823)	(14,823)
Apropiación de reservas									
Legal		-	-	168,808	-	(168,808)	-	-	-
Fiscales y estatutarias	21.3	-	-	509,082	-	(509,082)	-	-	-
Ocasionales	21.3	-	-	5,377,359	-	(5,377,359)	-	-	-
Otros resultados integrales									
Pérdidas no realizadas en instrumentos de cobertura:									
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	(172,867)	-	(172,867)	-	(172,867)
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	(1,847,479)	-	(1,847,479)	-	(1,847,479)
Flujo de efectivo instrumentos derivados		-	-	-	(77,577)	-	(77,577)	(22,528)	(100,105)
Diferencia en cambio en conversión									
Diferencia en cambio en conversión		-	-	-	3,449,325	-	3,449,325	95,604	3,544,929
Realización en venta de negocios conjuntos	26	-	-	-	(361,728)	-	(361,728)	-	(361,728)
Pérdidas actuariales		-	-	-	(357,891)	-	(357,891)	-	(357,891)
Saldo al 30 de junio de 2021 (No auditado)		**25,040,067**	**6,607,699**	**10,624,229**	**8,491,775**	**8,077,257**	**58,841,027**	**3,754,087**	**62,595,114**
Saldo al 31 de diciembre de 2019		**25,040,067**	**6,607,699**	**3,784,658**	**6,464,144**	**14,515,762**	**56,412,330**	**3,931,792**	**60,344,122**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	158,009	158,009	623,855	781,864
Liberación de reservas		-	-	(540,826)	-	540,826	-	-	-
Dividendos decretados		-	-	-	-	(7,401,005)	(7,401,005)	(728,022)	(8,129,027)
Cambio de participación en controladas y otros movimientos		-	-	-	-	-	-	160	160
Apropiación de reservas									
Legal		-	-	1,325,148	-	(1,325,148)	-	-	-
Fiscales y estatutarias		-	-	509,082	-	(509,082)	-	-	-
Ocasionales		-	-	4,557,074	-	(4,557,074)	-	-	-
Otros resultados integrales									
Pérdidas no realizadas en instrumentos de cobertura:									
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	(268,934)	-	(268,934)	-	(268,934)
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	(2,034,239)	-	(2,034,239)	-	(2,034,239)
Flujo de efectivo instrumentos derivados		-	-	-	(49,908)	-	(49,908)	(6,869)	(56,777)
Diferencia en cambio en conversión		-	-	-	4,880,042	-	4,880,042	164,981	5,045,023
Pérdidas actuariales		-	-	-	(45,472)	-	(45,472)	-	(45,472)
Saldo al 30 de junio de 2020 (No auditado)		**25,040,067**	**6,607,699**	**9,635,136**	**8,945,633**	**1,422,288**	**51,650,823**	**3,985,897**	**55,636,720**

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de flujos de efectivo intermedios condensados consolidados

	Nota	Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2021	2020
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		(No auditados)	
Utilidad neta del periodo		7,396,960	781,864
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:			
Gasto por impuesto a las ganancias	10	3,304,390	356,321
Depreciación, agotamiento y amortización		4,697,645	4,519,098
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio, neto	26	258,101	(32,991)
Utilidad por realización de otros resultados integrales en venta de negocios conjuntos	26	(361,728)	-
Costo financiero de préstamos y financiaciones	26	1,166,137	1,138,478
Costo financiero de beneficios post-empleo y costos de abandono	26	463,996	433,306
Baja de activos exploratorios y pozos secos	14	170,204	100,186
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes		17,441	3,672
Utilidad en combinaciones de negocios y adquisición de participaciones		-	(1,373,112)
Efecto por pérdida de control en subsidiarias		-	(65,570)
(Utilidad) pérdida por impairment de activos de largo plazo		(3,446)	1,204,279
Pérdida por impairment de activos de corto plazo	25	18,844	7,304
Pérdida (utilidad) por valoración de activos financieros		18,978	(42,499)
Pérdida (utilidad) en operaciones de coberturas con derivados	26	9,931	(87,959)
Utilidad por método de participación patrimonial	12	(115,236)	(76,545)
Utilidad en venta de activos mantenidos para la venta		-	(1,439)
Pérdida por inefectividad en coberturas	27.3	14,190	8,384
Pérdida por diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	22	149,657	225,381
Cambios netos en operación con activos y pasivos:			
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		(4,625,360)	893,520
Inventarios		(1,969,700)	821,844
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		691,693	(3,428,039)
Activos y pasivos por impuestos corrientes		(1,386,835)	(1,200,357)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados		(323,663)	(7,565)
Provisiones y contingencias		76,363	(111,621)
Otros activos y pasivos		49,025	242,399
		9,717,587	**4,308,339**
Impuesto de renta pagado		(3,470,634)	(3,983,753)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		**6,246,953**	**324,586**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Inversión en propiedades, planta y equipo	13	(2,257,841)	(1,982,520)
Inversión en recursos naturales y del medio ambiente	14	(2,866,790)	(3,842,198)
Adquisiciones de intangibles		(63,345)	(20,279)
Venta (compra) de otros activos financieros		1,706,698	(571,512)
Intereses recibidos	26	67,855	179,505
Dividendos recibidos		82,038	71,834
Producto de la venta de activos		10,758	9,446
Efectivo neto usado en actividades de inversión		**(3,320,627)**	**(6,155,724)**
Flujo de efectivo en actividades de financiación:			
Adquisición de préstamos y financiaciones		70,125	11,875,213
Pagos de capital		(751,216)	(747,509)
Pagos de intereses		(1,213,422)	(1,054,873)
Pagos por arrendamientos (capital e intereses)	15	(150,191)	(171,260)
Dividendos pagados		(1,150,541)	(2,336,560)
Efectivo neto (usado) provisto en actividades de financiación		**(3,195,245)**	**7,565,011**
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo		208,155	438,316
(Disminución) aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo		(60,764)	2,172,189
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo		**5,082,308**	**7,075,758**
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	6	**5,021,544**	**9,247,947**

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

1. Entidad reportante

Ecopetrol S.A. es una Compañía de economía mixta pública por acciones, de carácter comercial constituida en 1948 en Bogotá - Colombia, casa matriz del Grupo Empresarial Ecopetrol, dedicada a actividades comerciales o industriales relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, directamente o por medio de sus subordinadas (denominadas en conjunto "Ecopetrol", la "Compañía" o "Grupo Empresarial Ecopetrol").

El 11.51% de las acciones de Ecopetrol se cotizan públicamente en las bolsas de valores de Colombia y Nueva York. Las acciones restantes (88.49% de las acciones en circulación) le pertenecen al Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.

El domicilio de la oficina principal de Ecopetrol es Bogotá – Colombia, Carrera 13 No. 36 - 24.

2. Bases de presentación

2.1 Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros intermedios condensados consolidados

La información financiera contenida en el presente informe ha sido preparada de acuerdo con la NIC 34 "Información Financiera Intermedia". Estos estados financieros intermedios condensados consolidados no incluyen toda la información y revelaciones requeridas en los estados financieros anuales y por lo tanto deben leerse en conjunto con los estados financieros consolidados y sus notas al 31 de diciembre 2020, incluidos en el Reporte Integrado de Gestión Sostenible.

Los estados financieros de períodos intermedios condensados consolidados no están auditados y, en opinión de la Administración, incluyen todos los ajustes necesarios para una adecuada presentación de los resultados de cada período.

El Grupo Empresarial Ecopetrol prepara sus estados financieros con base en los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia (NCIF), reglamentadas en el Decreto 2420 de 2015, modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017, 2483 de 2018, 2270 de 2019 y 1432 de 2020. Estas normas están fundamentadas en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF y sus Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) y otras disposiciones legales aplicables para las entidades vigiladas y/o controladas por la Contaduría General de la Nación, que pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otros organismos de control del Estado.

La información financiera presentada en este documento ha sido preparada de conformidad con las políticas contables que se prevé utilizar en la preparación de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021, las cuales no difieren significativamente de las utilizadas el año anterior.

Estos estados financieros intermedios condensados consolidados fueron aprobados por la Administración de la Compañía el 22 de julio de 2021.

2.2 Consideraciones y efectos del Covid-19

Como se mencionó en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2020, desde el inicio de la pandemia en Colombia, el Grupo ha tomado una serie de medidas que tienen por objetivo asegurar la sostenibilidad del negocio en el entorno de precios bajos presentado durante 2020, actualizando su estrategia hacia las oportunidades de generación de caja con mejores precios de equilibrio, manteniendo dinámicas de crecimiento con enfoque en la ejecución de planes de desarrollo de activos estratégicos y en la preservación del valor de los activos a través de inversiones que permitan dar confiabilidad, integridad y continuidad a la operación actual en refinerías,

sistemas de transporte y campos de producción.

En 2021 Ecopetrol inició el programa de vacunación para todos los empleados del Grupo Empresarial a través del único mecanismo posible denominado 'Empresarios por la Vacunación', liderado por la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI), de acuerdo con la normatividad expedida por el Gobierno Nacional. De esta manera el sector empresarial aportará para agilizar la vacunación contra la covid-19 y así lograr rápidamente la inmunidad de rebaño.

Así mismo, durante el 2021 el comportamiento de los precios de crudos y productos ha mostrado recuperación por el mantenimiento de la oferta, dado que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) siguió jugando un factor preponderante para mantener balanceado el mercado y en cuanto a la demanda las campañas de vacunación han avanzado en varios países del mundo, alimentando las expectativas de una recuperación sostenida, llevando el Brent a un promedio acumulado año de 65.2 USD/Bl (2020: 42.1 USD/Bl).

Ecopetrol S.A. seguirá monitoreando la evolución de la pandemia COVID-19 y el mercado, revisando los indicadores de impairment de los activos de larga duración y de las inversiones en compañías, cuando sea necesario.

2.3 Reclasificaciones

Para efectos de presentación, Ecopetrol reclasificó algunas partidas en las cifras comparativas al 30 de junio de 2020. Las mismas no tuvieron impacto en las partidas del estado de situación financiera, ganancias y pérdidas, resultados integrales, cambios en el patrimonio o flujos de efectivo.

2.4 Bases de consolidación

Para los efectos de la presentación, los estados financieros intermedios condensados consolidados fueron preparados consolidando todas las compañías subsidiarias descritas en el Anexo 1, en las cuales Ecopetrol ejerce, directa o indirectamente, control.

Las subsidiarias se consolidan desde la fecha en que se obtiene el control hasta la fecha en que cesa el mismo.

La combinación de negocios relacionada con el contrato de asociación Guajira se cerró sin cambios en las cifras ya reportadas.

3. Estimaciones y juicios contables significativos

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia del Grupo realice estimaciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos. Estas estimaciones se han determinado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados. Los cambios a estas estimaciones son reconocidos prospectivamente en el periodo en el cual la estimación es revisada.

Al corte de este informe, no se han presentado cambios en las estimaciones y juicios contables significativos, utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020.

4. Políticas contables

Las principales políticas contables del Grupo se describen en la sección de políticas contables del informe anual con corte al 31 de diciembre de 2020 y las mismas se han aplicado consistentemente para el periodo que comprende estos estados financieros intermedios condensados consolidados, excepto por la adopción de nuevos estándares efectivos a partir del 1 de enero de 2021.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no incluyen toda la información y las revelaciones

requeridas en los anuales, y por tanto deben leerse en conjunto con los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020.

5. Nuevos estándares y cambios normativos

5.1 Nuevos estándares adoptados por el Grupo, efectivos a partir del 1 de enero de 2021

Reforma a la tasa de interés de referencia fase 2: En agosto de 2020 el IASB publicó este proyecto de norma, el cual complementa la emitida en 2019 y se centra en los efectos en los estados financieros cuando una empresa reemplaza la tasa de interés de referencia anterior por una tasa de referencia alternativa. Las modificaciones de esta fase se refieren a los cambios en los flujos de efectivo contractuales, contabilidad de coberturas y revelaciones de riesgos.

Las tasas de interés de referencia tales como las tasas de oferta interbancarias (IBOR por sus siglas en inglés) juegan un papel importante en los mercados financieros globales, siendo la "LIBOR", una de las más utilizadas por varias compañías para negociación de deudas corporativas, instrumentos derivados, entre otros. El G20 solicitó al Consejo de Estabilidad Financiera (FSB por sus siglas en inglés) que llevara a cabo una revisión de las principales tasas de interés de referencia. Producto de la revisión se espera que la LIBOR y otras tasas sean reemplazadas con unas nuevas que den una mayor confianza a los mercados en general.

Dentro del análisis contable, Ecopetrol estableció que los flujos de efectivo contractuales de activos o pasivos financieros medidos a costo amortizado cambiarían como resultado de la reforma del IBOR, no obstante se espera que este cambio no tenga un impacto de aplicación en los estados financieros dadas las excepciones que da la enmienda donde se establece que, si la modificación se da como consecuencia directa de la reforma de la tasa de interés y la nueva tasa es económicamente equivalente a la base anterior la entidad no tendrá que hacer una reestimación de los pagos por intereses futuros. Los gastos financieros mensuales serán medidos con la nueva tasa de interés sin que implique una remedición en la tasa que pueda afectar el costo actual del activo y/o pasivo financiero.

Cabe mencionar que para aplicar la enmienda mencionada es necesario que la misma esté incorporada en la normatividad contable en Colombia mediante decreto, para recoger así los efectos contables y evitar diferencias entre las normas vigentes en Colombia y las Normas emitidas por el IASB.

5.2 Nuevos estándares emitidos por el IASB que entrarán en vigencia en periodo futuros

El IASB emitió enmiendas a las siguientes NIIF, con aplicación a partir del 1 de enero de 2022 o periodos posteriores, se aclara que la aplicación en Colombia de estas enmiendas está sujeta a la expedición de los decretos emitidos por el Ministerio de Industria Comercio y Turismo:

- NIC 16 – Propiedades, planta y equipo: enmienda que se expresa la prohibición de deducir del costo de la propiedad, planta y equipo el valor de las ventas de artículos producidos, mientras la compañía prepara el activo para su uso previsto. Ecopetrol se encuentra evaluando la aplicación de la enmienda a la NIC 16, para el tratamiento en el tratamiento de la venta a terceros de las pruebas extensas de producción, las cuales son las ventas del petróleo obtenido por pruebas en un pozo de desarrollo antes de entrar en plena producción; revelando por separado los montos de los ingresos y los costos relacionados con los ítems producidos.

- NIIF 3 – Combinaciones de negocios: en la cual actualizan una referencia de la norma al Marco Conceptual.

- NIC 37 – Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes: en la cual detalla qué costos deberá incluir una entidad al determinar si un contrato es oneroso.

- Ciclo de mejoras anuales 2018 – 2020 que involucran ajustes a la NIIF 1, NIIF 9, NIC 41 y NIIF 16.

- Modificación a la NIC 1 - Clasificaciones de Pasivos como Corrientes o No Corrientes vigente a partir de 01/01/2023 al igual que las siguientes enmiendas de alcance limitado

- Enmiendas a la NIC 1 – Presentación de estados financieros. Las empresas deben revelar información material sobre sus políticas contables y aplicar el concepto de importancia relativa a las revelaciones de políticas contables.
- Enmiendas a la NIC 8 – Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores. Aclaran cómo las empresas deben distinguir los cambios en las políticas contables de los cambios en las estimaciones contables.

- Enmiendas a la NIC 12 Impuestos diferidos relacionados con activos y pasivos que se reconocen en una única transacción. El objetivo de las modificaciones es reducir la diversidad en la presentación de informes de impuestos diferidos sobre arrendamientos y obligaciones por desmantelamiento. **Las modificaciones son efectivas para los periodos anuales a partir del 1 de enero de 2023.**

El Grupo Empresarial está monitoreando constantemente los cambios en la normativa contable local con el fin de evaluar los posibles impactos que las nuevas normas emitidas por el organismo internacional puedan generar en su adopción en Colombia.

6. Efectivo y equivalentes de efectivo

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Bancos y corporaciones	4,749,147	4,215,518
Inversiones financieras	272,141	866,606
Caja	256	184
	5,021,544	**5,082,308**

Al 30 de junio de 2021 se incluyen recursos restringidos por $71,095 (31 de diciembre de 2020 por $13,679), principalmente destinados para el pago exclusivo de capital e intereses de préstamos incurridos por Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

El valor razonable del efectivo y equivalentes se aproxima a su valor registrado en libros debido a su naturaleza de corto plazo (menos de tres meses) y su alta liquidez.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
Corriente	(No auditado)	
Clientes		
Exterior	2,987,223	2,021,070
Nacionales	2,236,968	1,913,106
Fondo de estabilización de precios (1)	3,785,873	319,927
Cuentas por cobrar a empleados	91,738	97,723
Servicios industriales	41,007	39,651
Partes relacionadas (Nota 28)	28,332	105,048
Deudores varios (2)	368,495	322,567
	9,539,636	**4,819,092**
No corriente		
Cuentas por cobrar a empleados	461,709	474,693
Clientes Nacionales	55,479	51,955
Deudores varios	221,115	149,959
	738,303	**676,607**

(1) Corresponde a la aplicación del Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). Para 2021 el aumento en la cuenta por cobrar se presenta por el incremento en los indicadores de referencia Brent.

(2) Corresponde principalmente a los acuerdos de préstamos de crudo de los sistemas de transporte.

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar se aproxima a su valor razonable.

8. Inventarios, neto

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Crudo (1)	2,646,261	1,719,426
Combustibles y petroquímicos	2,357,105	1,407,297
Materiales para producción de bienes	2,173,980	1,927,237
	7,177,346	**5,053,960**

(1) La variación en inventario se presenta principalmente por el incremento en el precio de los crudos dada la recuperación de los referentes internacionales observada en el 2021 y por un mayor nivel de inventario en tránsito.

9. Otros activos financieros

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Activos medidos a valor razonable		
Portafolio de inversiones - Moneda nacional	468,725	474,535
Portafolio de inversiones - Moneda extranjera	913,753	2,494,124
Activos medidos a valor razonable con cambio en otros resultados integrales	1,182	**732**
Instrumentos de cobertura (1)	11,460	98,877
	1,395,120	**3,068,268**
Activos medidos a costo amortizado	3,588	3,391
	1,398,708	**3,071,659**
Corriente	206,284	2,194,651
No corriente	1,192,424	877,008
	1,398,708	**3,071,659**

(1) Al 30 de junio de 2021, corresponde a contratos swaps para cubrir riesgo de precio de commodities y forwards para cubrir riesgo de tasa de cambio.

Valor razonable

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Nivel 1	120,893	5,273
Nivel 2	1,274,227	3,062,995
	1,395,120	**3,068,268**

No se presentaron transferencias entre niveles de jerarquía durante los periodos.

Dentro del proceso de jerarquización de las inversiones, adicional a la información utilizada para la valoración, se tienen en cuenta otros aspectos relevantes tales como la calificación del emisor, clasificación de la inversión y el análisis de riesgos del emisor realizado por el Grupo, lo que permite llegar a la clasificación de nivel de jerarquía adecuada de las inversiones.

10. Impuestos

10.1 Activos y pasivos por impuestos corrientes

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Activos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (1)	2,351,296	1,823,027
Saldo a favor en impuestos (2)	2,135,113	1,311,693
Anticipos y otros impuestos (3)	1,078,562	841,575
	5,564,971	**3,976,295**
Activos por impuestos no corrientes		
Impuesto diferido	10,287,777	9,637,340
Impuesto a las ganancias	410,819	397,821
	10,698,596	**10,035,161**
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias	246,794	811,197
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	142,535	137,710
Impuesto de industria y comercio	123,536	161,813
Impuesto al valor agregado	53,411	5,607
Impuesto al carbono	45,233	64,091
Otros impuestos (4)	89,276	63,465
	700,785	**1,243,883**
Pasivos por impuestos no corrientes		
Impuesto diferido	1,064,943	1,042,250
Impuesto a las ganancias (5)	252,598	226,848
	1,317,541	**1,269,098**

(1) Incluye los saldos a favor en impuesto de Renta principalmente de Ecopetrol S.A., los descuentos tributarios por el IVA pagado en la adquisición de activos fijos reales productivos establecido en las Leyes 1943 de 2018 y 2010 de 2019 y el 50% del ICA efectivamente pagado en el año.

(2) Contiene principalmente el saldo a favor por el impuesto al valor agregado IVA en Ecopetrol S.A.

(3) Incluye descuento tributario potencial por el IVA pagado en la adquisición de activos fijos reales productivos, de conformidad a lo establecido en los artículos 83 de la Ley 1943 de 2018 y 95 de la Ley 2010 de 2019 – Ley de Financiamiento y Ley de Crecimiento Económico, respectivamente. Adicionalmente anticipos y autorretenciones de impuestos territoriales

(4) Incluye principalmente regalías, impuesto de transporte entre otros.

(5) Mecanismo de obras por impuestos reglamentado por el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016, que lo estableció como forma de pago del impuesto de renta de los años 2017, 2018 y 2019. En cumplimiento al mencionado artículo, en mayo de 2018, 2019, y 2020 las Compañías del Grupo reconocieron un activo y un pasivo por el valor de los proyectos adjudicados para cada vigencia fiscal.

10.2 Impuesto a las ganancias

De conformidad con la Ley 2010/2019 las disposiciones fiscales aplicables en Colombia para el año gravable 2021 y siguientes, son:

- La tarifa general del impuesto sobre la renta aplicable para sociedades nacionales, establecimientos permanentes y entidades extranjeras será del 31%.

- Para los años 2020 y 2021, la tarifa aplicable para efectos de calcular el impuesto sobre la renta bajo el sistema de renta presuntiva será del 0.5% y 0%, respectivamente, del patrimonio líquido del contribuyente del año inmediatamente anterior.

- Las compañías ubicadas en zona franca tributan a una tarifa del 20%. Si la compañía ubicada en zona franca posee un Contrato de Estabilidad Jurídica (en adelante, CEJ), la tarifa del impuesto sobre la renta continuará siendo del 15% durante la vigencia de dicho contrato. Este es el caso de Refinería de Cartagena S.A.S. ("Reficar") y Esenttia Masterbatch Ltda. ("Esenttia MB").

- Para el año gravable 2021, el Grupo tiene empresas que liquidan sobre renta líquida a la tarifa del 31%, compañías en zona franca, que tributan a la tarifa del 15% (poseen CEJ) y otras con rentas del exterior con tarifas de otros países.

- Se ajustan los sistemas de depreciación fiscal a los contables y establece un límite al porcentaje de depreciación anual con base en la tabla establecida en la Ley 1819 de 2016. Por otra parte, la amortización de las inversiones petrolíferas se hará con base en unidades técnicas de producción tal y como se hace contablemente.

- Los gastos de adquisición de derechos de exploración, geología y geofísica, perforaciones exploratorias, entre otros, serán capitalizables para efectos fiscales hasta que se establezca la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer el recurso.

- Las pérdidas fiscales generadas a partir del 1 de enero de 2017 se podrán compensar con las rentas líquidas generadas en los siguientes doce (12) años gravables.

- De conformidad con el artículo 290 de la Ley 1819 de 2016, los excesos de renta presuntiva sobre renta líquida generados antes de 2017 en el impuesto sobre la renta y el CREE que no hayan sido compensados, están sujetos para su compensación a la aplicación de una fórmula contenida en dicho artículo y sujetas al término establecido en el artículo 189 del Estatuto Tributario.

Firmeza de las declaraciones del impuesto sobre la renta y CREE

A partir de 2017, el término general de firmeza de las declaraciones tributarias es de tres (3) años contados desde la fecha de su vencimiento o a partir de la fecha de su presentación, cuando estas hayan sido presentadas de forma extemporánea. Para las Compañías del Grupo que están sujetas al cumplimiento de la normatividad de precios de transferencia, la Ley 2010 de 2019 estableció que el término de firmeza será de cinco (5) años, para las declaraciones que se presenten a partir del 1 de enero de 2020.

Respecto de aquellas declaraciones en las cuales se presenten saldos a favor, el término de firmeza es de tres (3) años, desde la fecha de la presentación de la solicitud de devolución o compensación.

Las declaraciones tributarias en las que se compensen pérdidas fiscales quedarán en firme a los seis (6) años contados a partir de la fecha de su presentación. Aquellas declaraciones en las que se liquiden pérdidas fiscales, el término de firmeza es de doce (12) años y si las pérdidas se compensan en los últimos dos (2) años, de los doce (12) permitidos, su término de firmeza se extenderá hasta tres (3) años más, desde el año de su compensación.

Para las declaraciones de impuestos que presenten pérdidas fiscales pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los seis (6) años siguientes a la fecha de presentación y/o corrección.

Las declaraciones de impuesto de renta y complementarios de los años gravables 2011, 2012, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019 y CREE de los años gravables 2014, 2015, y 2016 de Compañías del Grupo se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias.

Gasto por impuesto a las ganancias

	Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	(No auditados)		(No auditados)	
Corriente	1,699,978	667,988	2,746,903	1,741,312
Corriente - Ejercicios anteriores	(34,680)	(275,756)	(34,875)	(277,713)
Diferido	86,462	(634,465)	576,486	(1,353,933)
Diferido - Ejercicios anteriores	15,900	246,636	15,876	246,655
Gasto por impuesto a las ganancias	**1,767,660**	**4,403**	**3,304,390**	**356,321**

Conciliación del gasto por impuesto a las ganancias

Para periodos intermedios, y en cumplimiento con la NIC 34, el impuesto a las ganancias del periodo se reconoce aplicando la tasa efectiva de tributación proyectada del año a la utilidad contable antes de impuestos del periodo de cierre.

La tasa efectiva de tributación al 30 de junio de 2021 es de 30.9%; la variación del 7.57% frente a la tasa al 31 de diciembre de 2020 (38.47%) se debe principalmente a la utilidad proyectada al cierre del año originado principalmente por la recuperación de los precios del crudo, la devaluación del peso colombiano contra el dólar y su correspondiente efecto de ajuste por diferencia en cambio de las empresas del Grupo empresarial que son moneda funcional dólar, y el efecto de las empresas del grupo con pérdidas que tiene una tarifa nominal diferente a la casa matriz.

Impuesto sobre las ganancias diferido

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Activo por impuesto diferido (1)	10,287,777	9,637,340
Pasivo por impuesto diferido	(1,064,943)	(1,042,250)
	9,222,834	**8,595,090**

(1) El incremento presentado en el impuesto diferido activo durante el 2021, se generó principalmente por el efecto de la diferencia en cambio asociada a los préstamos por pagar. Las condiciones actuales y las proyecciones financieras de las Compañías del Grupo permiten deducir que a futuro se generarán suficientes utilidades fiscales que permitirán su recuperabilidad dentro de los plazos establecidos en la normatividad fiscal vigente.

El detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos, es el siguiente:

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Impuesto diferido activo y pasivo		
Pérdidas fiscales renta (1)	3,548,457	4,513,071
Provisiones (2)	3,212,974	3,186,495
Beneficios a empleados (3)	2,038,462	1,874,242
Obligaciones financieras y préstamos por pagar (4)	1,971,262	818,271
Otros pasivos	125,132	75,092
Préstamos por cobrar	82,848	73,523
Cuentas por cobrar	44,115	110,320
Inventarios	26,826	99,775
Cuentas por pagar	25,079	(10,266)
Activos por derecho de uso	8,454	1,014
Activos intangibles	(23,465)	(26,466)
Inversiones e instrumentos derivados	(26,760)	42,463
Otros activos	(27,266)	(40,343)
Cargos diferidos	(54,970)	(35,569)
Goodwill	(294,203)	(294,203)
Propiedades, planta y equipo (5)	(1,434,111)	(1,792,329)
Total	**9,222,834**	**8,595,090**

(1) La reducción respecto a diciembre de 2020 corresponde principalmente a que el impuesto diferido asociado a las pérdidas fiscales y excesos de renta presuntiva para Ecopetrol fue compensado con base en los resultados y proyecciones del año. El impuesto diferido activo por las pérdidas fiscales asciende a $3,548,457 compuesto por: Ecopetrol USA Inc. por $1,793,913, Refinería de Cartagena por $1,741,334, e Invercolsa $13,210.

(2) Corresponde a las provisiones contables no procedentes fiscalmente, principalmente la provisión para abandono de pozos.

(3) Cálculos actuariales por salud, pensiones de jubilación, educación, bonos pensionales y otros beneficios a empleados a largo plazo.

(4) Variación correspondiente principalmente a cambio en la TRM en las obligaciones financieras de Ecopetrol S.A.

(5) Para propósitos fiscales los recursos naturales y del medio ambiente y la propiedad planta y equipo tienen una vida útil y una metodología de cálculo de depreciación y amortización diferentes a las que se determinan bajo normas contables internacionales, dentro de este rubro se incluye el monto de impuesto por ganancias ocasionales del 10% aplicable a los terrenos, así como la aplicación de la tarifa del impuesto sobre la renta del 31% y 30% para los demás activos.

El Grupo compensa los activos y pasivos por impuestos únicamente si tiene un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos corrientes y en la medida en que se relacionen con impuestos a las ganancias requeridos por la misma jurisdicción fiscal y por la misma autoridad fiscal.

Impuesto Diferido Activo No Reconocido

El activo por impuesto diferido relacionado con las pérdidas fiscales generadas por las sociedades Andean Chemicals Ltd por $1,852, y los excesos de renta presuntiva de Hocol Petroleum Company ("HPL") por $12,077, Andean Chemicals Ltd por $4,332, y Refinería de Cartagena S.A.S por $227,680 no se reconocen, por cuanto la Gerencia ha evaluado y llegado a la conclusión de que bajo una posición conservadora no es probable que el activo por impuesto diferido relacionado con estas pérdidas fiscales y excesos de rentas presuntiva sea recuperable en el corto plazo.

Si el Grupo hubiera podido reconocer el activo por impuesto diferido no reconocido, la ganancia por el ejercicio finalizado a 30 de junio de 2021 se habría incrementado en $245,941.

Los movimientos del impuesto diferido activo y pasivo a las ganancias por los años terminados el 30 de junio del 2021 y 31 de diciembre de 2020.

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Saldo inicial	**8,595,090**	**7,848,339**
Impuesto diferido reconocido en el resultado del periodo	(592,362)	807,036
Impuesto diferido reconocido otros resultados integrales (a)	1,220,106	(60,285)
Saldo final	**9,222,834**	**8,595,090**

(a) La siguiente es la composición del impuesto a las ganancias registrado contra otros resultados integrales:

Al 30 de junio de 2021 (No auditado)	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	(511,273)	153,382	(357,891)
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	(246,953)	74,086	(172,867)
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(2,639,256)	791,777	(1,847,479)
Instrumentos financieros derivados	(143,755)	43,650	(100,105)
Ajustes por conversión	-	157,211	157,211
	(3,541,237)	**1,220,106**	**(2,321,131)**

Al 31 de diciembre de 2020	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	137,459	(41,238)	96,221
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	198,017	(66,265)	131,752
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(520,490)	156,147	(364,343)
Instrumentos financieros derivados	(20,391)	(17,546)	(37,937)
Ajustes por conversión	-	(91,383)	(91,383)
	(205,405)	**(60,285)**	**(265,690)**

Impuesto Diferido (Activo) Pasivos No Reconocidos

Al 30 de junio de 2021, no se reconocen (activos) pasivos por impuesto diferido sobre la diferencia entre las bases contables y fiscales asociadas a las inversiones en asociadas y negocios conjuntos del Grupo, que cumplen con las excepciones establecidas en la normatividad contable.

11. Otros activos

	Al 30 de junio 2021	A 30 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Corriente		
Anticipos a contratistas y proveedores	509,706	503,698
Asociados en operaciones conjuntas (1)	638,313	534,145
Gastos pagados por anticipado	244,957	369,979
Depósitos entregados en administración (2)	281,424	218,158
Partes relacionadas (Nota 28)	2,469	7,093
Otros activos	30,414	30,963
	1,707,283	**1,664,036**

No corriente		
Fondo de abandono y pensiones (3)	410,586	405,376
Depósitos entregados en administración (2)	373,494	338,067
Beneficios a empleados (4)	232,387	221,658
Anticipos, avances y depósitos	54,101	54,392
Depósitos judiciales y embargos	39,818	42,672
Otros activos	22,354	27,950
	1,132,740	**1,090,115**

(1) Corresponde al neto de los anticipos y legalizaciones generados en relación con las operaciones realizadas a través de los contratos de asociación para Exploración y Producción ("E&P"), Evaluación Técnica ("TEA"), contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH") y otro tipo de contratos afines.

(2) Incluye principalmente los recursos invertidos en encargo fiduciario con destinación a obras por Impuestos, mecanismo de pago del impuesto de renta de 2019 y 2020, constituido en cumplimiento con el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016 – Reforma tributaria.

(3) Corresponde a la participación del Grupo en fiducias constituidas para respaldar los costos de abandono de pozos y desmantelamiento de instalaciones; así como el pago de futuras pensiones de jubilación, relacionados con algunos contratos de asociación.

(4) Corresponde al beneficio de menores tasas del mercado en préstamos a empleados, otorgado por Ecopetrol.

12. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos:

12.1 Composición y movimientos

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Negocios conjuntos		
Equion Energía Limited	1,780,068	1,642,735
Offshore International Group (1)	-	613,258
Ecodiesel Colombia S.A.	48,253	51,672
	1,828,321	**2,307,665**
Menos impairment:		
Equion Energía Limited	(314,460)	(314,460)
Offshore International Group (1)	-	(609,826)
	1,513,861	**1,383,379**
Asociadas		
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	1,524,380	1,512,629
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	139,502	143,893
Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	69,748	69,518
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P.	34,761	35,614
Extrucol S.A.	26,076	26,996
Serviport S.A.	8,541	8,541
Sociedad Portuaria Olefinas	3,288	2,599
	1,806,296	**1,799,790**
Menos impairment: Serviport S.A.	(8,541)	(8,541)
	1,797,755	**1,791,249**
	3,311,616	**3,174,628**

(1) El 19 de enero de 2021, mediante la suscripción del contrato de compra venta de acciones (Share Purchase Agreement) con una de las filiales de De Jong Capital LLC., en su calidad de comprador, Ecopetrol formalizó la enajenación de la totalidad de la participación en la sociedad Offshore International Group (OIG), en la cual tenía una participación

equivalente al 50%. Esta operación generó los siguientes impactos en los resultados del periodo: utilidad por venta de los activos por $4,923 y la realización de los otros resultados integrales por $361,728 (Nota 26).

Movimiento de las inversiones en Asociadas y Negocios conjuntos:

Por el periodo finalizado al 30 de junio de 2021:

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**1,791,249**	**1,383,379**	**3,174,628**
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	90,317	24,919	115,236
Patrimonio	488	124,044	124,532
Dividendos decretados	(84,299)	(15,000)	(99,299)
Traslados	-	(3,481)	(3,481)
Saldo al 30 de junio de 2021 (No auditado)	**1,797,755**	**1,513,861**	**3,311,616**

13. Propiedades, planta y equipo

El movimiento de propiedades, planta y equipo por el periodo finalizado el 30 de junio de 2021 con sus correspondientes depreciaciones e impairment, ha sido el siguiente:

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**51,044,227**	**37,141,694**	**7,484,523**	**8,412,469**	**4,112,826**	**2,692,461**	**110,888,200**
Adquisiciones/capitalizaciones	753,624	429,434	902,157	66,392	1,649	104,585	2,257,841
Disminución costos de abandono (Nota 20)	-	(22,521)	-	-	-	-	(22,521)
Intereses financieros capitalizados (1)	31,761	14,117	13,558	2,014	88	5,442	66,980
Diferencia en cambio capitalizada	954	424	407	61	3	164	2,013
Bajas por retiro o venta	(130,961)	(12,809)	(33)	(8,821)	(246)	(24,679)	(177,549)
Ajuste por conversión	2,845,318	1,015,583	79,730	124,090	148,475	64,380	4,277,576
Reclasificaciones /traslados	(229,938)	43,931	(3,940)	14,203	-	(46,975)	(222,719)
Saldo al 30 de junio de 2021 (No auditado)	**54,314,985**	**38,609,853**	**8,476,402**	**8,610,408**	**4,262,795**	**2,795,378**	**117,069,821**
Depreciación acumulada y pérdidas por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**(21,182,611)**	**(17,558,024)**	**(1,023,456)**	**(3,628,724)**	**(78,549)**	**(908,499)**	**(44,379,863)**
Depreciación del periodo	(1,159,638)	(748,567)	-	(183,338)	-	(53,827)	(2,145,370)
Recuperaciones por impairment (Nota 16)	3,432	-	-	18	-	-	3,450
Bajas por retiro o venta	124,202	3,577	-	5,451	-	22,981	156,211
Ajuste por conversión	(975,677)	(432,119)	(932)	(40,976)	(3,130)	(32,463)	(1,485,297)
Reclasificaciones /traslados	170,367	(17,697)	20,127	(7,554)	-	(4,102)	161,141
Saldo al 30 de junio de 2021 (No auditado)	**(23,019,925)**	**(18,752,830)**	**(1,004,261)**	**(3,855,123)**	**(81,679)**	**(975,910)**	**(47,689,728)**
Saldo al 31 de diciembre de 2020	29,861,616	19,583,670	6,461,067	4,783,745	4,034,277	1,783,962	66,508,337
Saldo al 30 de junio de 2021 (No auditado)	**31,295,060**	**19,857,023**	**7,472,141**	**4,755,285**	**4,181,116**	**1,819,468**	**69,380,093**

(1) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderada de los costos por préstamos. Ver Nota 17 – Préstamos y financiaciones.

El Grupo Empresarial Ecopetrol realiza un test de impairment en diciembre de cada año o cuando las circunstancias indican que el valor en libros de sus activos pueda estar por encima de su valor recuperable. Los supuestos clave para determinar el valor recuperable de sus unidades generadoras de efectivo fueron revelados en los estados financieros anuales por el año finalizado el 31 de diciembre de 2020.

14. Recursos naturales y del medio ambiente

El movimiento de recursos naturales y del medio ambiente por el periodo finalizado el 30 de junio de 2021, con sus correspondientes agotamientos, calculados con base en unidades de producción, e impairment ha sido el siguiente:

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**65,367,278**	**7,231,850**	**8,867,894**	**81,467,022**
Adquisiciones/capitalizaciones (1)	1,320,790	268,342	1,277,658	2,866,790
Actualización costos de abandono (Nota 20)	-	(36,272)	-	(36,272)
Bajas por retiro o venta	(2,910)	-	(4,924)	(7,834)
Bajas de activos exploratorios y pozos secos (2)	-	-	(170,204)	(170,204)
Intereses financieros capitalizados	41,235	-	14,436	55,671
Diferencia en cambio capitalizada	1,239	-	434	1,673
Ajuste por conversión	1,104,483	54,156	580,513	1,739,152
Reclasificaciones /traslados	209,981	1,310	11,865	223,156
Saldo al 30 de junio de 2021 (No auditado)	**68,042,096**	**7,519,386**	**10,577,672**	**86,139,154**
Amortización acumulada y pérdidas por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**(46,106,147)**	**(2,981,449)**	**(445,268)**	**(49,532,864)**
Amortización del periodo	(1,675,973)	(735,839)	-	(2,411,812)
Bajas por retiro o venta	325	-	-	325
Ajuste por conversión	(788,135)	(23,432)	-	(811,567)
Reclasificaciones /traslados	(256,321)	(1)	109,055	(147,267)
Saldo al 30 de junio de 2021 (No auditado)	**(48,826,251)**	**(3,740,721)**	**(336,213)**	**(52,903,185)**
Saldo al 31 de diciembre de 2020	19,261,131	4,250,401	8,422,626	31,934,158
Saldo al 30 de junio de 2021 (No auditado)	**19,215,845**	**3,778,665**	**10,241,459**	**33,235,969**

(1) Incluye principalmente: a) Ecopetrol Permian $1,108,482 por inversiones efectuadas en la perforación de los pozos y construcción de facilidades ejecutadas en RODEO, b) Ecopetrol $1,478,731 principalmente los campos Cantagallo, Casabe, Castilla, Chichimene y Rubiales y c) Hocol $188,752 principalmente en Mamey 3, Pintado, Pozo Toldado, SN-8, Rc7 Pozo Basari y Ocelote.

(2) Incluye principalmente el pozo Moyote por parte de Ecopetrol México por $97,412, Ecopetrol S.A principalmente los pozos Aguas Blancas, Alqamari-1 y Nafta-1 por $29,650, Hocol pozo Chacha 2 por $10,864 y por parte de Ecopetrol América el pozo Silverback #1 por $4,275 . Adicionalmente por Hocol incluye gastos exploratorios y proyecto capitalizables por $28,335

El Grupo Empresarial Ecopetrol realiza un test de impairment en diciembre de cada año o cuando las circunstancias indican que el valor en libros de sus activos pueda estar por encima de su valor recuperable. Los supuestos clave para determinar el valor recuperable de sus unidades generadoras de efectivo fueron revelados en los estados financieros anuales por el año finalizado el 31 de diciembre de 2020.

15. Activos por derecho de uso

	Activos por derecho de uso				
	Terrenos y edificaciones	Maquinaria y Equipo	Vehículos	Activos por derecho de uso	Pasivos por arrendamiento
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**93,472**	**133,939**	**150,475**	**377,886**	**1,055,200**
Adiciones	9,347	1,135	782	**11,264**	**11,264**
Amortización del periodo	(15,535)	(30,305)	(42,278)	**(88,118)**	**-**
Remediciones	2,234	34,978	5,400	**42,612**	**43,851**
Bajas	(208)	-	-	**(208)**	**(5,085)**
Costo financiero	-	-	-	**-**	**27,621**
Pagos de capital e intereses	-	-	-	**-**	**(150,191)**
Diferencia en cambio	5,778	1,933	1,492	**9,203**	**35,085**
Saldo al 30 de junio de 2021 (No auditado)	**95,088**	**141,680**	**115,871**	**352,639**	**1,017,745**

16. Impairment de activos de largo plazo

De acuerdo con el comportamiento de los supuestos claves de mercado al 30 de junio de 2021 no se identificaron factores o circunstancias que indiquen que el valor en libros de sus activos pueda estar por encima de su valor recuperable. Por el lado de la oferta, se ha presentado una recuperación dado que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) ha representado un factor preponderante para mantener balanceado el mercado. Por otro lado, los mejores márgenes de refinación y las campañas de vacunación que han avanzado en varios países del mundo, incrementan las expectativas de una recuperación sostenida.

Por su parte, al corte del 31 de marzo de 2020, Ecopetrol realizó un análisis cuantitativo de impairment considerando la situación de pandemia iniciada en 2020 y su efecto sobre las variables de mercado, ajustando los supuestos utilizados en la evaluación al 31 de diciembre de 2019 de la siguiente manera:

- Precio de petróleo – Brent: Se ajustó el precio para el primer año (2020) Pasando de US$55.61/Bl a US$40.00/Bl, la curva de mediano y largo plazo se mantuvo como fue utilizada para el cierre de 2019. Se ajustaron los diferenciales de calidad a este nuevo precio.

- Tasas de descuento: Se actualizaron con las variables macroeconómicas con posterioridad al inicio de la guerra de precios; de esta forma, para exploración y producción se utilizó 5.47% y para las inversiones en compañías 7.21%. La volatilidad de las variables de mercado utilizadas para el cálculo del costo promedio ponderado de capital podría generar variaciones relevantes en las tasas de descuento.

Balance de reservas de crudo y gas: Los insumos y demás supuestos utilizados para la determinación del balance de reservas se mantuvieron constantes a los del cierre del 2019

El principal movimiento en 2021 se presenta por la recuperación de materiales por $3,446 en Refinería de Cartagena S.A.S. y Cenit.

17. Préstamos y financiaciones

17.1 Composición de los préstamos y financiaciones

	Tasa de interés* 2021	Tasa de interés* 2020	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
			(No auditado)	
Moneda nacional				
Bonos	8.4%	6.4%	1,085,068	1,084,461
Créditos sindicados	5.9%	5.6%	706,173	811,079
Pasivos por arrendamiento (1)	6.3%	6.6%	795,630	836,489
Créditos comerciales y otros	3.8%	6.3%	351,926	312,408
			2,938,797	**3,044,437**
Moneda extranjera				
Bonos (2)	6.0%	6.0%	37,083,467	33,944,548
Créditos comerciales	3.5%	3.6%	8,422,931	8,247,012
Préstamos partes relacionadas (Nota 28)			1,393,160	1,277,046
Pasivos por arrendamiento (1)	6.1%	6.1%	222,115	218,711
			47,121,673	**43,687,317**
			50,060,470	**46,731,754**
Corriente			5,323,448	4,923,346
No corriente			44,737,022	41,808,408
			50,060,470	**46,731,754**

*Tasa de interés efectiva promedio ponderado al cierre de cada periodo.

(1) Corresponde al valor presente de los pagos a ser realizados durante el plazo de los contratos de arrendamiento operativo de oleoductos, tanques, bienes inmuebles y vehículos, reconocidos como resultado de la implementación de la NIIF 16 – Arrendamientos. Ver Nota 15.
(2) El movimiento corresponde principalmente al incremento de la TRM.

17.2 Valor razonable

El valor razonable de las obligaciones financieras es de $53,406,293 y $52,721,790 al 30 de junio de 2021 y al 31 de diciembre de 2020, respectivamente.

Para la medición a valor razonable, los bonos y títulos en moneda local fueron valorados utilizando los precios de referencia de Precia, mientras que para los bonos denominados en dólares se tomó como fuente Bloomberg, Respecto a las demás obligaciones financieras para las que no existe un referente de mercado se utilizó una técnica de descuento a valor presente. Las tasas de descuento incorporan el riesgo de mercado mediante algún referente (Libor, DTF) y el riesgo de crédito del Grupo (spread).

17.3 Perfil de vencimientos

Los siguientes son los perfiles de vencimientos de los préstamos y financiaciones al 30 de junio de 2021:

	Hasta 1 año	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	83,953	393,012	362,357	245,746	1,085,068
Créditos sindicados	239,018	467,155	-	-	706,173
Pasivos por arrendamiento	164,448	380,922	224,051	26,209	795,630
Créditos comerciales y otros	100,226	251,700	-	-	351,926
	587,645	**1,492,789**	**586,408**	**271,955**	**2,938,797**
Moneda extranjera					
Bonos	2,080,731	20,340,676	8,942,639	5,719,421	37,083,467
Créditos sindicados	1,159,535	4,410,301	357,242	-	5,927,078
Créditos comerciales	35,856	2,459,997	-	-	2,495,853
Pasivos por arrendamiento	66,521	155,594	-	-	222,115
Préstamos partes relacionadas (Nota 28)	1,393,160	-	-	-	1,393,160
Saldo al 30 de junio de 2021 (No auditado)	**4,735,803**	**27,366,568**	**9,299,881**	**5,719,421**	**47,121,673**
	5,323,448	**28,859,357**	**9,886,289**	**5,991,376**	**50,060,470**

17.4 Deuda designada como instrumento de cobertura

Al 30 de junio de 2021, Ecopetrol tiene designados USD$9,615 millones de la deuda en moneda extranjera como instrumento de cobertura; de los cuales, USD$8,315 millones corresponden a la cobertura de inversiones en compañías con moneda funcional dólar y USD$1,300 millones a la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo. Ver Nota 27 – Gestión de riesgos.

18. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Corriente		
Proveedores	7,207,899	6,491,909
Anticipos asociados	967,790	497,898
Retención en la fuente	483,709	462,429
Dividendos por pagar (1)	356,344	223,571
Seguros y reaseguros	157,258	240,803
Depósitos recibidos de terceros	67,819	84,436
Partes relacionadas (Nota 28)	56,868	72,316
Operaciones de cobertura (2)	47,203	6,405
Acuerdos en contratos de transporte (3)	29,802	37,941
Acreedores varios	385,401	331,333
	9,760,093	**8,449,041**
No corriente		
Depósitos recibidos de terceros	527	1,109
Acreedores varios	15,809	19,955
	16,336	**21,064**

(1) Corresponde a dividendos decretados a terceros por Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. $73,587, Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S $212,724, Oleoducto Central S.A. $34,502, Inversiones de Gases de Colombia S.A. $31,815 y Ecopetrol S.A. $3,716

(2) Corresponde al saldo por pagar por la liquidación de contratos swaps adquiridos para cubrir el riesgo de precio de crudo exportación.

(3) Corresponde al valor de la deuda por acuerdos pactados en los contratos de transporte por oleoductos y poliductos, calculados en la compensación volumétrica por calidad y otros acuerdos de manejo de inventarios.

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar es muy cercano a su valor razonable debido a su naturaleza de corto plazo.

19. Provisiones por beneficios a empleados

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Beneficios post-empleo		
Salud	7,285,586	7,193,527
Pensión	3,372,901	2,819,985
Educación	475,615	485,792
Bonos	386,713	342,669
Otros planes	104,891	104,428
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario (1)	686,534	713,407
	12,312,240	**11,659,808**
Prestaciones sociales y salarios	537,777	674,080
Otros beneficios a largo plazo	86,516	89,779
	12,936,533	**12,423,667**
Corriente	1,926,005	2,022,137
No corriente	11,010,528	10,401,530
	12,936,533	**12,423,667**

(1) Incluye la obligación por el nuevo plan de retiro voluntario, sobre el cual Ecopetrol realizó los ofrecimientos a una parte de sus trabajadores durante 2020, al cual se han acogido 12 trabajadores en 2021 y 421 trabajadores en 2020. Este plan fue aprobado a finales de 2019 por la Junta Directiva de la Compañía e incluye la desvinculación de los empleados a partir de enero de 2020 y hasta diciembre de 2023, mediante 4 modalidades: Cumplimiento del ciclo laboral (pensión), Plan de Retiro A (Renta), Plan de Retiro B (Bonificación) e Indemnización mejorada.

La siguiente tabla muestra el movimiento en los resultados y otros resultados integrales de los beneficios post-empleo:

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio de 2021	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio de 2020	Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2021	Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2020
	(No auditados)		(No auditados)	
Resultado del periodo				
Intereses, neto	157,609	155,664	319,540	306,050
Costo del servicio actual	8,859	29,526	38,368	59,052
	166,468	**185,190**	**357,908**	**365,102**
Otros resultados integrales				
Pensión y bonos	(3,486)	486,812	(511,273)	(64,897)
Otros	-	(88)	-	(63)
	(3,486)	**486,724**	**(511,273)**	**(64,960)**
Impuesto diferido	1,046	(146,017)	153,382	19,488
	(2,440)	**340,707**	**(357,891)**	**(45,472)**

19.1 Activos del plan

Los activos del plan están representados por los recursos entregados a Patrimonios Autónomos Pensionales para el pago del pasivo pensional de las obligaciones por mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación está a cargo de Ecopetrol. La destinación de los recursos de los patrimonios autónomos, así como sus rendimientos, no puede cambiarse de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones. El saldo de los activos del plan es de $12,564,206 y $13,172,965 al 30 de junio de 2021 y al 31 de diciembre de 2020, respectivamente. El 37.6% (2020 - 23.3%) son nivel 1 de valor razonable y el 62.4% (2020 – 76.7%) están bajo categoría nivel 2.

20. Provisiones y contingencias

	Costos de abandono y desmantelamiento	Litigios	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**11,239,325**	**118,139**	**1,070,266**	**12,427,730**
Actualización costos de abandono (Notas 13,14)	(58,793)	-	-	(58,793)
Adiciones (recuperaciones)	(5,663)	206,515	93,215	294,067
Utilizaciones	(177,617)	(1,136)	(38,796)	(217,549)
Costo financiero	143,593	-	-	143,593
Ajuste por conversión	92,485	308	22,146	114,939
Traslados	(2,200)	-	(47,545)	(49,745)
Saldo al 30 de junio de 2021 (No auditado)	**11,231,130**	**323,826**	**1,099,286**	**12,654,242**
Corriente	761,633	30,762	226,681	1,019,076
No corriente	10,469,497	293,064	872,605	11,635,166
	11,231,130	**323,826**	**1,099,286**	**12,654,242**

20.1 Costos de abandono y desmantelamiento

El pasivo estimado por costos de abandono y desmantelamiento corresponde a la obligación futura que tiene el Grupo de restaurar las condiciones ambientales similares a las existentes antes del inicio de proyectos o actividades, de acuerdo con lo descrito en la política contable 4.13 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2020. Por tratarse de obligaciones a largo plazo, este pasivo se estima proyectando los pagos futuros esperados y descontando a valor presente con una tasa referenciada a las obligaciones financieras del Grupo, teniendo en cuenta la temporalidad y riesgos de esta obligación.

20.2 Litigios

Durante el 2021, se han notificado fallos de segunda instancia desfavorables a los intereses de Ecopetrol S.A., relacionados con las contribuciones de obra pública, lo que conllevó a reconocer una provisión por $199,712 para los que tienen sentencia unificada y que podrían ser objeto de cobro por parte de la autoridad tributaria.

No obstante la provisión reconocida, Ecopetrol continúa presentando los recursos pertinentes en contra de las sentencias mencionadas (acciones de tutela), con el objetivo de agotar todos los recursos que sean procedentes frente a las mismas y lograr modificar, total o parcialmente, los fallos emitidos en contra.

20.3 Contingencias ambientales y otros

Corresponde principalmente a obligaciones de compensación ambiental e inversión forzosa del 1% por el uso, aprovechamiento o afectación de los recursos naturales impuestas por las autoridades ambientales nacionales,

regionales y locales, La obligación de la inversión forzosa de no menos 1% aplica para todo proyecto que requiera licencia ambiental y que involucre en cualquiera de sus etapas de ejecución por el uso del agua tomada directamente de fuentes naturales superficiales o subterráneas, bien sea para consumo humano, recreación, riego o cualquier otra actividad, de acuerdo con lo establecido en la Ley 99 de 1993, artículo 43, el Decreto 1900 de 2006, los Decretos 2099 de 2017 y 075 y 1120 de 2018 y artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 con relación a los proyectos que Ecopetrol desarrolla en las regiones.

El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, expidió en diciembre de 2016 y en enero de 2017 los Decretos 2099 y 075, mediante los cuales modifica el Decreto Único Reglamentario del sector ambiente y desarrollo sostenible, Decreto 1076 de 2015, en lo relacionado con la inversión forzosa de no menos del 1%. Los citados decretos incluyeron modificaciones y lineamientos frente al ámbito geográfico para la ejecución de las actividades para el cumplimiento de la obligación, líneas de inversión y el cálculo de la base de liquidación de las obligaciones. Igualmente, se definió el 30 de junio de 2017 como fecha máxima para modificar los Planes de Inversión que se encuentran en ejecución.

En el año 2019 se expidió la Ley 1955/2019, que en su Artículo 321 definió los ítems para realizar la liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1% y estableció a todos aquellos titulares de una licencia ambiental que tengan inversiones pendientes a la fecha de promulgación dicha Ley, realizar en el plazo definido la actualización del valor de la base de liquidación de la inversión del 1%, ya sea mediante acogimiento al porcentaje de incremento según el año de inicio de actividades autorizadas en la licencia ambiental, o mediante la fórmula definida en el parágrafo primero del citado artículo. Por lo anterior, Ecopetrol realizó la re-certificación de la base de liquidación y el acogimiento al porcentaje de actualización de los valores de inversión del 1% en más de 90 de licencias ambientales, generando una menor provisión de esta obligación. En el 2020 y 2021, la ANLA se ha venido pronunciando a través de resoluciones en más del 90% de las solicitudes remitidas con relación al artículo 321 de la Ley 1955. Ecopetrol ha interpuesto recurso de reposición ante la ANLA en la mayoría de los casos, y estos han sido respondidos paulatinamente en el 2021. Ecopetrol se encuentra gestionando los contratos para la ejecución de estas obligaciones.

20.4 Contingencias

Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

Durante julio de 2018, Frontera Energy Colombia Corp. (Frontera), Canacol Energy Colombia S.A.S. (Canacol) y Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. (Vetra y, junto con Frontera y Canacol, en adelante los Remitentes) enviaron cartas al Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (Bicentenario) alegando que existían derechos de terminación anticipada de los Contratos de Transporte Ship-or-Pay suscritos por cada uno de ellos y Bicentenario en 2012 (los "Contratos de Transporte"). Bicentenario ha rechazado los términos de las cartas, señalando que no hay opción de terminación anticipada y reiterando a los Remitentes que los Contratos de Transporte están vigentes y por lo tanto deben cumplir con sus obligaciones de manera oportuna.

Bajo el convencimiento de que los Contratos de Transporte continúan vigentes y que los Remitentes antes mencionados continuaron y continúan incumpliendo sus obligaciones bajo los mismos, la Compañía constituyó en mora a los Remitentes por el no pago de las cuentas de cobro por concepto del servicio de transporte y ejecutó las cartas de crédito stand-by previstas como garantías en los Contratos de Transporte.

El 19 de octubre de 2018, Bicentenario notificó a Frontera la existencia de una "Disputa" conforme a la Cláusula 20 del Contrato de Transporte y pasó a la etapa de solución de controversias según lo dispuesto en dicha cláusula. Estas discusiones terminaron sin acuerdo el 19 de diciembre de 2018. El 28 de enero de 2019, Bicentenario interpuso una demanda arbitral contra Frontera de acuerdo con la cláusula de arbitraje del Contrato de Transporte para reclamar cualquier compensación, indemnización u otra restitución derivada de la supuesta terminación anticipada. Asimismo, el 1 de noviembre de 2018, Bicentenario notificó a Vetra y Canacol de la existencia de una "Disputa" de conformidad con la Cláusula 20 y pasó a la etapa de solución de controversias según lo dispuesto en cada una de las cláusulas respectivas. Dichas discusiones terminaron sin acuerdo en marzo de 2019.

Durante 2021 se terminaron los procesos arbitrales entre Bicentenario, Vetra y Canacol. Para detalle sobre los acuerdos con los remitentes, ver sección "Acuerdos de conciliación" más adelante.

Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. ("Cenit")

En 2018 la Compañía interpuso demanda arbitral en contra del Grupo Frontera por: - La indebida terminación de los contratos de transporte por el Oleoducto Caño Limón Coveñas. Cenit considera que al 30 de junio de 2021 los valores adeudados por este concepto son de $334,583.

La disputa de tarifas antes mencionada fue el origen de la controversia manifestada por el Grupo Frontera contra la aplicación de las tarifas definidas por el Ministerio de Minas y Energía para el período 2015-2019. El diferencial tarifario asciende a $110,254 que fue depositado por Frontera en un fideicomiso, mientras que el saldo de la deuda según los registros contables de Cenit a la misma fecha es de $99,734, evidenciando así que los montos por cobrar están fondeados.

Frontera no ha pagado el componente de la tarifa relacionada con el fondo de abandono al que Cenit considera tener derecho en virtud de la aplicación de las resoluciones 31480 y 31661 emitidas por el Ministerio de Minas y Energía. Frontera Energy Group adeuda $9,663 con relación a este asunto.

Acuerdos de Conciliación:

1. Acuerdo de conciliación Bicentenario, Cenit y Frontera:

El 17 de noviembre de 2020, Cenit, Bicentenario y Frontera llegaron a un acuerdo, para la presentación conjunta de una petición de solución vinculante que, una vez cumplida y aprobada por el tribunal competente, resolverá todas las controversias pendientes entre ellos, relacionadas con el Oleoducto Caño Limón - Coveñas, y dará por terminados todos los procedimientos de arbitraje pendientes relacionados con dichas disputas. Esta transacción elimina cualquier incertidumbre relacionada con los posibles resultados de las disputas, protegiendo así los intereses de todas las partes y los de sus grupos de interés y creando nuevas oportunidades comerciales para las partes involucradas. El acuerdo de conciliación incluye una liberación mutua total y final al cierre de todos los montos presentes y futuros reclamados por todas las partes con respecto a los contratos de transporte terminados para los oleoductos Bicentenario y Caño Limón - Coveñas.

Frontera también celebrará nuevos contratos de transporte con Cenit y Bicentenario. Frontera cederá a Cenit su participación del 43,03% en Bicentenario. Se proyecta que el nuevo compromiso de envío o pago será de aproximadamente 3.900 bbls/día, basado en el precio actual del petróleo, por un período de cinco años sujeto a ajustes, a una tarifa actual de $11.5/bbl. Frontera no tendrá que realizar pagos por el petróleo que pueda tener que enviar a través de oleoductos alternativos. Estos contratos permitirán a Cenit y Bicentenario obtener el pago de ciertos montos incluidos en la liquidación, durante la vigencia de los contratos. El acuerdo está condicionado a ciertas aprobaciones, incluida la aprobación del acuerdo de conciliación bajo la ley colombiana, que requiere una opinión de la Procuraduría General de la Nación emitida el 24 de marzo de 2021 y la aprobación de la Tribunal Administrativo de Cundinamarca. A la fecha de este informe se encuentra pendiente la aprobación final por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Mientras el Tribunal emite su decisión los procesos arbitrales se encuentran suspendidos hasta el 30 de septiembre de 2021.

2. Acuerdo de conciliación Bicentenario, Cenit y Canacol:

El 30 de octubre de 2020 Cenit y Canacol llegaron a un acuerdo de conciliación para resolver todas sus disputas antes mencionadas. El acuerdo incluye una liberación mutua total y final al cierre de todos los montos presentes y futuros reclamados por todas las partes con respecto a los contratos de transporte terminados para los gasoductos Caño Limón - Coveñas. El 18 de noviembre de 2020 el tribunal de arbitramento competente aprobó el acuerdo de

conciliación celebrado entre Cenit y Canacol, según el cual Canacol se vio obligada a transferir todas sus acciones en circulación en Bicentenario a Cenit. Además, como parte del acuerdo, Canacol celebró nuevos contratos de transporte con Cenit. Estos contratos permitirán a Cenit obtener el pago de ciertos montos incluidos en la liquidación, durante la vigencia de los contratos. Por otro lado, el 8 de marzo de 2021 Bicentenario y Canacol llegaron a un acuerdo para resolver todas sus disputas antes mencionadas. El acuerdo estableció una fórmula que busca terminar con todas las disputas contractuales entre las partes y resolver todas las obligaciones pendientes entre las compañías. El Tribunal Arbitral emitió la aprobación de la conciliación entre Bicentenario y Canacol, razón por la cual los procesos arbitrales asociados a estas disputas se terminaron.

3. Acuerdo de conciliación Bicentenario, Cenit y Vetra:

El 23 de noviembre de 2020, Cenit y Vetra llegaron a un acuerdo de conciliación para resolver todas sus disputas antes mencionadas. El acuerdo incluye una liberación mutua total y final al cierre de todos los montos presentes y futuros reclamados por todas las partes con respecto a los contratos de transporte terminados para los ductos Caño Limón - Coveñas. El 18 de febrero de 2021 el tribunal de arbitramento competente aprobó el acuerdo de conciliación celebrado entre Cenit y Vetra, según el cual Vetra está obligada a transferir todas sus acciones en circulación en Bicentenario a Cenit y a realizar un pago en efectivo por el saldo restante de los montos incluidos en la liquidación.

Por otro lado, el 13 de enero de 2021 Bicentenario y Vetra llegaron a un acuerdo para resolver todas sus disputas antes mencionadas. El acuerdo estableció una fórmula que busca terminar con todas las obligaciones contractuales entre las partes y liquidar todas las obligaciones pendientes entre las compañías. El Tribunal Arbitral emitió la aprobación de la conciliación entre Bicentenario y Vetra, razón por la cual los procesos arbitrales asociados a estas disputas se terminaron.

Refinería de Cartagena S.A.S.

1. Tribunal de arbitramento

El 8 de marzo de 2016, Reficar presentó una solicitud de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional en contra de las sociedades Chicago Bridge & Iron Company N.V., CB&I (UK) Limited y CBI Colombiana S.A. (colectivamente, "CB&I"), relacionada con los incumplimientos de los contratos de ingeniería, procura y construcción celebrados por Reficar y CB&I para la ampliación y modernización de la Refinería de Cartagena, ubicada en Cartagena, Colombia. En su solicitud de Arbitraje, Reficar reclama no menos de USD $2 mil millones a CB&I.

El 25 de mayo de 2016, CB&I presentó su respuesta a la Solicitud de Arbitraje y la versión preliminar de su contrademanda contra Reficar, la cual ascienda a un valor aproximado de USD $213 millones. El 27 junio de 2016, Reficar contestó la contrademanda de CB&I, oponiéndose a todas las pretensiones de CB&I.

El 28 de abril de 2017, Reficar presentó su demanda no detallada y, en la misma fecha, CB&I presentó su contrademanda no detallada, reclamando una suma de aproximadamente USD $116 millones y COP$387,558 millones, incluyendo USD $ 70 millones de una carta de crédito de cumplimiento. Posteriormente, el 16 de marzo de 2018, CB&I presentó su contrademanda detallada, actualizando el valor reclamado a las sumas de USD $129 millones y COP$432,303 millones, incluyendo intereses. En esta misma fecha, Reficar presentó su demanda detallada, en la cual reclama, entre otras pretensiones, la suma aproximada de USD $ 139 millones por concepto de facturas pagadas provisionalmente en el marco de los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC.

El 28 de junio de 2019, Chicago Bridge and Iron Company (CB&I) presentó respuesta a la defensa no detallada de Reficar por la demanda de reconvención, actualizando el valor de su reclamación aproximadamente USD $137 millones y COP$503,241 millones, incluyendo intereses. Asimismo, CB&I presentó su defensa detallada a la demanda de Reficar.

Reficar presentó defensa detallada a la contrademanda de CB&I y su respuesta al memorial de defensa no detallado de CB&I, actualizando su reclamación por concepto de facturas pagadas provisionalmente en el marco de los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC a aproximadamente USD$ 137 millones.

En posible relación con esta materia, a 31 de diciembre de 2020 existe un saldo de USD $122 millones aproximadamente, en facturas pagadas por Reficar a CB&I, bajo los Acuerdos PIP y MOA del contrato EPC, cuyos soportes suministrados hasta la fecha por CB&I no cuentan con la aceptación de AMEC Foster Wheeler – PCIB.

En enero de 2020, McDermott International Inc., matriz de CB&I se declaró en insolvencia y anunció que iniciará una reorganización a instancias del Capítulo 11 de la legislación de Estados Unidos. Ante esta situación, Refinería de Cartagena ha adelantado acciones para proteger sus intereses y cuenta con un grupo de expertos con quienes continuará evaluando otras medidas que pueda adoptar ante esta nueva circunstancia.

Como consecuencia del inicio del proceso de reorganización, el arbitraje estuvo suspendido hasta el 1 de julio de 2020, como se describe a continuación.

El 21 de enero de 2020, Comet II B.V., sucesora en interés de Chicago Bridge & Iron Company N.V., comenzó un proceso de insolvencia bajo el Capítulo 11 de la legislación de los Estados Unidos ante la Corte del Distrito Sur de Texas (Corte). Ante el inicio del proceso de insolvencia de Comet II B.V. se hizo efectiva una suspensión automática del inicio o continuación de cualquier acción, proceso o ejecución de sentencia o laudo, en contra de Comet II B.V., lo que suspendió el arbitraje. El 23 de enero de 2020, Comet II B.V., obtuvo una orden de la Corte en la que le permitió a su discreción modificar la suspensión automática de los procesos. El 14 de marzo de 2020, la Corte emitió una orden confirmando el plan de reorganización, en el cual se estableció que la suspensión del arbitraje terminaría en la fecha efectiva del plan de reorganización o el 30 de agosto de 2020, lo que ocurra primero. El 30 de junio de 2020, McDermott International Inc. notificó la ocurrencia de la fecha efectiva del plan de reorganización, por lo cual la suspensión del arbitraje se levantó el 1 de julio de 2020.

El 6 de mayo de 2020, la Superintendencia de Sociedades ordenó la liquidación judicial de CBI Colombiana S.A., uno de los demandados en el arbitraje CB&I. El 22 de octubre de 2020, Reficar solicitó su reconocimiento como acreedora de CBI Colombiana S.A., hasta por el monto máximo de sus pretensiones en el arbitraje. El 15 de enero de 2021, el liquidador de CBI Colombiana S.A. aceptó la solicitud de Reficar.

El 22 de septiembre de 2020, el tribunal programó el inicio de las audiencias para mayo de 2021. Hasta el momento en que se profiera el Laudo, el resultado del arbitraje es incierto.

2. Investigaciones de entidades de control

Fiscalía General De La Nación (FGN):

A la fecha se adelantan 3 procesos penales derivados de los hechos relacionados con el proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena (el "Proyecto").

Proceso 1 – No. 110016000101201600023 - MOA - PIP y EPC

Este proceso se adelanta en contra de algunos ex miembros de Junta Directiva de Refinería de Cartagena, ex trabajadores de Refinería de Cartagena, trabajadores de Chicago Bridge and Iron Company (CB&I) y el Revisor Fiscal de Refinería de Cartagena entre 2013 y 2015; por los delitos de interés indebido en la celebración de contratos, peculado por apropiación en favor de terceros, enriquecimiento ilícito de particulares en favor de terceros y falsedad ideológica en documento público.

El 31 de mayo de 2018 se instaló la audiencia de formulación de acusación; sin embargo, en esta fecha se impugnó

la competencia del juez del caso. Por tal razón, solo fue posible iniciar la misma el 29 de noviembre de 2018.

El 22 de agosto de 2019 finalizó la audiencia de acusación y se reconoció oficialmente como víctimas a Refinería de Cartagena y Ecopetrol S.A.

El 25 de noviembre de 2019, se instaló la audiencia preparatoria de juicio.

El 4 de noviembre de 2020 se convocó a audiencia en la cual el juez del caso manifestó su impedimento que fue resuelto por el Tribunal Superior de Bogotá, mediante auto de 16 de febrero de 2021, declarándolo infundado y manteniendo la competencia en el mismo juzgado.

En la actualidad la audiencia preparatoria de juicio se está desarrollando.

Proceso 2 - No. 110016000101201800132 Línea de Negocio

Este proceso se adelanta por los delitos de administración desleal agravada y obtención de documento público falso, en contra de ex miembros de Junta Directiva de Refinería de Cartagena y un ex presidente de esta sociedad.

El 5 de agosto de 2019 se instaló y finalizó la audiencia de formulación de acusación y se reconoció oficialmente como víctimas a Refinería de Cartagena y Ecopetrol S.A.

El 18 de noviembre de 2019 se instaló la audiencia preparatoria de juicio y en la actualidad la misma se está desarrollando.

Proceso 3 – No. 110016000101201800134 – Celebración Contrato PMC - Foster Wheeler

Este proceso se adelanta por el delito de celebración de contrato sin requisitos legales, en contra de dos ex trabajadores de Refinería de Cartagena, que actuaron en calidad de ex presidente en propiedad y ex presidente encargado, para el periodo por el cual se realiza la acusación.

El 27 de enero de 2020 se instaló y finalizó la audiencia de formulación de acusación y se reconoció oficialmente como víctimas a Refinería de Cartagena y Ecopetrol S.A.

El 11 marzo de 2020 se instaló la audiencia preparatoria del juicio y en la actualidad la misma se está desarrollando.

Contraloría General De La República (CGR)

Auditoría Financiera para la vigencia 2019

La CGR adelantó una auditoría financiera a Refinería de Cartagena entre el 28 de enero de 2020 y el 20 de mayo de 2020.

En el Informe Final de Auditoría se establecen 3 hallazgos de carácter administrativo, y se indica (i) que la ejecución presupuestal es razonable, puesto que el presupuesto fue preparado y ejecutado de conformidad con la normatividad aplicable, (ii) que el control interno financiero fue eficiente, pues el mismo es adecuado y los controles efectivos frente a los riesgos que le son inherentes a los diferentes procesos, procedimientos y actividades ejecutadas durante la vigencia 2019, (iii) que la opinión contable es negativa, pues la CGR consideró que los Estados Financieros "no presentan razonablemente en todos los aspectos importantes, la situación financiera a 31 de diciembre de 2019". Considerando lo anterior, la CGR no feneció la cuenta fiscal para la vigencia 2019.

Auditoría Financiera para la vigencia 2020

La CGR adelantó una auditoría financiera a Refinería de Cartagena entre el 1 de febrero y el 27 de mayo de 2021.

En el informe Final de Auditoría se establecen 3 hallazgos de carácter administrativo, y se indica: (i) que la ejecución presupuestal es razonable, puesto que el presupuesto fue planeado, programado y ejecutado de conformidad con la normatividad aplicable, (ii) que el control interno financiero fue eficiente, porque el mismo es adecuado y los controles efectivos frente a los riesgos que le son inherentes a los diferentes procesos, procedimientos y actividades ejecutadas durante la vigencia 2020, (iii) que la opinión contable es negativa, pues la CGR consideró que los EEFF "no presentan razonablemente en todos los aspectos importantes, la situación financiera a 31 de diciembre de 2020". Considerando lo anterior, la CGR no feneció la cuenta fiscal para la vigencia 2020.

Procesos de Responsabilidad Fiscal

Mediante Auto No. 773 del 5 de junio de 2018, la CGR dictó auto de archivo e imputación de responsabilidad fiscal dentro del proceso No. PRF-2017-00309_UCC-PRF-005-2017 e imputó responsabilidad a:

i. Nueve (9) ex miembros de la Junta Directiva de Refinería de Cartagena,
ii. Cinco (5) ex trabajadores de Refinería de Cartagena,
iii. Un (1) ex trabajador de Ecopetrol S.A.,
iv. Cinco (5) compañías contratistas que prestaron sus servicios durante la ejecución del Proyecto y,
v. Cuatro (4) compañías aseguradoras y dos (2) reaseguradoras, en calidad de tercero civilmente responsable.

Adicionalmente, en el mencionado auto se ordenó conformar un proceso independiente con relación al hecho generador de la entrada tardía en operación de la refinería, que da lugar a un lucro cesante; es decir, la ganancia neta dejada de percibir por Refinería de Cartagena.

El 26 de abril de 2021 la CGR dictó fallo de primera instancia con responsabilidad fiscal por los controles de cambios 2 y 3 que se hicieron al Proyecto por valor de COP$2.9 billones, en forma solidaria y a título de culpa grave, en contra de:

i. Siete (7) ex miembros de la Junta Directiva de Refinería de Cartagena,
ii. Cinco (5) ex trabajadores de Refinería de Cartagena,
iii. Cuatro (4) compañías contratistas que prestaron sus servicios durante la ejecución del Proyecto y,
iv. Cuatro (4) compañías aseguradoras.

El 3 de junio de 2021 la CGR decidió los recursos de reposición presentados y resolvió entre otros asuntos: (a) no reponer y confirmar el fallo de primera instancia para una de las partes, (b) reponer parcialmente la decisión de primera instancia a las aseguradoras, (c) corregir parcialmente el fallo, y (d) conceder los recursos de apelación presentados.

El 6 de julio la Sala Fiscal y Sancionatoria de la CGR decidió el grado de consulta y los recursos de apelación presentados por las partes y resolvió, entre otros asuntos: (a) negar los recursos de apelación, y (b) confirmar el auto que resolvió recurso de reposición.

Las partes afectadas con el fallo podrán demandar directamente ante la jurisdicción el acto administrativo, una vez se encuentre en firme. El 29 de junio de 2021 la Sala Plena de lo Contencioso Administrativo del Consejo de Estado unificó su posición en el sentido de inaplicar el medio de control automático de legalidad de los fallos con responsabilidad fiscal.

Refinería de Cartagena y Ecopetrol S.A. no son parte de estos procesos.

A la fecha de este reporte, los estados financieros continúan revelando de manera adecuada la situación financiera y operacional del Grupo en todos los aspectos materiales y sus controles internos se mantienen vigentes y por lo tanto el fallo no genera ningún impacto sobre las compañías.

21. Patrimonio

21.1 Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es $36,540,000 dividido en 60,000,000,000 de acciones nominativas ordinarias, de las cuales se han suscrito 41,116,694,690 acciones representadas en un 11.51% (4,731,906,273 acciones) en personas naturales y jurídicas no estatales y 88.49% (36,384,788,417 acciones) en accionistas correspondientes a entidades estatales, El valor de las acciones en reserva asciende a $11,499,933 conformada por 18,883,305,310 acciones. Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, el capital suscrito y pagado ascendía a $25,040,067, no existe dilución potencial de acciones.

21.2 Prima en colocación de acciones

Corresponde, principalmente, a: (i) exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el 2007 por $4,457,997, (ii) al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por $2,118,468, (iii) $31,377, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio, y (iv) prima en colocación de acciones por cobrar $(143).

21.3 Reservas patrimoniales

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Reserva legal	4,737,788	4,568,980
Reservas fiscales y obligatorias	509,082	509,082
Reservas ocasionales (1)	5,377,359	4,557,074
Total	**10,624,229**	**9,635,136**

(1) La Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol, realizada el 26 de marzo de 2021, aprobó el proyecto de distribución de las utilidades de 2020 y constituir una reserva de $5,377,359 (2020; $4,557,074) con el fin de brindar soporte a la sostenibilidad financiera de la Compañía y flexibilidad en el desarrollo de su estrategia.

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente:

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Saldo inicial	9,635,136	3,784,658
Liberación de reservas	(5,066,156)	(540,826)
Apropiación de reservas	6,055,249	6,391,304
Saldo final	**10,624,229**	**9,635,136**

21.4 Ganancias acumuladas y pago de dividendos

El Grupo distribuye dividendos con base en los estados financieros separados de Ecopetrol S.A. y filiales, preparados bajo las Normas de Contabilidad e Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF).

(1) La Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol S,A., realizada el 26 de marzo de 2021, decretó dividendos sobre la utilidad del 2020, por $698,984 (distribución en 2020 $7,401,005). El 22 de abril de 2021 se llevó a cabo el pago de dividendos por $696,387, para el 100% de los accionistas, y las filiales pagaron $454,154.

21.5 Otros resultados integrales

La siguiente es la composición de los otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de la controlante, netos de impuesto de renta diferido:

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Diferencia en cambio en conversiones (1)	15,060,884	11,973,287
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(3,342,405)	(1,494,926)
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido	(2,618,880)	(2,260,989)
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(576,278)	(403,411)
Coberturas flujo de efectivo instrumentos derivados	(33,445)	44,132
Otros movimientos	1,899	1,899
	8,491,775	**7,859,992**

(1) Incluye la realización de los otros resultados integrales por $361,728 por la venta de la participación en la sociedad Offshore International Group (OIG),

22. Ingresos procedentes de contratos con clientes

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	(No auditado)		(No auditado)	
Ventas nacionales				
Destilados medios (1)(3)	3,512,992	1,331,886	6,693,474	4,537,459
Gasolinas y turbocombustibles (1)	3,280,248	831,967	6,008,990	3,021,094
Gas natural	734,608	557,432	1,470,647	1,339,952
Servicios	663,050	517,124	1,455,204	1,457,989
Plástico y caucho	352,043	160,166	719,638	334,937
G.L.P. y propano	191,383	65,786	360,361	159,937
Servicio gas combustible	176,472	330,272	346,308	330,272
Asfaltos	123,396	78,920	279,851	215,060
Polietileno	78,063	17,798	170,346	60,708
Aromáticos	60,428	17,183	121,718	74,936
Crudos	45,444	47,877	86,399	117,457
Combustóleo	6,182	1,201	17,133	19,219
Otros ingresos contratos gas (2)	867	925	1,790	28,572
Otros productos	110,681	50,954	218,809	203,810
Coberturas de flujo Efectivo (3)	-	-	(8)	-
	9,335,857	**4,009,491**	**17,950,660**	**11,901,402**
Ventas al exterior				
Crudos (3)	7,648,642	3,962,562	14,380,121	9,612,415
Diésel	1,156,518	526,367	2,075,001	1,243,219
Combustóleo (3)	632,263	162,766	1,108,341	422,833
Plástico y caucho	613,907	250,140	1,010,593	575,980
G.L.P. y propano	19,402	1,663	27,802	6,157
Gas natural	14,161	2,216	23,828	7,742
Coberturas de flujo Efectivo (3)	(133,885)	(725,562)	(192,990)	(843,440)
Gasolinas y turbocombustibles	-	153,680	-	153,680
Otros productos	157,364	98,354	266,847	433,654
	10,108,372	**4,432,186**	**18,699,543**	**11,612,240**
	19,444,229	**8,441,677**	**36,650,203**	**23,513,642**

(1) Incluye el valor correspondiente a la aplicación de la Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). A 30 de junio de 2021, el valor reconocido por diferencial de precios corresponde a $3,455,904 (2020: ($407,867)).

(2) Corresponde al ingreso facturado sobre la participación en las utilidades de las ventas de gas, en el marco del acuerdo suscrito entre Ecopetrol y Hocol (considerando el acuerdo de compra venta de activos suscrito con Chevron para adquirir la participación poseída por este último en la Asociación Guajira el 1 de mayo de 2020), para la extensión del contrato de asociación para la explotación de gas en la Guajira.

(3) Incluye acumulado al 30 de junio el resultado de coberturas para futuras exportaciones (Nota 27.3) por COP$149,657 (2020: COP$225,381) y operaciones con instrumentos financieros derivados por COP$43,341 (2020: COP$618,059).

23. Costo de ventas

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	(No auditado)		(No auditado)	
Costos variables				
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	1,599,952	1,491,124	3,169,536	2,946,210
Productos importados (1)	3,030,438	913,011	6,226,515	4,127,712
Compras de crudo asociación y concesión	2,063,508	535,495	3,918,432	1,708,271
Compras de hidrocarburos - ANH (2)	1,345,605	323,287	2,460,508	1,284,644
Servicios de transporte de hidrocarburos	219,850	225,840	449,215	436,187
Energía eléctrica	261,062	221,792	506,011	544,479
Regalías de gas en dinero	218,730	216,385	515,160	417,255
Materiales de proceso	196,285	201,763	402,041	421,551
Compras de otros productos y gas	181,220	108,145	352,677	301,996
Servicios contratados asociación	67,450	51,862	124,214	127,708
Otros (3)	(822,904)	772,683	(1,955,697)	896,395
	8,361,196	**5,061,387**	**16,168,612**	**13,212,408**
Costos fijos				
Depreciaciones y amortizaciones	728,220	744,561	1,396,027	1,442,247
Costos laborales	587,295	580,728	1,145,398	1,181,037
Mantenimiento	572,117	413,723	1,075,034	1,006,407
Servicios contratados	440,168	351,957	809,689	776,300
Servicios contratados asociación	294,258	233,849	557,410	593,567
Impuestos y contribuciones	247,851	146,214	396,015	321,320
Materiales y suministros de operación	128,121	91,816	246,622	220,215
Servicios de transporte de hidrocarburos	9,875	15,622	27,979	120,563
Costos generales (4)	62,320	(24,517)	120,655	28,099
	3,070,225	**2,553,953**	**5,774,829**	**5,689,755**
	11,431,421	**7,615,340**	**21,943,441**	**18,902,163**

(1) Los productos importados corresponden principalmente a ACPM y diluyente para facilitar el transporte de crudo pesado.

(2) Corresponde principalmente a las compras de crudo de regalías que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), derivadas de la producción nacional.

(3) Corresponde a: i) resultado del proceso de uso y valoración de inventarios core, ii) medición al valor neto de realización (VNR) y iii) otros cargos capitalizables a proyectos. La variación corresponde a la recuperación de indicadores internacionales que afecta la valoración y a mayores volúmenes.

(4) Incluye el traslado a gastos operacionales de los costos relacionados con las unidades de la refinería de Barranca sin producción por ocasión de la disminución de la capacidad de carga por efectos de la emergencia sanitaria.

24. Gastos de administración, operación y proyectos

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	(No auditado)		(No auditado)	
Gastos de administración				
Gastos generales	310,013	375,313	560,614	614,607
Gastos laborales (1)	279,109	415,314	548,535	673,488
Depreciaciones y amortizaciones	21,593	27,527	35,610	45,800
Impuestos	12,823	13,189	34,141	38,057
	623,538	**831,343**	**1,178,900**	**1,371,952**
Gastos de operación y proyectos				
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	171,416	183,443	269,201	344,553
Impuestos	110,020	79,181	220,745	197,011
Gastos laborales	76,500	72,388	151,797	155,503
Gastos de exploración	67,349	139,950	235,402	177,599
Depreciaciones y amortizaciones	45,784	26,271	96,472	84,841
Cuota de fiscalización	39,668	25,038	75,141	51,318
Mantenimientos	26,371	24,723	59,045	48,866
Diversos	17,464	50,870	53,410	60,933
	554,572	**601,864**	**1,161,213**	**1,120,624**

(1) Incluye desde 2020 el reconocimiento del nuevo plan de retiro voluntario de 12 trabajadores en 2021 y 421 trabajadores 2020.

25. Otros (gastos) ingresos operacionales, neto

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	(No auditado)		(No auditado)	
Gasto por provisiones	(261,038)	(11,836)	(298,798)	(45,552)
Pérdida en venta de activos	(33,996)	(13,088)	(28,091)	(17,810)
Pérdida por impairment de activos de corto plazo	(3,319)	(6,636)	(18,844)	(7,304)
Utilidad en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas (1)	-	1,373,112	-	1,373,112
Resultados pérdida de control (2)	-	65,570	-	65,570
Otros ingresos	19,067	23,815	45,418	43,358
	(279,286)	**1,430,937**	**(300,315)**	**1,411,374**

(1) Resultado en la adquisición de Guajira: Ecopetrol $1,284,372 y Hocol $88,740
(2) Efecto del reconocimiento de la baja de activos netos por la pérdida de control debido a la apertura del proceso de liquidación judicial de Bioenergy S.A.S. y Bioenergy Zona Franca S.A.S.

26. Resultado financiero, neto

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio		Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2021	2020	2021	2020
	(No auditado)		(No auditado)	
Ingresos financieros				
Resultados provenientes de activos financieros	26,717	243,095	57,706	507,574
Rendimientos e intereses	44,019	91,419	67,855	179,505
(Pérdida) utilidad en valoración de derivados	(9,931)	87,959	(9,931)	87,959
Utilidad en liquidación de derivados	14,017	-	16,031	-
Dividendos	27	-	27	22
Otros ingresos financieros	3,932	8,620	8,921	18,035
	78,781	**431,093**	**140,609**	**793,095**
Gastos financieros				
Costo financiero de préstamos y financiaciones (1)	(607,359)	(653,023)	(1,166,137)	(1,138,478)
Costo financiero de otros pasivos (2)	(230,700)	(219,597)	(463,996)	(433,306)
Resultados provenientes de activos financieros	(21,205)	(102,080)	(48,929)	(378,557)
Otros gastos financieros	(34,013)	(101,537)	(48,840)	(140,103)
	(893,277)	**(1,076,237)**	**(1,727,902)**	**(2,090,444)**
Pérdida por diferencia en cambio, neta				
(Pérdida) utilidad por diferencia en cambio	(17,241)	46,381	(258,101)	32,991
Utilidad por realización de otros resultados integrales en venta de negocios conjuntos (Nota 12)	-	-	361,728	-
	(17,241)	**46,381**	**103,627**	**32,991**
	(831,737)	**(598,763)**	**(1,483,666)**	**(1,264,358)**

(1) Al 30 de junio de 2021 se capitalizaron intereses en recursos naturales y propiedad, planta y equipo por $122,651 (2020 - $129,458).
(2) Incluye el gasto financiero por la actualización del pasivo por costos de abandono y el interés neto de los beneficios post-empleo y otros beneficios a empleados a largo plazo.

27. Gestión de riesgos

27.1 Riesgo de tipo de cambio

El Grupo opera principalmente en Colombia y realiza ventas en el mercado local e internacional, por tal razón, está expuesto al riesgo de tipo de cambio. El impacto de las fluctuaciones en las tasas de cambio, especialmente la tasa de cambio peso/dólar de los Estados Unidos.

Al 30 de junio de 2021, el peso colombiano se depreció 9.2% al pasar de una tasa de cierre al 31 de diciembre de 2020 de $3,432.50 a $3,748.50 pesos por dólar. Cuando el peso colombiano se deprecia, los ingresos por exportaciones, al ser convertidos a pesos, aumentan, y las importaciones y servicio de la deuda externa se vuelven más costosos.

El saldo de los activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera se presenta en la siguiente tabla:

(Millones de USD)	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
Efectivo y equivalentes de efectivo	292	197
Otros activos financieros	708	1,164
Cuentas comerciales por cobrar y por pagar, neto	498	203
Préstamos y financiaciones	(11,660)	(11,814)
Otros activos y pasivos, neto	83	277
Posición pasiva neta	**(10,079)**	**(9,973)**

Del total de la posición neta, USD$(10,079) millones corresponden a pasivos netos de compañías con moneda funcional peso colombiano, de los cuales USD$(9,615) corresponden a préstamos utilizados como instrumentos de cobertura cuya valoración es reconocida en otros resultados integrales, la valoración por diferencia en cambio de los restantes pasivos netos por USD$(464) millones afectan el estado de ganancias y pérdidas. Así mismo USD$(260) millones de la posición neta corresponden a activos y pasivos monetarios de compañías del Grupo con moneda funcional diferente del peso colombiano, cuya valoración es reconocida en el estado de ganancias y pérdidas.

27.2 Análisis de sensibilidad para riesgo de tipo de cambio

El siguiente es el efecto que tendría una variación del 1% y 5% en tipo de cambio de pesos colombianos frente al dólar de los Estados Unidos, relacionado con la exposición de activos y pasivos financieros en moneda extranjera al 30 de junio de 2021:

Escenario/ Variación en la TRM	Efecto en resultados antes de impuestos +/-	Efecto en otros resultados integrales +/-
1%	17,380	360,431
5%	86,900	1,802,156

27.3 Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones

Con el objetivo de expresar en los estados financieros el efecto de la cobertura natural existente entre exportaciones y endeudamiento, entendiendo que el riesgo por tasa de cambio se materializa cuando se realizan las exportaciones, el 30 de septiembre de 2015, la Junta Directiva designó la suma de USD$5,440 millones de la deuda de Ecopetrol como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros por exportación de crudo, para el periodo 2015 - 2023, de acuerdo con NIIF 9 – Instrumentos financieros.

De acuerdo con la Resolución 509 de 2015 de la Contaduría General de la Nación, esta política contable de reconocimiento de coberturas fue adoptada por Ecopetrol a partir del 1 de enero del 2015.

A continuación se presenta el movimiento de este instrumento de cobertura no derivado:

(Millones de USD)	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Saldo inicial	**1,300**	**1,300**
Reasignación de instrumentos de cobertura	269	1,230
Realización de las exportaciones	(269)	(1,230)
Saldo final	**1,300**	**1,300**

El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral:

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Saldo inicial	**403,411**	**535,163**
Diferencia en cambio	410,800	201,968
Realización de exportaciones (Nota 22)	(149,657)	(390,206)
Inefectividad	(14,190)	(9,779)
Impuesto de renta diferido (Nota 10)	(74,086)	66,265
Saldo final	**576,278**	**403,411**

La reclasificación esperada de la diferencia en cambio acumulada en el estado de Otros Resultados Integrales al

Estado de Ganancias y Pérdidas es la siguiente:

Año	Antes de impuestos	Impuestos	Después de impuestos
2021 (Jul-Dic)	182,284	(56,508)	125,776
2022	364,569	(109,371)	255,198
2023	276,402	(81,098)	195,304
	823,255	**(246,977)**	**576,278**

27.4 Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero

La Junta Directiva aprobó la aplicación de contabilidad de coberturas de inversión neta a partir del 8 de junio de 2016. La medida busca disminuir la volatilidad del resultado no operacional por efecto de la diferencia en cambio. La cobertura de inversión neta se aplicará a una porción de las inversiones que la Compañía tiene en moneda extranjera, en este caso a las inversiones en filiales con moneda funcional dólar y tiene como instrumento de cobertura una porción de la deuda denominada en dólares.

Ecopetrol designó como partida cubierta las inversiones netas en Oleoducto Central S,A, (Ocensa), Ecopetrol América LLC., Hocol Petroleum Ltd, (HPL) y Refinería de Cartagena S.A.S. (Reficar) y como instrumento de cobertura una porción de su deuda denominada en dólares americanos, en un monto total equivalente a USD $5,200 millones.

Durante el 2021, la Compañía realizó una ampliación por USD$1,229 millones para adicionar un mayor monto en Reficar. Adicionalmente, durante el mes de junio de 2021 se realizaron pagos de capital de la deuda por USD$163 millones. El saldo total cubierto al 30 de junio de 2021 es de USD$8,315 millones.

El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral:

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Saldo inicial	**1,494,926**	**1,130,583**
Diferencia en cambio	2,639,256	520,490
Impuesto de renta diferido (Nota 10)	(791,777)	(156,147)
Saldo final	**3,342,405**	**1,494,926**

27.5 Gestión del capital

El principal objetivo de la Gestión del Capital del Grupo Empresarial Ecopetrol es asegurar una estructura financiera que optimice el costo de capital, maximice el rendimiento a sus accionistas y permita el acceso a los mercados financieros a un costo competitivo para cubrir sus necesidades de financiación.

El siguiente es el índice de endeudamiento sobre los periodos informados:

	Al 30 de junio 2021	Al 31 de diciembre 2020
	(No auditado)	
Préstamos y financiaciones (Nota 17)	50,060,470	46,731,754
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	(5,021,544)	(5,082,308)
Otros activos financieros (Nota 9)	(1,398,708)	(3,071,659)
Deuda financiera neta	**43,640,218**	**38,577,787**
Patrimonio (Nota 21)	**62,595,114**	**55,819,270**
Apalancamiento (1)	**41,08%**	**40.87%**

(1) Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio)

28. Partes relacionadas

Los saldos con compañías asociadas y negocios conjuntos al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020 son los siguientes:

	Cuentas por cobrar	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos					
Equion Energía Limited (1)	1,134	2,469	18,756	1,393,160	310
Ecodiesel Colombia S.A.	9,411	-	33,039	-	1
Asociadas					
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	8,056	-	4,355	-	-
Extrucol S.A.	2,145	-	329	-	-
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P.	7,586	-	389	-	-
Saldo al 30 de junio de 2021 (No auditado)	**28,332**	**2,469**	**56,868**	**1,393,160**	311
Corriente	28,332	2,469	56,868	1,393,160	311
	28,332	**2,469**	**56,868**	**1,393,160**	**311**
	(Nota 7)	(Nota 11)	(Nota 18)	(Nota 17)	

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited (1)	1,950	-	7,093	32,335	1,277,046	1,663
Ecodiesel Colombia S.A.	1,345	-	-	35,632	-	1
Offshore International Group Inc (2)	-	97,300	-	-	-	-
Asociadas						
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	-	-	-	1,858	-	-
Extrucol S.A.	-	-	-	279	-	-
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P.	4,453	-	-	1,264	-	-
Serviport S.A.	-	-	-	948	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**7,748**	**97,300**	**7,093**	**72,316**	**1,277,046**	1,664
Corriente	7,748	97,300	7,093	72,316	1,277,046	1,664
	7,748	**97,300**	**7,093**	**72,316**	**1,277,046**	**1,664**
	(Nota 7)	(Nota 7)	(Nota 11)	(Nota 18)	(Nota 17)	

Préstamos:
(1) Recursos depositados por Equion en Ecopetrol Capital AG

Cuentas por cobrar – Préstamos:
(2) Savia Perú S,A, Préstamo otorgado por Ecopetrol S.A. Esta compañía ya no hace parte del Grupo empresarial. Ver nota 12.

Las principales transacciones con partes relacionadas por los periodos de seis meses finalizados el 30 de junio se detallan como sigue:

	2021		2020	
	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros
	(No auditados)		(No auditados)	
Negocios conjuntos				
Equion Energía Limited	15,267	39,631	17.512	227.793
Ecodiesel Colombia S.A.	15,659	192,844	4.065	125.376
Offshore International Group Inc	-	-	23	-
	30,926	**232,475**	**21.600**	**353.169**
Asociadas				
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	-	12,511	-	14.048
Extrucol S.A.	-	921	-	128
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P.	26,760	4,266	-	780
	26,760	**17,698**	**-**	**14.956**
	57,686	**250,173**	**21.600**	**368.125**

29. Información por segmentos

La descripción de los segmentos de negocio puede verse en la nota 4.19 de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020.

La siguiente información por segmentos es reportada con base en la información utilizada por la Junta Directiva, cómo máximo órgano para la toma de decisiones estratégicas y operativas de los segmentos de negocio. El desempeño de los segmentos se basa principalmente en análisis de ingresos, costos, gastos y resultado del periodo generados por cada segmento, los cuales son monitoreados de manera periódica.

La información revelada en cada segmento se presenta neta de las de transacciones realizadas entre las empresas del Grupo.

29.1 Estados de ganancias o pérdidas por segmento

A continuación se presenta el estado de ganancias y pérdidas por segmento por los periodos de tres meses terminados al 30 de junio de 2021 y 2020.

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio de 2021 (No auditado)				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	8,472,895	10,372,235	577,496	21,603	19,444,229
Ventas inter segmentos	6,091,226	1,092,617	2,241,324	(9,425,167)	-
Ingresos por ventas	14,564,121	11,464,852	2,818,820	(9,403,564)	19,444,229
Costos de ventas	(9,297,224)	(10,738,815)	(738,288)	9,342,906	(11,431,421)
Utilidad bruta	**5,266,897**	**726,037**	**2,080,532**	**(60,658)**	**8,012,808**
Gastos de administración	(393,377)	(182,165)	(97,311)	49,315	(623,538)
Gastos de operación y proyectos	(261,572)	(233,755)	(78,812)	19,567	(554,572)
Recuperación impairment de activos de largo plazo	-	1,041	-	-	1,041
Otros (gastos) ingresos operacionales, neto	(288,670)	(10,467)	19,861	(10)	(279,286)
Resultado de la operación	**4,323,278**	**300,691**	**1,924,270**	**8,214**	**6,556,453**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	135,078	4,417	10,636	(71,350)	78,781
Gastos financieros	(595,476)	(298,577)	(64,088)	64,864	(893,277)
(Pérdida) ganancia por diferencia en cambio, neto	(32,751)	(8,950)	24,460	-	(17,241)
	(493,149)	**(303,110)**	**(28,992)**	**(6,486)**	**(831,737)**
Participación en las utilidades de compañías	6,550	55,439	-	-	61,989
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**3,836,679**	**53,020**	**1,895,278**	**1,728**	**5,786,705**
Impuesto a las ganancias	(1,177,851)	(5,004)	(584,805)	-	(1,767,660)
Utilidad neta del periodo	**2,658,828**	**48,016**	**1,310,473**	**1,728**	**4,019,045**
Resultado atribuible a:					
A los accionistas	2,680,002	3,060	1,039,508	1,728	3,724,298
Participación no controladora	(21,174)	44,956	270,965	-	294,747
	2,658,828	**48,016**	**1,310,473**	**1,728**	**4,019,045**
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	1,685,643	405,424	304,483	-	2,395,550
Deterioro de activos no corrientes	-	(1,041)	-	-	(1,041)

	Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio de 2020 (No auditado)				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas terceros	6,022,259	4,106,276	2,962,286	(4,649,144)	8,441,677
Ingresos por ventas	**6,022,259**	**4,106,276**	**2,962,286**	**(4,649,144)**	**8,441,677**
Costos de ventas	(7,138,860)	(4,276,374)	(792,264)	4,592,158	(7,615,340)
Utilidad bruta	**(1,116,601)**	**(170,098)**	**2,170,022**	**(56,986)**	**826,337**
Gastos de administración	(530,078)	(272,213)	(107,717)	78,665	(831,343)
Gastos de operación y proyectos	(306,603)	(185,496)	(87,950)	(21,815)	(601,864)
Recuperación impairment de activos de largo plazo	-	867	2,795	-	3,662
Otros ingresos operacionales, neto	1,362,389	60,633	7,906	9	1,430,937
Resultado de la operación	**(590,893)**	**(566,307)**	**1,985,056**	**(127)**	**827,729**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	435,489	41,755	25,513	(71,664)	431,093
Gastos financieros	(660,760)	(318,826)	(168,442)	71,791	(1,076,237)
(Pérdida) ganancia por diferencia en cambio, neto	(145,465)	209,390	(17,544)	-	46,381
	(370,736)	**(67,681)**	**(160,473)**	**127**	**(598,763)**
Participación en las utilidades (pérdidas) de compañías	37,586	41,922	(2,355)	-	77,153
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**(924,043)**	**(592,066)**	**1,822,228**	**-**	**306,119**
Impuesto a las ganancias	302,330	272,622	(579,355)	-	(4,403)
Utilidad neta del periodo	**(621,713)**	**(319,444)**	**1,242,873**	**-**	**301,716**
Resultado atribuible a:					
A los accionistas	(601,503)	(346,687)	973,304	-	25,114
Participación no controladora	(20,210)	27,243	269,569	-	276,602
	(621,713)	**(319,444)**	**1,242,873**	**-**	**301,716**
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	1,547,969	415,079	326,437	-	2,289,485
Deterioro de activos no corrientes	-	(867)	(2,795)	-	(3,662)

	Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2021 (No auditado)				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	16,101,213	19,217,323	1,243,946	87,721	36,650,203
Ventas inter segmentos	11,679,399	1,928,371	4,382,986	(17,990,756)	-
Ingresos por ventas	**27,780,612**	**21,145,694**	**5,626,932**	**(17,903,035)**	**36,650,203**
Costos de ventas	(18,215,979)	(19,989,429)	(1,516,843)	17,778,810	(21,943,441)
Utilidad bruta	**9,564,633**	**1,156,265**	**4,110,089**	**(124,225)**	**14,706,762**
Gastos de administración	(753,773)	(323,607)	(201,972)	100,452	(1,178,900)
Gastos de operación y proyectos	(581,649)	(459,873)	(157,506)	37,815	(1,161,213)
Recuperación impairment de activos de largo plazo	-	2,655	791	-	3,446
Otros (gastos) ingresos operacionales, neto	(311,212)	(7,578)	18,499	(24)	(300,315)
Resultado de la operación	**7,917,999**	**367,862**	**3,769,901**	**14,018**	**12,069,780**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	254,512	10,660	19,060	(143,623)	140,609
Gastos financieros	(1,170,565)	(560,755)	(126,177)	129,595	(1,727,902)
(Pérdida) ganancia por diferencia en cambio, neto	(69,419)	(44,356)	217,402	-	103,627
	(985,472)	**(594,451)**	**110,285**	**(14,028)**	**(1,483,666)**
Participación en las utilidades de compañías	13,337	101,899	-	-	115,236
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**6,945,864**	**(124,690)**	**3,880,186**	**(10)**	**10,701,350**
Impuesto a las ganancias	(2,154,797)	27,734	(1,177,327)	-	(3,304,390)
Utilidad neta del periodo	**4,791,067**	**(96,956)**	**2,702,859**	**(10)**	**7,396,960**
Resultado atribuible a:					
A los accionistas	4,832,849	(184,163)	2,161,547	(10)	6,810,223
Participación no controladora	(41,782)	87,207	541,312	-	586,737
	4,791,067	**(96,956)**	**2,702,859**	**(10)**	**7,396,960**
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	3,309,558	790,252	597,835	-	4,697,645
Deterioro de activos no corrientes	-	(2,655)	(791)	-	(3,446)

	Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2020 (No auditado)				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas terceros	16,505,738	12,394,018	6,146,779	(11,532,893)	23,513,642
Ingresos por ventas	**16,505,738**	**12,394,018**	**6,146,779**	**(11,532,893)**	**23,513,642**
Costos de ventas	(16,075,133)	(12,507,567)	(1,684,163)	11,364,700	(18,902,163)
Utilidad bruta	**430,605**	**(113,549)**	**4,462,616**	**(168,193)**	**4,611,479**
Gastos de administración	(881,656)	(419,430)	(199,171)	128,305	(1,371,952)
Gastos de operación y proyectos	(552,999)	(429,976)	(177,266)	39,617	(1,120,624)
Impairment (recuperación) de activos a largo plazo	(518,173)	(688,914)	2,808	-	(1,204,279)
Otros ingresos operacionales, neto	1,331,660	62,019	17,700	(5)	1,411,374
Resultado de la operación	**(190,563)**	**(1,589,850)**	**4,106,687**	**(276)**	**2,325,998**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	799,806	68,305	75,669	(150,685)	793,095
Gastos financieros	(1,375,332)	(604,489)	(261,584)	150,961	(2,090,444)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	53,591	(645,442)	624,842	-	32,991
	(521,935)	**(1,181,626)**	**438,927**	**276**	**(1,264,358)**
Participación en las (pérdidas) utilidades de compañías	(13,728)	92,641	(2,368)	-	76,545
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**(726,226)**	**(2,678,835)**	**4,543,246**	**-**	**1,138,185**
Impuesto a las ganancias	254,025	784,339	(1,394,685)	-	(356,321)
Utilidad neta del periodo	**(472,201)**	**(1,894,496)**	**3,148,561**	**-**	**781,864**
Resultado atribuible a:					
A los accionistas	(430,779)	(1,958,370)	2,547,158	-	158,009
Participación no controladora	(41,422)	63,874	601,403	-	623,855
	(472,201)	**(1,894,496)**	**3,148,561**	**-**	**781,864**
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	3,058,022	812,470	648,606	-	4,519,098
Deterioro de activos no corrientes	(518,173)	(688,914)	2,808	-	(1,204,279)

29.2 Ventas por producto

	Ventas por producto - Segmentos Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio de 2021 (No auditado)				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	-	3,512,992	-	-	3,512,992
Gasolinas y turbocombustibles	-	3,875,569	-	(595,321)	3,280,248
Servicios	25,909	51,808	2,818,820	(2,233,487)	663,050
Gas natural	956,135	-	-	(221,527)	734,608
Plástico y caucho	-	352,043	-	-	352,043
Servicio gas combustible	-	178,365	-	(1,893)	176,472
Asfaltos	5,919	117,477	-	-	123,396
G.L.P. y propano	123,181	71,333	-	(3,131)	191,383
Crudos	5,906,913	-	-	(5,861,469)	45,444
Aromáticos	-	60,428	-	-	60,428
Polietileno	-	78,063	-	-	78,063
Otros ingresos contratos gas	867	-	-	-	867
Combustóleo	2,445	3,737	-	-	6,182
Otros productos	3,082	594,335	-	(486,736)	110,681
	7,024,451	**8,896,150**	**2,818,820**	**(9,403,564)**	**9,335,857**
Ventas al exterior					
Crudos	7,648,642	-	-	-	7,648,642
Diésel	-	1,156,518	-	-	1,156,518
Plástico y caucho	-	613,907	-	-	613,907
Combustóleo	-	632,263	-	-	632,263
Gas natural	14,161	-	-	-	14,161
G.L.P. y propano	19,402	-	-	-	19,402
Coberturas de flujo Efectivo	(133,885)	-	-	-	(133,885)
Otros productos	(8,650)	166,014	-	-	157,364
	7,539,670	**2,568,702**	**-**	**-**	**10,108,372**
	14,564,121	**11,464,852**	**2,818,820**	**(9,403,564)**	**19,444,229**

Ventas por producto - Segmentos
Por el periodo de tres meses terminado el 30 de junio de 2020 (No auditado)

	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	-	1,336,163	-	(4,277)	1,331,886
Gasolinas y turbocombustibles	-	980,973	-	(149,006)	831,967
Servicios	36,375	24,550	2,962,266	(2,506,067)	517,124
Gas natural	874,211	(116,356)	-	(200,423)	557,432
Plástico y caucho	-	160,166	-	-	160,166
Servicio gas combustible	-	330,272	-	-	330,272
Asfaltos	4,885	74,035	-	-	78,920
G.L.P. y propano	48,255	19,763	-	(2,232)	65,786
Crudos	1,706,184	-	-	(1,658,307)	47,877
Aromáticos	-	17,183	-	-	17,183
Polietileno	-	17,798	-	-	17,798
Otros ingresos contratos gas	925	-	-	-	925
Combustóleo	(119)	1,320	-	-	1,201
Otros productos	3,116	97,313	-	(49,475)	50,954
	2,673,832	**2,943,180**	**2,962,266**	**(4,569,787)**	**4,009,491**
Ventas al exterior					
Crudos	4,041,907	-	-	(79,345)	3,962,562
Diésel	-	526,367	-	-	526,367
Plástico y caucho	-	250,140	-	-	250,140
Combustóleo	-	162,766	-	-	162,766
Gasolinas y turbocombustibles	-	153,680	-	-	153,680
Gas natural	2,216	-	-	-	2,216
G.L.P. y propano	1,663	-	-	-	1,663
Coberturas de flujo Efectivo	(706,970)	(18,592)	-	-	(725,562)
Otros productos	9,611	88,735	20	(12)	98,354
	3,348,427	**1,163,096**	**20**	**(79,357)**	**4,432,186**
	6,022,259	**4,106,276**	**2,962,286**	**(4,649,144)**	**8,441,677**

Ventas por producto - Segmentos
Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2021 (No auditado)

	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	-	6,705,637	-	(12,163)	6,693,474
Gasolinas	-	7,055,926	-	(1,046,936)	6,008,990
Gas natural	1,918,512	-	-	(447,865)	1,470,647
Servicios	52,504	91,731	5,626,932	(4,315,963)	1,455,204
Servicio gas combustible	-	349,955	-	(3,647)	346,308
Plástico y caucho	-	719,638	-	-	719,638
Asfaltos	9,692	270,159	-	-	279,851
G.L.P. y propano	234,966	133,843	-	(8,448)	360,361
Crudos	11,302,960	-	-	(11,216,561)	86,399
Polietileno	-	170,346	-	-	170,346
Aromáticos	-	121,718	-	-	121,718
Combustóleo	7,728	9,405	-	-	17,133
Otros ingresos contratos gas	1,790	-	-	-	1,790
Otros	7,839	1,062,422	-	(851,452)	218,809
Coberturas de flujo Efectivo	-	(8)	-	-	(8)
	13,535,991	**16,690,772**	**5,626,932**	**(17,903,035)**	**17,950,660**
Ventas al exterior					
Crudos	14,380,121	-	-	-	14,380,121
Diesel	-	2,075,001	-	-	2,075,001
Plástico y caucho	-	1,010,593	-	-	1,010,593
Combustóleo	-	1,108,341	-	-	1,108,341
Gas natural	23,828	-	-	-	23,828
G.L.P. y propano	27,802	-	-	-	27,802
Coberturas de flujo Efectivo	(192,997)	7	-	-	(192,990)
Otros	5,867	260,980	-	-	266,847
	14,244,621	**4,454,922**	**-**	**-**	**18,699,543**
	27,780,612	**21,145,694**	**5,626,932**	**(17,903,035)**	**36,650,203**

Ventas por producto - Segmentos
Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2020 (No auditado)

	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	-	4,544,532	-	(7,073)	4,537,459
Gasolinas y turbocombustibles	-	3,534,581	-	(513,487)	3,021,094
Gas natural	1,720,897	-	-	(380,945)	1,339,952
Servicios	76,695	172,050	6,146,742	(4,937,498)	1,457,989
Servicio gas combustible	-	330,272	-	-	330,272
Plástico y caucho	-	334,937	-	-	334,937
Asfaltos	10,498	204,562	-	-	215,060
G.L.P. y propano	108,967	53,202	-	(2,232)	159,937
Crudos	5,649,371	-	-	(5,531,914)	117,457
Polietileno	-	60,708	-	-	60,708
Aromáticos	-	74,936	-	-	74,936
Combustóleo	1,784	17,435	-	-	19,219
Otros ingresos contratos gas	28,572	-	-	-	28,572
Otros productos	11,044	273,153	-	(80,387)	203,810
	7,607,828	**9,600,368**	**6,146,742**	**(11,453,536)**	**11,901,402**
Ventas al exterior					
Crudos	9,691,731	29	-	(79,345)	9,612,415
Diesel	-	1,243,219	-	-	1,243,219
Plástico y caucho	-	575,980	-	-	575,980
Gasolinas y turbocombustibles	-	153,680	-	-	153,680
Combustóleo	-	422,833	-	-	422,833
Gas natural	7,742	-	-	-	7,742
G.L.P. y propano	6,157	-	-	-	6,157
Coberturas de flujo Efectivo	(824,848)	(18,592)	-	-	(843,440)
Otros productos	17,128	416,501	37	(12)	433,654
	8,897,910	**2,793,650**	**37**	**(79,357)**	**11,612,240**
	16,505,738	**12,394,018**	**6,146,779**	**(11,532,893)**	**23,513,642**

30. Eventos subsecuentes y/o relevantes (No auditados)

- El 23 de junio de 2021, Ecopetrol informó que el plazo del Acuerdo de Exclusividad que suscribió con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público ("MHCP"), el pasado 12 de febrero, y mediante el cual se ha venido adelantando el proceso de negociación y las actividades de debida diligencia para la potencial adquisición de las acciones en circulación que posee el MHCP en Interconexión Eléctrica S.A. ("ISA"), equivalentes al 51.4%, ha sido ampliado hasta el 31 de agosto de 2021.

  Así mismo, la Compañía ha informado al MHCP su decisión de no condicionar el cierre de la adquisición de ISA a la realización de una emisión de acciones. Esta decisión obedece a la evolución favorable de la situación financiera del Grupo Ecopetrol, que brinda la flexibilidad para cumplir el cierre de la transacción a través de un crédito con la banca internacional, dentro de los parámetros de apalancamiento establecidos en el plan de negocios. El desembolso de dicho crédito estaría sujeto al cierre de la transacción.

- Mediante la Resolución 1484 del 29 de junio de 2021, el MHPC, autorizó la gestión de la emisión y colocación de bonos en el mercado de capitales internacional hasta por un monto de USD$1.400 millones, para financiar oportunidades de crecimiento orgánicas y del giro ordinario de sus negocios. Esta resolución no constituye en sí misma una autorización para la emisión de títulos ni una operación de financiación, por lo que Ecopetrol deberá adelantar todos los trámites de aprobación necesarios ante su Junta Directiva y el MHCP para llevar a cabo eventuales operaciones de endeudamiento con cargo a esta autorización.

- El 1 de julio de 2021, Ecopetrol informó que ha concluido el proceso de constitución de una sociedad denominada Ecopetrol Singapore Pte Ltd. sobre la cual tendrá una participación directa del 100%. A su vez, la referida sociedad será propietaria del 100% del capital social de otra denominada Ecopetrol Trading Asia Pte Ltd., cuyo objeto social principal será la comercialización internacional de crudos y productos refinados del Grupo Empresarial Ecopetrol y de terceros en el continente asiático. Ambas sociedades tendrán domicilio en Singapur.

- El 6 de julio de 2021, Ecopetrol S.A. informó que, en línea con la revisión a la baja de la calificación de la República de Colombia, la agencia calificadora de riesgos Fitch Ratings disminuyó la calificación crediticia de la deuda en moneda local y moneda extranjera de la Compañía, pasando de BBB- a BB+ con perspectiva estable. La calificación de crédito individual de Ecopetrol (stand–alone, sin incorporar soporte de Gobierno) se mantiene sin cambio en bbb.

- El 30 de julio de 2021 Ecopetrol informó que mediante la Resolución 1824 de esa misma fecha, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, autorizó la contratación de una línea de crédito contingente ("Línea de Crédito Comprometida") hasta por un monto de USD$ 1.200 millones. Tendrá 2 años de disponibilidad para desembolsos, contados a partir de la firma, con las siguientes condiciones: capital amortizable al vencimiento en un plazo de 3 años a partir de la fecha de suscripción del contrato y una tasa de interés de Libor (6M) + 125 puntos básicos.

- La Junta Directiva de Ecopetrol, en sesión del viernes 30 de julio de 2021, autorizó al Representante Legal de la Compañía para presentar una oferta vinculante al Ministerio de Hacienda y Crédito Público para adquirir el 51.4% de las acciones en circulación de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P – ISA. Dicha oferta se presentó ese mismo día dentro de los términos aprobados por la Junta Directiva.

Anexo 1. Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos (No auditado)

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Subsidiarias									
Refinería de Cartagena S.A.S.	Dólar	100%	Refinación de hidrocarburos, comercialización y distribución de productos	Colombia	Colombia	19,406,480	(400,124)	32,593,388	13,186,908
Cenit transporte y logística de hidrocarburos S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Almacenamiento y transporte por ductos de hidrocarburos	Colombia	Colombia	13,919,541	2,219,458	16,591,257	2,671,716
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	España	España	11,115,882	(8,661)	11,115,927	45
Oleoducto Central S. A. - Ocensa	Dólar	72,65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	3,787,614	1,159,192	6,530,528	2,742,914
Hocol Petroleum Limited.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	3,823,475	306,219	3,823,631	156
Ecopetrol América LLC.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	2,641,647	104,270	3,075,155	433,508
Hocol S.A.	Dólar	100%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Islas Caimán	Colombia	2,999,511	307,189	4,463,664	1,464,153
Esenttia S.A.	Dólar	100%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Colombia	Colombia	2,187,361	165,660	2,905,531	718,170
Ecopetrol Capital AG	Dólar	100%	Captación de excedentes y financiamiento para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Suiza	Suiza	2,153,211	105,098	8,311,108	6,157,897
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	Peso Colombiano	55,97%	Actividad transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	1,756,440	140,561	3,625,177	1,868,737
Oleoducto de Colombia S. A. – ODC	Peso Colombiano	73%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	431,796	187,200	585,068	153,272
Black Gold Re Ltd.	Dólar	100%	Reaseguradora para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Bermuda	Bermuda	910,296	(4,845)	1,068,795	158,499
Andean Chemicals Ltd.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	1,517,026	84,251	1,517,600	574
Oleoducto de los Llanos Orientales S. A. - ODL	Peso Colombiano	65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Panamá	Colombia	788,011	202,735	1,432,716	644,705

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Inversiones de Gases de Colombia S.A. Invercolsa S.A.	Peso Colombiano	51,88%	Holding con inversiones en compañías de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia	Colombia	Colombia	599,684	122,951	625,859	26,175
Alcanos de Colombia S.A. E.S.P. (3)	Peso Colombiano	29,61%	Prestación del servicio público domiciliario de gas combustible, la construcción y operación de gasoductos, redes de distribución, estaciones de regulación, medición y compresión.	Colombia	Colombia	318,308	57,206	746,076	427,768
Metrogas de Colombia S.A E.S.P. (3)	Peso Colombiano	33,49%	Prestación del servicio público de comercialización y distribución de gas combustible; la exploración, explotación, almacenamiento, utilización, transporte, refinación, compra, venta y distribución de hidrocarburos y sus derivados.	Colombia	Colombia	56,786	8,618	114,841	58,055
Gases del Oriente S.A. E.S.P. (3)	Peso Colombiano	48,50%	Prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible y el desarrollo de todas las actividades complementarias a la prestación de dicho servicio.	Colombia	Colombia	83,983	19,592	193,661	109,678
Promotora de Gases del Sur S.A. E.S.P. (3)	Peso Colombiano	31,44%	Promover la vinculación de capital nacional o extranjero, público o privado, para lograr el proyecto de masificación del gas.	Colombia	Colombia	48,452	12,822	74,456	26,004
Combustibles Líquidos de Colombia S.A E.S.P. (3)	Peso Colombiano	41,61%	Comercialización mayorista de gas combustible, la prestación del servicio público domiciliario de distribución de GLP y el desarrollo de las actividades complementarias a la prestación de dicho servicio.	Colombia	Colombia	55,662	574	75,392	19,730
Gasoducto de Oriente S.A (3)	Peso Colombiano	31,61%	Diseño y construcción de plantas de producción y tratamiento de hidrocarburos, construcción de líneas de transmisión de hidrocarburos.	Colombia	Colombia	573	(13)	585	12

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Ecopetrol USA Inc.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	9,135,364	159,213	9,144,503	9,139
Ecopetrol Permian LLC.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	4,699,599	76,740	5,016,981	317,382
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	Real	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Brasil	Brasil	1,889,228	(49,359)	1,932,152	42,924
Esenttia Masterbatch Ltda.	Peso Colombiano	100%	Fabricación compuestos de polipropileno y masterbatches	Colombia	Colombia	266,101	110,500	483,316	217,215
Ecopetrol del Perú S. A.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Perú	Perú	57,575	(303)	60,018	2,443
ECP Hidrocarburos de México S.A. de C.V.	Dólar	100%	Exploración en offshore	México	México	33,658	(117,673)	52,569	18,911
Ecopetrol Costa Afuera S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Exploración en offshore	Colombia	Colombia	12,307	(1,049)	32,412	20,105
Ecopetrol Energía S.A.S E.S.P.	Peso Colombiano	100%	Servicio público de suministro de energía	Colombia	Colombia	16,249	3,588	108,339	92,090
Esenttia Resinas del Perú SAC	Dólar	100%	Comercialización resinas de polipropileno y masterbatches	Perú	Perú	10,521	3,531	77,202	66,681
Topili Servicios Administrativos S de RL De CV.	Peso Mexicano	100%	Servicios especializados en el ámbito gerencial y dirección	México	México	57	(17)	59	2
Kalixpan Servicios Técnicos S de RL De CV.	Peso Mexicano	100%	Servicios especializados en la industria del petróleo e hidrocarburos	México	México	62	(16)	64	2

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Asociadas									
Serviport S.A. (2)	Peso Colombiano	49%	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga	Colombia	Colombia	17,430	568	45,457	28,027
Sociedad Portuaria Olefinas y Derivados S.A. (1)	Peso Colombiano	50%	Construcción, uso, mantenimiento, adecuación y administración de instalaciones portuarias, puertos, muelles privados o de servicio al público en general	Colombia	Colombia	5,297	192	7,943	2,646
Negocios conjuntos									
Equion Energía Limited	Dólar	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Reino Unido	Colombia	2,767,907	25,726	2,866,038	98,131
Ecodiesel Colombia S.A. (1)	Peso Colombiano	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos	Colombia	Colombia	96,507	23,162	182,658	86,151

(1) Información disponible al 31 de Mayo de 2021.
(2) Información disponible al 30 de septiembre de 2020, la inversión de se encuentra totalmente deteriorada.
(3) Participación indirecta a través de Inversiones de Gases de Colombia S.A. Invercolsa S.A.

ANEXO 3.2 ESTADOS FINANCIEROS COMPARATIVOS

ECOPETROL S. A.

Estados financieros consolidados

31 de diciembre de 2020

GRUPO ecopetrol

Building a better working world

Informe del Revisor Fiscal

A la Asamblea de Accionistas de:
Ecopetrol S.A.

Opinión

He auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Ecopetrol S.A. (en adelante, el Grupo), que comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y los correspondientes estados consolidados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y el resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

En mi opinión, los estados financieros consolidados adjuntos, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera consolidada del Grupo al 31 de diciembre de 2020, los resultados consolidados de sus operaciones y los flujos consolidados de efectivo por año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF) adoptadas por la Contaduría General de la Nación.

Bases de la opinión

He llevado a cabo mi auditoría de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia. Mis responsabilidades en cumplimiento de dichas normas se describen en la sección *Responsabilidades del Auditor en la Auditoría de los Estados Financieros Consolidados* de este informe. Soy independiente del Grupo, de acuerdo con el Manual del Código de Ética para profesionales de la contabilidad, junto con los requisitos éticos relevantes para mi auditoría de estados financieros consolidados en Colombia, y he cumplido con las demás responsabilidades éticas aplicables. Considero que la evidencia de auditoría obtenida es suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión.

Asuntos clave de auditoría

Los asuntos clave de auditoría son aquellos asuntos que, según mi juicio profesional, fueron de mayor importancia en mi auditoría de los estados financieros consolidados adjuntos. Estos asuntos se abordaron en el contexto de mi auditoría de los estados financieros consolidados tomados en su conjunto, y al momento de fundamentar la opinión correspondiente, pero no para proporcionar una opinión separada sobre estos asuntos. Con base en lo anterior, a continuación, detallo la manera en la que cada asunto clave fue abordado durante mi auditoría.

He cumplido con las responsabilidades descritas en la sección *Responsabilidades del Auditor en la Auditoría de los Estados Financieros Consolidados* de mi informe, incluso en relación con estos asuntos. En consecuencia, mi auditoría incluyó la realización de los procedimientos diseñados para responder a los riesgos de incorrección material evaluados en los estados financieros consolidados. Los resultados de mis procedimientos de auditoría, incluidos los procedimientos realizados para abordar los asuntos que se mencionan a continuación, constituyen la base de mi opinión de auditoría sobre los estados financieros consolidados adjuntos.

Determinación de la Depreciación, Agotamiento y Amortización y el Deterioro de Activos de Larga Vida

Descripción del Asunto Clave de Auditoría

Como se describe en la Nota 3.1 y 3.2 de los estados financieros consolidados, el cálculo del método de unidades de producción que se utilizan en la determinación de la depreciación, agotamiento y amortización (DD&A) de propiedades, planta y equipo relacionados con la exploración y producción, los recursos naturales y ambientales, así como en la determinación de los flujos de efectivo futuros utilizados en los análisis de deterioro de activos de larga vida, dependen de la estimación relacionada con las reservas de petróleo y gas.

La Gerencia utiliza ingenieros independientes externos (en adelante "especialistas") al estimar las reservas como factores geológicos, técnicos y económicos. Las estimaciones de las reservas de petróleo y gas dependen de una serie de factores variables y suposiciones clave, incluidas las cantidades de petróleo y gas que se espera recuperar, el momento de la recuperación, la producción, los costos operativos, de capital y el precio de venta, entre otros.

La determinación del DD&A de la Compañía y el cálculo del deterioro de los activos de larga vida es especialmente complejo debido a la naturaleza inherente de ingeniería técnica del proceso de estimación de reservas, el cual requiere el uso de especialistas y la evaluación de la Administración en la determinación de los supuestos descritos anteriormente utilizados por los especialistas en la estimación de las reservas de petróleo y gas.

Respuesta de Auditoría

Obtuvimos un entendimiento del proceso, evaluamos el diseño y probamos la efectividad operativa de los controles sobre el proceso de la Compañía para calcular el DD&A y realizar el análisis de deterioro de los activos de larga vida, incluidos los controles de la Administración sobre la integridad y la precisión de los datos financieros proporcionados a los especialistas para la estimación de reservas de petróleo y gas.

Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, evaluar las calificaciones profesionales y la objetividad de las personas responsables de supervisar la preparación de las estimaciones de reserva por parte de los especialistas. Evaluamos la calificación y competencia de los especialistas contratados por la Compañía para desarrollar estas estimaciones. Adicionalmente, evaluamos la integridad y precisión de los datos financieros y los supuestos descritos anteriormente utilizados por los especialistas en la estimación de las reservas de petróleo y gas con el fin de obtener documentación y evaluar evidencia corroborativa. Para las reservas probadas no desarrolladas , evaluamos el plan de desarrollo de la administración para cumplir con la regla de la SEC (U.S. Securities and Exchange Commission) de las ubicaciones que no perforadas están programadas para ser perforadas dentro de los cinco años, a menos que circunstancias específicas justifiquen un tiempo más largo, evaluando la consistencia de las proyecciones de desarrollo con el plan de perforación de la Compañía y disponibilidad de capital en relación con el plan de perforación. También probamos la precisión matemática de los cálculos de DD&A y revisamos la consistencia entre la estimación de las reservas de petróleo y gas preparada por los especialistas con las proyecciones de flujo de efectivo utilizadas en los análisis de deterioro de activos de larga vida.

Estimación del monto del valor razonable de los activos de larga duración en la refinería de Cartagena

Descripción del Asunto Clave de Auditoría

Como se describe en las Notas 4.12 y 17 de los estados financieros consolidados, la Administración evalúa en cada presentación de estados financieros, si existe un indicador de que los activos de larga duración puedan estar deteriorados. Si existe algún indicador, o cuando se requiere una prueba de deterioro anual para un activo, la gerencia estima el monto recuperable del activo. El monto recuperable de un activo es el mayor entre el valor razonable de un activo o las unidades generadoras de efectivo (UGE) menos los costos de disposición y su valor en uso. Cuando el valor en libros de un activo o UGE excede su monto recuperable, el activo se considera deteriorado y se reduce su monto recuperable. Una pérdida previamente reconocida se revierte solo si ha tenido un cambio en los supuestos utilizados para determinar el monto recuperable del activo o de la UGE desde que se reconoció la última pérdida por deterioro. En 2020, la Compañía reconoció un cargo por deterioro en la Refinería de Cartagena de COP$418,803 millones.

La estimación de la administración relacionada con la determinación del monto recuperable de los activos o de la UGE fue compleja y requirió la participación de especialistas debido a la naturaleza crítica de los supuestos utilizados en el modelo para estimar el monto recuperable del activo. La estimación para determinar el monto recuperable fue sensible a supuestos importantes, tales como cambios en el costo promedio ponderado de capital, precio de venta de productos refinados, márgenes de refinación y el nivel de gastos operativos, los cuales se ven afectados por expectativas sobre el mercado futuro o condiciones económicas.

Respuesta de Auditoría

Obtuvimos un entendimiento, evaluamos el diseño y probamos la efectividad operativa de los controles sobre los procesos de la Compañía para determinar la cantidad recuperable de las UGE incluidos y los controles sobre la revisión de la administración de los supuestos importantes descritos anteriormente.

Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, evaluar metodologías y probar los supuestos significativos descritos anteriormente, así como otra información relevante utilizada por la Compañía al comparar los supuestos significativos utilizados por la administración con las tendencias actuales de la industria y el mercado. Adicionalmente, realizamos un análisis de sensibilidad para evaluar el cambio en la cantidad recuperable que resultaría de los cambios en los supuestos subyacentes; evaluamos la razonabilidad de las proyecciones de la Compañía comparándolas con los resultados operativos reales y recalculamos la estimación de la gerencia. También involucramos a nuestros especialistas en valoración para la revisión de la tasa de descuento WACC y la construcción de los flujos de efectivo que fue utilizado en la estimación por parte la Administración

Activos por impuestos diferidos relacionados con pérdidas operativas netas por amortizar

Descripción del Asunto Clave de Auditoría

Como se describe en las Notas 4.14.2 y 10.2 a los estados financieros consolidados, al 31 de diciembre de 2020, la Compañía presenta activos por impuestos diferidos relacionados con pérdidas operativas netas acumuladas por $8.595.090 millones. Los activos por impuestos diferidos están sujetos a revisión al final de cada período sobre el que se informa y se reducen a sus montos realizables, en la medida en que ya no sea probable que haya suficientes ganancias fiscales disponibles para recuperar dichos activos por impuestos diferidos.

La evaluación de la Administración sobre la recuperación de los activos por impuestos diferidos es una estimación de naturaleza crítica y se basa en suposiciones relevantes que pueden verse afectadas por factores de mercado o las condiciones económicas.

Respuesta de Auditoría
Obtuvimos un entendimiento, evaluamos el diseño y probamos la efectividad operativa de los controles sobre el proceso de la Compañía para determinar la razonabilidad de los activos por impuestos diferidos, incluidos los controles sobre las proyecciones de la Administración de ingresos tributables futuros.

Dentro de los procedimientos de auditoría realizados, involucramos a nuestros especialistas de valuación e impuestos para soportar las pruebas sobre los supuestos utilizados en las proyecciones de ingresos tributables futuros por jurisdicción. También probamos la integridad y precisión de los datos subyacentes utilizados en tales proyecciones. Evaluamos la razonabilidad de tales proyecciones comparando los ingresos imponibles futuros con los resultados reales obtenidos en períodos anteriores, así como la evaluación de las consideraciones de la Administración sobre tendencias económicas y factores de la industria.

Responsabilidades de la Administración y de los responsables del gobierno de la Compañía en relación con los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y correcta presentación de los estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera (NCIF) adoptadas por la Contaduría General de la Nación; de diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y correcta presentación de los estados financieros consolidados libres de incorrección material, bien sea por fraude o error; de seleccionar y de aplicar las políticas contables apropiadas; y, de establecer estimaciones contables razonables en las circunstancias.

Al preparar los estados financieros consolidados, la Administración es responsable de evaluar la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, los asuntos relacionados con este y utilizando la base contable de negocio en marcha, a menos que la Administración tenga la intención de liquidar la Compañía o cesar sus operaciones, o no tenga otra alternativa realista diferente a hacerlo.

Los encargados del gobierno de la controlante son responsables de la supervisión del proceso de información financiera del Grupo.

Building a better working world

Responsabilidades del Auditor en la Auditoría de los Estados Financieros Consolidados

Mi objetivo es obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados tomados en su conjunto están libres de incorrección material, ya sea por fraude o error, y emitir un informe que incluya mi opinión. La seguridad razonable es un alto nivel de aseguramiento, pero no garantiza que una auditoría realizada de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia siempre detectará una incorrección material cuando exista. Las incorrecciones pueden surgir debido a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o acumuladas, podría esperarse que influyan razonablemente en las decisiones económicas que los usuarios tomen con base en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia, debo ejercer mi juicio profesional y mantener mi escepticismo profesional a lo largo de la auditoría, además de:

- Identificar y evaluar los riesgos de incorreción material en los estados financieros consolidados, ya sea por fraude o error, diseñar y ejecutar procedimientos de auditoría que respondan a esos riesgos, y obtener evidencia de auditoría que sea suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debido a fraude es mayor que la resultante de un error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones intencionales, declaraciones falsas o sobrepaso del sistema de control interno.
- Obtener un entendimiento del control interno relevante para la auditoría, para diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias.
- Evaluar lo adecuado de las políticas contables utilizadas, la razonabilidad de las estimaciones contables y las respectivas revelaciones realizadas por la Administración.
- Concluir sobre si es adecuado que la Administración utilice la base contable de negocio en marcha y, con base en la evidencia de auditoría obtenida, si existe una incertidumbre material relacionada con eventos o condiciones que puedan generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como negocio en marcha. Si concluyo que existe una incertidumbre importante, debo llamar la atención en el informe del auditor sobre las revelaciones relacionadas, incluidas en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones son inadecuadas, modificar mi opinión. Las conclusiones del auditor se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de mi informe, sin embargo, eventos o condiciones posteriores pueden hacer que una entidad no pueda continuar como negocio en marcha.
- Evaluar la presentación general, la estructura, el contenido de los estados financieros consolidados, incluyendo las revelaciones, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y eventos subyacentes de manera que se logre una presentación razonable.
- Obtener evidencia de auditoría suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades de negocio que hacen parte del Grupo, con el fin de expresar mi opinión sobre los estados financieros consolidados. Soy responsable de la dirección, supervisión y ejecución de la auditoría de grupo y, por tanto, de la opinión de auditoría.

Comuniqué a los responsables del gobierno de la Compañía, entre otros asuntos, el alcance planeado y el momento de realización de la auditoría, los hallazgos significativos de la misma, así como cualquier deficiencia significativa del control interno identificada en el transcurso de la auditoría.

Building a better working world

También proporcioné a los responsables del gobierno de la Compañía una declaración de que he cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y comunicado con ellos acerca de todas las relaciones y demás cuestiones de las que se podría esperar razonablemente que pudieran afectar mi independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardas.

Entre los asuntos que han sido objeto de comunicación con los responsables del gobierno de la Compañía, determiné los que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros consolidados del período actual y que son, en consecuencia, asuntos clave de la auditoría. Describí esos asuntos en mi informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente el asunto o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, se determine que un asunto no se debería comunicar en mi informe porque cabe razonablemente esperar que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público del mismo.

Otros Asuntos

Los estados financieros consolidados bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia (NCIF) adoptadas por la Contaduría General de la Nación de Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre de 2019, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros consolidados adjuntos, fueron auditados por mí, de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia, sobre los cuales expresé mi opinión sin salvedades el 21 de febrero de 2020.

Victor Hugo Rodriguez Vargas
Revisor Fiscal y Socio a cargo
Tarjeta Profesional 57851 –T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR–530

Bogotá, Colombia
22 de febrero de 2021

Contenido

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía 3
Estados de situación financiera consolidados 4
Estados de ganancias y pérdidas consolidados 5
Estados de otros resultados integrales consolidados 6
Estados de cambios en el patrimonio consolidados 7
Estados de flujos de efectivo consolidados 8
1. Entidad reportante 9
2. Bases de presentación 9
3. Estimaciones y juicios contables significativos 14
4. Políticas contables 18
5. Nuevos estándares y cambios normativos 37
6. Efectivo y equivalentes de efectivo 40
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto 41
8. Inventarios, neto 42
9. Otros activos financieros 42
10. Impuestos 44
11. Otros activos 52
12. Combinación de negocios 53
13. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos: 55
14. Propiedades, planta y equipo 57
15. Recursos naturales y del medio ambiente 59
16. Activos por derecho de uso 61
17. Intangibles 61
18. Impairment de activos de largo plazo 62
19. Goodwill 68
20. Préstamos y financiaciones 69
21. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar 72
22. Provisiones por beneficios a empleados 72
23. Provisiones y contingencias 77
24. Patrimonio 85
25. Ingresos de actividades ordinarias 87
26. Costo de ventas 88
27. Gastos de administración, operación y proyectos 89
28. Otros (gastos) ingresos operacionales, neto 89
29. Resultado financiero, neto 90
30. Gestión de riesgos 90
31. Partes relacionadas 97
32. Operaciones conjuntas 99
33. Información por segmentos 102
34. Reservas de petróleo y gas 107
35. Eventos subsecuentes 108

36. Anexo 1. Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos 110
37. Anexo 2. Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales) 113

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía

A los señores Accionistas de Ecopetrol S.A.:

22 de febrero de 2021

Los suscritos Representante legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2020 y por el periodo de doce meses terminado en esa fecha, han sido fielmente tomados de los libros, y que antes de ser puestos a su disposición y de terceros, hemos verificado las siguientes afirmaciones contenidas en ellos:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante el año terminado en esta fecha.

2. Todos los hechos económicos realizados por la Compañía, durante el año terminado al 31 de diciembre de 2020 se han reconocido en los estados financieros consolidados.

3. Los activos representan probables derechos económicos futuros y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos a cargo de la Compañía al 31 de diciembre de 2020.

4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.

5. Todos los hechos económicos que afectan a la Compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente – Representante legal

(Original firmado)
Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de situación financiera consolidados

	Nota	Al 31 de diciembre 2020	Al 31 de diciembre 2019
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	5,082,308	7,075,758
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	4,819,092	5,700,334
Inventarios, neto	8	5,053,960	5,658,099
Otros activos financieros	9	2,194,651	1,624,018
Activos por impuestos corrientes	10	3,976,295	1,518,807
Otros activos	11	1,664,036	1,778,978
		22,790,342	**23,355,994**
Activos mantenidos para la venta		44,032	8,467
Total activos corrientes		**22,834,374**	**23,364,461**
Activos no corrientes			
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	676,607	786,796
Otros activos financieros	9	877,008	3,355,274
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	13	3,174,628	3,245,072
Propiedades, planta y equipo	14	66,508,337	64,199,970
Recursos naturales y del medio ambiente	15	31,934,158	29,072,798
Activos por derecho de uso	16	377,886	456,225
Intangibles	17	555,043	483,098
Activos por impuestos no corrientes	10	10,035,161	8,622,398
Goodwill	19	1,353,802	919,445
Otros activos	11	1,090,115	942,481
Total activos no corrientes		**116,582,745**	**112,083,557**
Total activos		**139,417,119**	**135,448,018**
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	20	4,923,346	5,012,173
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	21	8,449,041	10,689,246
Provisiones por beneficios a empleados	22	2,022,137	1,929,087
Pasivos por impuestos corrientes	10	1,243,883	2,570,779
Provisiones y contingencias	23	1,221,109	789,297
Instrumentos financieros derivados		3,714	1,347
Otros pasivos		388,057	750,370
		18,251,287	**21,742,299**
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta		31.156	-
Total pasivos corrientes		**18,282,443**	**21,742,299**
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	20	41,808,408	33,226,966
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	21	21,064	24,445
Provisiones por beneficios a empleados	22	10,401,530	9,551,977
Pasivos por impuestos no corrientes	10	1,269,098	844,602
Provisiones y contingencias	23	11,206,621	9,128,991
Otros pasivos		608,685	584,616
Total pasivos no corrientes		**65,315,406**	**53,361,597**
Total pasivos		**83,597,849**	**75,103,896**
Patrimonio			
Capital suscrito y pagado	24,1	25,040,067	25,040,067
Prima en emisión de acciones	24,2	6,607,699	6,607,699
Reservas	24,3	9,635,136	3,784,658
Otros resultados integrales	24,5	7,859,992	6,464,144
Utilidades acumuladas		2,952,356	14,515,762
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Compañía		52,095,250	56,412,330
Interés no controlante		3,724,020	3,931,792
Total patrimonio		**55,819,270**	**60,344,122**
Total pasivos y patrimonio		**139,417,119**	**135,448,018**

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad básica por acción que está expresada en pesos)

Estados de ganancias y pérdidas consolidados

	Nota	Por los años terminados a 31 de diciembre de 2020	2019	2018
Ingresos por ventas	25	50,026,561	70,846,769	67,819,935
Costos de ventas	26	(37,552,621)	(44,957,508)	(41,169,527)
Utilidad bruta		**12,473,940**	**25,889,261**	**26,650,408**
Gastos de administración	27	(3,373,150)	(2,151,599)	(1,653,858)
Gastos de operación y proyectos	27	(2,586,016)	(2,631,754)	(2,903,132)
Impairment de activos a largo plazo	18	(620,722)	(1,747,572)	(346,604)
Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	28	1,118,166	1,056,796	(35,455)
Resultado de la operación		**7,012,218**	**20,415,132**	**21,711,359**
Resultado financiero, neto	29			
Ingresos financieros		1,101,430	1,623,336	1,129,563
Gastos financieros		(3,929,791)	(3,334,469)	(3,511,814)
Utilidad por diferencia en cambio		346,774	40,639	372,223
		(2,481,587)	**(1,670,494)**	**(2,010,028)**
Participación en los resultados de compañías	12	88,427	354,274	154,520
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		**4,619,058**	**19,098,912**	**19,855,851**
Gasto por impuesto a las ganancias	10	(1,776,796)	(4,596,413)	(7,322,019)
Utilidad neta del periodo		**2,842,262**	**14,502,499**	**12,533,832**
Utilidad atribuible:				
A los accionistas		1,688,077	13,251,483	11,556,405
Participación no controladora		1,154,185	1,251,016	977,427
		2,842,262	**14,502,499**	**12,533,832**
Utilidad básica por acción (pesos)		**41,1**	**322.3**	**281.1**

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de otros resultados integrales consolidados

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2020	**2019**	**2018**
Utilidad neta del periodo	**2,842,262**	**14,502,499**	**12,533,832**
Otros resultados integrales:			
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
Utilidades (pérdidas) no realizadas en operaciones de coberturas:			
Flujo de efectivo para futuras exportaciones	131,752	668,299	(53,596)
Inversión neta en negocio en el extranjero	(364,343)	(61,267)	(971,954)
Flujo de efectivo con instrumentos derivados	55,072	46,451	(52,174)
Utilidad instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable:			
Diferencia en cambio en conversión	1,540,526	(179,382)	2,571,290
	1,363,007	**474,101**	**1,493,566**
Elementos que no pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
Ganancias (pérdidas) actuariales	96,221	(1,799,829)	(4,290)
Otras ganancias	-	1,897	-
	96,221	(1,797,932)	(4,290)
Otros resultados integrales	**1,459,228**	**(1,323,831)**	**1,489,276**
Total resultado integral	**4,301,490**	**13,178,668**	**14,023,108**
Resultado integral atribuible a:			
A los accionistas	3,088,925	11,932,117	12,974,362
Participación no controladora	1,217,565	1,246,551	1,048,746
	4,301,490	**13,178,668**	**14,023,108**

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de cambios en el patrimonio consolidados

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reservas	Otros resultados integrales	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controlante	Participación no controladora	Total Patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2019		**25,040,067**	**6,607,699**	**3,784,658**	**6,464,144**	**14,515,762**	**56,412,330**	**3,931,792**	**60,344,122**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	1,688,077	1,688,077	1,154,185	2,842,262
Liberación de reservas	24.3	-	-	(540,826)	-	540,826	-	-	-
Dividendos decretados	24.4	-	-	-	-	(7,401,005)	(7,401,005)	(1,425,586)	(8,826,591)
Cambio en participación en controladas y otros movimientos		-	-	-	-	-	-	249	249
Apropiación de reservas	24.3								
Legal		-	-	1,325,148	-	(1,325,148)	-	-	-
Fiscales y estatutarias		-	-	509,082	-	(509,082)	-	-	-
Ocasionales		-	-	4,557,074	-	(4,557,074)	-	-	-
Otros resultados integrales									
Resultados en instrumentos de cobertura		-	-	-	(192,148)	-	(192,148)	14,629	(177,519)
Diferencia en cambio en conversión		-	-	-	1,491,775	-	1,491,775	48,751	1,540,526
Pérdidas actuariales		-	-	-	96,221	-	96,221	-	96,221
Saldo al 31 de diciembre de 2020		**25,040,067**	**6,607,699**	**9,635,136**	**7,859,992**	**2,952,356**	**52,095,250**	**3,724,020**	**55,819,270**
Saldo al 31 de diciembre de 2018		**25,040,067**	**6,607,699**	**5,138,895**	**7,782,086**	**12,644,860**	**57,213,607**	**2,090,831**	**59,304,438**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	13,251,483	13,251,483	1,251,016	14,502,499
Liberación de reservas		-	-	(3,050,703)	-	3,050,703	-	-	-
Dividendos decretados	24.4	-	-	(3,659,386)	-	(9,251,256)	(12,910,642)	(1,010,206)	(13,920,848)
Combinación de negocios		-	-	-	-	176,608	176,608	1,606,390	1,782,998
Cambio de participación en controladas y otros movimientos		-	-	-	-	(784)	(784)	(350)	(1,134)
Apropiación de reservas		-	-	5,355,852	-	(5,355,852)	-	-	-
Otros resultados integrales		-	-	-	(1,317,942)	-	(1,317,942)	(5,889)	(1,323,831)
Saldo al 31 de diciembre de 2019		**25,040,067**	**6,607,699**	**3,784,658**	**6,464,144**	**14,515,762**	**56,412,330**	**3,931,792**	**60,344,122**
Saldo al 31 de diciembre de 2017		**25,040,067**	**6,607,700**	**2,177,869**	**6,364,129**	**7,708,866**	**47,898,631**	**1,882,674**	**49,781,305**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	11,556,405	11,556,405	977,427	12,533,832
Liberación de reservas		-	-	(751,718)	-	751,718	-	-	-
Dividendos decretados		-	-	-	-	(3,659,386)	(3,659,386)	(840,626)	(4,500,012)
Otros movimientos		-	(1)	-	-	1	-	37	37
Apropiación de reservas		-	-	3,712,744	-	(3,712,744)	-	-	-
Otros resultados integrales		-	-	-	1,417,957	-	1,417,957	71,319	1,489,276
Saldo al 31 de diciembre de 2018		**25,040,067**	**6,607,699**	**5,138,895**	**7,782,086**	**12,644,860**	**57,213,607**	**2,090,831**	**59,304,438**

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de flujos de efectivo consolidados

	Nota	Por los años terminados a 31 de diciembre de 2020	2019	2018
Flujos de efectivo de las actividades de operación:				
Utilidad neta del periodo		2,842,262	14,502,499	12,533,832
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:				
Gasto por impuesto a las ganancias	10	1,776,796	4,596,413	7,322,019
Depreciación, agotamiento y amortización	14,15,16,17	9,309,686	8,567,931	7,689,998
Utilidad por diferencia en cambio, neto	29	(346,774)	(40,639)	(372,223)
Costo financiero de préstamos y financiaciones	29	2,384,342	1,894,490	2,399,414
Costo financiero de beneficios post-empleo y costos de abandono	29	872,987	757,509	668,782
Baja de activos exploratorios y pozos secos	15	448,132	340,271	898,924
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes		246,317	121,121	(504)
Utilidad (pérdida) en combinaciones de negocios y adquisición de participaciones	12	(1,370,398)	(1,048,924)	12,065
Efecto por pérdida de control en subsidiarias	28	(65,695)	-	-
Pérdida por impairment de activos de largo plazo	18	620,722	1,747,572	346,604
Pérdida por impairment de activos de corto plazo	28	34,415	90,441	136,044
(Utilidad) pérdida por valoración de activos financieros		(43,948)	18,551	(92,906)
Utilidad por método de participación patrimonial	13	(88,427)	(354,274)	(154,520)
Utilidad en venta de activos mantenidos para la venta		(5,635)	(2,846)	(358)
Pérdida por inefectividad en coberturas	30.3	9,779	5,173	34,892
Pérdida por diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	25	390,206	1,028,516	655,533
Impuesto de renta pagado		(5,457,225)	(5,295,703)	(6,650,116)
Cambios netos en operación con activos y pasivos:				
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		678,349	2,381,905	(1,946,745)
Inventarios		716,077	(597,552)	(448,135)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		(2,550,411)	1,389,064	1,355,175
Activos y pasivos por impuestos corrientes		(1,256,889)	(1,409,334)	(1,413,915)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados		465,062	(234,629)	(181,060)
Provisiones y contingencias		(30,185)	(253,043)	(181,761)
Otros activos y pasivos		(392,841)	(492,745)	(218,543)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		**9,186,704**	**27,711,767**	**22,392,496**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:				
Inversión en propiedades, planta y equipo	14	(5,032,317)	(4,012,659)	(3,302,929)
Inversión en recursos naturales y del medio ambiente	15	(5,994,462)	(9,798,193)	(5,051,828)
Adquisiciones de intangibles	17	(90,082)	(168,289)	(105,669)
Venta de otros activos financieros		2,107,856	3,117,549	(843,611)
Intereses recibidos	27	299,246	481,674	383,624
Dividendos recibidos		157,241	189,169	108,991
Producto de la venta de activos		23,713	154,780	169,317
Efectivo neto usado en actividades de inversión		**(8,528,805)**	**(10,035,969)**	**(8,642,105)**
Flujo de efectivo en actividades de financiación:				
Adquisición de préstamos y financiaciones	20	13,805,403	359,876	517,747
Pagos de capital		(5,003,885)	(1,596,630)	(9,270,262)
Pagos de intereses		(2,345,683)	(1,766,223)	(2,610,562)
Pagos por arrendamientos (capital e intereses)	16	(350,539)	(300,326)	-
Dividendos pagados	21	(8,734,351)	(13,867,029)	(4,427,701)
Efectivo neto usado en actividades de financiación		**(2,629,055)**	**(17,170,332)**	**(15,790,778)**
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo		(22,294)	258,548	406,246
(Disminución) aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo		(1,993,450)	764,014	(1,634,141)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo		**7,075,758**	**6,311,744**	**7,945,885**
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	6	**5,082,308**	**7,075,758**	**6,311,744**
Transacciones no monetarias				
Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	16	88,503	685,128	609,406
Valor razonable por adquisición de participación adicional en Guajira	12.2	1,628,310	-	-
Valor razonable por cambio en la participación de Invercolsa	12.1	-	2,932,110	-

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

1. Entidad reportante

Ecopetrol S.A. es una Compañía de economía mixta pública por acciones, de carácter comercial constituida en 1948 en Bogotá - Colombia, y la casa matriz del Grupo Empresarial Ecopetrol, dedicada a actividades comerciales o industriales relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, directamente o por medio de sus subordinadas (denominadas en conjunto "Ecopetrol", la "Compañía" o "Grupo Empresarial Ecopetrol").

El 11.51% de las acciones de Ecopetrol se cotizan públicamente en las bolsas de valores de Colombia y Nueva York. Las acciones restantes (88.49% de las acciones en circulación) le pertenecen al Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.

El domicilio de la oficina principal de Ecopetrol es Bogotá – Colombia, Carrera 13 No. 36 - 24.

2. Bases de presentación

2.1. Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros consolidados

Estos estados financieros consolidados de Ecopetrol y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2020 y 2019 han sido preparados de acuerdo con los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia (NCIF), reglamentadas en el Decreto 2420 de 2015, modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2018. Estas normas están fundamentadas en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF y sus Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) y otras disposiciones legales aplicables para las entidades vigiladas y/o controladas por la Contaduría General de la Nación, que pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otros organismos de control del Estado.

Las políticas contables descritas en la Nota 4 han sido aplicadas de manera consistente en todos los años presentados.

Estos estados financieros consolidados fueron autorizados para su emisión por la Junta Directiva el 22 de febrero de 2021.

2.2. Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados fueron preparados consolidando todas las compañías subsidiarias descritas en el Anexo 1, en las cuales Ecopetrol ejerce, directa o indirectamente, control.

El control se logra cuando el Grupo:

- Tiene poder sobre la sociedad (derechos existentes que le dan la facultad de dirigir las actividades relevantes);
- Está expuesta a, o tiene derechos sobre, rendimientos variables provenientes de su relación con la sociedad; y
- Tiene la habilidad de usar su poder para afectar sus rendimientos operativos. Esto ocurre cuando la Compañía tiene menos de una mayoría de derechos de voto de una participada, y aún tiene poder sobre la participada para darle la habilidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la sociedad de manera unilateral. El Grupo considera todos los hechos y circunstancias relevantes al evaluar si los derechos de voto en una participada son o no suficientes para darle el poder, incluyendo:

a) El porcentaje de derechos de voto de la Compañía relativo al tamaño y dispersión de los porcentajes de otros poseedores de voto;

b) Derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, otros accionistas u otras partes;

c) Derechos derivados de los acuerdos contractuales; y

d) Cualquier hecho o circunstancia adicional que indique que la Compañía tiene, o no tiene, la habilidad actual para dirigir las actividades relevantes, al momento que necesite que las decisiones sean tomadas, incluyendo patrones de voto en asambleas de accionistas previas.

Las subsidiarias se consolidan desde la fecha en que se obtiene el control hasta la fecha en que cesa el mismo.

Todos los activos y pasivos intercompañía, el patrimonio, los ingresos, los gastos y los flujos de efectivo relacionados con transacciones entre Compañías del Grupo fueron eliminados en la consolidación. Las utilidades y pérdidas no realizadas también son eliminadas. El interés no controlante representa la porción de utilidad, de otro resultado integral y de los activos netos en subsidiarias que no son atribuibles a los accionistas de Ecopetrol.

Todas las combinaciones de negocios se reconocen mediante el método de la adquisición.

Las siguientes subsidiarias presentaron cambios en el Grupo:

2020

a) El liquidador de ECP Oil and Gas Germany GmbH presentó el informe y el balance de liquidación el 11 de diciembre de 2020, por tanto a partir de la fecha, la sociedad ya no hace parte del Grupo.

b) El 24 de junio de 2020, la Superintendencia de Sociedades emitió los autos de liquidación donde decretó la terminación del proceso de reorganización y la apertura del proceso de liquidación judicial de Bioenergy S.A.S. y Bioenergy Zona Franca S.A.S. Este último se realizará según la ley de insolvencia empresarial, 1116 del 2006, y bajo la dirección de la mencionada Superintendencia. Como consecuencia, a partir de esta fecha el Grupo no posee el control en estas compañías y las mismas ya no forman parte de las cifras consolidadas. Como resultado se reconoció la baja de los activos netos por la pérdida de control con un impacto en los resultados del Grupo Empresarial por $65,570. Ver nota 28.

2019

a) En noviembre de 2019, Ecopetrol obtuvo una participación adicional de 8.53% en Invercolsa, debido a la sentencia en firme de la Corte Suprema de Justicia que indicó que el intento del señor Fernando Londoño de adquirir las acciones de Invercolsa, propiedad de Ecopetrol, no era válido. Como resultado, Ecopetrol obtuvo el control de Invercolsa, con una participación del 51.88%. No se pagó contraprestación por las acciones obtenidas como consecuencia de la sentencia judicial.

Las subsidiarias que comenzaron a consolidarse como resultado de obtener el control de Invercolsa son las siguientes:

- Inversiones de Gases de Colombia S.A., cuyo objeto social principal consiste en tener inversiones en compañías que tengan relación con actividades del sector energético; la exploración, explotación, refinación, transformación, transporte, distribución y venta de hidrocarburos y sus derivados en el territorio nacional y promover la fundación de nuevas compañías y tener acciones o cuotas de interés social en ellas.

- Alcanos de Colombia S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal es proveer gas combustible a hogares en Neiva y en toda Colombia; la construcción y operación de gasoductos, redes de distribución, estaciones de regulación, medición y compresión y cualquier obra necesaria para el manejo y comercialización de servicios públicos.

- Metrogas de Colombia S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal es comercializar y distribuir gas combustible; explorar, almacenar, utilizar, transportar, refinar, comprar, vender y distribuir hidrocarburos y sus derivados en todas sus formas y representaciones.

- Gases del Oriente S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal suministrar gas combustible a los hogares mediante la distribución de gas y la realización de todas las actividades complementarias al suministro del mismo.

- Promotora de Gases del Sur S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal promover la vinculación de capital nacional o extranjero, público o privado y lograr el proyecto de masificación de gas en el departamento del Huila, a través de un gasoducto desde el municipio de Neiva hasta el municipio de Hobo.

- Gasoducto del Oriente S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal diseñar y construir plantas de producción y tratamiento de hidrocarburos, tales como gasoductos, oleoductos y otros, así invertir en proyectos relacionados con los mismos.

- Combustibles Líquidos de Colombia S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal comercializar gas combustible al por mayor, distribuir GLP a los hogares y realizar actividades complementarias a esta distribución, así como almacenar, transportar, empaquetar, distribuir y vender GLP.

b) En julio de 2019, se constituyeron dos compañías para viabilizar la operación entre Ecopetrol S.A. y Occidental Petroleum Corp. (OXY), donde se acordó la conformación de un Joint Operation para ejecutar un plan conjunto de desarrollo de Yacimientos No Convencionales en la cuenca Permian en el estado de Texas (EE.UU.). Las dos compañías constituidas fueron las siguientes:

- Ecopetrol USA Inc., cuyo objeto social es participar en cualquier acto o actividad legal para el cual las corporaciones pueden ser organizadas bajo la Ley General de Sociedades de Delaware.

- Ecopetrol Permian LLC., cuyo objeto social es llevar a cabo cualquiera o todos los negocios legales para los cuales se pueden organizar compañías de responsabilidad limitada de conformidad con la Ley de Sociedades de Responsabilidad Limitada de Delaware.

c) Se constituyeron dos empresas en México para brindar servicios administrativos y tecnológicos a Ecopetrol México, Las dos sociedades creadas fueron: Topili Servicios administrativos S. de R.L. de C.V. y Kalixpan Servicios Técnicos S. de R.L. de C.V.

2.3. Bases de medición

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable con cambios en resultados y/o cambios en otro resultado integral al cierre de cada periodo, como se explica en las políticas contables incluidas más adelante.

Por lo general, el costo histórico se basa en el valor razonable de la contraprestación otorgada a cambio de los bienes y servicios.

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado a la fecha de la medición. Al estimar el valor razonable, el

Grupo utiliza los supuestos que los participantes del mercado utilizarían al fijar el precio del activo o pasivo en condiciones de mercado presentes, incluyendo supuestos sobre el riesgo.

2.4. Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros consolidados se presentan en pesos colombianos, que es la moneda funcional de Ecopetrol. La moneda funcional de cada una de las Compañías del Grupo es determinada en función al entorno económico principal en el que estas operan.

Los estados de ganancias o pérdidas y de flujos de efectivo de las subsidiarias con monedas funcionales diferentes de la moneda funcional de Ecopetrol son convertidos a los tipos de cambio en las fechas de la transacción o a la tasa promedio mensual. Los activos y pasivos se convierten a la tasa de cierre y otras partidas patrimoniales se convierten a los tipos de cambio en el momento de la transacción. Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen en el otro resultado integral. Al vender la totalidad o parte de la participación en una subsidiaria, la parte acumulada por ajuste por conversión relacionada con la Compañía, es reconocida en el estado de pérdidas y ganancias consolidado.

Los estados financieros se presentan en pesos colombianos redondeados a la unidad de un millón (COP $000,000) más cercana, excepto cuando se indique lo contrario.

2.5. Moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son inicialmente reconocidas por el Grupo en la respectiva moneda funcional al tipo de cambio vigente de la fecha en que se realiza la transacción. Al final de cada período, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes en la fecha de cierre y las variaciones presentadas en la conversión son reconocidas en el resultado financiero, neto, excepto las resultantes de la conversión de préstamos y financiaciones designados como instrumentos de cobertura de flujo de efectivo o de inversión neta de un negocio en el extranjero, las cuales se reconocen en el otro resultado integral, dentro del patrimonio. Cuando las partidas cubiertas afectan el resultado, las diferencias en cambio acumuladas en el patrimonio se reclasifican al estado de ganancias y pérdidas consolidado como parte del resultado de la operación.

Las partidas no monetarias registradas al valor razonable que están denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a la fecha en que se determinó el valor razonable. La ganancia o pérdida que surge de la conversión de partidas no monetarias medidas a valor razonable se reconoce de la misma manera que de la ganancia o pérdida por valor razonable del bien.

2.6. Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

El Grupo presenta activos y pasivos en el estado consolidado de situación financiera con base en la clasificación corriente o no corriente.

Un activo o un pasivo se clasifica como corriente cuando:

- Se espera que se realice o se pretenda vender o consumir en el ciclo normal de la operación;
- Se mantiene principalmente con el propósito de negociar;

- Se espera que se realice (o se liquide, en el caso de los pasivos) dentro de los doce meses posteriores al período de reporte;

- En el caso de un activo, es efectivo o equivalente a menos que el intercambio de dicho activo o pasivo esté restringido para ser intercambiado o utilizado para liquidar un pasivo durante el menos doce meses después del periodo de reporte;

- En el caso de un pasivo, no existe el derecho incondicional de diferir su liquidación hasta al menos doce meses después del período de reporte

Los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes.

2.7. Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A. y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período. No existe dilución potencial de acciones.

2.8. Impacto del Covid-19 sobre los Estados Financieros

El brote del Covid-19 fue informado por primera vez a finales de 2019 en China, posteriormente, teniendo en cuenta el nivel de expansión, el 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró el brote como una pandemia, la cual se mantiene en la actualidad.

Esta situación ha tenido un impacto significativo en la economía mundial y por consiguiente en la industria petrolera. Las prohibiciones de viajes impuestas por varios países y las medidas de cuarentena establecidas han reducido los niveles de demanda de petróleo y sus derivados en 2020.

La pandemia del Covid-19 también ha provocado una volatilidad significativa en los mercados financieros y de materias primas de todo el mundo. Los gobiernos han anunciado ayudas a las personas más afectadas y han tomado medidas de orden macroeconómico para afrontar la crisis.

En este contexto, Ecopetrol tomó las siguientes acciones durante el 2020 para afrontar los impactos de la pandemia:

- Recorte de $2 billones de pesos en costos y gastos incluidas medidas de austeridad, priorización de actividades operativas y administrativas, y control sobre gastos operativos, tales como restricciones de viajes, patrocinios y participación en eventos, entre otros.

- Uso de las líneas de financiamiento por USD$665 millones, así como una emisión y colocación de bonos de deuda pública externa en el mercado internacional de capitales por USD$2,000 millones a las tasas de mercado establecidas en las condiciones actuales (Nota 20)

- Registro contable de un gastos por impairment al corte del 31 de marzo de 2020 por $467,598, luego de ajustar algunos de los supuestos utilizados (precios y tasas de descuento) en la evaluación realizada al 31 de diciembre de 2019, reconociendo el impacto sobre los principales activos a largo plazo (únicamente sobre algunos activos productivos del segmento de exploración y producción y sobre la planta de la Refinería de Cartagena). (Nota 18 – Impairment de activos a largo plazo).

- Publicación de un nuevo plan de inversiones orgánicas para el Grupo Ecopetrol (GE) aprobado por la Junta Directiva el 17 de julio, considerando: (i) una detallada revisión del portafolio del Grupo, (ii) el avance en las intervenciones realizadas, y (iii) la paulatina recuperación de la actividad económica.

Estas medidas tuvieron el objetivo de asegurar la sostenibilidad del negocio en un entorno de precios bajos, priorizando las oportunidades generadoras de caja y con mejores precios de equilibrio, manteniendo la dinámica de crecimiento con foco en la ejecución de los planes de desarrollo de los activos estratégicos, y en la preservación del valor de los activos mediante inversiones que permitan dar confiabilidad, integridad y continuidad a la operación actual en refinerías, sistemas de transporte y campos de producción. Así mismo, estas acciones estuvieron enmarcadas en las políticas y procedimientos para la administración de riesgos de Ecopetrol (Nota 30).

Los impactos más significativos para el desempeño de Ecopetrol durante el año se reflejan principalmente en una reducción de los ingresos (Nota 25), mayores costos financieros producto de la adquisición de deuda (Nota 29), y el reconocimiento de impairment al cierre del primer trimestre del año conforme al análisis y actualización de las variables en los modelos respectivos (Nota 18) y un mayor gasto por depreciaciones (Notas 14, 15, 16 y 17), en parte generado por la actualización del balance de reservas (Nota 34).

Producto de las medidas tomadas, del monitoreo constante a la situación de pandemia, de los programas de vacunación en curso y de la evolución de los resultados de la Compañía, no se espera que el Covid-19 tenga un impacto significativo sobre la entidad en el futuro.

Así mismo, Ecopetrol S.A. continuará monitoreando la evolución de la pandemia y del mercado para determinar la necesidad de poner en marcha etapas subsecuentes del plan de intervención. De igual forma, estará revisando indicadores de impairment sobre los activos de larga duración y sobre las inversiones en compañías.

3. Estimaciones y juicios contables significativos

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Gerencia de la Compañía realice juicios, estimaciones y suposiciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos reconocidos en los estados financieros consolidados y sus revelaciones. Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, la experiencia de la gerencia y otros factores en la fecha de preparación de los estados financieros. La incertidumbre sobre los supuestos y las estimaciones podría resultar en cambios materiales futuros que afecten el valor de activos o pasivos. Los cambios en estas estimaciones son reconocidos prospectivamente en el periodo en el cual se revisan.

En el proceso de aplicación de las políticas contables del Grupo, la Gerencia ha realizado los siguientes juicios y estimaciones, los cuales han tenido el efecto más significativo en los montos reconocidos en los estados financieros consolidados:

3.1 Reservas de petróleo y gas natural

Las reservas de petróleo y gas natural son estimadas del monto de hidrocarburos que pueden ser económica y legalmente extraídos de las propiedades de crudo y gas del Grupo.

La estimación de reservas se realiza anualmente al 31 de diciembre, de conformidad con las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC), las normas establecidas en la Regla 4-10(a) del Reglamento S-X y las directrices de divulgación contenida en la regla final SEC de Modernización de Reporte de Petróleo y Gas.

Tal como lo exige la normatividad vigente, la fecha futura estimada en la que un campo dejará de producir por razones económicas, se basa en los costos actuales y en el promedio de los precios del crudo (calculado como el promedio aritmético de los precios del primer día de los últimos 12 meses). La fecha estimada en que terminará la producción afectará el monto de las reservas, a menos que los precios fueran definidos por acuerdos contractuales; por lo tanto, si los precios y los costos cambian de un año a otro, la estimación de las reservas probadas también

cambia. Generalmente, las reservas probadas disminuyen en la medida en que los precios bajan y aumentan cuando los precios suben.

La estimación de reservas es un proceso inherentemente complejo e involucra el uso de juicios profesionales. Estas estimaciones se preparan usando factores geológicos, técnicos y económicos, incluyendo proyecciones futuras de tasas de producción, precios del petróleo, datos de ingeniería y la duración y monto de futuras inversiones con cierto grado de incertidumbre. Estas estimaciones reflejan las condiciones regulatorias y de mercado existentes a la fecha de reporte, las cuales podrían diferir significativamente de otras condiciones a lo largo del año o en periodos futuros. Cualquier cambio en los factores regulatorias y/o de mercado y en los supuestos utilizados, puede impactar materialmente la estimación de las reservas.

Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en la depreciación y agotamiento

Los cambios en las estimaciones de reservas probadas pueden afectar los importes del valor en libros de los activos de exploración y producción, de los recursos naturales y del medio ambiente, del goodwill, los pasivos por abandono y desmantelamiento y de la depreciación, agotamiento y amortización. Mantenidas las demás variables constantes, una disminución en la estimación de reservas probadas aumentaría, de forma prospectiva, el valor de los gastos por depreciación y amortización, mientras que un aumento en las reservas resultaría en una reducción del gasto. La depreciación, agotamiento y amortización, es calculada usando el método de unidades de producción.

La información sobre el valor en libros de los activos de exploración y producción y los montos registrados con cargo a resultados, incluyendo la depreciación y amortización, es presentada en las Notas 14 y 15.

3.2 Impairment (recuperación) del valor de los activos no corrientes

La Gerencia del Grupo utiliza su juicio profesional al evaluar la existencia de indicios de gasto (recuperación) de impairment con base en factores internos y externos.

Cuando exista un indicador de gasto o recuperación de impairment de períodos anteriores, el Grupo estima el importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo (UGE), el cual corresponde al mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso.

La evaluación requiere el uso de estimados y supuestos, entre los que se incluyen: (1) estimación de volúmenes y valor de mercado de las reservas de petróleo y gas natural; (2) perfiles de producción de los campos petroleros y producción futura de productos refinados y químicos; (3) inversiones, impuestos y costos futuros; (4) vida útil de los activos; (5) precios futuros, (6) tasa de descuento, la cual es revisada anualmente, y es determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés) y (7) cambios en la regulación ambiental. El importe recuperable es comparado con el valor neto en libros del activo, o de la unidad generadora de efectivo (UGE) para determinar si es sujeto de reconocimiento de impairment o si debe recuperarse algún monto de periodos anteriores.

Una pérdida por impairment reconocida previamente se revierte solo si ha habido un cambio en los supuestos utilizados para determinar el importe recuperable de los activos o UGEs desde que se reconoció la última pérdida por impairment. La reversión está limitada de modo que el valor en libros de un activo o UGE, diferente al goodwill, no exceda su importe recuperable, o el valor en libros que se hubiera determinado (neto de amortización o depreciación) si no se hubiera reconocido una pérdida en periodos anteriores.

Los precios futuros se estiman bajo las condiciones actuales del mercado. Los volúmenes de producción esperados, que comprenden reservas probadas y no probadas, se utilizan para pruebas de impairment debido a que la Gerencia considera que este es el indicador más apropiado de los flujos de efectivo futuros esperados, los cuales también serían considerados por los participantes del mercado. Las estimaciones de las reservas son intrínsecamente imprecisas y sujetas a riesgo e incertidumbre. Además, las proyecciones sobre reservas no probadas se basan en información que es necesariamente menos robusta que la disponible para reservorios maduros.

Estas estimaciones y supuestos están sujetos a riesgo e incertidumbre. Por tanto, existe la posibilidad que cambios en las circunstancias afecten estas proyecciones, que también puede afectar el monto recuperable de los activos y/o UGEs, así como también puede afectar el reconocimiento de una pérdida por impairment o la reversión de los montos registrados en periodos anteriores.

3.3 Costos de exploración y evaluación

La aplicación de la política contable del Grupo para los costos de exploración y evaluación requiere juicio al determinar si los beneficios económicos futuros son probables, ya sea por una futura explotación o una venta, o si las actividades no han alcanzado una etapa que permita una evaluación razonable de la existencia de reservas. Ciertos costos de exploración y evaluación se capitalizan inicialmente cuando se espera que surjan reservas comercialmente viables. El Grupo utiliza su juicio profesional sobre eventos y circunstancias futuras y hace estimaciones para evaluar anualmente la generación de beneficios económicos futuros para la extracción de recursos petroleros, así como análisis técnicos y comerciales para confirmar su intención de continuar su desarrollo. Los cambios con respecto a la información disponible, como el nivel de éxito de perforación o los cambios en la economía del proyecto, los costos de producción y los niveles de inversión, así como otros factores, pueden resultar a que los costos de perforación de exploración capitalizados, se reconozcan en el resultado del periodo. El Grupo emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y evaluación. Los gastos por pozos secos se incluyen en las actividades de operación en el estado consolidado de flujos de efectivo.

3.4 Determinación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)

La asignación de activos en UGEs requiere juicio significativo, así como también las interpretaciones con respecto a la integración entre los activos, la existencia de mercados activos, la exposición similar a los riesgos de mercado, las infraestructuras compartidas y la forma en la que la Gerencia monitorea las operaciones. Ver nota 4.12 – Impairment del valor de los activos de largo plazo.

3.5 Abandono y desmantelamiento de campos y otras facilidades

De acuerdo con la reglamentación ambiental y de petróleos, el Grupo debe asumir los costos por el abandono de instalaciones de extracción y transporte de petróleo, los cuales incluyen el costo de taponamiento y abandono de pozos, desmantelamiento de instalaciones y recuperación ambiental de las áreas afectadas.

Los costos de abandono y desmantelamiento son registrados en el mismo momento que se registra la instalación de los activos y son revisados anualmente.

Los cálculos de estos montos son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Gerencia. Los costos finales de desmantelamiento son inciertos y las estimaciones pueden variar en respuesta a muchos factores, incluidos los cambios en los requisitos legales pertinentes, el surgimiento de nuevas técnicas de restauración o la experiencia en otros sitios de producción. El tiempo esperado, la extensión y el monto del gasto también pueden cambiar, por ejemplo, en respuesta a cambios en las proyecciones de costos internos, cambios en las estimaciones de reservas, tasas de inflación futuras y tasas de descuento. El Grupo considera que los costos de abandono y desmantelamiento son razonables, según la experiencia y las condiciones del mercado, sin embargo, las variaciones significativas en los factores externos utilizados para el cálculo de la estimación podrían impactar significativamente los montos registrados en los estados financieros consolidados. Ver Nota 4.13 – Provisiones y pasivos contingentes (Obligación de retiro de activos).

3.6 Planes de pensión y otros beneficios

La determinación de gastos, pasivos y ajustes relacionados con los planes de pensión y otros beneficios de retiro definidos requieren que la Gerencia utilice el juicio en la aplicación de los supuestos actuariales utilizados en el cálculo actuarial. Los supuestos actuariales incluyen estimaciones de la mortalidad futura, retiros, cambios en la remuneración y la tasa de descuento para reflejar el valor del dinero en el tiempo; así como la tasa de rendimiento

de los activos del plan. Debido a la complejidad de la valoración, así como a su naturaleza de largo plazo, las obligaciones que se definan son muy sensibles a cualquier cambio en las variables que se utilizan.

Estos supuestos se revisan anualmente para propósitos de las valuaciones actuariales y pueden diferir materialmente de los resultados reales debido a cambios en las condiciones económicas y de mercado, cambios en la regulación, decisiones judiciales, tasas de retiro más altas o más bajas, o expectativas de vida de los empleados más largas o más cortas.

3.7 Impairment de goodwill

El Grupo realiza en diciembre de cada año la prueba anual de impairment del goodwill para evaluar si el valor en libros es recuperable. El goodwill es asignado a cada una de las Unidades Generadoras de Efectivo (o grupos de unidades generadoras de efectivo).

La determinación del importe recuperable se describe en la Nota 4.10 y su cálculo requiere supuestos y estimaciones. El Grupo considera que los supuestos y estimados utilizados son razonables, pueden ser respaldados en las condiciones actuales de mercado y están alineados al perfil de riesgo de los activos relacionados. Sin embargo, al utilizar diferentes supuestos y estimados, se obtendrían resultados diferentes. Los modelos de valoración usados para determinar el valor razonable son sensibles a cambios en los supuestos subyacentes. Por ejemplo, los precios y volúmenes de ventas y los precios que serán pagados por la compra de materias primas son supuestos que pueden variar en el futuro. Los cambios adversos en cualquiera de estos supuestos podrían llevar a reconocer un impairment del goodwill.

3.8 Litigios

El Grupo está sujeto a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La Gerencia evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que se estos materialicen y los montos involucrados, para decidir sobre los importes reconocidos y/o revelados en estados financieros consolidados.

Este análisis, el cual puede requerir juicios considerables, incluye revisar procesos legales instaurados en contra y reclamos aún no iniciados. Una provisión se reconoce cuando el Grupo tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado, es probable que se genere una salida de recursos para liquidar la obligación y se puede hacer una estimación confiable del monto de dicha obligación.

3.9 Impuestos

El cálculo de la provisión por impuesto de renta requiere la interpretación de la normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera el Grupo Empresarial Ecopetrol. Se requieren realizar juicios significativos para la determinación de las estimaciones del impuesto a las ganancias y para evaluar la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos, los cuales se basan en estimaciones de resultados fiscales futuros y en la capacidad para generación de resultados suficientes durante los periodos en los que sean deducibles dichos impuestos diferidos. Los pasivos por impuestos diferidos se registran de acuerdo con las estimaciones realizadas de los activos netos que en un futuro no serán fiscalmente deducibles.

En la medida en que los flujos de efectivo futuros y la renta gravable difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad del Grupo para utilizar los impuestos diferidos activos netos registrados a la fecha de presentación, podría verse afectada.

Adicionalmente, los cambios en las normas fiscales podrían limitar la capacidad del Grupo para obtener deducciones fiscales en ejercicios futuros, así como el reconocimiento de nuevos pasivos por impuestos producto de cuestionamientos por parte de la auditoria del organismo fiscalizador.

Las posiciones fiscales que se adopten suponen la evaluación cuidadosa por parte de la Gerencia, y se revisan y ajustan en respuesta a circunstancias como caducidad en la aplicación de la legislación, cierre de auditorías fiscales, revelaciones adicionales ocasionadas por algún tema legal o alguna decisión de la Corte en un tema tributario en particular. El Grupo registra provisiones con base en la estimación de la posibilidad de una decisión negativa que pueda surgir de una auditoría fiscal. El monto de estas provisiones depende de factores como la experiencia previa en auditorías fiscales y las interpretaciones de las normas tributarias por las entidades contribuyentes y de la autoridad tributaria. Los resultados reales pueden diferir de las estimaciones registradas.

3.10 Contabilidad de coberturas

El proceso de identificación de las relaciones de cobertura entre las partidas cubiertas y los instrumentos de cobertura derivados y no derivados (tal como la deuda a largo plazo en moneda extranjera), y su correspondiente efectividad, requiere juicios de la Gerencia. El Grupo evalúa periódicamente la alineación entre las coberturas identificadas y su política de gestión de riesgos.

4. Políticas contables

Las políticas contables que se indican a continuación se han aplicado consistentemente para todos los períodos presentados.

4.1 Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que da lugar a la creación de un activo financiero en una entidad y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra entidad.

La clasificación depende de su naturaleza y propósito por el cual el activo o pasivo financiero fue adquirido y se determina al momento del reconocimiento inicial. Todos los activos y pasivos financieros se miden inicialmente a su valor razonable.

Los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros distintos a los medidos a valor razonable con cambios en resultados, se suman o deducen del valor razonable de los activos y pasivos financieros, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

Los préstamos y cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

Los instrumentos de patrimonio se miden a valor razonable.

Mediciones a valor razonable

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría para transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de valoración. La medición del valor razonable se basa en la presunción de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo tiene lugar en el mercado principal del activo o pasivo o en ausencia de un mercado principal en el mercado más ventajoso.

El valor razonable de un activo o un pasivo es medido utilizando los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar su precio, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico.

La medición del valor razonable de un activo no financiero tiene en cuenta la capacidad de generar beneficios

económicos mediante la utilización del activo en su uso más alto y rentable o mediante la venta de éste a otro participante del mercado quien utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

El Grupo utiliza las técnicas de valoración más apropiadas para las circunstancias y con la mejor información disponible, maximizando el uso de los datos de entrada observables y minimizando los no observables.

Todos los activos y pasivos cuyo valor razonable se mide o revela en los estados financieros consolidados se clasifican dentro de la jerarquía, con base en la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable en su conjunto, de la siguiente manera:

- Nivel 1: Precios de cotización (no ajustados) de mercados activos para activos y pasivos idénticos. El valor razonable de los instrumentos negociables del Grupo se basa en entradas de nivel 1.

- Nivel 2: Técnicas de valoración para las cuales se observa directa o indirectamente la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable. Las entradas del nivel 2 incluyen precios de activos similares, precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa, y los precios que pueden ser corroborados substancialmente con otros datos observables con los mismos términos contractuales.

  Para los contratos de derivados que no se dispongan de un precio de mercado cotizado, las estimaciones del valor razonable generalmente se determinan utilizando modelos y otros métodos de valoración basados técnicas de valor presente, cuyos insumos clave incluyen precios futuros, estimaciones de volatilidad, correlación de precios, riesgo de crédito de contraparte y liquidez del mercado, según corresponda.

- Nivel 3: Técnicas de valoración para las cuales la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable no es observable. El Grupo no utiliza entradas a nivel 3 para sus mediciones de activos y pasivos financieros. Para el cálculo del valor recuperable de ciertos activos no financieros para propósitos de determinación del impairment, el Grupo puede utilizar entradas de nivel 3.

Método de la tasa de interés efectiva

El método de la tasa de interés efectiva es una forma de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de registro del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados (incluyendo todas las comisiones, costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial.

Impairment de activos financieros

El Grupo reconoce el valor de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo de acuerdo con el enfoque simplificado. Las pérdidas crediticias del activo se reconocen antes que un instrumento pase a estar en mora. Para determinar el riesgo crediticio se utiliza la información razonable y sustentable que se refiera al comportamiento histórico y variables que indiquen que exista riesgo en el futuro.

Al final de cada periodo sobre el que se informa el Grupo evalúa si hay evidencia objetiva que un activo o un grupo de activos están deteriorados como resultado de uno o más eventos ocurridos desde el reconocimiento inicial, para determinar si los flujos de efectivo futuros han sido afectados.

Para los activos financieros medidos al costo amortizado, el importe de la pérdida por impairment es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

4.1.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo comprende recursos en caja, inversiones financieras altamente líquidas, depósitos bancarios y depósitos especiales con vencimiento dentro de los noventa días desde la fecha de su adquisición y con bajo nivel de riesgo a cambios significativos en su valor.

4.1.2 Activos financieros

La clasificación de los activos financieros en el reconocimiento inicial depende de las características contractuales del flujo de efectivo del activo financiero y del modelo de negocio del Grupo para gestionarlos. Con excepción de las cuentas por cobrar comerciales que no contienen un componente de financiamiento significativo o para las cuales el Grupo Empresarial Ecopetrol ha aplicado el expediente práctico, el Grupo Empresarial Ecopetrol mide inicialmente un activo financiero a su valor razonable más los costos de transacción, en el caso de un activo no medido a valor razonable con cambios en resultados. Las cuentas por cobrar comerciales que no contienen un componente de financiamiento significativo o para las cuales el Grupo Empresarial Ecopetrol ha aplicado el expediente práctico se miden al precio de transacción determinado según la NIIF 15.

El Grupo clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Incluyen activos financieros mantenidos para negociar y activos financieros designados al momento del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Se clasifican como mantenidos para negociar si son adquiridos con el propósito de vender o recomprar en el corto plazo. Estos activos se reconocen a su valor razonable y las ganancias o pérdidas que surgen en la re-medición son reconocidas en el resultado del periodo.

b) Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en el otro resultado integral

Son instrumentos de patrimonio de otras Compañías no controladas y no estratégicas que no permiten ejercer ningún tipo de control o influencia significativa sobre las mismas y donde la gerencia del Grupo no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las ganancias o pérdidas se reconocen en el otro resultado integral.

c) Activos financieros a costo amortizado

Esta categoría es la más relevante para el Grupo. Los activos financieros a costo amortizado incluyen las cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar, préstamos y préstamos a empleados.

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar, incluyen cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar.

Los préstamos a empleados son inicialmente reconocidos al valor presente de los flujos de efectivo futuros, descontados a una tasa de mercado para un préstamo similar. Si la tasa de interés del préstamo es inferior a la tasa de interés de mercado, el valor razonable será menor que la cuantía del préstamo.

El Grupo mide los activos financieros a costo amortizado si se cumplen las siguientes condiciones:

- El activo es mantenido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es beneficiarse de los flujos contractuales, y,
- Los términos contractuales dan lugar a fechas específicas de pago y los flujos de efectivo corresponden únicamente a pagos del principal e intereses.

Los activos financieros a costo amortizado son posteriormente medidos usando el método de interés efectivo menos

impairment. Las ganancias o pérdidas son reconocidas en el resultado cuando el activo es dado de baja, ha sido modificado o deteriorado.

Bajas de activos financieros

El Grupo da de baja un activo financiero únicamente al vencimiento de los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo o, cuando ha transferido sus derechos de recibir dichos flujos o ha asumido la obligación de pagar los flujos recibidos en su totalidad sin demora material a un tercero y (a) ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad o (b) no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, sino que ha transferido el control del mismo.

Cuando el Grupo no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo o transferido el control del activo, continúa reconociendo el activo sobre la base de la participación continuada, y también reconoce el pasivo asociado.

4.1.3 Pasivos financieros

Los pasivos financieros corresponden a las fuentes de financiación obtenidas por el Grupo a través de créditos bancarios y emisiones de bonos, cuentas por pagar a proveedores y acreedores.

Los bonos y los créditos bancarios se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. Después del reconocimiento inicial, se miden posteriormente a costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva. La amortización se incluye como gasto financiero en el estado consolidado de ganancias y pérdidas.

Bajas de pasivos financieros

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación especificada en el correspondiente contrato sea pagada o vencida. Cuando un pasivo existente haya sido reemplazado por otro pasivo proveniente del mismo prestamista bajo condiciones sustancialmente diferentes, o si las condiciones de un pasivo existente se modifican de manera sustancial, tal modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia entre los importes respectivos, se reconoce en el estado consolidado de ganancias y pérdidas.

4.1.4 Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura

Los instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente en el estado consolidado de situación financiera como activos o pasivos por su valor razonable. Los cambios en el valor razonable se registran como resultados en el estado consolidado de ganancias y pérdidas, excepto si son designados dentro de una cobertura de flujo de efectivo, las cuales se reconocen en otros resultados integrales y posteriormente se reclasifican a resultados cuando el elemento cubierto afecte ganancias y pérdidas.

Las ganancias o pérdidas de los contratos derivados, que no están calificados ni designados como coberturas, incluidos los contratos de forward para la compra y venta de commodities en negociación para la entrega o recibo físico del commodity son registrados en el estado consolidado de ganancias y pérdidas.

4.1.5 Operaciones de cobertura

Para propósitos de contabilidad de cobertura, estas operaciones son clasificadas como:

- Coberturas de flujo de efectivo: coberturas para la exposición a la fluctuación de los flujos de efectivo atribuibles a un riesgo particular asociado con todos, o un componente de un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable y que podría afectar las ganancias o pérdidas.

- Coberturas de una inversión neta de un negocio en el extranjero.

- Coberturas de valor razonable: coberturas para la exposición a cambios en el valor razonable de un activo o pasivo reconocido o un compromiso en firme no reconocido, o un componente de cualquier elemento de este tipo, que es atribuible a un riesgo particular y que podría afectar las ganancias o pérdidas.

Al inicio de la relación de cobertura, El Grupo designa y documenta formalmente la relación entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto, junto con sus objetivos de gestión de riesgo y su estrategia para llevar a cabo las transacciones de cobertura. Se espera que tales coberturas sean altamente efectivas para lograr compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo; igualmente, se evalúan continuamente para determinar que realmente han sido altamente efectivos a lo largo de los períodos de reporte financiero, para los cuales fueron designados.

4.1.5.1 Cobertura de flujo de efectivo

La porción efectiva de las ganancias o pérdidas de los instrumentos de cobertura se reconocen en el estado de de otros resultados integrales, mientras que la porción inefectiva se reconoce en el estado consolidado de ganancias y pérdidas, en la línea del resultado financiero, neto.

Los montos previamente reconocidos en el estado de otros resultados integrales consolidados se transfieren al estado consolidado de ganancias y pérdidas cuando la partida cubierta afecta las ganancias y pérdidas. Cuando la partida cubierta es un activo o pasivo no financiero, los importes previamente reconocidos en otros resultados integrales se transfieren y se incluyen en el importe en libros inicial del costo del activo o pasivo no financiero.

Si el instrumento de cobertura expira o se vende, finaliza o se ejerce sin reemplazo o transferencia, o si se revoca su designación como cobertura o cuando la cobertura ya no cumple con los criterios para la contabilidad de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en el estado de otros resultados integrales consolidados se mantiene por separado en el patrimonio hasta que la transacción se reconozca en el estado consolidado de ganancias y pérdidas. Cuando ya no se espera que ocurra la transacción cubierta inicialmente, cualquier monto acumulada o en el patrimonio se reconoce inmediatamente en el estado consolidado de ganancias y pérdidas.

Ecopetrol designa préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo tipo de cambio en exportaciones futuras de crudo. Ver Nota 30.3 para mayor información.

4.1.5.2 Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Son contabilizadas de manera similar a las coberturas de flujo de efectivo.

Las ganancias o pérdidas del instrumento de cobertura relativa a la porción efectiva se reconocen en el estado de otros resultados integrales consolidados; mientras que los montos relativos a la porción inefectiva se reconocen en el estado consolidado de ganancias y pérdidas. Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio son reclasificadas al estado consolidado de ganancias y pérdidas cuando se disponga parcial o totalmente del negocio en el extranjero.

Ecopetrol designó préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo de tipo de cambio en sus inversiones en subsidiarias cuya moneda funcional es dólar. Ver Nota 30.4 para mayor información.

4.1.5.3 Cobertura de valor razonable

La ganancia o pérdida del instrumento de cobertura se reconocerá en el estado consolidado de ganancias y pérdidas o en el estado de otros resultados integrales consolidados, si el instrumento de cobertura cubre un instrumento de patrimonio para el cual una entidad ha optado por presentar cambios en el valor razonable en otro resultado integral consolidado.

La ganancia o pérdida de cobertura de la partida cubierta ajustará el valor en libros de la partida cubierta (si corresponde) y se reconocerá en el estado consolidado de ganancias y pérdidas. Si la partida cubierta es un activo financiero (o un componente del mismo) que se mide a valor razonable con cambios en otro resultado integral, la ganancia o pérdida de cobertura de la partida cubierta se reconocerá en el estado de ganancias y pérdidas consolidado. Sin embargo, si la partida cubierta es un instrumento de patrimonio para el cual una entidad ha optado por presentar cambios en el valor razonable en otro resultado integral, esos importes permanecerán en el estado de otros resultados integrales consolidados.

4.2 Inventarios

Los inventarios se registran al más bajo entre el costo y el valor neto realizable.

Comprenden principalmente petróleo crudo, combustibles y productos petroquímicos e inventarios de bienes de consumo (repuestos y suministros).

El costo del petróleo crudo es el costo de producción, incluido el costo de transporte.

El costo de otros inventarios se determina según el método del promedio ponderado, el cual incluye los costos de adquisición (descuentos comerciales, reembolsos y otros similares), transformación y otros costos incurridos para llevar el inventario a su ubicación y condición actual, como los costos de transporte.

Los inventarios de consumibles (repuestos y suministros) se reconocen como inventario y luego se registran como gastos, mantenimiento o proyectos en la medida en que se consuman.

El Grupo estima el valor neto realizable de los inventarios al final de cada período. Cuando las circunstancias que previamente causaron que los inventarios estuvieran por debajo de su costo ya no existan, o cuando se presenta una clara evidencia de un aumento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, el monto provisionado se revierte. La reversión no puede ser mayor al valor registrado originalmente, de modo que el nuevo importe en libros siempre será el menor entre el costo y el valor neto realizable revisado.

4.3 Partes relacionadas

Se consideran partes relacionadas aquellas en donde una de las partes tiene la capacidad de controlar a la otra, tiene control conjunto, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas de la participada o es un miembro del personal clave de la gerencia (o familiar cercano del personal clave). El Grupo ha considerado como partes relacionadas las Compañías asociadas, negocios conjuntos, directivos clave de la gerencia, las entidades administradoras de los recursos para pago de planes de beneficios post-empleo para empleados y algunas transacciones relevantes celebradas con entidades del Gobierno Colombiano, como son la compra de hidrocarburos y el fondo de estabilización petrolera. (Ver Nota 31 – Partes Relacionadas)

4.3.1 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual el Grupo ejerce influencia significativa pero no control. La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, sin llegar

a tener control o control conjunto sobre las mismas. En general, estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria del 20% al 50% de los derechos de voto. (Ver Anexo 1 – Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos)

Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de la participación. Bajo este método, la inversión se reconoce inicialmente al costo, posteriormente es ajustada para reconocer la participación del Grupo en los activos netos de la asociada. El goodwill relacionado se incluye en el importe en libros y no se evalúa su impairment de forma separada.

La participación en los resultados de las operaciones de la asociada se reconoce en el estado consolidado de ganancias y pérdidas. Cualquier cambio en otro resultado integral se registra también en el estado de otros resultados integrales consolidado.

Después de la aplicación del método de participación, el Grupo determina si es necesario reconocer una pérdida por impairment de la inversión, en cada fecha de presentación, el Grupo determina si existe evidencia objetiva de que la inversión está deteriorada, si existe tal evidencia, se calcula el monto del impairment como la diferencia entre el importe recuperable y el valor en libros, y luego reconoce la pérdida en el estado consolidado de ganancias y pérdidas.

Cuando es necesario, se realiza homologación a las políticas contables de las asociadas para garantizar la consistencia con las adoptadas por el Grupo. Adicionalmente, el método de participación se calcula con sus estados financieros más recientes.

4.3.2 Negocios conjuntos

Un negocio conjunto es un acuerdo mediante el cual dos o más partes ejercen control conjunto y tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. El control conjunto se presenta cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. El tratamiento contable para el reconocimiento de los negocios conjuntos es el mismo que el de las inversiones en asociadas.

4.4 Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un tipo de acuerdo conjunto mediante el cual las partes ejercen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, en relación con el acuerdo.

Los contratos de operación conjunta se celebran entre el Grupo y terceros para compartir el riesgo, asegurar el capital, maximizar la eficiencia operativa y optimizar la recuperación de las reservas. En estas operaciones, una parte se designa como el operador para ejecutar el presupuesto de gastos e inversiones e informar a los socios de acuerdo con sus intereses de participación. Así mismo, cada uno toma su parte de los hidrocarburos producidos (petróleo crudo o gas) de acuerdo con su participación en la producción.

Cuando el Grupo participa como socio no operador, registra los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos en función del informe de los operadores. Cuando el Grupo es el operador directo de los contratos, registra su porcentaje de activos, pasivos, ingresos, costos y gastos, con base en la participación de cada socio en las líneas correspondientes a activos, pasivos, gastos, costos e ingresos.

Cuando el Grupo adquiere o aumenta una participación en una operación conjunta en la cual la actividad constituye un negocio, dicha transacción se registra aplicando el método de adquisición de acuerdo a la NIIF 3 – Combinación de negocios. El costo de adquisición es la suma de la contraprestación transferida, la cual corresponde al valor razonable, en la fecha de adquisición, de los activos transferidos y los pasivos incurridos.

El exceso del valor de la contraprestación transferida y el importe pagado en la operación se reconoce como goodwill. Si resulta en un exceso el valor razonable de los activos netos adquiridos sobre el importe pagado en la operación, la

diferencia se reconoce como un ingreso en el estado de ganancias y pérdidas consolidado en la fecha de reconocimiento de la operación.

4.5 Activos no corrientes mantenidos para la venta

Los activos no corrientes se clasifican como mantenidos para la venta si sus valores en libros se recuperarán principalmente a través de una transacción de venta y no mediante su uso continuado. Así mismo, se clasifican en esta categoría solo cuando la venta es altamente probable dentro de un año desde la fecha de clasificación y el activo (o grupo de activos) y está disponible para su venta inmediata en su condición actual. Estos activos se miden al menor entre su valor en libros y el valor razonable menos los costos de disposición relacionados.

4.6 Propiedades, planta y equipo

Reconocimiento y medición

Las propiedades, planta y equipo se presentan al costo menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por impairment. Los componentes tangibles de los activos relacionados con recursos naturales y del medio ambiente forman parte de las propiedades, planta y equipo.

El costo inicial de un activo comprende su precio de compra o costo de construcción, incluyendo impuestos de importación e impuestos no reembolsables, cualquier costo directamente atribuible a la puesta en operación del activo, costos de beneficios a los empleados que surjan directamente de la construcción o adquisición, costos de endeudamiento incurridos que son atribuibles a la adquisición y/o construcción de activos calificables y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento y abandono.

Las piezas de repuesto y el equipo auxiliar se registran como inventarios, y se reconocen como gasto en la medida que se consumen. Las piezas de repuesto importantes y el equipo de mantenimiento permanente, que el Grupo espera usar durante más de un período, son reconocidos como propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida en el retiro de algún elemento de propiedades, planta y equipo es reconocida en el estado consolidado de ganancias y pérdidas del periodo respectivo.

Desembolsos posteriores

Corresponden a todos los desembolsos que se realicen sobre activos existentes con el fin de aumentar o prolongar la vida útil inicial esperada, aumentar la productividad o eficiencia productiva, permitir una reducción significativa de los costos de operación, aumentar el nivel de reservas en áreas de explotación o desarrollo o reemplazar una parte o componente de un activo que sea considerado crítico para la operación.

Los gastos de reparación, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. No obstante, los desembolsos asociados a mantenimientos mayores son capitalizados.

Depreciación

Las propiedades, planta y equipo se deprecian siguiendo el método lineal, excepto los activos asociados a las actividades de Exploración y Producción, los cuales se deprecian usando el método de unidades técnicas de producción. Las vidas útiles técnicas se actualizan anualmente considerando razones tales como: adiciones o mejoras (por reposición de partes o componentes críticos para la operación del activo), avances tecnológicos, obsolescencia u otros factores; el efecto de estos cambios se reconoce a partir del periodo contable en el cual se efectúa. La depreciación de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

La vida útil se define bajo los criterios de utilización prevista del activo, su desgaste físico esperado, la obsolescencia técnica o comercial y los límites legales o restricciones sobre su uso.
Las vidas útiles estimadas oscilan entre los siguientes rangos:

Planta y equipo	10 - 55 años
Ductos, redes y líneas	10 - 40 años
Edificaciones	10 - 42 años
Otros	3 - 35 años

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones y tienen una vida útil indefinida y por lo tanto no son objeto de depreciación.

Los métodos de depreciación y vidas útiles se revisan anualmente y se ajustan, si corresponde.

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible impairment en su valor recuperable. Ver notas 3.2 – Impairment (recuperación de impairment) del valor de los activos de largo plazo y 4.12 - Impairment del valor de los activos de largo plazo.

4.7 Recursos naturales y del medio ambiente

Reconocimiento y medición

El Grupo emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la NIIF 6 - Exploración y evaluación de recursos minerales.

Costos de exploración

Los costos de adquisición y exploración son registrados como activos de exploración y evaluación en curso hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o no; de no ser exitosa, todos los costos incurridos son reconocidos en el estado de ganancias y pérdidas consolidado.

Los costos de exploración incurridos con el objetivo de identificar áreas con perspectivas de contener reservas de petróleo crudo o gas incluyendo geología y geofísica, sísmica, viabilidad y otros, se reconocen como gastos cuando se incurren. Los desembolsos asociados con la perforación de pozos exploratorios y aquellos relacionados con pozos estratigráficos de naturaleza exploratoria son registrados como activos hasta que se determine si son comercialmente viables; de lo contrario, se registran en resultados como gasto de pozos secos. Otros gastos se reconocen en el estado de ganancias y pérdidas consolidado cuando se incurre en ellos.

Un activo de exploración y evaluación ya no se clasificará como tal cuando se demuestre la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer un recurso mineral. Los activos de exploración y evaluación se revisarán por impairment y se reconocerá cualquier pérdida por impairment antes de su reclasificación.

Todos los costos capitalizados están sujetos a revisiones técnicas y comerciales al menos una vez al año para confirmar la continuidad para desarrollar y producir dichos campos; de lo contrario, estos costos se transfieren al estado de ganancias y pérdidas consolidado.

Los costos de exploración se presentan netos de los ingresos obtenidos de la venta de petróleo crudo durante el periodo de pruebas extensas, neto de los costos de ventas, ya que se consideran necesarios para completar el activo.

Costos de desarrollo

Los costos de desarrollo corresponden a aquellos costos incurridos para acceder a las reservas probadas de hidrocarburos y de proporcionar las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, recogida y almacenamiento. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican como recursos naturales y del medio ambiente, los costos posteriores a la etapa de exploración son capitalizados como costos de desarrollo de las propiedades que comprendan tales activos de recursos naturales. Todos los costos de desarrollo se capitalizan, incluidos los costos de perforación sin éxito de pozos de desarrollo.

Costos de producción

Son aquellos incurridos para operar y mantener los pozos productivos, así como el equipo e instalaciones correspondientes. La actividad de producción incluye la extracción del crudo y del gas a la superficie, su recolección, tratamiento y procesamiento y el almacenamiento en el campo. Los costos de producción son gastos en el momento en que se incurren a menos que adicionen reservas de petróleo crudo y gas, en tal caso son capitalizados.

Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su costo y hacen parte de las propiedades, planta y equipo sujetos a depreciación.

Los costos capitalizados también incluyen el costo de desmantelamiento, retiro y restauración, así como el valor estimado por obligaciones ambientales futuras. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, se capitalizan en el activo correspondiente.

Los costos capitalizados también incluyen el valor de los ingresos obtenidos netos de los costos por la venta de crudo de pruebas extensas, por cuanto se consideran necesarios para completar el activo.

Amortización

La amortización de los elementos de recursos naturales y del medio ambiente es determinada según el método de unidades técnicas de producción por campo, utilizando como base las reservas probadas desarrolladas, salvo algunos casos excepcionales que demandan un mayor juicio de valor por parte de la Gerencia para determinar un mejor factor de amortización de los beneficios económicos futuros a lo largo de la vida útil del activo. Los factores de amortización se revisan anualmente, con base en el estudio de reservas y el impacto sobre cambios de dichos factores sobre el gasto por amortización, se reconoce de manera prospectiva en los estados financieros consolidados.

Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por la Junta Directiva. Las reservas probadas consisten en las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas con certeza razonable por los datos geológicos y de ingeniería que serán recuperables en años futuros a partir de reservas conocidas bajo condiciones económicas y de operación existentes, es decir, a los precios y costos que se aplican a la fecha de la estimación.

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible impairment en su valor recuperable. Ver notas 3.2 – Impairment (recuperación de impairment) del valor de los activos de largo plazo y 4.12 - Impairment del valor de los activos de largo plazo.

4.8 Capitalización de costos por préstamos

Los costos por préstamos relacionados con la adquisición, construcción o producción de un activo calificado, el cual requiera un período de tiempo sustancial para estar listo para su uso, se capitalizan como parte del costo de ese

activo cuando sea probable que los beneficios económicos futuros retornen al Grupo y puedan ser medidos con fiabilidad. Los demás costos por intereses se reconocen como gastos financieros en el período en que se incurren. Los proyectos que han sido suspendidos, pero que el Grupo tiene la intención de continuar a futuro con su ejecución, no son considerados como activos calificados para el propósito de capitalizar los costos por préstamos.

4.9 Activos intangibles

Los activos intangibles con vida útil definida, adquiridos separadamente, son inicialmente registrados al costo menos la amortización acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. La amortización es reconocida bajo el método de línea recta, de acuerdo con sus vidas útiles estimadas. La vida útil estimada y el método de amortización son revisados al final de cada período de reporte; cualquier cambio en la estimación es registrada sobre una base prospectiva.

Los desembolsos originados por las actividades de investigación se reconocen como un gasto en el período en el cual se incurren.

4.10 Goodwill

El goodwill se mide inicialmente al costo (que corresponde al exceso entre la contraprestación transferida y el monto reconocido por intereses no controlantes y cualquier interés anterior mantenido sobre los activos netos identificables de los activos adquiridos y los pasivos asumidos). Después del reconocimiento inicial, el goodwill se mide al costo menos cualquier pérdida por impairment acumulada. El crédito mercantil no se amortiza, pero se revisa anualmente su impairment.

4.11 Arrendamientos

Ecopetrol aplicó NIIF 16 – Arrendamientos a partir del 1 de enero de 2019, utilizando el enfoque retrospectivo modificado.

Al inicio de un contrato, la Compañía evalúa si un contrato es, o contiene, un arrendamiento. Esta situación se presenta si el contrato transfiere el derecho de controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Para llevar a cabo dicha evaluación, se utiliza la definición de arrendamiento contenido en la NIIF 16.

<u>Arrendamiento como arrendatario</u>

En la fecha de inicio de un arrendamiento, Ecopetrol reconoce una obligación correspondiente al total de pagos del arrendamiento y un activo que representa el derecho de usar el activo subyacente durante el término del arriendo. Se reconocen separadamente el gasto por intereses sobre la obligación y el gasto por amortización del activo por derecho de uso.

En el reconocimiento posterior, la Compañía remide la obligación de arrendamiento ante la ocurrencia de acontecimientos como: a) cambios del término del arrendamiento, b) cambios de los pagos futuros pagos de arrendamiento que resulten de variaciones en un índice o en la tasa utilizada para determinar los pagos. El monto de la nueva medición de la obligación se reconocerá como un ajuste al activo por derecho de uso.

<u>Arrendamiento como arrendador</u>

Ecopetrol clasifica como financieros aquellos contratos en los cuales los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo. Los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Si el arrendamiento es clasificado como financiero, se registra una cuenta por cobrar en el estado de situación financiera, por monto igual a la inversión neta en el arrendamiento.

Para los arrendamientos clasificados como operativos se reconocen los ingresos por los pagos de forma lineal en el estado de resultados.

Activos por derecho de uso

Ecopetrol reconoce los activos por derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos cualquier amortización acumulada y pérdidas por impairment, y se ajustan si existe alguna nueva medición de los pasivos por arrendamiento. Se amortizan en línea recta durante el plazo del arrendamiento y están sujetos a evaluación por impairment.

Pasivos por arrendamiento

En la fecha de inicio del arrendamiento, la Compañía reconoce los pasivos al valor presente de los pagos por arrendamiento que se realizarán durante el plazo del contrato. Los pagos variables que no dependan de un índice o una tasa se reconocen como gasto en el período en el que un evento o condición indiquen que el pago ocurrirá.

Para el cálculo del valor presente de los pagos, Ecopetrol utiliza la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de inicio del arrendamiento. El valor en libros de los pasivos se vuelve a medir si hay un cambio en el plazo, en los pagos fijos o en la evaluación para comprar el activo subyacente.

Arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor

Ecopetrol aplica la exención de reconocimiento a sus arrendamientos para los contratos que tienen un plazo de ejecución de 12 meses o menos a partir de la fecha de inicio y no contienen una opción de compra y los contratos en los cuales el activo subyacente se considera de bajo valor.

Contratos de asociación (JOA)

En los contratos de asociación JOA se analiza quien controla el uso del activo y de acuerdo a ello se determina el método de reconocimiento de los derechos de uso. Si quien controla el uso del activo es el operador, este deberá reconocer en sus estados financieros el 100% del derecho. Si quien controla es el JOA, se analiza si el contrato cumple con las características de un subarrendamiento, y en ese caso cada parte deberá reconocer proporcionalmente a su participación el derecho de uso. Ecopetrol reconoce al 100% los derechos de uso en los contratos de asociación (JOA) en los que participa como operador.

4.12 Impairment del valor de los activos de largo plazo

Con el fin de evaluar si los activos tangibles e intangibles están deteriorados, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con el importe recuperable por lo menos en cada fecha de cierre del período, para identificar indicios de que algún activo pudiera estar deteriorado.

Para efectuar el análisis de impairment, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGEs) siempre que los mismos, individualmente considerados, no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGEs. La agrupación de los activos en diferentes UGEs, implica la realización de juicio profesional y la consideración, entre otros parámetros, de los segmentos de negocio. En este sentido, en el segmento de Exploración y Producción, una UGE corresponde a cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas “campos”; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja

generados por varios campos son interdependientes entre sí, dichos campos se agrupan en una única UGE. En el caso del segmento Refinación y Petroquímica, las UGE corresponden a cada una de las refinerías del Grupo y para el segmento de Transporte cada línea es considerada como una UGE independiente.

El valor recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, se reconoce una pérdida por impairment de valor en los resultados consolidados del periodo.

El valor razonable menos los costos de disposición es usualmente mayor que el valor en uso para el segmento de producción debido a algunas restricciones significativas en la estimación de los flujos de caja futuros, como son: a) futuras inversiones de capital que mejoren el desempeño de la UGE y que pueden resultar en un incremento esperado de los flujos netos de efectivo, b) partidas antes de impuestos que reflejan riesgos de negocio específicos, lo que resulta en una mayor tasa de descuento.

El valor razonable menos los costos de disposición, se determina como la suma de los flujos de caja futuros descontados, ajustados al riesgo estimado. Las estimaciones de los flujos de caja futuros se realizan con proyecciones de los precios de los productos básicos, estimaciones de la oferta y la demanda y los márgenes de los productos.

El valor razonable menos los costos de disposición, descrito arriba, es comparado con múltiplos de valoración y precios de cotización de las acciones en empresas comparables al Grupo, con el objetivo de determinar si es razonable. En el caso de los activos o UGEs que participan en la evaluación y exploración de reservas, se consideran reservas probadas, probables y posibles, con un factor de riesgo asociado a las mismas.

Una vez que se ha registrado una pérdida por impairment, el gasto por amortización futura se calcula sobre la base del importe recuperable ajustado. Las pérdidas por impairment solo pueden revertirse si la recuperación está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después de que se reconoció la pérdida. Estas reversiones no deberán exceder el valor en libros de los activos netos de depreciación o amortización que se habrían determinado si el impairment nunca se hubiera registrado.

El valor en libros de los activos no corrientes reclasificados como activos mantenidos para la venta, se compara con el valor razonable menos los contos de disposición. No se registra ninguna otra provisión por depreciación o amortización si el valor razonable menos los costos de disposición es menor que el valor en libros.

4.13 Provisiones y pasivos contingentes

Las provisiones son reconocidas cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado y que sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación y su estimación pueda ser medida con fiabilidad. En los casos aplicables, se registran a su valor presente, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo.

Si el efecto del valor temporal del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones son descontadas utilizando una tasa actual de mercado antes de impuestos que refleje, cuando corresponda, los riesgos específicos del pasivo. Cuando se reconoce el descuento, el aumento de la provisión se reconoce como gasto financiero en el estado de ganancias y pérdidas consolidado.

Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son registrados como gastos.

El reconocimiento de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y el Grupo utiliza toda la información disponible para determinar un estimado razonable de su respectivo costo.

Los pasivos contingentes no son reconocidos, pero están sujetos a revelación en las notas explicativas cuando es posible la salida de recursos; incluyendo aquellos cuyos valores no pueden estimarse.

En los casos en que se espera que la provisión se reembolse en todo o en parte, por ejemplo, en virtud de un contrato de seguros, el reembolso se reconoce como un activo separado únicamente en los casos en que tal reembolso sea prácticamente cierto. El importe reconocido para el activo no debe exceder el importe de la provisión

Obligación de retiro de activos

Los pasivos asociados al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas, relacionadas con el abandono y desmantelamiento pozos, ductos, inmuebles y equipo.

La obligación generalmente se contrae cuando los activos son instalados o cuando la superficie o el ambiente son alterados en los sitios a operar. Estos pasivos son reconocidos utilizando la técnica de flujos de caja descontados a una tasa antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado de un pasivo de riesgo similar y tomando en consideración el límite económico del campo o vida útil del activo respectivo. En el caso en que no se pueda determinar una estimación fiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tenga suficiente información disponible para realizar la mejor estimación.

El valor en libros de la provisión es revisado y ajustado anualmente considerando cambios en las variables utilizadas para su estimación, utilizando una tasa libre de riesgo ajustada por una prima que refleja el riesgo y calificación crediticia de la compañía bajo las condiciones actuales de mercado. Cualquier cambio en el valor presente del gasto estimado se refleja como un ajuste a la provisión y su correspondiente propiedad, planta y equipo o recursos naturales y ambientales. Cuando se presenta una disminución en la obligación de retiro de activos relacionada con un activo productivo que excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas consolidado. El costo financiero de actualización de estos pasivos es reconocido en el resultado del periodo, como gasto financiero.

4.14 Impuesto a las ganancias y otros impuestos

El gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto a la renta por pagar del periodo corriente y el efecto del impuesto diferido en cada periodo.

El impuesto a las ganancias es registrado en resultados, excepto cuando estén relacionados con partidas reconocidas en otros resultados integrales, en cuyo caso el impuesto es registrado en el otro resultado integral. Los activos y pasivos por impuestos son presentados de manera separada en los estados de situación financiera consolidados, excepto cuando exista un derecho de compensación dentro de las jurisdicciones fiscales y la intención para cruzar tales saldos sobre una base neta.

Para las entidades que tributan en Colombia, los impuestos son pagados de acuerdo al resultado individual de cada Compañía y no bajo una base consolidada

4.14.1 Impuesto corriente

El Grupo determina la provisión del impuesto a las ganancias con base en el mayor valor entre la utilidad gravable y la renta presuntiva (el valor mínimo estimado de rentabilidad que la ley prevé para cuantificar y liquidar el impuesto a las ganancias). La utilidad fiscal difiere de la utilidad reportada en el estado consolidado de ganancias y pérdidas, debido a: partidas de ingresos o gastos imponibles o deducibles en diferentes periodos fiscales, deducciones tributarias especiales, pérdidas fiscales y partidas contabilizadas que conforme a las normas tributarias aplicables en cada jurisdicción se consideren no gravables o no deducibles

4.14.2 Impuestos diferidos

El impuesto diferido se contabiliza de acuerdo con el método del pasivo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se reconocen por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a las diferencias entre los importes en libros de los activos y pasivos existentes en los estados financieros consolidados y sus bases impositivas respectivas. Se reconoce un pasivo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias imponibles. Se reconoce un activo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias deducibles y para todas las pérdidas fiscales a amortizar, en la medida en que exista una expectativa razonable de que el Grupo tendrá ganancias fiscales futuras con las que pueda compensar dichas diferencias temporales.

Los impuestos diferidos sobre los activos y pasivos se calculan sobre la base de las tasas impositivas que se esperan aplicar durante los años en los que se reviertan las diferencias temporales entre los importes en libros y las bases impositivas.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos está sujeto a revisión al final de cada período de presentación y se disminuye en la medida en que se estima probable que no habrá suficientes ganancias fiscales futuras para realizar el activo en términos individuales para cada entidad que tributa en Colombia.

En el estado de situación financiera consolidado, los activos por impuestos diferidos se compensan con los pasivos por impuestos diferidos, dependiendo de la posición fiscal en la entidad que los genera.

Los impuestos diferidos no se reconocen cuando surgen en el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción (excepto en una combinación de negocios) y por tanto, en el momento de la transacción, no afecta la utilidad contable o fiscal. Tampoco se reconocen sobre la posible distribución futura de utilidades acumuladas de subsidiarias o inversiones contabilizadas por el método de participación, si al momento de la distribución puede ser controlado por Ecopetrol y es probable que las ganancias acumuladas sean reinvertidas y, por lo tanto, no será distribuido a Ecopetrol.

4.14.3 Otros impuestos

El Grupo reconoce en el resultado del periodo costos y gastos por otros impuestos diferentes al impuesto a las ganancias, tales como el impuesto a la riqueza, el cual se determina con base en el patrimonio fiscal, el impuesto de industria y comercio que grava los ingresos obtenidos en los municipios por el desarrollo de actividades comerciales, industriales y de servicios, y el impuesto de transporte que grava los volúmenes cargados en los sistemas de transporte. Los impuestos son calculados de acuerdo con la normatividad fiscal vigente. Para mayor detalle ver Nota 10

4.15 Beneficios a empleados

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo (Acuerdo 01 de 1977) y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de beneficios determinados por la legislación laboral, los empleados de Ecopetrol tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como del salario básico. Se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados por cesantías a favor de cada trabajador y se prevé el pago de indemnizaciones cuando se presenten circunstancias especiales que den lugar a la terminación del contrato, sin justa causa, y en períodos diferentes al de prueba.

Ecopetrol pertenecía al régimen especial de pensiones. Bajo este régimen las mesadas pensionales estaban a cargo de Ecopetrol, no a cargo de una Administradora de Pensiones. Sin embargo, la Ley 797 del 29 de enero de 2003 y el acto legislativo 001 de 2005 establecieron que Ecopetrol no pertenecería más a dicho régimen, sino que en adelante sus empleados estarían vinculados al Sistema General de Pensiones. En consecuencia, los empleados que se jubilaron con Ecopetrol hasta el 31 de julio de 2010 siguen recibiendo mesadas a cargo de la Compañía. De igual manera, estos empleados tienen derecho a dicho bono pensional si trabajaron con Ecopetrol antes del 29 de enero de 2003, pero

cuyo contrato de trabajo terminó, sin renovación antes de esa fecha.

Todas las prestaciones sociales de empleados ingresados con anterioridad a 1990 son responsabilidad de Ecopetrol sin intervención de organismo o institución de seguridad social. El costo de los servicios de salud del empleado y de sus familiares inscritos se determina mediante la tabla de morbilidad, preparada con base en los hechos acaecidos durante el año.

Para los trabajadores que ingresaron a partir de la vigencia de la Ley 50 de 1990, la Compañía hace aportes periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones.

En 2008, Ecopetrol conmutó parcialmente el valor correspondiente a mesadas de su pasivo pensional, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional (PAP's). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados a la Compañía hasta que se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales. La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

Los beneficios a empleados se dividen en cuatro grupos así:

a) Beneficios a empleados a corto plazo y beneficios post-empleo de aportaciones definidas

Los beneficios a empleados a corto plazo corresponden principalmente a aquellos cuyo pago será totalmente atendido en el término de los doce meses siguientes al cierre del periodo en el cual los empleados han prestado sus servicios. Estos incluyen principalmente salarios, cesantías, vacaciones, bonos y otros beneficios.

Los beneficios post-empleo de aportaciones definidas corresponden a los pagos periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales que la Compañía realiza a los respectivos fondos privados que asumen en su totalidad estas obligaciones.

Los anteriores beneficios se reconocen como un gasto con su pasivo asociado después de deducir cualquier valor ya pagado.

b) Beneficios a empleados post-empleo por beneficios definidos

En los planes de beneficios definidos, el Grupo suministra los beneficios acordados a los empleados actuales y anteriores, y asume los riesgos actuariales y de inversión.

Los siguientes conceptos son clasificados como planes de beneficios definidos de largo plazo y son registrados en los estados financieros consolidados, de acuerdo con los cálculos realizados anualmente por un actuario independiente:

- Pensiones
- Bonos pensionales
- Salud
- Plan educativo
- Cesantías retroactivas

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera consolidado en relación con estos planes de beneficios, corresponde al valor presente de las obligaciones por prestaciones definidas en la fecha del balance, menos el valor razonable de los activos del plan.

La obligación por prestaciones definidas es calculada anualmente por actuarios independientes utilizando el método de la unidad de crédito proyectado, el cual tiene en cuenta los años de servicio de los empleados y para pensiones, la

remuneración promedio o final. Dicha obligación se descuenta al valor presente utilizando los tipos de interés de bonos del Gobierno de alta calidad, denominados en la moneda en que se pagarán los beneficios y con una duración similar a cada plan.

Estas valuaciones actuariales involucran varios supuestos que podrían diferir de los acontecimientos que efectivamente tendrán lugar en el futuro. Estos supuestos incluyen la determinación de la tasa de descuento, los aumentos salariales futuros, los índices de mortalidad y los aumentos futuros de las pensiones. Debido a la complejidad de la valuación y los supuestos subyacentes, y a la naturaleza de largo plazo de estos planes, las obligaciones por beneficios definidos son extremadamente sensibles a los cambios en estos supuestos. Todos estos supuestos clave se revisan a cada fecha de cierre del período sobre el que se informa.

Al determinar la tasa de descuento apropiada, ante la ausencia de un amplio mercado de bonos de alta calidad, la Gerencia considera las tasas de interés correspondientes a los bonos TES clase B negociables emitidos por el Gobierno Colombiano como su mejor referencia a una tasa de descuento apropiada con vencimientos extrapolados en línea con el plazo de duración esperado para cada plan de beneficios. El índice de mortalidad se basa en las tablas de mortalidad del país en particular, de las cuales su última versión es la tabla RV08 publicada en la resolución 1555 de octubre de 2010. Los incrementos futuros de salarios y pensiones se vinculan con los índices de inflación futuros esperados para cada país. La Nota 22 – Provisiones por beneficios a empleados provee más detalles sobre los supuestos clave utilizados.

Los valores reconocidos en el estado de ganancias y pérdidas consolidado de los planes de beneficios definidos comprenden principalmente el costo del servicio y los intereses netos. El costo del servicio comprende principalmente el aumento en el valor presente de la obligación de los beneficios resultantes durante el período (costo del servicio corriente) y los valores resultantes un nuevo plan de beneficios. Las modificaciones del plan corresponden a los cambios en los beneficios y generalmente se reconocen cuando se han recibido todas las aprobaciones legales y reglamentarias y los efectos se han comunicado a los empleados involucrados. El interés neto se calcula utilizando el pasivo neto por beneficios definidos comparado con la curva de rendimiento de la tasa de descuento al inicio de cada año para cada plan. Las remediciones del pasivo neto por beneficios definidos resultante de ganancias y pérdidas actuariales, el efecto del techo de los activos y la rentabilidad de los activos del plan, excluyendo el valor reconocido en el resultado, se reconocen en el otro resultado integral.

Cuando los activos del plan exceden la obligación bruta, el activo reconocido se limita al menor entre el superávit del plan de beneficios definidos y el techo de los activos determinado usando una tasa de descuento basada en bonos del Gobierno Colombiano.

(a) Otros beneficios a largo plazo

Los otros beneficios a largo plazo incluyen la prima por quinquenio que hace parte del cálculo actuarial de la Compañía. Este beneficio es un bono en efectivo que se acumula sobre una base anual y se paga al final de cada cinco años a los empleados. El Grupo reconoce en el estado de ganancias y pérdidas consolidado el costo del servicio, el costo financiero neto y los ajustes a la obligación del plan de beneficio definido.

(b) Beneficios por terminación

Un plan de beneficio por terminación laboral es reconocido sólo cuando existe un plan detallado para dicho proceso y no exista posibilidad de retirar la oferta. El Grupo reconoce un pasivo y un gasto por beneficios de terminación en la fecha más temprana entre la fecha en donde no se puede retirar la oferta de dichos beneficios o aquella en la que se reconocen los costos de restructuración.

4.16 Reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes

El negocio del Grupo Empresarial Ecopetrol se fundamenta en tres fuentes principales de ingresos de contratos con clientes: 1) venta de crudo y gas, 2) servicios asociados al transporte de hidrocarburos y 3) venta de productos

refinados, petroquímicos y biocombustibles. Estas fuentes de ingresos obedecen a modalidades de contratos tales como suministro de productos, nominaciones y órdenes de venta. El ingreso de contratos con clientes generado es reconocido cuando el control de los bienes o servicios son transferidos al cliente en un valor que refleje la contraprestación que el Grupo espera recibir a cambio de tales productos o servicios.

Venta de crudo y gas

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador. Esto generalmente ocurre cuando los productos son entregados físicamente a través de carro-tanques, ductos u otros métodos de entrega considerando sus riesgos y beneficios, cumpliendo así con las obligaciones de desempeño que el Grupo Ecopetrol tiene con sus clientes.

Para algunos contratos de suministro de gas con periodo de reposición, se discrimina entre las cantidades de gas consumidas y no consumidas, para reconocer el respectivo ingreso o pasivo por las cantidades que se solicitarán a futuro. Una vez el cliente reclame este gas, se reconoce el ingreso.

Servicios asociados al Transporte de Hidrocarburos

Los ingresos por servicios de transporte se reconocen en la medida en que se presta el servicio al cliente y no existan condiciones contractuales que impidan reconocer el ingreso. Las compañías del Grupo asumen un rol de principal en la prestación de estos servicios.

Los contratos Ship/Take or Pay de venta de productos, almacenamiento y transporte especifican cantidades mínimas de producto o servicio que pagará un cliente, incluso si este no los recibe o los usa (cantidades deficientes). Si el Grupo espera que el cliente recupere todas las cantidades deficientes a las que tiene derecho contractualmente, cualquier cargo recibido relacionado con las deficiencias temporales que se compensarán en un período futuro, se diferirá y se reconocerá ese monto como ingreso cuando ocurra cualquiera de las siguientes situaciones:

a) El cliente ejerce el derecho ó
b) La posibilidad de que el cliente ejerza el derecho a los volúmenes o servicios de deficiencia es remota.

Productos Refinados y Biocombustibles

En el caso de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles, tales como combustóleos, asfaltos, polietilenos, G.L.P. y propanos y gasolinas entre otros, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados y entregados por la refinería; posteriormente, son ajustados por cambio de precios, en el caso de productos con precios regulados.

En los demás casos, el Grupo reconoce los ingresos en el momento en que se satisface la obligación de desempeño y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago.

En cumplimiento con la normatividad local vigente, Ecopetrol comercializa gasolina regular y ACPM a precio regulado.

De conformidad con el Decreto 1068 de 2015, corresponde al Ministerio de Minas y Energía calcular y liquidar la posición neta semestral de Ecopetrol y para cada combustible a ser estabilizado por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). La posición neta corresponde a la sumatoria de los diferenciales a lo largo del periodo, cuyo resultado es el monto en pesos a favor de la Compañía con cargo a los recursos del FEPC. El diferencial corresponde al producto entre el volumen reportado por la Compañía al momento de la venta y la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia, siendo el precio de paridad aquel que corresponde a los precios diarios de la gasolina motor y ACPM observados durante el mes, expresados en pesos, referenciados al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, calculado aplicando la Resolución 18 0522 de 2010 y el precio de referencia es el

Ingreso al Productor definido por el Ministerio de Minas y Energía para estos efectos. Por consiguiente, este diferencial constituye un mayor o menor valor del ingreso por ventas para Ecopetrol.

De acuerdo con los perfiles de riesgo, el Grupo Empresarial maneja sistemas de pago anticipado para algunos de sus contratos con clientes.

Componente financiero significativo

Generalmente los pagos recibidos de clientes son en el corto plazo. Haciendo uso de la solución práctica el Grupo no ajusta el valor comprometido como contraprestación para dar cuenta de los efectos de un componente de financiación si se espera, al comienzo del contrato, que el periodo entre el momento en que se transfiere el bien o servicio comprometido al cliente y el momento en que el cliente paga por ese bien o servicio sea de un año o menos.

Consideraciones variables

Al momento cumplir con las obligaciones establecidas en los contratos con clientes, vía la entrega del producto o la prestación del servicio, pueden existir componentes variables del precio de la transacción tales como el tipo de cambio en las exportaciones de crudo o la fluctuación de precios internacionales. En estos casos, el Grupo efectúa la mejor estimación del precio de la transacción que refleje los bienes y servicios transferidos a los clientes.

En cuanto a las cláusulas de los contratos firmados con clientes, no se contemplan consideraciones variables asociadas a derechos de reembolso, rebajas o descuentos.

Consideraciones no monetarias

El Grupo Empresarial establece dentro de sus contratos con clientes que la contraprestación será monetaria en todos sus casos, por lo cual no hay consideraciones asociadas a pagos en especie.

Anticipos de clientes

Corresponden a obligaciones contractuales en las cuales el Grupo recibe recursos monetarios de clientes para efectuar posteriormente la transferencia de los bienes y servicios. Estos anticipos realizados por los clientes hacen parte de las políticas y evaluación de riesgo definidas por el Grupo Empresarial.

4.17 Costos y gastos

Los costos y gastos se presentan de acuerdo a su naturaleza, detallando en las respectivas notas la composición del costo de ventas y los gastos asociados a las actividades de administración, operación, proyectos y otros gastos.

4.18 Ingresos (gastos) financieros

Los ingresos y gastos financieros incluyen principalmente: a) costos por intereses de préstamos y financiaciones, excepto los que son capitalizados como parte del costo del activo, b) valoración de ganancias y pérdidas de instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambio a resultados, c) diferencias en cambio de activos y pasivos financieros, excepto los instrumentos de deuda designados como instrumento de cobertura, d) gastos por actualización financiera de pasivos a largo plazo (costos de abandono y pasivo pensional), e) los dividendos derivados de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable con cambio en el otro resultado integral.

4.19 Información por segmento de negocio

El Grupo presenta las correspondientes revelaciones relacionadas con sus segmentos de negocio en sus estados financieros consolidados de acuerdo con el párrafo 4 de la NIIF 8 – Segmentos de operación.

La operación del Grupo se realiza a través de tres segmentos de negocio: 1) Exploración y producción, 2) Transporte y logística y 3) Refinación, petroquímica y biocombustibles.

Esta segmentación se basa en la gestión de objetivos y plan estratégico de la Compañía teniendo en cuenta que estos negocios: (a) se dedican a actividades comerciales diferenciales, de las que se generan los ingresos y se incurren los costos y gastos; (b) los resultados de operación son revisados regularmente por el Gobierno del Grupo que toma las decisiones de operación para asignar recursos a los segmentos y evaluar su desempeño; y (c) se dispone de información financiera diferenciada. Las transferencias internas representan las ventas a los segmentos entre Compañías y se registran y se presentan a precios de mercado.

a) **Exploración y producción:** Este segmento incluye las actividades relacionadas con la exploración y producción de petróleo crudo y gas. Los ingresos se derivan de la venta a precios de mercado de petróleo crudo y gas natural a otros segmentos y a terceros (distribuidores locales y extranjeros). Los costos incluyen los costos incurridos en la producción. Los gastos incluyen todos los costos de exploración que no se capitalizan.

b) **Transporte y logística:** Este segmento incluye los ingresos y costos asociados con la operación de transporte y distribución de hidrocarburos, derivados y productos.

c) **Refinación, petroquímica y biocombustibles:** Este segmento incluye las actividades realizadas en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, donde los crudos que llegan de los campos de producción son refinados o procesados. Los ingresos provienen de la venta de productos a otros segmentos y a clientes nacionales y del exterior e incluyen productos refinados y petroquímicos a precios de mercado y en algunos combustibles a precio regulado. Este segmento también incluye ventas de servicios industriales a clientes.

Ver información de segmentos en la Nota 33.

5. Nuevos estándares y cambios normativos

5.1 Nuevos estándares adoptados por el Grupo, efectivos a partir del 1 de enero de 2020

Ecopetrol aplicó por primera vez ciertas normas y enmiendas, que son efectivas para períodos anuales que comenzaron a partir del 1 de enero de 2020. No ha adoptado anticipadamente ninguna otra norma, interpretación o enmienda que haya sido emitida pero que aún no sea efectiva a la fecha de este informe:

- Modificaciones a la NIIF 3 – Definición de un negocio: para ayudar a las compañías a determinar si un conjunto de actividades y activos adquiridos se consideran un negocio o no. Se aclaran los requisitos mínimos para determinar si es un negocio, se elimina la evaluación de si los participantes del mercado son capaces de reemplazar cualquier elemento faltante, se incluye una orientación para ayudar a las compañías a evaluar si un proceso adquirido es sustantivo, se restringen las definiciones de un negocio y de productos; y se introduce una prueba de concentración de valor razonable opcional. Se proporcionan nuevos ejemplos ilustrativos junto con estas modificaciones.

  Estos cambios se aplican a las transacciones consideradas combinaciones de negocios o adquisiciones de activos, para las cuales la fecha de adquisición sea 1 de enero de 2020 o posterior. En consecuencia, las compañías no tienen que revisar transacciones ocurridas en periodos anteriores. (Nota 12 – Combinaciones de negocios).

- Modificaciones a las NIIF 7, NIIF 9 y NIC 39 Reforma de la tasa de interés de referencia: se proporciona un número de exenciones, que se aplican a todas las relaciones de cobertura directamente afectadas por los

cambios en los índices de referencia de tasas de interés. Una relación de cobertura se ve afectada si el cambio en los índices genera incertidumbre sobre el momento y/o cantidad de flujos de efectivo de la partida cubierta o del instrumento de cobertura.

Estas modificaciones no tienen impacto en los estados financieros consolidados ya que actualmente no se tiene ninguna cobertura de tasas de interés.

- Modificaciones a la NIC 1 y NIC 8 – Definición de material: La nueva definición establece que, "La información es material si se espera que su omisión o distorsión influya en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros toman". Las modificaciones aclaran que la importancia relativa dependerá de la naturaleza y/o la magnitud de la información, ya sea individualmente o en combinación con otra información, en el contexto de los estados financieros. Una representación errónea de información es material si se puede esperar razonablemente que influya en las decisiones tomadas por los usuarios principales.

  Estas modificaciones no han tenido ningún impacto en los estados financieros consolidados.

- Marco conceptual para la información financiera revisado: El IASB emitió el Marco Conceptual revisado en marzo de 2018. El mismo establece un conjunto integral de conceptos para la presentación de informes financieros, el establecimiento de estándares, la orientación para los preparadores en la definición de políticas contables coherentes y la asistencia a otros para comprender e interpretar los estándares. El Marco conceptual incluye algunos conceptos nuevos, proporciona definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes. Los cambios en el Marco conceptual pueden afectar la aplicación de las NIIF en situaciones en las que no se aplica una norma a una transacción o evento en particular. Para los preparadores que desarrollan políticas contables basadas en el Marco Conceptual, es efectivo para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2020.

  Estas modificaciones no han tenido impacto en los estados financieros consolidados.

- Modificaciones a la NIIF 16 Concesiones de alquiler relacionadas con Covid-19: El 28 de mayo de 2020, el IASB emitió la enmienda a la NIIF 16 - Concesiones de alquiler relacionadas con Covid-19, la cual proporciona alivio a los arrendatarios. Como solución práctica, un arrendatario puede optar por no evaluar si una concesión de alquiler relacionada con Covid-19 de un arrendador es una modificación de arrendamiento. Un arrendatario que realiza esta elección contabiliza cualquier cambio en los pagos de arrendamiento que resulten de la concesión de la misma manera que contabilizaría el cambio según la NIIF 16, si el cambio no fuera una modificación del arrendamiento. La enmienda se aplica a los períodos anuales de presentación de informes que comiencen a partir del 1 de junio de 2020. Se permite la aplicación anticipada.

  Esta enmienda no fue aplicada dado que el número de contratos que estarían en su alcance es reducido y evaluando su impacto a nivel grupo empresarial, no es material. En consecuencia, cada compañía garantizará que los cambios en los contratos de arrendamiento bajo NIIF 16, cumplan con los lineamientos actuales de la norma, lo cual establece que las modificaciones sean registradas como mayor o menor valor del activo en uso.

5.2 Nuevos estándares emitidos por el IASB que entrarán en vigencia en periodo futuros

Se han publicado algunas normas e interpretaciones nuevas que no son obligatorias para los períodos de presentación al 31 de diciembre de 2020, sin embargo aplican para vigencias futuras:

Entrada en vigencia 01 de enero de 2021:

- Reforma a la tasa de interés de referencia fase 2: En agosto de 2020 el IASB publicó este proyecto de norma, el cual complementa la emitida en 2019 y se centra en los efectos en los estados financieros cuando una empresa reemplaza la tasa de interés de referencia anterior por una tasa de referencia alternativa. Las

modificaciones de esta fase se refieren a los cambios en los flujos de efectivo contractuales, contabilidad de coberturas y revelaciones de riesgos.

Las tasas de interés de referencia tales como las tasas de oferta interbancarias (IBOR por sus siglas en inglés) juegan un papel importante en los mercados financieros globales, siendo la "LIBOR", una de las más utilizadas por varias compañías para negociación de deudas corporativas, instrumentos derivados, entre otros. El G20 solicitó al Consejo de Estabilidad Financiera (FSB por sus siglas en inglés) que llevara a cabo una revisión de las principales tasas de interés de referencia. Producto de la revisión se espera que la LIBOR y otras tasas sean reemplazadas con unas nuevas que den una mayor confianza a los mercados en general.

Dentro del análisis contable, Ecopetrol estableció que los flujos de efectivo contractuales de activos o pasivos financieros medidos a costo amortizado cambiarían como resultado de la reforma del IBOR. De acuerdo con la norma, los contratos que cambien la base para la determinación de los flujos contractuales como resultado de la reforma a la tasa de interés no deberán tener un recalculo en la TIR y por lo tanto ningún impacto contable en el Estado de Resultados, aplicando el párrafo B5.4.5 de la IFRS 9. Los gastos financieros mensuales serán medidos con la nueva tasa de interés sin que implique una remedición en la tasa que pueda afectar el costo actual del activo y/o pasivo financiero.

Entrada en vigencia a partir del 1 de enero de 2022 con adopción anticipada en 2021:

- NIC 16 – Propiedades, planta y equipo: enmienda que se expresa la prohibición de deducir del costo de la propiedad, planta y equipo el valor de las ventas de artículos producidos, mientras la compañía prepara el activo para su uso previsto. El Grupo Empresarial Ecopetrol planea aplicarla enmienda a la NIC 16 de forma anticipada a partir del año 2021, (previa aprobación para su implementación en Colombia), para el tratamiento en el tratamiento de la venta a terceros de las pruebas extensas de producción, las cuales son las ventas del petróleo obtenido por pruebas en un pozo de desarrollo antes de entrar en plena producción; revelando por separado los montos de los ingresos y los costos relacionados con los ítems producidos.

Cabe mencionar que para aplicar las enmiendas mencionadas (reforma a la tasa de interés Fase 2 y NIC 16) es necesario que las mismas estén incorporadas en la normatividad contable en Colombia mediante decreto, para recoger así los efectos contables y evitar diferencias entre las normas vigentes en Colombia y las Normas emitidas por el IASB.

Ecopetrol aplicará esta enmienda de forma anticipada a partir del año 2021 (sujeto a aprobación mediante decreto), revelando por separado los montos de los ingresos y los costos relacionados con los ítems producidos. Para dicha adopción se deberá reflejar el efecto acumulado de los ingresos obtenidos por pruebas extensas en los proyectos vigentes al 1 de enero de 2020 como punto de partida el primer día del año comparativo.

- NIIF 3 – Combinaciones de negocios: en la cual actualizan una referencia de la norma al Marco Conceptual.

- NIC 37 – Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes: en la cual detalla qué costos deberá incluir una entidad al determinar si un contrato es oneroso.

Entrada en vigencia a partir del 1 de enero de 2022 o periodos posteriores:

- Ciclo de mejoras anuales 2018 – 2020 que involucran ajustes a la NIIF 1, NIIF 9, NIC 41 y NIIF 16.

La Compañía monitorea constantemente las nuevas normas contables, actualizaciones o enmiendas que el IASB emite, para validar su aplicación e impactos en los Estados Financieros.

6. Efectivo y equivalentes de efectivo

	Al 31 de diciembre de	
	2020	**2019**
Bancos y corporaciones	4,215,518	5,813,306
Inversiones financieras (1)	866,606	1,262,105
Caja	184	347
	5,082,308	**7,075,758**

(1) Durante el segundo trimestre de 2020 se invirtieron recursos en los fondos en dólares como parte de la emisión y colocación de los bonos de deuda pública externa realizada por Ecopetrol en abril.

Se incluyen recursos restringidos al 31 de diciembre de 2020 por $13,679 (31 de diciembre de 2019 por $85,286), principalmente destinados para el pago exclusivo de capital e intereses de préstamos incurridos por Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. y Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.

El valor razonable del efectivo y equivalentes se aproxima a su valor registrado en libros debido a su naturaleza de corto plazo (menos de tres meses) y su alta liquidez.

La tasa de rendimiento efectiva del efectivo y equivalentes al 31 de diciembre de 2020 fue del 2.2% (2019 – 3.2%).

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con el efectivo y equivalentes:

	Al 31 de diciembre	
Calificación	**2020**	**2019**
AAA	2,578,090	3,851,656
F1+	1,286,310	244,547
A-1	851,394	1,244,462
F1	207,773	-
BRC1+	99,923	673,342
AAAf	28,552	-
F3	12,184	-
A	4,319	167,404
BRC1	2,336	-
AAAmmf	2,162	-
Aaa	1,431	-
AA	546	229,473
BBB	121	569,514
AA-	22	-
A-2	-	89,996
BB	-	43
Baa2	-	10
Sin calificación disponible	7,145	5,311
	5,082,308	**7,075,758**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 30.8.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de diciembre de 2020	2019
Corriente		
Clientes		
Exterior	2,021,070	2,759,993
Nacionales	1,913,106	2,015,517
Fondo de estabilización de precios (1)	319,927	256,303
Partes relacionadas (Nota 31)	105,048	27,449
Cuentas por cobrar a empleados	97,723	95,693
Servicios industriales	39,651	47,691
Deudores varios (2)	322,567	497,688
	4,819,092	**5,700,334**
No corriente		
Cuentas por cobrar a empleados	474,693	508,588
Clientes Nacionales	51,955	52,819
Partes relacionadas (Nota 31)	-	93,657
Deudores varios (2)	149,959	131,732
	676,607	**786,796**

(1) Corresponde a la aplicación del Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). El Grupo pagó durante el 2020 $208,074 al Fondo de Estabilización así: Ecopetrol $50,131 y Reficar $157,943 correspondientes a la liquidación del cuarto trimestre de 2019 y primer semestre de 2020.

(2) Corresponde principalmente a los acuerdos de préstamos de crudo de los sistemas de transporte.

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar se aproxima a su valor razonable.

El movimiento de la provisión por deterioro de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar por deudas de difícil cobro es como sigue:

	A 31 de diciembre de 2020	2019	2018
Saldo inicial	**282,791**	**268,654**	**170,016**
Adiciones de provisiones	16,353	14,158	107,725
Efecto por cambio de control en subsidiarias	(5,517)	-	-
Castigo de Cartera y utilizaciones	(2,483)	(21)	(9,087)
Saldo final	**291,144**	**282,791**	**268,654**

8. Inventarios, neto

	Al 31 de diciembre de 2020	2019
Crudo	1,719,426	1,965,022
Combustibles y petroquímicos	1,407,297	1,876,247
Materiales para producción de bienes	1,927,237	1,816,830
	5,053,960	**5,658,099**

El movimiento de la provisión de inventarios es como sigue:

	A 31 de diciembre de 2020	2019	2018
Saldo inicial	**131,526**	**86,938**	**194,507**
Adiciones (recuperaciones)	9,748	44,191	(115,778)
Ajuste por conversión	122	(371)	9,717
Efecto por cambio de control en subsidiarias	(20,075)	-	-
Utilizaciones, traslados y reclasificaciones (1)	(11,772)	768	(1,508)
Saldo final	**109,549**	**131,526**	**86,938**

(1) Incluye principalmente la actualización de la provisión en operaciones con socios.

Los inventarios de crudo, combustibles y petroquímicos se ajustan al menor entre el costo y el valor neto de realización, producto de las fluctuaciones de los precios internacionales del crudo. El monto registrado por este concepto en 2020 fue una recuperación que ascendió a $9,017 (2019 gasto $9,759).

9. Otros activos financieros

	Al 31 de diciembre de 2020	2019
Activos medidos a valor razonable con cambio a resultados		
Portafolio de inversiones - Moneda nacional	474,535	1,630,149
Portafolio de inversiones - Moneda extranjera	2,494,124	3,340,908
	2,968,659	**4,971,057**
Activos medidos a valor razonable con cambio en otros resultados integrales	732	-
Activos medidos a costo amortizado	3,391	3,367
Instrumentos de cobertura	98,877	4,868
	3,071,659	**4,979,292**
Corriente	2,194,651	1,624,018
No corriente	877,008	3,355,274
	3,071,659	**4,979,292**

La rentabilidad del portafolio de inversiones en pesos colombianos y dólares al 31 de diciembre de 2020 fue de aproximadamente 5,6% y aproximadamente 2,3%, respectivamente. (2019: 5.4% y 3.6%).

La medición a valor razonable es reconocida contra el resultado financiero (Nota 28).

9.1. Restricciones

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 ningún recurso del portafolio de inversiones se encontraba restringido.

9.2. Vencimientos

	Al 31 de diciembre	
	2020	**2019**
< 1 año	2,197,300	1,624,018
1 - 2 años	98,567	983,571
2 - 5 años	573,420	1,791,549
> 5 años	202,372	580,154
	3,071,659	**4,979,292**

9.3. Valor Razonable

La siguiente es la clasificación de los otros activos financieros registrados a valor razonable, correspondiente al portafolio de inversiones:

	Al 31 de diciembre de	
	2020	**2019**
Nivel 1	5,273	472,547
Nivel 2	3,062,995	4,503,378
	3,068,268	**4,975,925**

No se presentaron transferencias entre niveles de jerarquía durante los años 2020 y 2019.

Los títulos del portafolio del Grupo se valoran de manera diaria siguiendo lo estipulado por la Superintendencia Financiera de Colombia. Para lo anterior, se utiliza la información provista por entidades autorizadas para dicho fin, las cuales recogen los datos de mercados activos. Para aquellos casos en los cuales no se cuenta con datos de mercado, se recurre a otros datos observables directa o indirectamente.

Para las inversiones denominadas en dólares se tiene como proveedor de información a Bloomberg y para las denominadas en pesos a Precia, entidad autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia para la prestación de este servicio.

Dentro del proceso de jerarquización de las inversiones, adicional a la información utilizada para la valoración, se tienen en cuenta otros aspectos relevantes tales como la calificación del emisor, clasificación de la inversión y el análisis de riesgos del emisor realizado por el Grupo, lo que permite llegar a la clasificación de nivel de jerarquía adecuada de las inversiones.

9.4. Calificación Crediticia

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con los otros activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados:

	Al 31 de diciembre	
	2020	2019
A-1	1,107,777	-
BBB-	758,472	-
F1+	551,626	350,325
AAA	353,939	2,707,019
A-3	127,861	-
A+	60,692	712,934
F1	43,839	-
AA-	21,263	186,325
A	21,179	186,222
AA	7,759	477,423
AA+	5,332	155,012
A1	-	18,168
BBB	-	159,968
Sin calificación	876	-
Otras calificaciones	11,044	25,896
	3,071,659	**4,979,292**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 30.8.

10. Impuestos

10.1 Activos y pasivos por impuestos

	Al 31 de diciembre 2020	Al 31 de diciembre 2019
Activos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (1)	1,823,027	190,605
Saldo a favor en impuestos (2)	1,311,693	614,005
Anticipos y otros impuestos (3)	841,575	714,197
	3,976,295	**1,518,807**
Activos por impuestos no corrientes		
Impuesto diferido	9,637,340	8,622,398
Impuesto a las ganancias	397,821	-
	10,035,161	**8,622,398**
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias	811,197	1,967,353
Impuesto de industria y comercio	161,813	195,776
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	137,710	145,569
Impuesto al carbono	64,091	54,586
Impuesto al valor agregado	5,607	33,098
Otros impuestos (4)	63,465	174,397
	1,243,883	**2,570,779**

Pasivos por impuestos no corrientes		
Impuesto diferido	1,042,250	774,059
Impuesto a las ganancias (5)	226,848	70,543
	1,269,098	**844,602**

(1) Incluye los saldos a favor en impuesto de Renta especialmente de Ecopetrol S.A., los descuentos tributarios por el IVA pagado en la adquisición de activos fijos reales productivos establecido en las Leyes 1943 de 2018 y 2010 de 2019 y el 50% del ICA efectivamente pagado en el año

(2) Contiene principalmente el saldo a favor por el impuesto al valor agregado (IVA), en Ecopetrol.

(3) Incluye el descuento tributario potencial por el IVA pagado en la adquisición de activos fijos reales productivos, de conformidad a lo establecido en los artículos 83 de la Ley 1943 de 2018 y 95 de la Ley 2010 de 2019 – Ley de Financiamiento y Ley de Crecimiento Económico, respectivamente. Adicionalmente anticipos y autorretenciones de impuestos territoriales

(4) Incluye principalmente regalías, impuesto de transporte entre otros.

(5) Mecanismo de obras por impuestos reglamentado por el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016, que lo estableció como forma de pago del impuesto de renta de los años 2017, 2018 y 2019. En cumplimiento al mencionado artículo, en mayo de 2018, 2019, y 2020 las Compañías del Grupo reconocieron un activo y un pasivo por el valor de los proyectos adjudicados para cada vigencia fiscal.

10.2 Impuesto a las ganancias

De conformidad con la Ley 2010/2019 las disposiciones fiscales aplicables en Colombia para el año gravable 2020 y siguientes, son:

- La tarifa general del impuesto sobre la renta aplicable para sociedades nacionales, establecimientos permanentes y entidades extranjeras será del 32%.

- Para los años 2019 y 2020, la tarifa aplicable para efectos de calcular el impuesto sobre la renta bajo el sistema de renta presuntiva será del 1.5% y 0.5%, respectivamente, del patrimonio líquido del contribuyente del año inmediatamente anterior. A partir del año 2021 la tarifa aplicable será 0%.

- Las compañías ubicadas en zona franca tributan a una tarifa del 20%. Si la compañía ubicada en zona franca posee un Contrato de Estabilidad Jurídica (en adelante, CEJ), la tarifa del impuesto sobre la renta continuará siendo del 15% durante la vigencia de dicho contrato. Este es el caso de Refinería de Cartagena S.A.S. ("Reficar") y Esenttia Masterbatch Ltda. ("Esenttia MB").

- Para el año gravable 2020, el Grupo tiene empresas que liquidan el impuesto sobre renta líquida a la tarifa del 32%, compañías en zona franca, Refinería de Cartagena S.A.S. ("Reficar") y Esenttia Masterbatch Ltda. ("Esenttia MB") que tributan a la tarifa del 15% (poseen CEJ) y otras con rentas del exterior que aplican tarifas de otros países.

- Se ajustan los sistemas de depreciación fiscal a los contables y establece un límite al porcentaje de depreciación anual con base en la tabla establecida en la Ley 1819 de 2016. Por otra parte, la amortización de las inversiones petrolíferas se hará con base en unidades técnicas de producción tal y como se hace contablemente.

- Los gastos de adquisición de derechos de exploración, geología y geofísica, perforaciones exploratorias, entre otros, serán capitalizables para efectos fiscales hasta que se establezca la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer el recurso.

- Las pérdidas fiscales generadas a partir del 1 de enero de 2017 se podrán compensar con las rentas líquidas generadas en los siguientes doce (12) años gravables.

- De conformidad con el artículo 290 de la Ley 1819 de 2016, los excesos de renta presuntiva sobre renta líquida generados antes de 2017 en el impuesto sobre la renta y el CREE que no hayan sido compensados, están sujetos para su compensación a la aplicación de una fórmula contenida en dicho artículo y sujetas al término establecido en el artículo 189 del Estatuto Tributario.

Firmeza de las declaraciones del impuesto sobre la renta y CREE

A partir de 2017, el término general de firmeza de las declaraciones tributarias es de tres (3) años contados desde la fecha de su vencimiento o a partir de la fecha de su presentación, cuando estas hayan sido presentadas de forma extemporánea. Para las Compañías del Grupo que están sujetas al cumplimiento de la normatividad de precios de transferencia, la Ley 2010 de 2019 estableció que el término de firmeza será de cinco (5) años, para las declaraciones que se presenten a partir del 1 de enero de 2020.

Respecto de aquellas declaraciones en las cuales se presenten saldos a favor, el término de firmeza es de tres (3) años, desde la fecha de la presentación de la solicitud de devolución o compensación.

Las declaraciones tributarias en las que se compensen pérdidas fiscales quedarán en firme a los seis (6) años contados a partir de la fecha de su presentación. Aquellas declaraciones en las que se liquiden pérdidas fiscales, el término de firmeza es de doce (12) años y si las pérdidas se compensan en los últimos dos (2) años, de los doce (12) permitidos, su término de firmeza se extenderá hasta tres (3) años más, desde el año de su compensación.

Para las declaraciones de impuestos que presenten pérdidas fiscales pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los seis (6) años siguientes a la fecha de presentación y/o corrección.

Las declaraciones de impuesto de renta y complementarios de los años gravables 2011, 2012, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019 y CREE de los años gravables 2014, 2015, y 2016 de Compañías del Grupo se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias.

Gasto por impuesto a las ganancias

	Al 31 de diciembre de		
	2020	**2019**	**2018**
Corriente	2,861,606	7,117,040	7,539,093
Corriente - Ejercicios anteriores	(277,773)	10,453	-
Diferido	(1,053,690)	(2,487,108)	(153,330)
Diferido - Ejercicios anteriores	246,653	(43,972)	(63,744)
Gasto por impuesto a las ganancias	**1,776,796**	**4,596,413**	**7,322,019**

Conciliación del gasto por impuesto a las ganancias

La tasa efectiva de tributación al 31 de diciembre de 2020 calculada antes de la participación en las utilidades de las compañías del Grupo, asociadas y negocios conjuntos es de 38.47%; la variación frente a la tasa al 31 de diciembre de 2019 (24.07%) se debe principalmente a la disminución de la utilidad proyectada al cierre de cada año, el efecto del ajuste por diferencia en cambio en las empresas del grupo empresarial que son moneda funcional dólar, el efecto del ajuste de Permian en 2019 y el efecto de las empresas del grupo con pérdidas que tiene una tarifa nominal diferente a la casa matriz.

El Grupo tiene por estrategia no tomar decisiones fiscales con posiciones agresivas o riesgosas que puedan colocar en entredicho sus declaraciones tributarias.

Impuesto sobre las ganancias diferido

	Al 31 de diciembre 2020	Al 31 de diciembre 2019
Activo por impuesto diferido (1)	9,637,340	8,622,398
Pasivo por impuesto diferido	(1,042,250)	(774,059)
	8,595,090	**7,848,339**

(2) El incremento presentado en el impuesto diferido activo durante el 2020, se generó principalmente por los excesos de renta presuntiva y las pérdidas fiscales generadas en Ecopetrol, el aumento en la tasa de cambio, la cual impacta el impuesto diferido asociado a los préstamos en moneda extranjera. No obstante, las condiciones actuales por la pandemia del COVID 19 y demás factores externos, las proyecciones financieras de las Compañías del Grupo permiten deducir que a futuro se generarán suficientes utilidades fiscales que permitirán su recuperabilidad dentro de los plazos establecidos en la normatividad fiscal vigente.

El detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos, es el siguiente:

	Al 31 de diciembre 2020	Al 31 de diciembre 2019
Impuesto diferido activo y pasivo		
Pérdidas fiscales renta (1)	4,513,071	2,849,089
Provisiones (2)	3,186,495	2,405,499
Obligaciones financieras y préstamos por pagar	818,271	920,634
Beneficios a empleados (3)	1,874,242	1,875,872
Cuentas por pagar	(10,266)	711,503
Inversiones e instrumentos derivados	42,463	(46,276)
Otros activos	(40,343)	(493)
Cuentas por cobrar	110,320	83,965
Otros pasivos	75,092	48,923
Préstamos por cobrar	73,523	55,445
Inventarios	99,775	80,523
Activos por derecho de uso	1,014	(33,401)
Activos intangibles	(26,466)	498
Cargos diferidos	(35,569)	(63,941)
Goodwill (4)	(294,203)	(288,095)
Propiedades, planta y equipo (5)	(1,792,329)	(751,406)
Total	**8,595,090**	**7,848,339**

(1) En el 2020 se está reconociendo impuesto diferido por las pérdidas fiscales generadas en el año principalmente en: Ecopetrol USA Inc por $1,663,411, Refinería de Cartagena por $1,601,570, Ecopetrol SA $1,189,973, y excesos de renta presuntiva de Ecopetrol S.A por $61,722

(2) Corresponde a las provisiones contables no procedentes fiscalmente, principalmente la provisión para abandono de pozos.

(3) Cálculos actuariales por salud, pensiones de jubilación, educación, bonos pensionales y otros beneficios a empleados a largo plazo.

(4) De acuerdo con la ley tributaria en Colombia hasta el año 2016 el Goodwill era amortizable, mientras que bajo NCIF soló puede estar sujeto a pruebas de impairment, diferencia que genera como resultado un impuesto diferido pasivo.

(5) Para propósitos fiscales los recursos naturales y del medio ambiente y la propiedad planta y equipo tienen una vida útil y una metodología de cálculo de depreciación y amortización diferentes a las que se determinan bajo normas contables internacionales, dentro de este rubro se incluye el monto de impuesto por ganancias ocasionales del 10% aplicable a los terrenos, así como la aplicación de la tarifa del impuesto sobre la renta del 31% y 30% para los demás activos.

El Grupo compensa los activos y pasivos por impuestos únicamente si tiene un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos corrientes y en la medida en que se relacionen con impuestos a las ganancias requeridos por la misma jurisdicción fiscal y por la misma autoridad fiscal.

Impuesto Diferido Activo Reconocido

El impuesto diferido activo reconocido en estados financieros consolidados asciende a la suma de $8,595,090 principalmente compuesto por los conceptos indicados en "Detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos".

El impuesto diferido activo por las pérdidas fiscales y excesos de renta presuntiva ascienden a $4,513,071 principalmente compuesto por: Ecopetrol USA Inc. por $1,663,411, Refinería de Cartagena por $1,601,570, Ecopetrol S.A. $1,251,695.

Impuesto Diferido Activo No Reconocido

El activo por impuesto diferido relacionado con las pérdidas fiscales generadas por las sociedades Andean Chemicals Ltd por valor de $1,912, y los excesos de renta presuntiva de, Hocol Petroleum Company ("HPL"), Andean por $16,938 no se reconocen, por cuanto la Dirección ha evaluado y llegado a la conclusión de que bajo una posición conservadora no es probable que el activo por impuesto diferido relacionado con estas pérdidas fiscales y excesos de rentas presuntiva sea recuperable en el corto plazo.

Si el Grupo hubiera podido reconocer el activo por impuesto diferido no reconocido, la ganancia por el ejercicio finalizado a 31 de diciembre de 2020 se habría incrementado en $18,850.

Los movimientos del impuesto diferido activo y pasivo a las ganancias por los años terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 son los siguientes:

	Al 31 de diciembre 2020	Al 31 de diciembre 2019
Saldo inicial	**7,848,339**	**5,008,323**
Impuesto diferido reconocido en el resultado del periodo	807,036	2,531,080
Efecto por combinación de negocios Invercolsa	-	(98,005)
Impuesto diferido reconocido otros resultados integrales (a)	(60,285)	406,941
Saldo final	**8,595,090**	**7,848,339**

(a) La siguiente es la composición del impuesto a las ganancias registrado contra otros resultados integrales:

Al 31 de diciembre de 2020	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	137,459	(41,238)	96,221
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	198,017	(66,265)	131,752
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(520,490)	156,147	(364,343)
Instrumentos financieros derivados	(20,391)	(17,546)	(37,937)
Ajustes por conversión	-	(91,383)	(91,383)
	(205,405)	**(60,285)**	**(265,690)**

Al 31 de diciembre de 2019	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	(2,571,184)	771,355	(1,799,829)
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	998,083	(329,784)	668,299
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(87,524)	26,257	(61,267)
Instrumentos financieros derivados	69,220	(22,769)	46,451
Ajustes por conversión	-	(38,118)	(38,118)
	(1,591,405)	**406,941**	**(1,184,464)**

Impuesto Diferido (Activo) Pasivos No Reconocidos

Al 31 de diciembre de 2020, no se reconocen (activos) pasivos por impuesto diferido sobre la diferencia entre las bases contables y fiscales asociadas a las inversiones en asociadas y negocios conjuntos del Grupo, que cumplen con las excepciones establecidas en la normatividad contable, conforme se documentó.

Provisiones, Pasivos Contingentes del Impuesto a las Ganancias

Las declaraciones de impuesto de renta y complementarios de los años gravables 2011, 2012, 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 y CREE de los años gravables 2014, 2015, y 2016 de Compañías del Grupo se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias. La administración de las compañías del Grupo considera que las sumas contabilizadas como pasivo por impuestos por pagar son suficientes y se encuentran soportadas en la normatividad, doctrina y jurisprudencia vigente para atender cualquier reclamación que se pudiera establecer con respecto a tales años.

Posiciones Fiscales Inciertas CINIIF 23

Las Compañías del Grupo Ecopetrol tienen por estrategia no tomar decisiones fiscales con posiciones agresivas o riesgosas que puedan colocar en entredicho sus declaraciones tributarias, lo anterior con el fin de minimizar el riesgo de posibles cuestionamientos por parte de la autoridad tributaria.

Sobre aquellas posiciones inciertas en las cuales se ha considerado que pueda existir una eventual controversia con la autoridad tributaria y que conlleve un incremento en el impuesto sobre la renta, se ha establecido un porcentaje de éxito superior al 75%, el cual ha sido calculado con base en la normatividad y doctrina vigente, así como en conceptos emitidos por los asesores tributarios externos.

Por lo tanto y de conformidad con la norma en mención, el Grupo Ecopetrol considera que aquellas posiciones inciertas incluidas en la determinación del impuesto a las ganancias no afectarán el registro contemplado en los estados financieros separados. No obstante lo anterior, se continuará con el seguimiento permanente a la nueva normatividad y doctrina que emita la autoridad tributaria y demás entidades.

10.2.1. Impuesto a los dividendos

Sobre las utilidades generadas a partir del año 2017, aplicará a las sociedades y entidades extranjeras retención en la fuente por concepto de dividendos. La tarifa de retención por dividendos es del 7.5% para el año 2019 y del 10% para el año 2020. De otra parte, el dividendo gravado con el impuesto sobre la renta tendrá una tarifa del 33% en el año 2019 y del 32% en el año 2020. En este escenario, la retención en la fuente sobre dividendos del 7.5% o del 10% aplicará sobre el monto de la distribución gravada, una vez el mismo se haya disminuido con el impuesto sobre la renta a la tarifa del 32% para el año 2020.

Los dividendos no gravados que recibirá la Compañía no estarán sujetos a retención en la fuente por expresa

disposición de la norma que establece los dividendos que se distribuyan dentro de los grupos empresariales debidamente registrados ante la Cámara de Comercio y a entidades descentralizadas, no estarán sujetos a la retención en la fuente por este concepto.

10.2.2. Precios de transferencia

Los contribuyentes del impuesto sobre la renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y ubicadas en zonas francas o con residentes ubicados en países considerados jurisdicciones no cooperantes de baja o nula imposición, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad que se hubieran utilizado en operaciones comparables con o entre no vinculados económicamente.

El Grupo Ecopetrol presentó en el año 2020 la información de precios de transferencia del año 2019 correspondiente a la declaración informativa, la documentación comprobatoria, el reporte país por país y el archivo maestro, de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

Para el año gravable 2020, las transacciones efectuadas con vinculados económicos del exterior, así como las condiciones de negocio bajo las cuales se desarrollaron tales operaciones y la estructura general, no variaron significativamente respecto del año anterior. Por esta razón, es posible inferir que dichas transacciones fueron llevadas a cabo de acuerdo con el principio de plena competencia. Se estima que no se requerirán ajustes derivados del análisis de precios de transferencia del año 2020, que impliquen modificaciones en la provisión del mismo año.

10.2.3. Impuesto sobre las ventas (IVA)

La Ley 1943/2018 estableció que el IVA pagado en la importación, formación, construcción o adquisición de activos fijos reales productivos podrá ser descontado del impuesto sobre la renta. Este IVA no podrá ser tomado simultáneamente como costo o gasto en el impuesto sobre la renta ni será descontable del impuesto sobre las ventas.

10.2.4. Reforma tributaria Ley 2010 del 27 de diciembre de 2019

La Corte Constitucional declaró la inexequibilidad de la Ley 1943 de 2018 (Reforma Tributaria de 2018) debido a vicios de procedimiento en su aprobación en el Congreso. La Corte señaló que el efecto de su pronunciamiento sería aplicable a partir del 1 de enero de 2020, por lo que la Ley 1943 fue aplicable en su totalidad hasta el 31 de diciembre de 2019. La Corte otorgó al ejecutivo la posibilidad de presentar un nuevo proyecto legislativo para el periodo 2020, fruto de esta facultad el gobierno presentó proyecto de ley que fue sancionada y se materializó en la Ley 2010 del 27 de diciembre de 2019. En términos generales se presentaron modificaciones puntuales como los siguientes:

Tarifa del impuesto de renta para el año gravable 2020 y siguientes:

Año	Tarifa General*
2020	32%
2021	31%
2022 y siguientes	30%

* Tarifa aplicable para sociedades nacionales, establecimientos permanentes y entidades extranjeras.

De otra parte, para el año 2020, la tarifa aplicable para efectos de calcular el impuesto sobre la renta bajo el sistema de renta presuntiva será del 0.5% del patrimonio líquido del contribuyente del año inmediatamente anterior. A partir del año 2021 la tarifa aplicable será del 0%.

Se mantuvo la regla de subcapitalización contenida en el artículo 118-1 del E.T. que había sido modificado por la Ley 1943/2018. En este sentido, a partir del año 2019 la regla de subcapitalización sólo será aplicable con respecto a intereses generados en la adquisición de deudas contraídas, directa o indirectamente, con vinculados económicos

nacionales o extranjeros. Así mismo, se modificó la proporción capital – deuda a 2:1 (anteriormente era 3:1) con lo cual no sólo se podrán deducir intereses generados con ocasión a deudas adquiridas con vinculados económicos cuando el monto total promedio de tales deudas no exceda a dos (2) veces el patrimonio líquido del contribuyente determinado al 31 de diciembre del año gravable inmediatamente anterior.

Impuesto a los dividendos

A partir del 1 de enero de 2020, los dividendos y participaciones pagados o abonados en cuenta provenientes de distribuciones realizadas entre compañías colombianas, estarán sometidos a una retención en la fuente a título del impuesto a los dividendos a una tarifa del 7.5%. De otra parte, si las utilidades con cargo a las cuales se distribuyen los dividendos no estuvieron sujetas a imposición al nivel de la sociedad, dichos dividendos están gravados con el impuesto sobre la renta aplicable en el período de distribución (para el año 2020 la tarifa será del 32%). En este supuesto, la retención del 7,5% aplicará sobre el valor del dividendo una vez disminuido con el impuesto sobre la renta (32% para el año 2020).

La tarifa de retención del 7.5%, se causará sólo en la primera distribución de dividendos entre compañías colombianas y podrá ser acreditada contra el impuesto a los dividendos una vez a cargo del accionista persona natural residente o al inversionista residente en el exterior.

Debe resaltarse que la retención del 7.5% no aplica para: (i) compañías holding colombianas, incluyendo entidades descentralizadas; y (ii) entidades que hagan parte de un grupo empresarial p dentro de sociedades en situación de control debidamente registrados ante la Cámara de Comercio, de acuerdo con la normativa mercantil.

Impuesto de normalización

Se crea el nuevo impuesto de normalización tributaria por el año 2020, complementario del impuesto sobre la renta y del impuesto al patrimonio, a cargo de los contribuyentes del impuesto sobre la renta o de regímenes sustitutivos del impuesto sobre la renta que tengan activos omitidos o pasivos inexistentes al 1ro de enero de 2020. La tarifa aplicable para este período gravable es del 15% y la declaración independiente debió ser presentada hasta el 25 de septiembre de 2020, la cual, no permite corrección o presentación extemporánea, al igual que 2019 la base gravable podrá reducirse al 50% cuando el contribuyente repatríe activos normalizados del exterior y los invierta con vocación de permanencia en el país por un período no inferior a dos años contados a partir del 1ro de enero de 2021.

Impuesto sobre las ventas

En materia de impuesto sobre las ventas se excluyó de la base para liquidar el IVA en las importaciones de bienes desde Zona Franca, aquellos elementos (servicios o materia prima) sobre los que el usuario de zona franca ya hubiere pagado IVA. Se revive el artículo 491 del Estatuto Tributario, que prohíbe expresamente la posibilidad de tomar como impuesto descontable el IVA pagado en la adquisición de activos fijos. Se establecen tres días al año de exención de IVA para ciertos productos, con límites en función de las unidades adquiridas.

Adicionalmente, se modificó el listado de bienes y servicios excluidos de IVA consagrados en los artículos 424, 426 y 476 del Estatuto Tributario, se adicionó al artículo 437 del Estatuto Tributario, en lo referente a directrices sobre el cumplimiento de deberes formales en materia de IVA por parte de prestadores de servicios desde el exterior y se indicó que la retención de IVA podrá ser hasta del 50% del valor del impuesto, sujeto a reglamentación del Gobierno Nacional. La tarifa de IVA se mantiene en 19%. (Art. 424, Art. 426, Art. 476 Estatuto Tributario).

Procedimiento tributario

En materia de procedimiento existen modificaciones:(i) declaraciones de retención en la fuente que a pesar de ser ineficaces serán título ejecutivo, (ii) notificación electrónica de actos administrativos; y (iii) pago de glosas en pliego de cargos para evitar intereses moratorios y utilizar los corrientes más dos puntos; (iv) eliminación de extensión de la firmeza a tres (3) años adicionales por compensación de pérdidas fiscales y frete a los años que se tiene obligación

de cumplir con el régimen de precios de transferencia se reduce a cinco (5) años.

De igual forma, se incluyó un beneficio de auditoría para los años gravables 2020 y 2021. En virtud de este beneficio, la liquidación privada de los contribuyentes del impuesto sobre la renta y complementarios que incrementen su impuesto neto de renta en por lo menos un porcentaje mínimo del 30%, en relación con el impuesto neto de renta del año inmediatamente anterior, quedará en firme dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de su presentación si no se hubiere notificado emplazamiento para corregir o requerimiento especial o emplazamiento especial o liquidación provisional y , siempre que la declaración sea presentada en forma oportuna y el pago se realice en los plazos establecidos.

Si el incremento del impuesto neto de renta es de al menos del 20%, en relación con el impuesto neto de renta del año inmediatamente anterior, la declaración quedará en firme dentro de los doce (12) meses siguientes a la presentación de la declaración si no se hubiere notificado emplazamiento para corregir o requerimiento especial o emplazamiento especial o liquidación provisional y siempre que se presente la declaración de manera oportuna y el pago se realice en los plazos establecidos.

El anterior beneficio no aplica para: (i) contribuyentes que gocen de beneficio tributarios en razón a su ubicación en una zona geográfica determinada; (ii) cuando se demuestre que retenciones en la fuente declaradas son inexistentes; (iii) cuando el impuesto neto de renta sea inferior a 71 UVT (2,5 millones). El término previsto en esta norma no se extiende para las declaraciones de retención en la fuente ni para el impuesto sobre las ventas las cuales se regirán por las normas generales.

11. Otros activos

	Al 31 de diciembre de 2020	2019
Corriente		
Anticipos a contratistas y proveedores	503,698	360,781
Asociados en operaciones conjuntas (1)	534,145	921,983
Gastos pagados por anticipado	369,979	272,007
Depósitos entregados en administración (2)	218,158	144,798
Partes relacionadas (Nota 31)	7,093	57,016
Otros activos	30,963	22,393
	1,664,036	**1,778,978**
No corriente		
Fondo de abandono y pensiones (3)	405,376	445,457
Depósitos entregados en administración (4)	338,067	171,008
Beneficios a empleados	221,658	220,998
Anticipos, avances y depósitos	54,392	56,027
Depósitos judiciales y embargos	42,672	40,317
Otros activos	27,950	8,674
	1,090,115	**942,481**

(1) Corresponde al neto de los anticipos y legalizaciones generados en relación con las operaciones realizadas a través de los contratos de asociación para Exploración y Producción ("E&P"), Evaluación Técnica ("TEA"), contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH") y otro tipo de contratos afines.

(2) Incluye principalmente los depósitos asociados a fondo de abandono de la Asociación Guajira.

(3) Corresponde a la participación del Grupo en fiducias constituidas para respaldar los costos de abandono de pozos y desmantelamiento de instalaciones; así como el pago de futuras pensiones de jubilación, relacionados con algunos contratos de asociación.

(4) Incluye principalmente los recursos invertidos en encargo fiduciario con destinación a obras por Impuestos, mecanismo de pago del impuesto de renta de 2019 y 2020, constituido en cumplimiento con el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016 – Reforma tributaria.

12. Combinación de negocios

12.1. Invercolsa

Durante el 2020 se concluyó la medición de los valores razonables de propiedad, planta y equipo, intangibles e impuesto diferido. La distribución final del valor razonable fue la siguiente:

	Al 31 de diciembre 2020
Efectivo y equivalentes de efectivo	20,530
Cuentas por cobrar corto plazo	195,225
Inventarios	19,576
Activos impuestos corrientes	10,704
Otros activos corto plazo	2,810
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,824,552
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	52,820
Propiedad Planta y Equipo (1)	905,530
Activos impuestos diferidos	9,623
Otros activos	807
Intangibles (2)	93,050
Goodwill (3)	434,357
Préstamo corto plazo	(137,683)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(58,423)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados	(7,003)
Pasivos por impuestos corrientes	(23,597)
Provisiones y contingencias	(8,576)
Otros pasivos	(13,650)
Préstamo largo plazo	(186,923)
Pasivos por impuestos diferidos (4)	(201,619)
Total activos netos	**2,932,110**

(1) Los valores razonables más representativos se dieron en redes, ductos y maquinaria y equipo.
(2) La actualización del intangible es producto de contratos de transporte y mercados no regulados.
(3) El Goodwill generado en esta adquisición fue de $434,357, el nuevo saldo en balance es de $1,353,802.
(4) Generado por la actualización del valor razonable de los intangibles y propiedad planta y equipo.

12.2. Contrato de asociación Guajira

El 22 de noviembre de 2019, Hocol S.A., filial 100% del Grupo Empresarial Ecopetrol, firmó un Acuerdo de Compra y Venta de Activos con "Chevron", con el fin de adquirir la totalidad de la participación poseída por este último en la Asociación Guajira (43% del contrato de asociación) y su posición como operador. El restante 57% de participación en esta asociación ha sido siempre de Ecopetrol S.A. La transacción estaba sujeta a la aprobación de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), la cual fue oficializada el 2 de abril de 2020, mediante la resolución 12785 de 2020. Según se estableció en el acuerdo, el inicio de la operación por parte de Hocol sería el primer día hábil del mes siguiente a la fecha de esta aprobación, es decir el 1 de mayo de 2020, por lo tanto, esta es la fecha de adquisición para efectos de reconocimiento contable.

El precio de la transacción se determinó con base en un valor de referencia fijo a 1 de enero de 2019 más o menos ajustes al precio que dependían directamente de variables asociadas al activo Guajira entre el 1 de enero de 2019 y el 1 de mayo de 2020. Las cláusulas del acuerdo de compra indican que se cuenta con 180 días para terminar de ajustar las diferencias que surjan del movimiento sobre los activos adquiridos y los pasivos asumidos. Durante el proceso de revisión y aprobación para la determinación del precio final, Chevron y Hocol suscribieron un otrosí para ampliar el plazo del cierre de la transacción, el cual se espera finalizar durante el primer semestre de 2021, estos plazos están en cumplimiento con los requerimientos de la norma.

Ecopetrol y Hocol midieron los activos adquiridos y los pasivos asumidos en proporción a su participación de acuerdo con lo establecido en las NIIF 11 – Acuerdos conjuntos y NIIF 3 – Combinaciones de negocios.

Para Ecopetrol esta transacción se configura como una adquisición por etapas. El valor razonable se determinó usando el enfoque de ingresos aplicando la metodología de flujos de caja descontados. Los valores razonables de propiedades, planta y equipo, recursos naturales y del medio ambiente e impuesto diferido han sido determinados provisionalmente, por lo tanto pueden tener ajustes asociados al capital de trabajo, en cumplimiento con las cláusulas del acuerdo de compra y los lineamientos definidos en la NIIF 3.

Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos

La tabla a continuación resume los importes reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos a la fecha de adquisición:

Activos	
Cuentas por cobrar	19,545
Recursos naturales	788,309
Propiedad planta y equipo	1,182,344
Activos de abandono	42,185
Otros activos	267,176
	2,299,559
Pasivos	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(20,926)
Otros pasivos	(156,334)
Impuesto diferido	(421,957)
Provisiones	(72,032)
	(671,249)
Valor razonable de los activos netos	**1,628,310**

A continuación se resume el efecto en resultados de la operación al 31 de diciembre de 2020:

	Al 31 de diciembre de 2020
Valor razonable de los activos netos	1,628,310
Valor contable de los activos netos	(200,660)
Contraprestación (HOCOL)	(435,238)
Diferencia en conversión	(5,360)
(=) Utilidad neta de la adquisición	**987,052**
Reconocida en:	
Utilidad antes de impuestos en combinaciones de negocios (Nota 28)	1,370,398
(-) Gasto por impuesto diferido	(383,346)
(=) Utilidad neta de la adquisición después de impuesto diferido	**987,052**

Los mencionados valores razonables no tienen efectos fiscales.

Los costos relacionados con la adquisición por $19,898 millones fueron excluidos de la participación pre-existente y fueron reconocidos como gastos operacionales en el periodo.

.

13. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos:

13.1. Composición y movimientos

	Al 31 de diciembre de 2020	2019
Negocios conjuntos		
Equion Energía Limited	1,642,735	1,527,502
Offshore International Group	613,258	709,871
Ecodiesel Colombia S.A.	51,672	46,095
	2,307,665	**2,283,468**
Menos impairment:		
Equion Energía Limited	(314,460)	(334,823)
Offshore International Group	(609,826)	(530,330)
	(1,383,379)	**(1,418,315)**
Asociadas		
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	1,512,629	1,527,911
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	143,893	166,685
Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	69,518	68,608
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P.	35,614	32,848
Extrucol S.A.	26,996	28,501
Serviport S.A.	8,541	11,070
Sociedad Portuaria Olefinas	2,599	2,204
	1,799,790	**1,837,827**
Menos impairment: Serviport S.A.	(8,541)	(11,070)
	1,791,249	**1,826,757**
	3,174,628	**3,245,072**

Movimiento de las inversiones en Asociadas y Negocios conjuntos:

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2020:

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**1,826,757**	**1,418,315**	**3,245,072**
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	114,779	(26,352)	88,427
Patrimonio	(2,923)	-	(2,923)
Dividendos decretados	(148,665)	(9,017)	(157,682)
Deterioro (Nota 18)	2,529	(56,606)	(54,077)
Otros movimientos	(1,228)	57, 039	55,811
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**1,791,249**	**1,383,379**	**3,174,628**

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2019:

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**244,662**	**1,599,674**	**1,844,336**
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	109,538	244,736	354,274
Patrimonio	(174,991)	4,531	(170,460)
Dividendos decretados	(75,674)	(4,192)	(79,866)
Impairment	142	(304,097)	(303,955)
Otros movimientos	1,723,080	(122,337)	1,600,743
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**1,826,757**	**1,418,315**	**3,245,072**

13.2. Información adicional sobre Compañías asociadas y negocios conjuntos

El detalle de activos, pasivos y resultados de las dos principales inversiones en negocios conjuntos al 31 de diciembre es el siguiente:

	2020		2019	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de situación financiera				
Activo corriente	2,616,813	266,240	2,530,453	284,591
Activo no corriente	13,538	1,302,555	106,050	1,481,680
Total Activo	2,630,351	1,568,795	2,636,503	1,766,271
Pasivo corriente	81,259	154,086	315,002	310,561
Pasivo no corriente	49,773	871,089	63,053	718,863
Total Pasivo	131,032	1,025,175	378,055	1,029,424
Total Patrimonio	2,499,319	543,620	2,258,448	736,847
Otra información complementaria				
Efectivo y equivalente de efectivo	36,601	110,622	188,820	48,752

	2020		2019	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de pérdidas y ganancias				
Ingresos de actividades ordinarias y otros	257,066	325,812	1,285,891	529,167
Costos	(127,672)	(364,750)	(671,179)	(690,484)
Gastos de administración y otros	(612)	(234,597)	(624)	(64,115)
Resultado financiero	60,374	(24,034)	(3,660)	(31,288)
Impuesto de renta	(21,429)	59,818	(348,477)	208,473
Resultado del ejercicio	167,727	(237,751)	261,951	(48,247)
Otros resultados integrales	1,213,155	-	1,140,010	-
Otra información complementaria				
Depreciación y amortización	41,536	205,243	404,482	226,654

A continuación se presenta una conciliación entre el patrimonio de las participaciones más significativas y el valor en libros de las inversiones al 31 de diciembre:

	2020		2019	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Patrimonio de la Compañía	**2,499,319**	**543,620**	**2,258,448**	**736,847**
% Participación de Ecopetrol	51%	50%	51%	50%
Participación en patrimonio	1,274,653	271,810	1,151,808	368,424
Mayor valor de la inversión	375,694	341,447	375,694	341,447
Impairment	(314,462)	(609,826)	(334,823)	(530,330)
Utilidad no realizada	(7,612)	-	-	-
Valor en libros de la inversión	**1,328,275**	**3,431**	**1,192,679**	**179,541**

14. Propiedades, planta y equipo

El movimiento de propiedades, planta y equipo por el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2020 con sus correspondientes depreciaciones e impairment, ha sido el siguiente:

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**47,950,917**	**36,370,647**	**6,229,949**	**8,157,945**	**4,054,538**	**2,660,232**	**105,424,228**
Adquisiciones/capitalizaciones (1)	1,625,316	1,179602	1,573,469	390, 731	18,705	244,494	5,032,317
Aumento costos de abandono (Nota 23)	181,318	15,035	-	3,885	-	3,126	203,364
Intereses financieros capitalizados (2)	42,052	31,511	38,756	14,965	753	8,324	136,361
Diferencia en cambio capitalizada	1,338	1,002	1,233	476	24	265	4,338
Bajas por retiro o venta	(491,677)	(84,184)	(79,077)	(16,390)	(10,155)	(85,785)	(767,268)
Efecto por pérdida de control en subsidiarias (3)	(298,570)	(592,885)	(775)	(266,526)	(60,341)	(144,189)	(1,363,286)
Ajuste por valor razonable en combinación de negocios (Nota 12)	547,965	44,538	-	54,413	-	73,754	720,670
Ajuste por conversión	1,336,351	478,103	19,804	59,107	73,181	29,876	1,996,422
Traslados (4)	149,217	(301,675)	(298,836)	13,863	36,121	(97,636)	(498,946)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**51,044,227**	**37,141,694**	**7,484,523**	**8,412,469**	**4,112,826**	**2,692,461**	**110,888,200**
Depreciación acumulada y pérdidas por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(18,976,236)**	**(16,635,110)**	**(1,114,366)**	**(3,456,254)**	**(80,682)**	**(961,610)**	**(41,224,258)**
Depreciación del periodo	(2,281,324)	(1,634,545)	-	(341,052)	-	(113,207)	(4,370,128)
(Pérdida) recuperación por impairment (Nota 18)	(368,754)	329,743	(327,751)	(18,074)	8,799	(8,601)	(384,638)
Bajas por retiro o venta	443,259	75,150	3,492	14,279	11	82,310	618,501
Efecto por pérdida de control en subsidiarias (3)	266,825	403,095	262	221,708	30,669	108,081	1,030,640
Ajuste por conversión	(306,506)	(155,927)	959	(13,707)	3,402	(9,738)	(481,517)
Traslados (4)	40,125	59,570	413,948	(35,624)	(40,748)	(5,734)	431,537
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**(21,182,611)**	**(17,558,024)**	**(1,023,456)**	**(3,628,724)**	**(78,549)**	**(908,499)**	**(44,379,863)**
Saldo al 31 de diciembre de 2019	28,974,681	19,735,537	5,115,583	4,701,691	3,973,856	1,698,622	64,199,970
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**29,861,616**	**19,583,670**	**6,461,067**	**4,783,745**	**4,034,277**	**1,783,962**	**66,508,337**

(1) Incluye capitalizaciones por compra de asociación Guajira por parte de Hocol por valor de $353,223.
(2) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderada de los costos por préstamos. Ver Nota 20 – Préstamos y financiaciones.
(3) Ver efectos de pérdida de control (Nota 28)

(4) Para propósitos de presentación, Ecopetrol reclasificó a Recursos naturales y del medio ambiente un valor de $390,988, correspondiente al valor acumulado por impairment de proyectos que se encontraban registrados como Propiedades, planta y equipo. Lo anterior no tuvo impacto material en las partidas de los activos ni el estado de situación financiera.

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**46,429,815**	**34,349,283**	**4,594,998**	**7,852,278**	**3,984,576**	**2,845,802**	**100,056,752**
Adquisiciones/capitalizaciones	804,570	765,994	2,097,378	243,039	20,098	81,580	4,012,659
Aumento por combinación de negocios	123,436	1,118,178	44,876	9,062	22,924	20,471	1,338,947
Aumento costos de abandono	148,764	102,402	-	1,248	-	4,337	256,751
Intereses financieros capitalizados (2)	77,627	32,630	12,831	15,800	1,033	2,389	142,310
Diferencia en cambio capitalizada	4,208	1,769	696	857	56	130	7,716
Bajas por retiro o venta	(500,876)	(165,936)	(78,399)	(24,050)	(354)	(71,309)	(840,924)
Ajuste por conversión	244,666	84,357	2,691	10,757	12,869	6,369	361,709
Traslados (3)	618,707	81,970	(445,122)	48,954	13,336	(229,537)	88,308
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**47,950,917**	**36,370,647**	**6,229,949**	**8,157,945**	**4,054,538**	**2,660,232**	**105,424,228**
Depreciación acumulada y pérdidas por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(17,940,862)**	**(14,777,790)**	**(497,441)**	**(3,122,523)**	**(34,302)**	**(913,555)**	**(37,286,473)**
Depreciación del periodo	(1,986,264)	(1,634,783)	-	(326,512)	-	(122,153)	(4,069,712)
Recuperación (pérdidas) por impairment	519,835	(113,860)	(626,878)	(87,338)	(35,533)	(82,837)	(426,611)
Bajas por retiro o venta	481,384	116,769	-	17,807	-	91,541	707,501
Ajuste por conversión	(103,365)	(36,341)	-	(3,656)	-	(3,323)	(146,685)
Traslados	53,036	(189,105)	9,953	65,968	(10,847)	68,717	(2,278)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(18,976,236)**	**(16,635,110)**	**(1,114,366)**	**(3,456,254)**	**(80,682)**	**(961,610)**	**(41,224,258)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	28,488,953	19,571,493	4,097,557	4,729,755	3,950,274	1,932,247	62,770,279
Saldo neto al 31 de diciembre de 2019	**28,974,681**	**19,735,537**	**5,115,583**	**4,701,691**	**3,973,856**	**1,698,622**	**64,199,970**

(1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre del 2019, incluye principalmente: Modernización de la Refinerías Barranca y Cartagena, Facilidades Castilla y Escalado de Desasfaltado del ICP.
(2) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderada de los costos por préstamos. Ver Nota 20 – Préstamos y financiaciones.

15. Recursos naturales y del medio ambiente

El movimiento de recursos naturales y del medio ambiente por el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2020, con sus correspondientes agotamientos, calculados con base en unidades de producción, e impairment ha sido el siguiente:

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**59,822,566**	**5,036,884**	**8,362,719**	**73,222,169**
Adquisiciones/capitalizaciones (1)	3,659,270	123,446	2,211,746	5,994,462
Aumento costos de abandono	-	2,075,992	28,097	2,104,089
Bajas por retiro o venta	(1,806)	260	(223,805)	(225,351)
Baja en activos exploratorios y pozos secos (2)	-	-	(448,132)	(448,132)
Intereses financieros capitalizados	111,140	-	-	111,140
Diferencia en cambio capitalizada	3,535	-	-	3,535
Ajuste por valor razonable en combinación de negocios	563,546	-	-	563,546
Ajuste por conversión	440,978	23,352	(138,809)	325,521
Traslados	768,049	(28,084)	(923,922)	(183,957)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**65,367,278**	**7,231,850**	**8,867,894**	**81,467,022**
Amortización acumulada y pérdidas por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(41,993,097)**	**(2,156,274)**	**-**	**(44,149,371)**
Amortización del periodo	(3,810,349)	(831,909)	-	(4,642,258)
Pérdidas por impairment (Nota 18)	116,403	-	(334,112)	(217,709)
Bajas por retiro o venta	213	(40)	93,975	94,148
Ajuste por conversión	(310,894)	(14,546)	-	(325,440)
Traslados	(108,423)	21,320	(205,131)	(292,234)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**(46,106,147)**	**(2,981,449)**	**(445,268)**	**(49,532,864)**
Saldo al 31 de diciembre de 2019	17,829,469	2,880,610	8,362,719	29,072,798
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**19,261,131**	**4,250,401**	**8,422,626**	**31,934,158**

(1) Incluye capitalizaciones por compra de asociación Guajira por parte de Hocol por valor de $180,618.
(2) Incluye principalmente los pozos Nafta 1, Caronte, Alqamari, Boranda Sur y Coyote por parte de Ecopetrol, por Hocol el pozo Obiwan y por Ecopetrol Brasil el pozo Saturno. Adicionalmente se incluyen costos exploratorios de Ecopetrol América.

Para propósitos de presentación, Ecopetrol reclasificó a Recursos naturales y del medio ambiente un valor de $390,988, correspondiente al valor acumulado por impairment de proyectos que se encontraban registrados como Propiedades, planta y equipo. Lo anterior no tuvo impacto material en las partidas de los activos ni el estado de situación financiera.

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**53,936,041**	**2,919,146**	**4,806,000**	**61,661,187**
Adquisiciones/capitalizaciones (1)	5,144,295	166,431	4,487,467	9,798,193
Aumento costos de abandono	5,703	1,965,309	(38,835)	1,932,177
Bajas por retiro o venta	(84,052)	(9,253)	(142,127)	(235,432)
Baja en activos exploratorios y pozos secos (2)	17,548	-	(357,819)	(340,271)
Intereses financieros capitalizados (3)	94,995	-	10,834	105,829
Diferencia en cambio capitalizada	5,150	-	587	5,737
Ajuste por conversión	68,793	(3,004)	(112,917)	(47,128)
Traslados	634,093	(1,745)	(290,471)	341,877
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**59,822,566**	**5,036,884**	**8,362,719**	**73,222,169**
Amortización acumulada y pérdidas por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(36,806,667)**	**(1,779,070)**	**-**	**(38,585,737)**
Amortización del periodo	(3,836,479)	(383,360)	-	(4,219,839)
Pérdidas por impairment	(1,017,061)	-	-	(1,017,061)
Bajas por retiro o venta	83,667	8,511	-	92,178
Ajuste por conversión	(61,862)	(2,256)	-	(64,118)
Traslados	(354,695)	(99)	-	(354,794)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(41,993,097)**	**(2,156,274)**	**-**	**(44,149,371)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	17,129,374	1,140,076	4,806,000	23,075,450
Saldo neto al 31 de diciembre de 2019	**17,829,469**	**2,880,610**	**8,362,719**	**29,072,798**

(1) Las principales capitalizaciones corresponden al desarrollo de activos en la cuenca de Permian.
(2) Incluye pozos secos: 1) Ecopetrol: Tibirita, Provenza 1, La Cira 7000 y Ávila 1 2) Ecopetrol America LLC: Warrior y Molerusa 3) Hocol: Mamey West y Venganza Oeste.
(3) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderado de los costos por préstamos. Ver Nota 20 – Préstamos y financiaciones.

16. Activos por derecho de uso

	Activos por derecho de uso				
	Terrenos y edificaciones	Maquinaria y Equipo	Vehículos	Activos por derecho de uso	Pasivos por arrendamiento
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**218,513**	**97,264**	**140,448**	**456,225**	**1,290,954**
Adiciones	41,303	14,618	32,582	**88,503**	88,503
Amortización del periodo	(51,709)	(44,921)	(83,334)	**(179,964)**	-
Remediciones	(41,907)	33,686	69,255	**61,034**	76,801
Deterioro	(179)	45,601	(9,548)	**35,874**	-
Bajas	(13,343)	(4,321)	-	**(17,664)**	(28,916)
Efecto por pérdida de control en subsidiarias	(61,044)	(7,432)	-	**(68,476)**	(102,671)
Costo financiero	-	-	-	**-**	64,988
Pagos de capital e intereses	-	-	-	**-**	(350,539)
Diferencia en cambio	1,838	(556)	1,072	**2,354**	16,080
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**93,472**	**133,939**	**150,475**	**377,886**	**1,055,200**

	Activos por derecho de uso					
	Terrenos y edificaciones	Maquinaria y Equipo	Vehículos	Activos por derecho de uso	Subarrendamientos	Pasivos por arrendamiento
Saldo al 31 de diciembre de 2018	-	-	-	**-**	-	797,889
Implementación IFRS 16 1 enero	236,519	78,412	145,704	**460,635**	29,610	490,245
Adiciones	26,252	123,341	74,900	**224,493**	-	224,493
Amortización del periodo	(44,254)	(50,944)	(80,156)	**(175,354)**	-	-
Deterioro	-	(53,488)	-	**(53,488)**	-	-
Bajas	(4)	(57)	-	**(61)**	-	(50)
Costo financiero	-	-	-	**-**	3,302	76,139
Pagos de capital e intereses	-	-	-	**-**	(3,476)	(300,326)
Diferencia en cambio	-	-	-	**-**	-	2,564
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**218,513**	**97,264**	**140,448**	**456,225**	**29,436**	**1,290,954**

17. Intangibles

	Licencias y software	Otros intangibles	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**994,599**	**285,246**	**1,279,845**
Adquisiciones	43,817	46,265	90,082
Ajuste por valor razonable en combinación de negocios	156	-	156
Bajas por retiro o venta	(5,430)	-	(5,430)
Efecto por pérdida de control en subsidiarias	(10,584)	-	(10,584)
Ajuste por conversión	12,569	5,072	17,641
Traslados	30,892	64,174	95,066
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**1,066,019**	**400,757**	**1,466,776**
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(692,217)**	**(104,530)**	**(796,747)**
Amortización del periodo	(93,907)	(23,429)	(117,336)
Pérdidas (recuperaciones) por deterioro	(177)	5	(172)
Bajas por retiro o venta	5,558	11	5,569
Efecto por pérdida de control en subsidiarias	9,877	-	9,877
Ajuste por conversión	(8,688)	(65)	(8,753)
Traslados	(2,116)	(2,055)	(4,171)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**(781,670)**	**(130,063)**	**(911,733)**
Saldo al 31 de diciembre de 2019	302,382	180,716	483,098
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**284.349**	**270,694**	**555,043**
	< 5 años	< 7 años	

	Licencias y software	Otros intangibles	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**1,015,720**	**197,283**	**1,213,003**
Adquisiciones	48,064	120,225	168,289
Bajas por retiro o venta	(114,187)	(1,041)	(115,228)
Ajuste por conversión	3,477	(3,960)	(483)
Traslados	41,525	(27,261)	14,264
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**994,599**	**285,246**	**1,279,845**
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(712,329)**	**(89,927)**	**(802,256)**
Amortización del periodo	(88,044)	(14,982)	(103,026)
Pérdidas (recuperaciones) por deterioro	53	2	55
Bajas por retiro o venta	114,143	1,041	115,184
Ajuste por conversión	(2,333)	(33)	(2,366)
Traslados	(3,707)	(631)	(4,338)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(692,217)**	**(104,530)**	**(796,747)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	303,391	107,356	410,747
Saldo neto al 31 de diciembre de 2019	**302,382**	**180,716**	**483,098**
	< 5 años	< 7 años	

18. Impairment de activos de largo plazo

De acuerdo con lo mencionado en la Nota 4.12, cada año o antes si es requerido el Grupo evalúa si existen indicios de impairment de sus activos de largo plazo y unidades generadoras de efectivo (UGEs) o si se requiere la reversión de un gasto por impairment registrado en periodos anteriores.

El impairment de los activos de largo plazo incluye propiedades planta y equipo, recursos naturales, inversiones en compañías, Goodwill y otros activos no corrientes. El Grupo está expuesto a determinados riesgos futuros producto de variaciones en: i) precios del petróleo, ii) márgenes de refinación y de rentabilidad, iii) perfiles de costos, iv) inversión y mantenimiento, v) monto de las reservas recuperables, vi) riesgo de mercado y país que se reflejan en la tasa de descuento y vii) cambios en la regulación local e internacional, entre otros.

Cualquier cambio en las anteriores variables para calcular el monto recuperable de un activo no corriente puede tener un efecto material en el reconocimiento de pérdidas o recuperación de los cargos por impairment. En los segmentos de negocio del Grupo, las variables altamente sensibles pueden incluir, entre otras: i) en exploración y producción, las variaciones en el precio de los hidrocarburos, ii) en refinación, los cambios en los precios del petróleo crudo y productos, la tasa de descuento, los márgenes de refinación, cambios en la regulación ambiental, la estructura de costos y el nivel de inversiones en activos, y iii) en transporte y logística, los volúmenes transportados y los cambios en tarifas y en regulación.

Durante 2020, tal como se describió en la Nota 2.8, la pandemia del Covid-19 generó un impacto significativo en la economía mundial y por consiguiente en la industria petrolera, así mismo también ha provocado una volatilidad significativa en los mercados financieros y de materias primas de todo el mundo. Situación que ha venido mejorando durante los últimos meses, como resultado de la reapertura de diferentes sectores de la economía y el avance de los programas de vacunación.

Con base en las pruebas realizadas por el grupo, se presentan las siguientes recuperaciones (gastos) por impairment de activos de largo plazo:

	Al 31 de Diciembre de		
	2020	2019	2018
(Gasto) recuperación por impairment			
Exploración y producción	(180,259)	(1,967,179)	807,289
Refinación y petroquímica	(781,528)	452,163	(984,042)
Transporte y logística	341,065	(232,556)	(169,851)
	(620,722)	**(1,747,572)**	**(346,604)**
Reconocido en:			
Propiedad, planta y equipo (Nota 14)	(384,638)	(426,611)	(1,083,285)
Recursos naturales (Nota 15)	(217,709)	(1,017,061)	414,102
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Nota 13)	(54,077)	(303,955)	322,858
Activos por derecho de uso (Nota 16)	35,874	-	-
Intangibles (Nota 17)	(172)	55	(279)
	(620,722)	**(1,747,572)**	**(346,604)**

18.1. Exploración y producción

(Gasto) recuperación por tipo de activos de exploración y producción para los años terminados en 2020, 2019 y 2018

	Al 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
Campos de Producción	(123,653)	(1,663,082)	483,122
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(56,606)	(304,097)	324,166
Otros activos no corrientes	-	-	1
	(180,259)	**(1,967,179)**	**807,289**

Campos de producción

En 2020, como resultado del actual contexto económico del sector de hidrocarburos, el comportamiento de las variables de mercado, diferenciales de precio versus la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible se registró un gasto de impairment, principalmente en los campos que operan en Colombia: Occidente B, Sur, Teca, Tibú, La Hocha y Espinal y en el campo en el exterior K2 y una recuperación en: Casabe asociado a un incremento importante en sus reservas, así como en Provincia, Lisama y Orito.

En 2019, como resultado del actual contexto económico del sector de hidrocarburos, el comportamiento de las variables de mercado, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se generó gasto de impairment en los campos petróleos que operan en Colombia principalmente: Tibú, Casabe, Provincia, Underriver, La Hocha y Andalucía y en el campo en el exterior K2.

En 2018, como resultado de las nuevas variables de mercado, incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se presentó recuperación de impairment reconocido en años anteriores de los campos petróleos que operan en Colombia: Casabe, Provincia, Underriver, Tisquirama y Orito; y en los campos operados en el exterior: Gunflint y K2; y un gasto por impairment principalmente en los campos Tibú y Dina Norte.

El siguiente es el detalle del (gasto) recuperación por impairment de las unidades generadoras de efectivo relacionas con los campos de producción petroleros por los años terminados al 31 de diciembre:

2020

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos de producción - Colombia			
Recuperación	24.845.238	61.224.928	1.019.394
Gasto	2.439.799	1.423.561	(1.016.238)
Campos de producción - Exterior			
Gasto	1.277.609	1.150.800	(126.809)
			(123.653)

2019

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos de producción - Colombia			
Recuperación	3,842,819	6,047,345	74,577
Gasto	4,992,462	3,322,284	(1,673,258)
Campos de producción - Exterior			
Recuperación	200,910	539,785	4,391
Gasto	-	-	(68,792)
			(1,663,082)

2018

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos de producción - Colombia			
Recuperación	19,156,326	50,462,080	688,984
Gasto	764,808	405,421	(359,387)
Campos de producción - Exterior			
Recuperación	1,810,618	2,719,086	157,709
Gasto	184,375	180,191	(4,184)
			483,122

La agregación de los activos, para identificar las UGEs es consistente con relación al periodo anterior.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores recuperables incluyen:

- El valor razonable menos los costos de disposición de los activos del segmento de exploración y producción fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la gerencia de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda. El nivel de jerarquía de valor razonable 3.
- Balance de reservas de crudo y gas, además de las reservas probadas incluidas en la Nota 34, las reservas probables y posibles también fueron consideradas ajustadas por diferentes factores de riesgo.
- La tasa de descuento en términos reales fue determinada como el costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) y corresponde a un 3.67% (2019: 6.31%).
- Precio de petróleo – Brent: Las proyecciones incluyen USD$46.36/barril para el primer año, USD$57.00/barril promedio para el mediano plazo y USD$67.77/barril a partir de 2032. En 2019, los supuestos realizados tomaron un precio de USD$55.61/barril para el primer año, USD$56.50/barril promedio para el mediano plazo y USD$71.6/barril a partir de 2030. La proyección de precios internacionales de crudos es realizada por una agencia independiente y especializada en Oil & Gas, la cual tiene en cuenta los actuales escenarios de los

acuerdos de cuotas petroleras de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y el impacto de los cambios en especificaciones emitidos por el convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques (Marpol) a partir de 2020 sobre crudos y combustibles con alto contenido de azufre.

Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos, son registradas a través del método de participación. El Grupo evalúa si existe alguna evidencia objetiva para determinar si el valor de dichas inversiones se ha deteriorado en el periodo, en especial, aquellas compañías que fueron adquiridas con Goodwill.

Como resultado, el Grupo reconoció un (gasto) recuperación por impairment en el valor de sus inversiones en compañías al 31 de diciembre, de la siguiente manera:

	Al 31 de diciembre de		
	2020	**2019**	**2018**
Equion Energía Limited	20,363	(119,888)	130,822
Offshore International Group	(76,969)	(184,209)	193,344
	(56,606)	**(304,097)**	**324,166**

Los supuestos empleados para determinar el valor recuperable de las compañías evaluadas son los descritos en la sección anterior, excepto por la utilización de una tasa de descuento en términos reales en 2020 para Offshore International Group de 5.79% (2019 – 8.50%).

En 2020, se registró una recuperación sobre la inversión en Equion originada principalmente por la actualización de las tarifas de transporte por ductos donde tiene participación, y se registró un deterioro sobre la inversión en Offshore considerando el valor razonable de la transacción de venta.

En 2019, se registró gasto por impairment tanto para Offshore International Group y Equion Energía dadas las variables actuales del mercado, disminución en los precios internacionales, posición conservadora frente a proyectos y aumento en costos.

En 2018, los mercados mostraron mejores condiciones con precios y diferenciales que permitieron mejores valores para el pronóstico de producción de crudo y gas. El desempeño operacional y la evolución técnica han contribuido a fortalecer los flujos de efectivo futuros que, a su vez, aportaron a la recuperación del impairment reconocido en años anteriores para Offshore International Group y Equion Energy.

18.2. Refinación, petroquímica y biocombustibles

	Al 31 de diciembre de		
	2020	**2019**	**2018**
Refinería de Cartagena	(440,525)	911,597	(770,581)
Bioenergy	-	(234,340)	(213,461)
Invercolsa S.A.	(3)	-	-
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	(341,000)	(225,094)	-
	(781,528)	**452,163**	**(984,042)**

El siguiente es el detalle de la recuperación (gasto) por impairment de las unidades generadoras de efectivo del segmento de refinación, petroquímica y biocombustibles:

2020

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Refinería de Cartagena	24,041,174	23,600,649	(440,525)
Invercolsa S.A.	276	273	(3)
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	676,334	335,334	(341,000)
			(781,528)

2019

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Refinería de Cartagena	22,292,788	23,204,385	911,597
Bioenergy	575,331	340,991	(234,340)
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	901,517	676,423	(225,094)
			452,163

2018

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Gasto
Refinería de Cartagena	23,411,058	22,640,761	(770,297)
Refinería de Cartagena - Otros activos	-	-	(284)
Bioenergy	774,343	560,882	(213,461)
			(984,042)

La agregación de los activos, para identificar las UGEs es consistente con relación al periodo anterior.

Refinería de Cartagena

El valor recuperable de la Refinería de Cartagena S.A. (Reficar) se calculó a partir del valor razonable menos costos de disposición, el cual es superior a su valor de uso. El valor razonable menos los costos de disposición, fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la Gerencia del Grupo, los cuales son desarrollados sobre precios de mercado provistos por un tercero, el cual considera variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda de crudos y productos refinados. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados para determinar el valor recuperable incluyeron: i) un margen bruto de refinación determinado con base en el precio del crudo y las perspectivas de precios de los productos proporcionados por un experto externo; ii) una tasa de descuento real de 5.10% (2019 – 6.23%) determinada bajo metodología WACC; iii) condiciones y beneficios actuales, o similares, como usuario industrial de bienes y servicios de zona franca y durante la vigencia de la licencia; iv) nivel de costos y gastos de operación a largo plazo en línea con los estándares internacionales de refinerías de similar configuración y capacidad de conversión, v) volúmenes de cargas de crudo y producción de combustibles, y vi) nivel de inversión continua.

Es relevante mencionar que el negocio de refinación es altamente sensible a la volatilidad de los márgenes y a las

variables macroeconómicas implícitas en la determinación de la tasa de descuento, por tanto, cualquier cambio en estos supuestos genera variaciones importantes en el monto de impairment o recuperación calculado.

El gasto de impairment para 2020 se derivó principalmente de menores márgenes de refinación asociado a factores externos asociados a la pandemia COVID-19. Por otro lado, la gestión soportó mejoras operacionales que compensan en cierta medida las afectaciones por las variables macroeconómicas.

La recuperación de impairment para 2019, está relacionada principalmente con los cambios macroeconómicos fundamentales que disminuyeron la tasa de descuento utilizada para la valoración de los activos de Reficar, asociados principalmente a la disminución del riesgo y al costo de deuda para la empresa. En conjunto, la gestión operacional y los resultados del 2019 permitieron soportar mejoras operacionales incluidas en la proyección que compensan en alguna medida las afectaciones relacionadas con el impacto que tendrá la regulación MARPOL sobre la proyección de los márgenes de refinados y diferenciales de crudo. Los resultados del 2019 estuvieron demarcados por un mayor conocimiento de las capacidades de la refinería y una eficiente gestión operacional.

El impairment registrado para 2018 está explicado por un marcado ajuste en la expectativas del mercado en relación con el impacto que tendría la implementación de la regulación MARPOL sobre la proyección de márgenes de los productos refinados y el diferencial de crudos livianos y pesados que sirven como materia prima; y cambios macroeconómicos fundamentales que aumentaron la tasa de descuento utilizada para la valoración de los activos de Reficar, asociados principalmente al aumento en la tasa libre de riesgo y mayores primas de riesgo de mercado. Por otro lado, la gestión operacional y los resultados del año permitieron soportar mejoras operacionales incluidas en la proyección que compensan en alguna medida las afectaciones por las variables macroeconómicas.

Bioenergy

Bioenergy desde el 24 de junio de 2020 entro en proceso de liquidación obligatoria y no forma parte de las cifras consolidadas.

En 2019, se registró un gasto de impairment por $234,340, este valor se generó principalmente por cambios en las variables operativas, cambios en la proyección de los flujos operacionales y necesidad de mayores recursos, principalmente por los resultados de la renovación de cañas de mayor edad. En 2018, se presentó una pérdida por impairment originada principalmente por la actualización de las fechas de entrada del proyecto, el proceso de estabilización de la planta industrial y la actualización de variables operativas.

El valor recuperable de 2019 y 2018 de Bioenergy se calculó con base en el valor razonable menos los costos de disposición, el cual es mayor al valor en uso y corresponde a los flujos de caja futuros descontados después de impuesto a las ganancias. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron a) proyección de los precios etanol con base en proyecciones de especialistas del Grupo y b) una tasa de descuento de 6.03%- 2019 en términos reales (2018 – 6.97%), determinada bajo metodología WACC.

Refinería de Barrancabermeja

Al 31 de diciembre de 2020, como resultado de la actualización de los análisis para el Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, se reconoció un gasto por impairment de $341,000, relacionado con trabajos de ingeniería a partir de las evaluaciones realizadas y el contexto actual de la industria.

Durante 2019, se reconocieron $225,094 por impairment, asociados a los trabajos de ingeniería para el desarrollo integral del Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, lo anterior considerando el avance en los análisis técnicos de alternativas para el eventual incremento de conversión en la refinería. Una vez reactivado el

proyecto, Ecopetrol evaluará nuevamente si cualquier pérdida por impairment reconocida en años anteriores, estaría sujeta a recuperación.

Durante 2018, se evaluó el Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, el cual se encontraba a la fecha suspendido y no se observaron indicios que implicaran el reconocimiento de impairment adicional.

18.3. Transporte y logística

El valor recuperable de estos activos fue determinado con base en su valor razonable menos costos de disposición, el cual corresponde a los flujos de caja descontados basados en las curvas de producción de hidrocarburos y curvas de transporte de refinados. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron: i) las tarifas reguladas por el Ministerio de Minas y Energía y Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, ii) tasa de descuento real empleada en la valoración fue de 3.17% (2019 – 4.88%) y iii) proyección volumétrica basada en el plan financiero y el balance volumétrico a largo plazo.

En 2019, se registró un gasto por impairment por $232,556, relacionado principalmente con la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Sur por $106,983, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA), lo cual conlleva a un impairment del 100% del valor en libros y (UGE) Norte por $125,140; lo anterior incluye los activos por arrendamientos reconocidos como derecho de uso por las dos UGE mencionadas anteriormente. Este valor se generó principalmente por una disminución en los volúmenes para determinar la proyección de ingresos y la disminución para capturar eficiencias en costos.

En 2018, el principal impairment registrado fue por $167,917, correspondiente a los sistemas de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Sur, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA) y sus oleoductos aferentes el Oleoducto Mansoyá – Orito (OMO), San Miguel – Orito (OSO), y Churuyaco- Orito (OCHO). Este valor se generó principalmente por una disminución en la proyección del volumen a transportar de los sistemas del sur, y un incremento en la necesidad de inversiones de continuidad para disminuir el riesgo operativo de los sistemas de transporte.

19. Goodwill

	Al 31 de diciembre de	
	2020	**2019**
Oleoducto Central S.A.	683,496	683,496
Hocol Petroleum Ltd	537,598	537,598
Invercolsa S.A. (1)	434,357	-
Andean Chemical Limited	127,812	127,812
Esenttia S.A.	108,137	108,137
	1,891,400	1,457,043
Menos Impairment Hocol Petroleum Ltd	(537,598)	(537,598)
Total	1,353,802	919,445

(1) Corresponde al valor reconocido por la actualización en los valores razonables de Invercolsa S.A. Ver Nota 12.

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo evaluó el valor en libros del goodwill generado en la adquisición de compañías controladas. El importe recuperable fue determinado con base en el valor razonable menos costos de disposición usando el valor presente de los flujos de caja futuros para cada una de las compañías adquiridas con crédito mercantil. La fuente de información consideró las proyecciones financieras de cada Compañía derivados de los

planes de negocios aprobados por la Gerencia, los cuales son desarrollados sobre factores macroeconómicos de largo plazo como las curvas de precios y márgenes y supuestos fundamentales de oferta y demanda. Como resultado del análisis, el Grupo no identificó la necesidad de reconocer impairment sobre el goodwill.

20. Préstamos y financiaciones

20.1. Composición de los préstamos y financiaciones

	Tasa de interés* 2020	Tasa de interés* 2019	Al 31 de diciembre 2020	Al 31 de diciembre 2019
Moneda nacional				
Bonos	6.4%	8.7%	1,084,461	1,567,598
Créditos sindicados	5.6%	8.0%	811,079	1,115,874
Pasivos por arrendamiento (1)	6.6%	7.2%	836,489	1,039,303
Créditos comerciales y otros	6.3%	8.3%	312,408	737,032
			3,044,437	**4,459,807**
Moneda extranjera				
Bonos (2)	6.0%	5.9%	33,944,548	25,832,740
Créditos comerciales (3)	3.6%	4.1%	8,247,012	6,586,538
Préstamos partes relacionadas (Nota 31)			1,277,046	1,108,403
Pasivos por arrendamiento (1)	6.1%	6.2%	218,711	251,651
			43,687,317	**33,779,332**
			46,731,754	**38,239,139**
Corriente			4,923,346	5,012,173
No corriente			41,808,408	33,226,966
			46,731,754	**38,239,139**

*Tasa de interés efectiva promedio ponderado al cierre de cada periodo

(1) Corresponde al valor presente de los pagos a ser realizados durante el plazo de los contratos de arrendamiento operativo de oleoductos, tanques, bienes inmuebles y vehículos, reconocidos como resultado de la implementación de la NIIF 16 – Arrendamientos.
(2) El 29 de abril de 2020 Ecopetrol realizo la emisión y colocación de bonos de deuda pública externa por un monto de USD$2,000 millones, a un plazo de 10 años y una tasa cupón de 6.875%.
(3) Incluye línea de crédito contingente por USD$665 millones con la banca internacional (Scotiabank y Mizuho Bank).

En 2020, se adquirieron obligaciones financieras por un monto total de $13,805,403 como parte de la estrategia de mitigación de riesgo de mercado (Nota 30).

20.2. Valor razonable

El valor razonable de las obligaciones financieras es de $52,721,790 y $43,261,792 al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, respectivamente.

Para la medición a valor razonable, los bonos y títulos en moneda local fueron valorados utilizando los precios de referencia de Precia, mientras que para los bonos denominados en dólares se tomó como fuente Bloomberg, Respecto a las demás obligaciones financieras para las que no existe un referente de mercado se utilizó una técnica de descuento a valor presente. Las tasas de descuento incorporan el riesgo de mercado mediante algún referente (Libor, DTF) y el riesgo de crédito del Grupo (spread).

20.3. Perfil de vencimientos

Los siguientes son los perfiles de vencimientos de los préstamos y financiaciones al 31 de diciembre de 2020:

	Hasta 1 año	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	65,829	354,082	370,899	293,651	1,084,461
Créditos sindicados	242,661	568,418	-	-	811,079
Pasivos por arrendamiento	167,059	418,938	211,233	39,259	836,489
Créditos comerciales y otros	106,411	205,997	-	-	312,408
	581,960	**1,547,435**	**582,132**	**332,910**	**3,044,437**
Moneda extranjera					
Bonos	1,905,325	14,692,852	12,109,859	5,236,512	33,944,548
Créditos sindicados	1,063,785	4,313,032	584,559	-	5,961,376
Créditos comerciales	34,806	2,250,830	-	-	2,285,636
Pasivos por arrendamiento	60,424	149,382	8,905	-	218,711
Préstamos partes relacionadas	1,277,046	-	-	-	1,277,046
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**4,341,386**	**21,406,096**	**12,703,323**	**5,236,512**	**43,687,317**
	4,923,346	**22,953,531**	**13,285,455**	**5,569,422**	**46,731,754**

Los siguientes son los perfiles de vencimientos de los préstamos y financiaciones al 31 de diciembre de 2019:

	Hasta 1 año	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	571,969	403,996	358,976	232,657	1,567,598
Créditos sindicados	361,545	754,329	-	-	1,115,874
Pasivos por arrendamiento	179,448	559,337	235,791	64,727	1,039,303
Otros	218,375	343,049	121,679	53,929	737,032
	1,331,337	**2,060,711**	**716,446**	**351,313**	**4,459,807**
Moneda extranjera					
Bonos	1,386,032	13,873,755	5,574,713	4,998,240	25,832,740
Créditos comerciales	1,129,117	4,163,624	1,253,446	40,351	6,586,538
Pasivos por arrendamiento	57,284	175,962	18,405	-	251,651
Préstamos partes relacionadas	1,108,403	-	-	-	1,108,403
	3,680,836	**18,213,341**	**6,846,564**	**5,038,591**	**33,779,332**
	5,012,173	**20,274,052**	**7,563,010**	**5,389,904**	**38,239,139**

20.4. Clasificación según tipo de interés

	Al 31 de diciembre de	
	2020	**2019**
Moneda nacional		
Tasa fija	523,870	598.802
Tasa variable	2,520,567	3.861.005
	3,044,437	**4.459.807**
Moneda extranjera		
Tasa fija	38,706,328	31.087.439
Tasa variable	4,980,989	2.691.893
	43,687,317	**33.779.332**
Total préstamos y financiaciones	**46,731,754**	**38.239.139**

Los intereses de los bonos en moneda nacional están indexados al IPC (Índice de Precios al Consumidor) y los créditos bancarios y leasing a tasa variable en pesos colombianos están indexados a la DTF (Depósitos a Término Fijo) e IBR (Indicador Bancario de Referencia), más un diferencial. Los intereses de los préstamos en moneda extranjera se calculan con base en la tasa LIBOR más un diferencial y los intereses de los otros tipos de deuda son a tasa fija.

20.5. Deuda designada como instrumento de cobertura

Al 30 de junio de 2020, la Compañía tiene designados USD$8,775 millones de la deuda en moneda extranjera como instrumento de cobertura; de los cuales, USD$7,475 millones corresponden a la cobertura de inversiones en compañías con moneda funcional dólar y USD$1,300 millones a la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo. Ver Nota 30 – Gestión de riesgos.

20.6. Garantías y covenants

El financiamiento obtenido por Ecopetrol en los mercados de capital no tiene garantías otorgadas ni restricciones de covenants financieros.

- El crédito sindicado adquirido por Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. establece como requisito que esta subsidiaria mantenga una relación establecida de apalancamiento y solvencia y flujo de caja/servicio a la deuda.

20.7. Movimiento de la deuda financiera neta

	Efectivo y equivalentes	Otros activos financieros	Préstamos y financiaciones	Deuda financiera neta
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**6,311,744**	**8,147,815**	**(38,062,645)**	**(23,603,086)**
Flujo de efectivo	505,466	(3,117,549)	3,303,303	691,220
Diferencia en cambio				
Registrada en el resultado del periodo	258,548	182,396	(151,518)	289,426
Registrada en el otro resultado integral	-	-	(53,911)	(53,911)
Costo financiero registrado a proyectos	-	-	(261,592)	(261,592)
(Costo) ingreso financiero reconocido en resultados	-	(18,551)	(1,894,490)	(1,913,041)
Ajuste por conversión	-	(204,441)	(14,627)	(219,068)
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo	-	(10,378)	(1,103,659)	(1,114,037)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**7,075,758**	**4,979,292**	**(38,239,139)**	**(26,184,089)**
Flujo de efectivo	(1,971,156)	(2,107,856)	(6,105,296)	(10,184,308)
Diferencia en cambio				
Registrada en el resultado del periodo	(22,294)	38,701	747,743	764,150
Registrada en el otro resultado integral	-	-	(722,458)	(722,458)
Intereses y diferencia en cambio capitalizada	-	-	(255,374)	(255,374)
Costo financiero reconocido en resultados	-	43,948	(2,384,342)	(2,340,394)
Ajuste por conversión	-	42,529	(175,884)	(133,355)
Efecto por pérdida de control en subsidiarias	-	-	528,981	528,981
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo	-	75,045	(125,985)	(50,940)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**5,082,308**	**3,071,659**	**(46,731,754)**	**(38,577,787)**

21. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre 2020	2019
Corriente		
Proveedores	6,491,909	8,115,015
Anticipos asociados	497,898	925,761
Retención en la fuente	462,429	673,204
Acreedores varios	331,333	383,288
Seguros y reaseguros	240,803	136,041
Dividendos por pagar (1)	223,571	157,181
Depósitos recibidos de terceros	84,436	39,901
Partes relacionadas (Nota 31)	72,316	187,616
Acuerdos en contratos de transporte (2)	37,941	71,239
Operaciones de cobertura	6,405	-
	8,449,041	**10,689,246**
No corriente		
Depósitos recibidos de terceros	1,109	-
Acreedores varios	19,955	24,445
	21,064	**24,445**

(1) La Asamblea General de Accionistas realizada el 27 de marzo de 2020, decretó dividendos sobre la utilidad del año 2019, por $7,401,005. En 2020, las siguientes filiales realizaron pagos a accionistas minoritarios: Ocensa por $959,949, ODC por $89,374, ODL por $166,589 e Invercolsa por $148,942. Durante el 2020 Ecopetrol pagó dividendos a sus accionistas por un monto $7,369,497 neto de retenciones cuando fueren aplicables..

(2) Corresponde al valor de la deuda por acuerdos pactados en los contratos de transporte por oleoductos y poliductos, calculados en la compensación volumétrica por calidad y otros acuerdos de manejo de inventarios.

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar es muy cercano a su valor razonable debido a su naturaleza de corto plazo.

22. Provisiones por beneficios a empleados

	Al 31 de diciembre de 2020	2019
Beneficios post-empleo		
Salud	7,193,527	6,908,799
Pensión	2,819,985	2,853,718
Educación	485,792	458,441
Bonos	342,669	352,917
Otros planes	104,428	98,729
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario (1)	713,407	124,186
	11,659,808	**10,796,790**
Prestaciones sociales y salarios	674,080	587,596
Otros beneficios a largo plazo	89,779	96,678
	12,423,667	**11,481,064**
Corriente	2,022,137	1,929,087
No corriente	10,401,530	9,551,977
	12,423,667	**11,481,064**

(1) Incluye para 2020 obligación por nuevo plan de retiro voluntario, sobre el cual la Compañía realizó los ofrecimientos a una parte de sus trabajadores durante el año. Este plan fue aprobado a finales de 2019 por la Junta Directiva de la Compañía (Nota 22.6).

22.1. Movimiento de las obligaciones actuariales

La siguiente tabla muestra el movimiento de los pasivos y activos, netos por beneficios post-empleo y beneficios por terminación al 31 de diciembre de:

	Pensión y bonos (1)		Otros		Total	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Pasivos por beneficios post-empleo						
Saldo inicial	**15,916,472**	**14,131,943**	**7,593,171**	**6,212,118**	**23,509,643**	**20,344,061**
Costo del servicio actual	-	-	118,105	76,478	118,105	76,478
Costo del servicio pasado (2)	-	-	631,761	-	631,761	-
Costos por intereses	882,785	920,622	439,682	418,553	1,322,467	1,339,175
Pérdidas actuariales	418,187	1,755,300	87,311	1,273,409	505,498	3,028,709
Beneficios pagados	(897,061)	(891,393)	(359,436)	(387,387)	(1,256,497)	(1,278,780)
Saldo final	**16,320,383**	**15,916,472**	**8,510,594**	**7,593,171**	**24,830,977**	**23,509,643**
Activos del plan						
Saldo inicial	**12,709,838**	**12,348,557**	**3,015**	**3,954**	**12,712,853**	**12,352,511**
Rendimiento de los activos	700,168	801,065	136	217	700,304	801,282
Aportes a los fondos	-	-	370,090	83,071	370,090	83,071
Beneficios pagados	(897,061)	(891,393)	(358,199)	(84,243)	(1,255,260)	(975,636)
Ganancias actuariales	644,784	451,609	194	16	644,978	451,625
Saldo final	**13,157,729**	**12,709,838**	**15,236**	**3,015**	**13,172,965**	**12,712,853**
Pasivo neto	**3,162,654**	**3,206,634**	**8,495,358**	**7,590,156**	**11,658,012**	**10,796,790**

(1) No existe costo por el servicio de pensiones y planes de pensiones, debido a que los beneficiarios fueron retirados al 31 de julio de 2010.
(2) Incluye lo relacionado con el nuevo plan de retiro voluntario.

La siguiente tabla muestra el movimiento en los resultados y otros resultados integrales de los beneficios post-empleo, por los periodos finalizados el 31 de diciembre de 2020:

	Por los años terminados el 31 de diciembre	
	2020	2019
Resultado del periodo		
Intereses, neto	622,163	537,893
Costo del servicio actual	118,035	76,478
Remediciones	-	10,213
	740,198	**624,584**
Otros resultados integrales		
Pensión y bonos	226,598	(1,303,693)
Salud	(33,325)	(1,268,379)
Educación y cesantías	(55,693)	922
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	(121)	(34)
	137,459	**(2,571,184)**
Impuesto diferido	(41,238)	771,355
	96,221	**(1,799,829)**

22.2. Activos del plan

Los activos del plan están representados por los recursos entregados a Patrimonios Autónomos Pensionales para el pago del pasivo pensional de las obligaciones por mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación está a cargo de Ecopetrol. La destinación de los recursos de los patrimonios autónomos, así como sus rendimientos, no puede cambiarse de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones.

La siguiente es la composición de los activos del plan por tipo de inversión al 31 de diciembre de:

	2020	2019
Títulos emitidos por el Gobierno Nacional	4,958,612	4,301,961
Bonos deuda privada	3,177,531	3,122,630
Otros moneda local	1,502,349	1,899,787
Otros moneda extranjera	1,992,800	870,859
Otros bonos públicos	777,562	1,082,815
Renta variable	679,448	823,977
Otros	84,663	610,824
	13,172,965	**12,712,853**

El 23.3% (2019 - 26.6%) del saldo de los activos del plan corresponde a nivel 1 de valor razonable y el 76.7% (2019 - 73.4%) están bajo nivel de jerarquía 2.

El valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando el precio cotizado en los mercados de activos. La Compañía obtiene estos precios por intermedio de proveedores de datos financieros confiables reconocidos en Colombia o en el extranjero dependiendo de la inversión.

Para los títulos emitidos en moneda local, el valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando la información publicada por Precia. De acuerdo con su metodología, los precios pueden ser calculados a partir de información de mercado del día de valoración o estimados a partir de insumos históricos de acuerdo con los criterios establecidos para el cálculo de cada uno de los tipos de precios.

El precio promedio es calculado principalmente del mercado más representativo de las transacciones llevadas a través de plataformas electrónicas aprobadas y supervisadas por el regulador.

Por otro lado, el precio estimado se calcula para las inversiones que no reflejan la información suficiente para estimar un precio promedio de mercado, replicando los precios cotizados para activos similares o precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa. Este precio estimado también está dado por Precia como resultado de la aplicación de metodologías robustas aprobadas por el regulador financiero y ampliamente utilizado por el sector financiero en Colombia.

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con los patrimonios autónomos:

	A 31 de diciembre de 2020	A 31 de diciembre de 2019
Nación	5,102,222	4,448,221
AAA	4,369,805	5,138,279
AA+	570,716	837,009
BBB-	458,273	455,201
BBB	201,163	319,514
AA	134,454	6,679
F1+	61,192	56,728
BRC1+	52,296	68,313
A3	11,633	17,267
BBB+	10,328	22,113
AA-	4,014	16,067
BAA3	-	219,830
SP1+	-	84,933
A-1+	-	78,156
BAA1	-	15,538
A	5,307	11,841
Otras calificaciones	297,048	30,129
Sin calificaciones disponibles	1,894,514	887,035
	13,172,965	**12,712,853**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 30.8.

22.3. Supuestos actuariales

Supuestos actuariales utilizados para determinar el valor presente de la obligación neta por beneficios definidos utilizados para los cálculos actuariales al 31 de diciembre:

2020	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios (1)
Tasa de descuento	5.50%	4.75%	6.00%	5.00%	4.09%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	4.70%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	6.67%	4.00%	N/A
Tasa final	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

2019	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios (1)
Tasa de descuento	5.75%	5.25%	6.00%	5.50%	4.83%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	5.50% / 4.70%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	7.00%	4.00%	N/A
Tasa final	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

N/A: No es aplicable para este beneficio

(1) Tasa de descuento promedio ponderada.

La tendencia del costo es el incremento proyectado para el año inicial y la tasa incluyen la inflación esperada.

La tabla de mortalidad usada para los cálculos fue la tabla de rentistas para hombres y mujeres tomando la experiencia obtenida para el periodo 2005-2008 del Instituto Colombiano de Seguridad Social.

22.4. Perfil de vencimientos de la obligación

Flujos de caja futuros para pago de las obligaciones post-empleo:

Periodo	Pensión y bonos	Otros beneficios	Total
2021	967,810	482,953	1,450,763
2022	996,869	493,791	1,490,660
2023	1,019,379	507,009	1,526,388
2024	1,034,972	511,627	1,546,599
2025	1,069,252	514,556	1,583,808
2026yss	5,607,391	2,602,556	8,209,947

22.5. Análisis de sensibilidad de pasivos y activos actuariales

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el valor de la obligación por beneficios definidos considerando el efecto de posibles cambios sobre las variables del modelo, manteniendo los demás supuestos constantes, al 31 de diciembre de 2020:

	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento					
-50 puntos básicos	16,139,465	1,147,350	7,798,461	515,004	846,709
+50 puntos básicos	14,368,856	1,072,868	6,715,899	464,394	812,726
Tasa de inflación					
-50 puntos básicos	14,314,193	1,072,094	N/A	N/A	717,069
+50 puntos básicos	16,193,316	1,147,825	N/A	N/A	740,501
Tasa de incremento de salarios					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	96,530
+50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	105,392
Tasa tendencia del costo					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	6,720,777	464,319	N/A
+50 puntos básicos	N/A	N/A	6,720,777	514,849	N/A

N/A: No es aplicable para este beneficio.

22.6. Plan de retiro voluntario

En agosto de 2016, la Compañía ofreció un plan de retiro voluntario, al cual se acogieron 125 trabajadores que cumplieran con determinados requisitos. Este plan incluye beneficios de renta mensual, educación y salud hasta que el empleado logre su pensión de jubilación.

En mayo de 2020, Ecopetrol inició los ofrecimientos de un nuevo plan de retiro voluntario, al cual se han acogido 421 trabajadores. Este plan incluye la desvinculación de empleados a partir de enero de 2020 y hasta diciembre de 2023, mediante 4 modalidades: Cumplimiento del ciclo laboral (pensión), Plan de Retiro A (Renta), Plan de Retiro B (Bonificación) e Indemnización mejorada.

Al 31 de diciembre de 2020 el monto de obligación neta asociada a planes de retiro es de $713,407 (2019 - $124,186).

22.7. Pasivo pensional local

La siguiente es la comparación entre la obligación por pasivos pensionales (pensiones y bonos) determinada bajo el marco normativo NCIF y el fiscal:

	A 31 de diciembre de 2020	A 31 de diciembre de 2019
Pasivo pensional bajo NCIF	16,320,383	15,916,472
Pasivo pensional fiscal	14,345,212	14,219,638
Diferencia	**1,975,171**	**1,696,834**

La diferencia entre el saldo del pasivo pensional bajo NICF y fiscal se genera principalmente por la tasa de descuento, la cual para efectos fiscales es establecida por ley y bajo NICF calculada según la política contable 4.15 – Beneficios a empleados.

Los supuestos utilizados en cada año fueron los siguientes:

Variable (1)	A 31 de diciembre de 2020	A 31 de diciembre de 2019
Tasa de interés técnico	4.00%	4.00%
Tasa de descuento nominal	7.79%	8.07%
Tasa de incremento pensional	3.64%	3.91%
Tasa de inflación	3.64%	3.91%
Mortalidad	RV08	RV08

(1) Los supuestos del cálculo actuarial NCIF pueden verse en la Nota 22.3

23. Provisiones y contingencias

	Costos de abandono y desmantelamiento	Litigios	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**8,835,420**	**137,429**	**945,439**	**9,918,288**
Aumento costos de abandono	2,307,453	-	-	2,307,453
Adiciones (recuperaciones)	143,320	32,108	237,181	412,609
Utilizaciones	(291,793)	(31,709)	(106,448)	(429,950)
Costo financiero	258,464	-	-	258,464
Efecto pérdida de control en subsidiarias	(23,874)	(20,117)	-	(43,991)
Ajuste por valor razonable en combinación de negocios	31,137	-	-	31,137
Ajuste por conversión	37,239	428	5,476	43,143
Traslados	(58,041)	-	(11,382)	(69,423)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**11,239,325**	**118,139**	**1,070,266**	**12,427,730**
Corriente	949,638	46,844	224,627	1,221,109
No corriente	10,289,687	71,295	845,639	11,206,621
	11,239,325	**118,139**	**1,070,266**	**12,427,730**

	Costos de abandono y desmantelamiento	Litigios	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**6,719,275**	**127,945**	**906,792**	**7,754,012**
Aumento costos de abandono	2,188,928	-	-	2,188,928
Adiciones (recuperaciones)	112,486	58,913	90,854	262,253
Utilizaciones	(410,191)	(45,342)	(59,755)	(515,288)
Costo financiero	226,803	-	3	226,806
Ajuste por conversión	(5,240)	79	1,211	(3,950)
Traslados	3,359	(4,166)	6,334	5,527
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**8,835,420**	**137,429**	**945,439**	**9,918,288**
Corriente	589,411	28,662	171,224	789,297
No corriente	8,246,009	108,767	774,215	9,128,991
	8,835,420	**137,429**	**945,439**	**9,918,288**

23.1. Costos de abandono y desmantelamiento

El pasivo estimado por costos de abandono y desmantelamiento corresponde a la obligación futura que tiene el Grupo de restaurar las condiciones ambientales similares a las existentes antes del inicio de proyectos o actividades, de acuerdo con lo descrito en la política contable 4.13 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2020. Por tratarse de obligaciones a largo plazo, este pasivo se estima proyectando los pagos futuros esperados y descontando a valor presente con una tasa referenciada a las obligaciones financieras del Grupo, teniendo en cuenta la temporalidad y riesgos de esta obligación. Las tasas de descuento utilizadas en la estimación de la obligación al 31 de diciembre de 2020 fueron: Producción 2.65% (2019– 3.01%), Refinación 3.67% (2019 - 3.94%) y Transporte 2.71% (2019 – 2.61%)

23.2. Contingencias ambientales y otros

Corresponde principalmente a obligaciones de compensación ambiental e inversión forzosa del 1% por el uso, aprovechamiento o afectación de los recursos naturales impuestas por las autoridades ambientales nacionales, regionales y locales, La inversión forzosa del 1% se genera por el uso del agua tomada directamente de fuentes naturales de acuerdo con lo establecido en la Ley 99 de 1993, artículo 43, el Decreto 1900 de 2006, los Decretos 2099 de 2017 y 075 y 1120 de 2018 y artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 con relación a los proyectos que Ecopetrol desarrolla en las regiones.

El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, expidió en diciembre de 2016 y en enero de 2017 los Decretos 2099 y 075, mediante los cuales modifica el Decreto Único Reglamentario del sector ambiente y desarrollo sostenible, Decreto 1076 de 2015, en lo relacionado con la inversión forzosa por la utilización del agua tomada directamente de fuentes naturales. Los principales cambios que establecieron estos decretos se dieron con relación a las áreas de implementación, líneas de inversión y la base de liquidación de las obligaciones. Igualmente, se definió el 30 de junio de 2017 como fecha máxima para modificar los Planes de Inversión que se encuentran en ejecución.

En el año 2019 se expidió la Ley 1955/2019, que en su Artículo 321 unifica la base de liquidación de esta obligación y exige la actualización a valor presente de las obligaciones de inversión del 1%. Ecopetrol realizó la re-certificación de la base de liquidación y el acogimiento al porcentaje de actualización de los valores de inversión del 1% en más de 90 licencias ambientales, generando una menor provisión de esta obligación. Actualmente, se están recibiendo los pronunciamientos de la ANLA con relación al artículo 321 de la Ley 1955, unos a través de oficios y otros a través de resoluciones. Ecopetrol ha interpuesto recurso de reposición ante la ANLA en la mayoría de los casos, los cuales están en revisión por parte de esta autoridad.

23.3. Contingencias

Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

- **Disputas bajo los Contratos de Transporte iniciados por Bicentenario**

Durante el mes de julio de 2018, los remitentes que no hacen parte del Grupo Ecopetrol (Frontera Energy Colombia Corp., Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. y Canacol Energy Colombia S.A.S.), en adelante, los "Remitentes", enviaron comunicaciones a la Compañía donde manifestaron pretender dar por terminados de forma anticipada sus respectivos Contratos de Transporte Ship or Pay celebrados en el año 2012 (los "Contratos de Transporte").

Conforme a lo anterior, esos Remitentes han dejado de cumplir sus obligaciones bajo dichos Contratos de Transporte. La Compañía rechazó los términos de las comunicaciones señalando que no hay lugar a una terminación anticipada y ha reiterado a los Remitentes que los Contratos de Transporte se encuentran vigentes y que sus obligaciones deben ser oportunamente cumplidas.

Bajo el convencimiento de que los Contratos de Transporte continúan vigentes y que los Remitentes antes mencionados continuaron y continúan incumpliendo sus obligaciones bajo los mismos del Acuerdo Marco de Inversión suscrito en diciembre de 2010 (en adelante, el "AMI"), la Compañía constituyó en mora a los Remitentes por el no pago de las cuentas de cobro por concepto del servicio de transporte y ejecutó las cartas de crédito stand-by previstas como garantías en los Contratos de Transporte.

Agotadas las etapas de arreglo directo con cada Remitente, la Compañía presentó demandas arbitrales en contra de cada uno de ellos en el primer semestre de 2019, y posteriormente estas demandas fueron retiradas y presentadas unas nuevas durante el último trimestre de 2019.

Los tres procesos arbitrales se encuentran en curso.

- **Disputa bajo los Contratos de Transporte iniciada por Frontera**

El 13 de julio de 2020, Bicentenario fue notificado de la presentación por parte de Frontera de una demanda al amparo del pacto arbitral contenido en el Contrato de Transporte ante el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá D.C El valor total de las pretensiones incluidas en la demanda presentada por Frontera asciende a $481.577.Este proceso arbitral iniciado por Frontera fue acumulado el 10 de agosto de 2020 al trámite iniciado por Bicentenario en noviembre de 2019.

En paralelo a lo anterior, la Compañía continúa ejerciendo sus derechos en los términos de los Contratos de Transporte y sus acuerdos relacionados, para garantizar su cumplimiento y reclamar cualquier compensación, indemnización o restitución derivada de la alegada terminación anticipada de dichos contractos, junto con otros incumplimientos.

- **Disputa bajo el Contrato de Almacenamiento con Canacol Energy Colombia S.A.S.**

En el marco de la disputa derivada de los contratos de transporte entre la Compañía con los Remitentes, desde el 18 de septiembre de 2018 Canacol Energy Colombia S.A.S. ha sostenido a la Compañía que el Contrato de Almacenamiento suscrito entre ambas el 20 de junio de 2012 se encuentra terminado, con fundamento en los mismos hechos que habrían dado lugar a la terminación de los Contratos de Transporte.

Conforme a lo anterior, Canacol Energy Colombia S.A.S. ha dejado de cumplir sus obligaciones bajo el Contrato de Almacenamiento. La Compañía ha rechazado el comportamiento de Canacol Energy Colombia S.A.S. bajo el Contrato

de Almacenamiento y ha reiterado a dicha sociedad que el Contrato de Almacenamiento se encuentra vigente y que sus obligaciones deben ser oportunamente cumplidas.

Bajo el convencimiento que el Contrato de Almacenamiento con Canacol Energy Colombia S.A.S. continúa vigente y que Canacol Energy Colombia S.A.S. ha incumplido sus obligaciones bajo el Contrato de Almacenamiento, la Compañía constituyó en mora a Canacol Energy Colombia S.A.S. por el no pago de las cuentas de cobro por concepto del Servicio de Almacenamiento.

El 10 de enero de 2020, Bicentenario demandó a Canacol Energy Colombia S.A.S. al amparo del pacto arbitral contenido en el Contrato de Almacenamiento ante el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá D.C. solicitando el pago, indemnización y/o cualquier otra restitución a la que la Compañía tenga derecho por la indebida terminación del Contrato de Almacenamiento.

Este trámite arbitral se encuentra en curso, en el cual se llevó a cabo la designación de los árbitros que integrarán el tribunal. Pendiente de que se realice la Audiencia de Instalación y haya pronunciamiento sobre la admisión de la demanda.

En paralelo, la Compañía continúa ejerciendo sus derechos en los términos del Contrato de Almacenamiento y sus acuerdos relacionados para garantizar su cumplimiento y reclamar cualquier compensación, indemnización o restitución derivada de la alegada terminación anticipada de dicho contrato y otros incumplimientos.

- **Disputas bajo el Acuerdo Marco de Inversión iniciada por Bicentenario**

El 3 de diciembre de 2019, la Compañía demandó a Frontera Energy Colombia Corp., Pacific OBC Corp., Pacific OBC 1 Corp., Pacific OBC 4 Corp., Canacol Energy Colombia S.A.S. y a Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. al amparo del pacto arbitral contenido en el del Acuerdo Marco de Inversión suscrito en diciembre de 2010 (en adelante, el "AMI"), ante el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá D.C., argumentando el incumplimiento de (i) el pago del aporte solicitado a cada una de ellas como acto conducente o necesario respecto de las operaciones de endeudamiento de la Compañía y; (ii) el incumplimiento bajo el AMI, con ocasión de la declaratoria de incumplimiento de sus obligaciones bajo el Contrato de Transporte.

El 22 de octubre de 2020 la Compañía presentó ante el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Bogotá un memorial retirando la demanda presentada el 3 de diciembre de 2019, con el objetivo de formular sus pretensiones en el arbitraje descrito.

- **Disputa bajo el AMI iniciada por Frontera**

El 3 de diciembre de 2019, Frontera y Pacific OBC, Corp., Pacific OBC 1, Corp., Pacific OBC 4, Corp., presentaron una solicitud de arbitraje internacional en contra de Bicentenario y Cenit en donde pretenden, entre otras que: (i) se declare terminado el Contrato de Transporte con Bicentenario y (ii) se declare que Bicentenario ejecutó ilegalmente las garantías de Frontera.

- **Acuerdo de Conciliación**

El 17 de noviembre de 2020, Bicentenario, Frontera, las Pacific OBC y Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. presentaron ante la Procuraduría General de la Nación una solicitud de conciliación para poner fin a sus controversias. En el caso de Bicentenario y Frontera junto con las Pacific OBC, la solicitud de conciliación tiene como fin, solucionar las disputas bajo los Contratos de Transporte y bajo el AMI y, en el caso de Cenit y Frontera junto con las Pacific OBC, las controversias bajo los respectivos contratos de transporte celebrados y la disputa tarifaria que sostienen Cenit y Frontera.

La solicitud conjunta de acuerdo de conciliación y el Acuerdo de Obligaciones Interinas establecieron un periodo entre la suscripción de la conciliación y hasta la fecha del eventual cierre, durante el cual se suspende el derecho al cobro de las tarifas de transporte y almacenamiento a partir del 1 de enero del 2020.

La solicitud de conciliación está pendiente de que surta el procedimiento en la Procuraduría General de la Nación de cara a la obtención de un concepto favorable, luego de lo cual el Tribunal Administrativo de Cundinamarca deberá ejercer el respetivo control de legalidad para efectos de su aprobación.

Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

En 2018 la Compañía interpuso demanda arbitral en contra del Grupo Frontera por: - La indebida terminación de los contratos de transporte por el Oleoducto Caño Limón Coveñas. Cenit considera que al 31 de diciembre de 2020 los valores adeudados por este concepto son de $334,583.

Por desacuerdo tarifario originado en la oposición manifestada por el Grupo Frontera frente a la aplicación de las tarifas definidas por el Ministerio de Minas y energía para el periodo 2015-2019. El diferencial tarifario se encuentra en un fideicomiso que asciende a $114,075, mientras el saldo de la deuda de acuerdo con los registros contables de CENIT a la misma fecha asciende a $99,734, evidenciando que los valores por cobrar se encuentran fondeados.

Frontera no ha pagado el componente de la tarifa relacionado con el Fondo de Abandono al que Cenit considera que tienen derecho en virtud de la aplicación de las resoluciones 31480 y 31661 expedidas por el Ministerio de Mina y Energía. Los valores adeudados por el Grupo Frontera Energy ascienden a $9,663.

Acuerdo 2020

Cenit y Oleoducto Bicentenario de Colombia, llegaron a un acuerdo con el grupo Frontera y presentaron una solicitud de conciliación, en la que se acordó: - Que Frontera transferirá a Cenit su participación del 43.03% en Oleoducto Bicentenario - Que Frontera entregará a Cenit los recursos del encargo fiduciario correspondientes al desacuerdo tarifario -Frontera entregará a Bicentenario el lleno de línea del Oleoducto Bicentenario, además de permitirle a la compañía compensar una porción de su deuda sindicada de Bicentenario contra los dividendos pendientes por decretar y cuentas por cobrar existentes a favor de Frontera. Una vez el acuerdo tenga las aprobaciones requeridas por la Ley Colombiana, se darán por terminado los procesos arbitrales vigentes con ocasión a los desacuerdos existentes.

Refinería de Cartagena S,A,S

El 8 de marzo de 2016, Reficar presentó una solicitud de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional en contra de las sociedades Chicago Bridge & Iron Company N.V., CB&I (UK) Limited y CBI Colombiana S.A. (colectivamente, "CB&I"), relacionada con los incumplimientos de los contratos de ingeniería, procura y construcción celebrados por Reficar y CB&I para la ampliación y modernización de la Refinería de Cartagena, ubicada en Cartagena, Colombia. En su solicitud de Arbitraje, Reficar reclama no menos de USD $2 mil millones a CB&I.

El 25 de mayo de 2016, CB&I presentó su respuesta a la Solicitud de Arbitraje y la versión preliminar de su contrademanda contra Reficar, la cual ascienda a un valor aproximado de USD $213 millones. El 27 junio de 2016, Reficar contestó la contrademanda de CB&I, oponiéndose a todas las pretensiones de CB&I.

El 28 de abril de 2017, Reficar presentó su demanda no detallada y, en la misma fecha, CB&I presentó su contrademanda no detallada, reclamando una suma de aproximadamente USD $116 millones y COP$387,558 millones, incluyendo USD $ 70 millones de una carta de crédito de cumplimiento. Posteriormente, el 16 de marzo de 2018, CB&I presentó su contrademanda detallada, actualizando el valor reclamado a las sumas de USD $129 millones y COP$432,303 millones, incluyendo intereses. En esta misma fecha, Reficar presentó su demanda detallada, en la cual reclama, entre otras pretensiones, la suma aproximada de USD $ 139 millones por concepto de facturas pagadas

provisionalmente en el marco de los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC.

El 28 de junio de 2019, Chicago Bridge and Iron Company (CB&I) presentó respuesta a la defensa no detallada de Reficar por la demanda de reconvención, actualizando el valor de su reclamación aproximadamente USD $137 millones y COP$503,241 millones, incluyendo intereses. Asimismo, CB&I presentó su defensa detallada a la demanda de Reficar.

Reficar presentó defensa detallada a la contrademanda de CB&I y su respuesta al memorial de defensa no detallado de CB&I, actualizando su reclamación por concepto de facturas pagadas provisionalmente en el marco de los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC a aproximadamente US$ 137 millones.

En posible relación con esta materia, a 31 de diciembre de 2020 existe un saldo de USD $122 millones aproximadamente, en facturas pagadas por Reficar a CB&I, bajo los Acuerdos PIP y MOA del contrato EPC, cuyos soportes suministrados hasta la fecha por CB&I no cuentan con la aceptación de AMEC Foster Wheeler – PCIB.

En enero de 2020, McDermott International Inc., matriz de CB&I se declaró en insolvencia y anunció que iniciará una reorganización a instancias del Capítulo 11 de la legislación de Estados Unidos. Ante esta situación, Refinería de Cartagena ha adelantado acciones para proteger sus intereses y cuenta con un grupo de expertos con quienes continuará evaluando otras medidas que pueda adoptar ante esta nueva circunstancia.

Como consecuencia del inicio del proceso de reorganización, el arbitraje estuvo suspendido hasta el 1 de julio de 2020, como se describe a continuación.

El 21 de enero de 2020, Comet II B.V., sucesora en interés de Chicago Bridge & Iron Company N.V., comenzó un proceso de insolvencia bajo el Capítulo 11 de la legislación de los Estados Unidos ante la Corte del Distrito Sur de Texas (Corte). Ante el inicio del proceso de insolvencia de Comet II B.V. se hizo efectiva una suspensión automática del inicio o continuación de cualquier acción, proceso o ejecución de sentencia o laudo, en contra de Comet II B.V., lo que suspendió el arbitraje. El 23 de enero de 2020, Comet II B.V., obtuvo una orden de la Corte en la que le permitió a su discreción modificar la suspensión automática de los procesos. El 14 de marzo de 2020, la Corte emitió una orden confirmando el plan de reorganización, en el cual se estableció que la suspensión del arbitraje terminaría en la fecha efectiva del plan de reorganización o el 30 de agosto de 2020, lo que ocurra primero. El 30 de junio de 2020, McDermott International Inc. notificó la ocurrencia de la fecha efectiva del plan de reorganización, por lo cual la suspensión del arbitraje se levantó el 1 de julio de 2020.

El 6 de mayo de 2020, la Superintendencia de Sociedades ordenó la liquidación judicial de CBI Colombiana S.A., uno de los demandados en el arbitraje CB&I. El 22 de octubre de 2020, Reficar solicitó su reconocimiento como acreedora de CBI Colombiana S.A., hasta por el monto máximo de sus pretensiones en el arbitraje. El 15 de enero de 2021, el liquidador de CBI Colombiana S.A. aceptó la solicitud de Reficar.

El 22 de septiembre de 2020, el tribunal programó el inicio de las audiencias para mayo de 2021. Hasta el momento en que se profiera el Laudo, el resultado del arbitraje es incierto.

23.4. Investigaciones de entes de control

FISCALÍA GENERAL DE LA NACIÓN (FGN):

A la fecha se adelantan 3 procesos penales derivados de los hechos relacionados con el proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena.

Proceso 1 – No. 110016000101201600023 - MOA - PIP y EPC

Este proceso se adelanta en contra de algunos ex miembros de Junta Directiva de Reficar, ex trabajadores de Reficar, trabajadores de Chicago Bridge and Iron Company (CB&I) y el Revisor Fiscal de Reficar entre 2013 y 2015; por los delitos de interés indebido en la celebración de contratos, peculado por apropiación en favor de terceros, enriquecimiento ilícito de particulares en favor de terceros y falsedad ideológica en documento público.

El 31 de mayo de 2018 se instaló la respectiva Audiencia de Formulación de Acusación.

El 22 de agosto de 2019 finalizó la audiencia de acusación y se reconoció oficialmente como víctimas a Reficar y Ecopetrol.

El 25 de noviembre de 2019 se instaló la audiencia preparatoria de juicio y a la fecha el proceso se encuentra para desarrollar la mencionada audiencia preparatoria.

Proceso 2 - No. 110016000101201800132 Línea de Negocio

Este proceso se adelanta por los delitos de administración desleal agravada, obtención de documento público falso, en contra de ex miembros de Junta Directiva de Refinería de Cartagena y un ex presidente de la Sociedad.

El 5 de agosto de 2019, se instaló la Audiencia de Formulación de Acusación y se reconoció oficialmente como víctimas a Reficar y Ecopetrol.

El 18 de noviembre de 2019 se instaló la audiencia preparatoria de juicio y a la fecha el proceso se encuentra para desarrollar la audiencia preparatoria.

Proceso 3 – No. 110016000101201800134 – Celebración Contrato PMC - Foster Wheeler

Este proceso se adelanta en contra de dos ex trabajadores de la Sociedad. Estas personas actuaron en calidad de ex presidente en propiedad y ex presidente encargado para el periodo por el cual se realiza la acusación por el delito de celebración de contrato sin requisitos legales.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (CGR)

Auditoría Financiera para la vigencia 2018

La CGR adelantó una auditoría financiera a la Sociedad entre el 28 de enero de 2020 y el 20 de mayo de 2020. En el Informe Final de Auditoría, se indica que la ejecución presupuestal es razonable puesto que el presupuesto fue preparado y ejecutado de conformidad con la normatividad aplicable, se indica también que el control interno financiero fue eficiente porque el mismo es adecuado y los controles efectivos frente a los riesgos que le son inherentes; sin embargo, la opinión contable es negativa pues la CGR consideró que los EEFF no representan en todos los aspectos de importancia la situación financiera a 31 de diciembre de 2019. Debido a lo anterior, la CGR no feneció la cuenta fiscal para la vigencia 2019.

Proceso de Responsabilidad Fiscal

Mediante Auto No. 773 del 5 de junio de 2018, la CGR dictó auto de archivo e imputación de responsabilidad fiscal dentro del proceso No. PRF-2017-00309_UCC-PRF-005-2017 e imputó responsabilidad a:

I. Nueve (9) ex miembros de la Junta Directiva de Reficar
II. Cinco (5) ex trabajadores de Reficar
III. Un (1) ex trabajador de Ecopetrol

IV. Cinco (5) compañías contratistas que prestaron sus servicios durante la ejecución del proyecto de ampliación y modernización de la Refinería de Cartagena y,
V. Compañías aseguradoras y 2 reaseguradoras, en calidad de tercero civilmente responsable.

Actualmente la CGR se encuentra practicando las pruebas solicitadas por los sujetos imputados, dentro de los descargos presentados por ellos.

Adicionalmente, en el mencionado auto se ordenó conformar un proceso independiente en relación con el hecho generador de la entrada tardía en operación de la refinería, que da lugar a un lucro cesante; es decir, la ganancia neta dejada de percibir por Reficar.

A la fecha de este reporte, los estados financieros continúan revelando de manera adecuada la situación financiera y operacional del Grupo en todos los aspectos materiales y sus controles internos se mantienen vigentes.

23.5. Detalle de los pasivos contingentes

El siguiente es un resumen de los pasivos contingentes no reconocidos en el estado de situación financiera, cuya valoración cualitativa está definida como eventual:

	2020		2019	
Tipo de proceso	Cantidad de procesos	Pretensiones	Cantidad de procesos	Pretensiones
Acción constitucional	20	15,810,719	14	1,092,228
Administrativo ordinario	156	714,606	160	780,150
Laboral ordinario	659	54,030	593	49,055
Civil ordinario	54	6,363	52	16,269
Administrativo ejecutivo	2	11,951	1	28
Laboral especial	15	3,106	13	720
Penal	2	595	1	595
Tutela	234	47	112	10
Civil ejecutivo	1	-	1	-
	1,143	**16,601,417**	**947**	**1,939,055**

23.6. Detalle de los activos contingentes

A continuación se presenta un resumen de los activos contingentes, cuya entrada de beneficios económicos a la Compañía es probable, pero no prácticamente cierta:

	2020		2019	
Tipo de proceso	Cantidad de procesos	Pretensiones	Cantidad de procesos	Pretensiones
Administrativo ordinario	99	402,380	37	384,215
Arbitramento	2	138,386	1	67,232
Civil ordinario	114	82,572	75	86,363
Penal	149	61,466	156	60,177
Civil ejecutivo	57	5,299	61	4,912
Laboral ordinario	48	3,129	50	3,295
Administrativo ejecutivo	10	2,450	11	4,028
Laboral especial	84	426	57	307
Tutela	5	-	4	-
	568	**693,903**	**452**	**610,529**

24. Patrimonio

24.1. Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es $36,540,000 dividido en 60,000,000,000 de acciones nominativas ordinarias, de las cuales se han suscrito 41,116,694,690 acciones representadas en un 11,51% (4,731,906,273 acciones) en personas naturales y jurídicas no estatales y 88,49% (36,384,788,417 acciones) en accionistas correspondientes a entidades estatales, El valor de las acciones en reserva asciende a $11,499,933 conformada por 18,883,305,310 acciones, Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el capital suscrito y pagado ascendía a $25,040,067, No existe dilución potencial de acciones.

24.2. Prima en colocación de acciones

Corresponde, principalmente, a: (i) exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el 2007 por $4,457,997, (ii) al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por $2,118,468, (iii) $31,377, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio, y (iv) prima en colocación de acciones por cobrar $(143).

24.3. Reservas patrimoniales

	Al 31 de diciembre de	
	2020	**2019**
Reserva legal	4,568,980	3,243,832
Reservas fiscales y obligatorias	509,082	509,082
Reservas ocasionales (1)	4,557,074	31,744
Total	**9,635,136**	**3,784,658**

(1) La Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol, realizada el 27 de marzo de 2020, aprobó el proyecto de distribución de las utilidades de 2019 y constituir una reserva de 4,557,074 con el fin de brindar soporte a la sostenibilidad financiera de la Compañía y flexibilidad en el desarrollo de su estrategia.

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de	
	2020	**2019**
Saldo inicial	3,784,658	5,138,895
Liberación de reservas	(540,826)	(3,050,703)
Apropiación de reservas	6,391,304	5,355,852
Dividendos decretados	-	(3,659,386)
Saldo final	**9,635,136**	**3,784,658**

24.4. Utilidades acumuladas y dividendos

El Grupo distribuye dividendos con base en los estados financieros separados de Ecopetrol S.A. y filiales, preparados bajo las Normas de Contabilidad e Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF).

La Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol S.A. realizada el 27 de marzo de 2020, decretó dividendos sobre la utilidad del 2019, por $7,401,005 ($9,251,256 en 2019).

24.5. Otros resultados integrales

La siguiente es la composición de los otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de la controlante, netos de impuesto de renta diferido:

	Al 31 de diciembre de	
	2020	**2019**
Diferencia en cambio en conversiones (1)	11,973,287	10,481,512
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(1,494,926)	(1,130,583)
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido	(2,260,989)	(2,357,210)
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(403,411)	(535,163)
Coberturas flujo de efectivo instrumentos derivados y valoración de otros activos financieros (2)	44,132	3,689
Otros movimientos	1,899	1,899
	7,859,992	**6,464,144**

(1) Incluye diferencia en conversión de $2,527 del impairment sobre la inversión en Offshore International Group. El efecto acumulado por ajuste por conversión, será transferido al resultado del periodo como una ganancia o pérdida en el momento de la liquidación o venta de dichas inversiones.
(2) Incluye valoración de otros activos financieros medidos a valor razonable con cambios a otros resultados integrales.

24.6 Utilidad básica por acción

	A 31 de diciembre		
	2020	**2019**	**2018**
Utilidad neta atribuible a los accionistas	1,688,077	13,251,483	11,556,405
Promedio ponderado de acciones en circulación	41,116,694,690	41,116,694,690	41,116,694,690
Ganancia neta básica y diluida por acción (pesos)	**41.1**	**322.3**	**281.1**

25. Ingresos de actividades ordinarias

	Al 31 de diciembre 2020	2019	2018
Ventas nacionales			
Destilados medios (1)	8,860,588	15,041,883	14,039,638
Gasolinas y turbocombustibles (1)	6,768,046	9,658,180	9,334,939
Servicios	2,859,559	4,115,626	3,531,404
Gas natural	2,845,155	2,256,123	1,885,846
Plástico y caucho	865,204	834,133	899,410
Servicio gas combustible	671,570	72,249	-
Asfaltos	526,100	544,200	335,426
G.L.P. y propano	375,775	372,916	574,639
Crudos	230,520	356,857	550,479
Aromáticos	155,740	228,552	282,545
Polietileno	138,034	192,436	270,887
Combustóleo	37,001	97,907	509,482
Otros ingresos contratos gas (2)	32,190	102,845	156,031
Otros productos	322,232	431,201	651,874
	24,687,714	**34,305,108**	**33,022,600**
Ventas al exterior			
Crudos	20,086,173	28,523,596	26,898,737
Diésel	3,164,068	4,391,798	3,050,839
Plástico y caucho	1,302,131	1,249,189	1,308,685
Combustóleo	968,429	1,870,929	2,053,594
Gasolinas y turbocombustibles	179,257	1,085,392	1,782,194
G.L.P. y propano	18,943	13,591	20,212
Gas natural	17,231	27,255	27,899
Coberturas de flujo de Efectivo (Nota 30.3) (3)	(977,797)	(1,028,516)	(655,533)
Otros productos y servicios	580,412	408,427	310,708
	25,338,847	**36,541,661**	**34,797,335**
	50,026,561	**70,846,769**	**67,819,935**

(1) Incluye lo correspondiente a la aplicación del Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). A 31 de diciembre de 2020, el valor reconocido por diferencial de precios corresponde a ($142.723) (2019 $1,785,277; 2018 $3,835,533).

(2) Corresponde al ingreso facturado sobre la participación en las utilidades de las ventas de gas, en el marco del acuerdo suscrito entre Ecopetrol y Hocol (considerando el acuerdo de compra venta de activos suscrito con Chevron para adquirir la participación poseída por este último en la Asociación Guajira el 1 de mayo de 2020), para la extensión del contrato de asociación para la explotación de gas en la Guajira. Anterior a esta adquisición el acuerdo estaba suscrito entre Ecopetrol y Chevron desde el 2004.

(3) Incluye coberturas para futuras exportaciones por $390,206 (2019 $1,028,516; 2018 $655,533) (Nota 30.3) y coberturas con instrumentos derivados por $587,591.

Ventas por zona geográfica

	2020	%	2019	%	2018	%
Colombia	24,687,714	49.3%	34,305,108	48.4%	33,022,600	48.7%
Estados Unidos	11,282,142	22.6%	17,094,786	24.1%	14,765,674	21.8%
Asia	9,403,684	18.8%	13,235,475	18.7%	12,271,225	18.1%
Centro América y el Caribe	2,570,094	5.1%	3,436,823	4.9%	4,449,033	6.6%
Suramerica y otros	1,295,471	2.6%	1,494,116	2.1%	2,184,101	3.2%
Europa	787,456	1.6%	1,280,461	1.8%	1,127,302	1.7%
Total	**50,026,561**	**100%**	**70,846,769**	**100%**	**67,819,935**	**100%**

Concentración de clientes

Durante el 2020, Organización Terpel S.A. representó el 15% de total de las ventas del periodo (2019 – 16.0% y 2018 – 14%); ningún otro cliente tiene más del 10% del total de ventas. No existe riesgo de que se afecte la situación financiera del Grupo por una potencial pérdida del cliente. La relación comercial con este cliente es la venta de productos refinados y el servicio de transporte.

26. Costo de ventas

	Al 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Costos variables			
Productos importados (1)	7,592,489	12,639,710	11,809,529
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	6,055,051	5,508,454	5,049,666
Compras de crudo asociación y concesión	4,281,661	5,466,496	3,820,746
Compras de hidrocarburos - ANH (2)	2,798,432	5,437,177	5,667,567
Energía eléctrica	1,098,621	829,543	662,297
Servicios de transporte de hidrocarburos	874,632	821,654	696,964
Regalías de gas en dinero	841,443	788,924	441,207
Materiales de proceso	827,464	1,016,617	968,884
Otros (3)	657,634	(676,269)	(186,087)
Compras de otros productos y gas	598,015	584,507	632,509
Servicios contratados asociación	269,637	267,778	260,207
	25,895,079	**32,684,591**	**29,823,489**
Costos fijos			
Depreciaciones y amortizaciones	2,930,120	2,781,446	2,555,176
Costos laborales	2,299,761	2,316,567	2,105,803
Mantenimiento	2,257,370	2,497,002	2,260,984
Servicios contratados	1,623,375	1,841,009	1,796,354
Servicios contratados asociación	1,121,010	1,211,510	1,040,221
Impuestos y contribuciones	593,041	516,933	393,690
Materiales y suministros de operación	508,037	574,678	565,601
Servicios de transporte de hidrocarburos	253,752	268,572	261,237
Costos generales	71,076	265,200	366,972
	11,657,542	**12,272,917**	**11,346,038**
	37,552,621	**44,957,508**	**41,169,527**

(1) Los productos importados corresponden principalmente a ACPM y diluyente para facilitar el transporte de crudo pesado.

(2) Corresponde principalmente a las compras de crudo de regalías que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), derivadas de la producción nacional.

(3) Corresponde a la capitalización de costos a los inventarios, debido que los conceptos se presentan al 100% de su valor incurrido.

27. Gastos de administración, operación y proyectos

	Al 31 de diciembre 2020	2019	2018
Gastos de administración			
Gastos laborales (1)	1,658,613	759,324	662,258
Gastos generales (2)	1,424,348	1,140,975	911,645
Impuestos	60,397	48,753	39,117
Depreciaciones y amortizaciones	229,792	202,547	40,838
	3,373,150	**2,151,599**	**1,653,858**
Gastos de operación y proyectos			
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	656,432	558,370	466,862
Gastos de exploración	689,087	763,452	1,387,379
Impuestos	428,608	483,330	433,506
Gastos laborales	309,972	402,531	316,386
Depreciaciones y amortizaciones	94,723	75,484	44,318
Cuota de fiscalización	142,695	94,785	98,794
Mantenimientos	78,181	56,333	50,846
Diversos	186,318	197,469	105,041
	2,586,016	**2,631,754**	**2,903,132**

(1) Incluye para 2020 reconocimiento del nuevo plan de retiro voluntario de 421 trabajadores.
(2) Reconocimiento de las plantas sin producción temporal dada la coyuntura sanitaria

28. Otros (gastos) ingresos operacionales, neto

	Al 31 de diciembre 2020	2019	2018
Gasto por provisiones	(139,978)	(98,020)	(68,398)
Pérdida en venta de activos	(263,647)	(148,021)	(93,601)
Gasto por impairment de activos de corto plazo	(34,415)	(90,441)	(105,692)
Utilidad (pérdida) en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas (1)	1,370,398	1,048,924	(12,065)
Resultados pérdida de control (2)	65,695	-	-
Otros ingresos	120,113	344,354	244,301
	1,118,166	**1,056,796**	**(35,455)**

(1) Resultado en la adquisición de Guajira: Ecopetrol $1,284,372 y Hocol $86,026
(2) Efecto del reconocimiento de la baja de activos netos por la pérdida de control debido a la apertura del proceso de liquidación judicial de Bioenergy S.A.S. y Bioenergy Zona Franca S.A.S. $65.570. Liquidación de ECP Oil and Gas Germany GmbH $125.

29. Resultado financiero, neto

	Al 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Ingresos financieros			
Resultados provenientes de activos financieros	665,310	975,245	745,571
Rendimientos e intereses	299,246	481,674	383,624
Utilidad en valoración de derivados	-	-	368
Utilidad en liquidación de derivados	108,838	-	-
Dividendos (1)	44	117,260	-
Otros ingresos financieros	27,992	49,157	-
	1,101,430	**1,623,336**	**1,129,563**
Gastos financieros			
Intereses (2)	(2,384,342)	(1,894,490)	(2,399,414)
Costo financiero de otros pasivos (3)	(872,987)	(757,509)	(668,782)
Resultados provenientes de activos financieros	(473,598)	(638,767)	(381,445)
Otros gastos financieros	(198,864)	(43,703)	(62,173)
	(3,929,791)	**(3,334,469)**	**(3,511,814)**
Pérdida por diferencia en cambio, neta	**346,774**	**40,639**	**372,223**
	(2,481,587)	**(1,670,494)**	**(2,010,028)**

(1) En el año 2007, Arrendadora Financiera Internacional Bolivariana (AFIB) y Ecopetrol S.A. suscribieron un acuerdo, mediante el cual se constituyó un encargo fiduciario, en el que se depositaron los dividendos correspondientes al 8.53% de la participación en disputa respecto a las acciones de Invercolsa adquiridas en su momento por Fernando Londoño. En 2019, como resultado del fallo de la Corte Suprema de Justicia, Ecopetrol recibió el monto de los dividendos que se encontraban en la fiducia.

(2) Al 31 de diciembre se capitalizaron intereses en recursos naturales y propiedad, planta y equipo por $247,501 (2019 - $248,739).

(3) Incluye el gasto financiero por la actualización del pasivo por costos de abandono y el interés neto de los beneficios post-empleo y otros beneficios a empleados a largo plazo.

30. Gestión de riesgos

30.1. Riesgo de tipo de cambio

El Grupo opera principalmente en Colombia y realiza ventas en el mercado local e internacional, por tal razón, está expuesto al riesgo de tipo de cambio. El impacto de las fluctuaciones en las tasas de cambio, especialmente la tasa de cambio peso/dólar de los Estados Unidos, considerando eventos presentados durante el año 2020 como el desacuerdo entre los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y Rusia para mantener los recortes en la producción y los efectos de la pandemia del Covid-19.

Al 31 de diciembre de 2020, el peso colombiano se depreció 4.7% al pasar de una tasa de cierre al 31 de diciembre de 2019 de $3,277.14 a $3,432.5 pesos por dólar.

Cuando el peso colombiano se deprecia, los ingresos por exportaciones, al ser convertidos a pesos, aumentan, y las importaciones y servicio de la deuda externa se vuelven más costosos.

El saldo de los activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera se presenta en la siguiente tabla:

(Millones de USD)	Al 31 de diciembre de 2020	2019
Efectivo y equivalentes de efectivo	197	114
Otros activos financieros	1,164	1,468
Cuentas comerciales por cobrar y por pagar, neto	203	81
Préstamos y financiaciones	(11,814)	(9,429)
Otros activos y pasivos, neto	277	64
Posición pasiva neta	**(9,973)**	**(7,702)**

Del total de la posición neta, USD$(10,158) millones corresponden a pasivos netos de compañías con moneda funcional peso colombiano, de los cuales USD$(8,549) corresponden a préstamos utilizados como instrumentos de cobertura cuya valoración es reconocida en otros resultados integrales, la valoración por diferencia en cambio de los restantes pasivos netos por USD$(1,609) millones afectan el estado de ganancias y pérdidas. Así mismo USD$(185) millones de la posición neta corresponden a activos y pasivos monetarios de compañías del Grupo con moneda funcional diferente del peso colombiano, cuya valoración es reconocida en el estado de ganancias y pérdidas.

30.2. Análisis de sensibilidad para riesgo de tipo de cambio

El siguiente es el efecto que tendría una variación del 1% y 5% en tipo de cambio de pesos colombianos frente al dólar de los Estados Unidos, relacionado con la exposición de activos y pasivos financieros en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2020:

Escenario/ Variación en la TRM	Efecto en resultados antes de impuestos (+/-)	Efecto en otros resultados integrales (+/-)
1%	(48,866)	(293,457)
5%	(244,330)	(1,467,286)

30.3. Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones

Con el objetivo de expresar en los estados financieros el efecto de la cobertura natural existente entre exportaciones y endeudamiento, entendiendo que el riesgo por tasa de cambio se materializa cuando se realizan las exportaciones, el 30 de septiembre de 2015, la Junta Directiva designó la suma de USD$5,440 millones de la deuda de Ecopetrol como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros por exportación de crudo, para el periodo 2015 - 2023, de acuerdo con NIIF 9 – Instrumentos financieros.

De acuerdo con la Resolución 509 de 2015 de la Contaduría General de la Nación, esta política contable de reconocimiento de coberturas fue adoptada por Ecopetrol a partir del 1 de enero del 2015.

A continuación se presenta el movimiento de este instrumento de cobertura no derivado:

(Millones de USD)	Al 31 de diciembre de 2020	2019
Saldo inicial	**1,300**	**1,300**
Reasignación de instrumentos de cobertura	1,230	5,551
Realización de las exportaciones	(1,230)	(5,551)
Saldo final	**1,300**	**1,300**

El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral:

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
Saldo inicial	**535,163**	**1,203,460**
Diferencia en cambio	201,968	35,608
Realización de exportaciones (Nota 25)	(390,206)	(1,028,516)
Inefectividad	(9,779)	(5,173)
Impuesto de renta diferido	66,265	329,784
Saldo final	**403,411**	**535,163**

La reclasificación esperada de la diferencia en cambio acumulada en el estado de Otros Resultados Integrales al Estado de Ganancias y Pérdidas es la siguiente:

Año	Antes de impuestos	Impuestos	Después de impuestos
2021	551,387	(170,930)	380,457
2022	12,537	(3,761)	8,776
2023	12,377	1,801	14,178
	576,301	**(172,890)**	**403,411**

30.4. Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero

La Junta Directiva aprobó la aplicación de contabilidad de coberturas de inversión neta a partir del 8 de junio de 2016. La medida busca disminuir la volatilidad del resultado no operacional por efecto de la diferencia en cambio. La cobertura de inversión neta se aplicará a una porción de las inversiones que la Compañía tiene en moneda extranjera, en este caso a las inversiones en filiales con moneda funcional dólar y tiene como instrumento de cobertura una porción de la deuda denominada en dólares.

Ecopetrol designó como partida cubierta las inversiones netas en Oleoducto Central S,A, (Ocensa), Ecopetrol América LLC., Hocol Petroleum Ltd, (HPL) y Refinería de Cartagena S.A.S. (Reficar) y como instrumento de cobertura una porción de su deuda denominada en dólares americanos, en un monto total equivalente a USD $5,200 millones. Durante el 2019 y el transcurso del 2020 Ecopetrol S,A, realizó una ampliación de esta cobertura por USD $2,275 millones para incluir en la designación las inversiones en Ecopetrol Permian LLC y Ecopetrol Brasil y adicionar un mayor monto en Reficar. El valor total cubierto al 31 de diciembre de 2020 es de USD$7,475 millones.

El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral:

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
Saldo inicial	**1,130,583**	**1,069,316**
Diferencia en cambio	520,490	87,524
Impuesto de renta diferido	(156,147)	(26,257)
Saldo final	**1,494,926**	**1,130,583**

30.5. Coberturas con instrumentos financieros derivados

En 2020, Ecopetrol suscribió operaciones de forward non-delivery de venta de dólares con el fin de mitigar la volatilidad de la tasa de cambio en el flujo de caja requerido para operaciones de la Compañía. A 31 de diciembre de 2020, el Grupo tiene posiciones abiertas de contratos forward por $91,305.

El impacto en el estado de resultados a diciembre 2020 por liquidación (realizadas) de estas coberturas ascendió a COP$62,911 (2019 – COP$60,740) de pérdida y el monto reconocido en el otro resultado integral fue de COP$51,486 (2019 - COP$43,141) de utilidad.

30.6. Riesgo de precio de comodities

El riesgo de precio de las materias primas está asociado con las operaciones del Grupo, tanto exportaciones como importaciones de crudo, gas natural y productos refinados. Con el fin de mitigar este riesgo, el Grupo ha implementado coberturas para proteger parcialmente los resultados de las fluctuaciones de los precios, teniendo en cuenta que parte de la exposición financiera bajo contratos de compra de crudo y productos refinados depende de los precios internacionales del petróleo.

El riesgo de dicha exposición está parcialmente cubierto de forma natural, debido a que el Grupo está integrado (con operaciones en los segmentos de exploración y producción, transporte y logística y refinación) y realiza tanto exportaciones de crudo a precios del mercado internacional como ventas de productos refinados a precios correlacionados con los precios internacionales.

El Grupo cuenta con una política para la ejecución de coberturas (estratégicas y tácticas) e implementó procesos, procedimientos y controles para su gestión. El programa de coberturas estratégicas tiene como propósito principal proteger los estados financieros consolidados del Grupo ante la volatilidad de las variables de mercado en un periodo de tiempo determinado, proteger los ingresos y así el flujo de caja. Por su parte, las coberturas tácticas permiten capturar valor en operaciones de trading y Asset Backed Trading (ABT), mitigando el riesgo de mercado de operaciones específicas.

La siguiente es la descripción de las operaciones realizadas durante el año:

1) Coberturas estratégicas

Las operaciones estuvieron orientadas a proteger específicamente los ingresos y el flujo de caja, limitar las pérdidas, cubrir los costos de producción y evitar potenciales cierres de campos de producción (Apiay, Caño Sur y Chichimene) y por ende una posible aceleración en la declinación de la curva básica. Con este propósito se gestionaron coberturas por cerca de 30 millones de barriles (MMBLS).

Las operaciones ejecutadas durante 2020 se gestionaron considerando los procesos de análisis, aprobación, seguimiento y cumplimiento, definidos en las políticas y procedimientos vigentes, alcanzando los objetivos definidos para la cobertura y fueron clasificadas como efectivas de acuerdo con las normas IFRS. El beneficio de estos contratos fue de USD$42.7 millones.

2) Coberturas tácticas

En la actividad de comercialización, los compromisos en contratos físicos spot y a término suponen una exposición al riesgo de precio de commodities, en particular el riesgo asociado a la volatilidad del precio del crudo y productos refinados. Si bien, dicha exposición hace parte del riesgo natural de la actividad de producción, refinación y

comercialización que realiza Ecopetrol, en ocasiones la comercialización, con el fin de maximizar la captura de valor, puede concentrar la exposición al riesgo en términos de plazo y/o indicador que difiere del perfil natural al riesgo de precio de la Compañía.

En el último año tuvieron vencimiento operaciones swaps por 18 MMBLS para mitigar riesgos asociados a estrategias de comercialización de almacenamiento, compras anticipadas de materia prima, suministro a refinerías y ventas internacionales entregadas en puerto de destino. Tales estrategias junto con su cobertura permitieron capturar beneficios de alrededor de USD$15 millones.

Igualmente, en 2020 se realizaron coberturas sobre las exportaciones de combustóleo pesado (fuel oil) correspondientes a 3.7 MMBLS, operación que permitió asegurar USD$25.5 millones de beneficio.

A la fecha de este informe el Grupo registra una posición activa en swaps por $7,572 y forwards por $91,305 (Nota 9). La constitución de estas operaciones con derivados está reconocida bajo contabilidad de coberturas de flujo de efectivo.

30.7. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que el Grupo pueda sufrir pérdidas financieras como consecuencia del incumplimiento: a) en el pago por parte de sus clientes en la venta de crudo, gas, productos o servicios; b) por parte de las instituciones financieras en las que se mantienen inversiones, o c) de las contrapartes con las que se tienen contratados instrumentos financieros.

Riesgo de crédito para clientes

En el proceso de venta de crudos, gas, refinados y productos petroquímicos y servicios de transporte, el Grupo puede estar expuesto al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago. La Gerencia de este riesgo ha demandado el diseño de mecanismos y procedimientos que han permitido minimizar su probabilidad de materialización, salvaguardando así el flujo de efectivo del Grupo Empresarial.

El Grupo realiza un análisis continuo de la fortaleza financiera de las contrapartes, el cual implica su clasificación de acuerdo con su nivel de riesgo y respaldos financieros ante una posible cesación de pagos. Asimismo, se realiza un monitoreo constante de las condiciones del mercado nacional e internacional para establecer alertas tempranas de cambios importantes que puedan impactar las obligaciones de pago oportunos de los clientes.

Para la cartera que es considerada deteriorada, se realiza un análisis individual que permite analizar la situación de cada cliente y así definir las provisiones que haya a lugar. El Grupo lleva a cabo las acciones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el reconocimiento de intereses de clientes que no cumplan con las políticas de pago.

El siguiente es el análisis de antigüedad de la cartera por clientes en mora pero no considerada deteriorada al 31 de diciembre de:

	2020	2019
Vencidos con menos de tres meses	55,790	243,893
Vencidos entre 3 y 6 meses	1,270	136,700
Vencidos con más de 6 meses	301,791	267,525
Total	**359,031**	**648,118**

Riesgo de crédito para recursos depositados en instituciones financieras

Siguiendo el Decreto 1525 de 2008, que provee las normas generales sobre inversiones para entidades públicas, Ecopetrol estableció las directrices para la gerencia del portafolio de inversión. Estas directrices determinan que las inversiones de portafolio en dólares de Ecopetrol están limitadas a inversiones del excedente de efectivo en títulos de renta fija emitidos por entidades con calificación A o superior a largo plazo y A1 / P1 / F1 o superior en el corto plazo (escala internacional) por Standard & Poor's Ratings Services, Moody's Investors Service o Fitch Ratings.

Adicionalmente, Ecopetrol también puede invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno de los Estados Unidos o el gobierno colombiano, sin tener en cuenta las calificaciones asignadas a dichos valores. Ecopetrol debe invertir su exceso de efectivo en títulos de renta fija de emisores calificados AAA a largo plazo, y F1 + / BRC1 + en el corto plazo (escala local) por Fitch Ratings Colombia, BRC o Standard & Poor's. Además, la Compañía también podrá invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno nacional sin restricciones de calificación.

Para diversificar el riesgo en la cartera de pesos, Ecopetrol no invierte más del 10% del exceso de efectivo en un determinado emisor. En el caso de portafolio en dólares, no se invierte más del 5% del exceso de efectivo en un emisor específico a corto plazo (hasta 1 año), o 1% a largo plazo.

La calificación crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones que involucran instrumentos financieros se encuentra revelada en las notas 6 – Efectivo y equivalentes de efectivo, Nota 9 – Otros activos financieros y Nota 22 – Provisiones por beneficios a empleados.

30.8. Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés se ocasiona debido a que existen instrumentos indexados a tasas flotantes tanto en el portafolio de inversiones, como en algunas deudas financieras (LIBOR, DTF e IPC). Por lo tanto, la volatilidad en las tasas de interés puede afectar el costo amortizado, el valor razonable y los flujos de efectivo relacionados con las inversiones, la deuda y los patrimonios autónomos pensionales.

Al 31 de diciembre de 2020 el 16% (2019: 17%) del endeudamiento tiene tasa flotante. Con lo cual, si la tasa de interés de mercado sube, los gastos de financiación aumentarán, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de las operaciones.

El Grupo establece controles para la exposición de tasa de interés, implementando controles límites en la duración del portafolio, el Valor en Riesgo – VAR y *tracking error.*

Los patrimonios autónomos vinculados a los pasivos pensionales del Grupo están expuestos a cambios en las tasas de interés, debido a que incluyen instrumentos de tasa fija y tasa variable. La regulación colombiana establece lineamientos sobre patrimonios autónomos destinados a la garantía y pago de pensiones (Decretos 941 de 2002 y 1861 de 2012), donde se indica que el régimen aplicable será el mismo establecido para el Fondo Moderado de los Fondos de Pensiones Obligatorias.

La siguiente tabla detalla el impacto en resultados y en el otro resultado integral, para los 12 meses siguientes, ante una variación en las tasas de interés de 100 puntos básicos:

	Efecto en resultados (+/-)		Efecto en ORI (+/-)
	Activos financieros	Pasivos financieros	Patrimonios autónomos
+100 puntos básicos	(25,878)	60,577	(557,002)
-100 puntos básicos	25,878	(59,459)	557,901

La sensibilización ante variación de las tasas de descuento de los pasivos por pensiones se muestra en la Nota 22 - Provisiones por beneficios a empleados.

30.9. Riesgo de liquidez

La habilidad para acceder a los mercados de crédito y de capitales para obtener financiación bajo términos favorables para el plan de inversiones del Grupo Empresarial, puede verse limitada debido a impairment de las condiciones de estos mercados. Una nueva crisis financiera podría empeorar la percepción de riesgo en los mercados emergentes.

De otro lado, la ocurrencia de situaciones que puedan afectar el entorno político y regional de Colombia, podrían dificultar el acceso de nuestras subsidiarias a los mercados de capitales. Estas condiciones, junto con potenciales pérdidas significativas en el sector de servicios financieros y cambios en las valoraciones del riesgo crediticio, pueden dificultar la obtención de financiación en términos favorables. Como resultado, el Grupo se puede ver forzado a revisar la oportunidad y alcance de las inversiones según sea necesario, o acceder a los mercados financieros bajo términos menos favorables, afectando por lo tanto, negativamente los resultados de operaciones y la situación financiera.

El riesgo de liquidez se gestiona de acuerdo con las políticas destinadas a garantizar que haya fondos netos suficientes para cumplir con los compromisos financieros del Grupo dentro de su cronograma de vencimientos, sin costos adicionales. El principal método para la medición y seguimiento de la liquidez es la previsión de flujo de efectivo.

El siguiente es un resumen de la madurez de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2020, los montos presentados en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar, los pagos previstos en moneda extranjera fueron re expresados tomando como tasa de cambio $3,432.50 pesos/dólar:

	Hasta 1 año	1-5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Préstamos (Pago de principal e intereses)	3,585,623	33,051,812	17,701,887	13,750,003	68,089,325
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	8,449,041	22,412	-	-	8,471,453
Total	**12,034,664**	**33,07,224**	**17,701,887**	**13,750,003**	**76,560,778**

30.10. Gestión del capital

El principal objetivo de la Gestión del Capital del Grupo Empresarial Ecopetrol es asegurar una estructura financiera que optimice el costo de capital, maximice el rendimiento a sus accionistas y permita el acceso a los mercados financieros a un costo competitivo para cubrir sus necesidades de financiación.

El siguiente es el índice de endeudamiento sobre los periodos informados:

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
Préstamos y financiaciones (Nota 20)	46,731,754	38,239,139
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	(5,082,308)	(7,075,758)
Otros activos financieros (Nota 9)	(3,071,659)	(4,979,292)
Deuda financiera neta	**38,577,787**	**26,184,089**
Patrimonio (Nota 24)	**55,819,270**	**60,344,122**
Apalancamiento (1)	**40.87%**	**30.26%**

(1) Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio)

31. Partes relacionadas

Los saldos con compañías asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2020 y 2019 son los siguientes:

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited (1)	1,950	-	7,093	32,335	1,277,046	1,663
Ecodiesel Colombia S.A.	1,345	-	-	35,632	-	1
Offshore International Group Inc (2)	-	97,300	-	-	-	-
Asociadas						
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	-	-	-	1,858	-	-
Extrucol S.A.	-	-	-	279	-	-
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P.	4,453	-	-	1,264	-	-
Serviport S.A.	-	-	-	948	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2020	**7,748**	**97,300**	**7,093**	**72,316**	**1,277,046**	1,664
Corriente	7,748	97,300	7,093	72,316	1,277,046	1,664
No corriente	-	-	-	-	-	-
	7,748	**97,300**	**7,093**	**72,316**	**1,277,046**	**1,664**
	(Nota 7)	(Nota 7)	(Nota 11)	(Nota 21)	(Nota 20)	

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited (1)	25,333	-	57,016	153,501	1,108,403	794
Ecodiesel Colombia S,A,	2,116	-	-	29,447	-	1
Offshore International Group Inc (2)	-	93,657	-	-	-	-
Asociadas						
Serviport S,A,	-	-	-	4,668	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**27,449**	**93,657**	**57,016**	**187,616**	**1,108,403**	795
Corriente	27,449	-	57,016	187,616	1,108,403	795
No corriente	-	93,657	-	-	-	-
	27,449	**93,657**	**57,016**	**187,616**	**1,108,403**	**795**
	(Nota 7)	(Nota 7)	(Nota 11)	(Nota 21)	(Nota 20)	

Préstamos:

(1) Recursos depositados por Equion en Ecopetrol Capital AG

Cuentas por cobrar – Préstamos:

(2) Offshore International Group Inc: Préstamo otorgado por Ecopetrol S.A. por USD$57 millones en el año 2016, con una tasa de interés del 4.99% E.A. pagaderos semestralmente a partir del 2017 y vencimiento en el 2021. El saldo en valor nominal de este crédito al 31 de diciembre de 2020 es de USD$28 millones (2019 - USD$28).

Las principales transacciones con partes relacionadas al 31 de diciembre se detallan como sigue:

	2020		2019		2018	
	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited	27,595	356,872	317,382	569,105	67,002	846,284
Ecodiesel Colombia S.A.	8,268	346,201	8,614	280,649	6,860	267,498
Offshore International Group Inc	4,461	-	3,245	-	2,386	-
	40,324	**703,073**	**329,241**	**849,754**	**76,248**	**1,113,782**
Asociadas						
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P.	49,860	2,849	-	-	-	-
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	-	26,141	-	-	-	-
Extrucol S.A.	-	1,162	-	-	-	-
	90,184	**733,225**	**329,241**	**849,754**	**76,248**	**1,113,782**

31.1 Directivos clave de la gerencia

De acuerdo con la aprobación impartida por la Asamblea General de Accionistas del año 2012, que quedó consignada en el Acta No. 026, los honorarios de los directores por asistencia a las reuniones de la Junta Directiva y/o del Comité aumentan de cuatro a seis salarios mínimos mensuales legales vigentes cada año. Por otra parte, en la Asamblea General de Accionistas del año 2018, se aprobó la reforma de los Estatutos Sociales que consta en el Acta No. 036, en virtud de la cual, se eliminó el parágrafo cuarto del artículo 23 que hacía la diferenciación entre los honorarios de reuniones presenciales y no presenciales. Los miembros de la Junta Directiva no tienen ninguna clase de remuneración variable. El monto cancelado en el año 2020 por concepto de honorarios a miembros de Junta Directiva ascendió a $3,102 (2019 - $1,847).

La compensación total pagada a los miembros del Comité Directivo activos al 31 de diciembre del 2020 ascendió a $22,127 (2019 - $22,632). Los directores no son elegibles para recibir los beneficios de pensión y jubilación. El importe total reservado al 31 de diciembre de 2020 para proporcionar los beneficios de pensión y jubilación a nuestros funcionarios ejecutivos elegibles ascendió a $13,413 (2019 - $18,740).

Al 31 de diciembre de 2020, los siguientes Directivos Clave de la gerencia poseían menos del 1% de las acciones en circulación de Ecopetrol S.A así:

Personal clave de la gerencia	% acciones
Felipe Bayón	<1% acciones en circulación
Jaime Caballero	<1% acciones en circulación
Orlando Díaz	<1% acciones en circulación
Jorge Calvache	<1% acciones en circulación

31.2 Planes de beneficios post-empleo

La administración y el manejo de los recursos para el pago de la obligación pensional de Ecopetrol están a cargo de los patrimonios autónomos pensionales (PAP's), los cuales sirven como garantía y fuente de pago. En el año 2008, Ecopetrol S.A. recibió la autorización para conmutar parcialmente el valor correspondiente a mesadas, bonos y cuotas partes, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional, de acuerdo a lo estipulado en el Decreto 1833 de 2016.

Desde noviembre de 2016, las entidades que administran los recursos son: Fiduciaria Bancolombia, Fiduciaria de Occidente y Consorcio Ecopetrol PACC (conformado por Fiduciaria La Previsora, Fiduciaria Bancoldex, Fiduagraria

y Fiduciaria Central). Estas fiduciarias gestionarán los recursos pensionales por un periodo de cinco años (2016-2021) y como contraprestación reciben una remuneración con componentes fijos y variables, éstos últimos se liquidan sobre los rendimientos brutos de los portafolios y con cargo a los recursos administrados.

31.3 Entidades relacionadas del Gobierno

El Gobierno Colombiano posee el control de Ecopetrol con una participación del 88.49 %. Las transacciones más significativas con entidades gubernamentales se detallan a continuación:

a) Compra de hidrocarburos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, tiene por objetivo administrar integralmente las reservas y recursos de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

De acuerdo a la naturaleza del negocio, Ecopetrol compra el crudo que la ANH recibe de todos los productores de Colombia a los precios fijados de acuerdo con una fórmula establecida, la cual refleja los precios de venta, con ajuste a la calidad de la gravedad API, contenido de azufre, tarifas de transporte a los puertos de exportación, el costo del proceso de refinado y una cuota de comercialización (cuando aplique). El contrato entre Ecopetrol y la ANH finalizó el 30 de octubre 2020 y se inició uno nuevo con vigencia 1 de noviembre de 2020 al 31 de octubre de 2022.

Hasta diciembre de 2013, la Compañía comercializó, en nombre de la ANH, el gas natural recibido por ésta en especie de los productores. Desde enero de 2014, la ANH recibe las regalías de producción de gas natural en efectivo.

El valor de compra de hidrocarburos a la ANH se detalla en la Nota 26 - Costo de ventas.
Adicionalmente, Ecopetrol al igual que las demás compañías petroleras, participa en rondas para asignación de bloques exploratorios en territorio colombiano, sin que ello implique un tratamiento especial para Ecopetrol por ser una entidad cuyo accionista mayoritario es el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

b) Diferencial de precios

Los precios de venta de gasolina regular y ACPM son regulados por el Gobierno Nacional. En este evento, se presentan diferenciales entre volumen reportado por las Compañías al momento de la venta y la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia, siendo el precio de paridad aquel que corresponde a los precios diarios de la gasolina motor y ACPM observados durante el mes. Este diferencial puede ser a favor o en contra de los productores. El valor de este diferencial se encuentra detallado en la Nota 25 – Ingresos de actividades ordinarias y en la Nota 7 – Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.

c) Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales

Ecopetrol como cualquier otra compañía en Colombia, tiene obligaciones de tipo tributario que debe cumplir ante esta entidad, no se tiene ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

d) Contraloría General de la República
Ecopetrol al igual que las demás entidades estatales en Colombia, tiene la obligación de atender los requerimientos de esta entidad de control y realizar el pago anualmente de la cuota de sostenimiento a dicha entidad. No existe ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

32. Operaciones conjuntas

El Grupo realiza arte de sus operaciones a través de los contratos de Exploración y Producción, Evaluación Técnica, contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, así como a través de contratos de asociación y otro tipo de contratos. Las principales operaciones conjuntas en 2020 son las siguientes:

32.1. Contratos en los cuales el Grupo Empresarial no es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
Occidental de Colombia LLC Occidental Andina LLC	Chipirón Cosecha Cravo Norte Rondón	<Producción	30-41% 30% 55% 50%	Colombia
Mansarovar Energy Colombia Ltd	Nare	Producción	50%	Colombia
Frontera Energy Colombia Corp.	Quifa	Producción	40%	Colombia
Perenco Colombia Limited	Casanare Corocora Estero Garcero Orocúe	Producción	74.40% 83.91% 95.98% 91.22% 86.47%	Colombia
ONGC Videsh Limited Sucursal Colombiana	Ronda Caribe RC-10	Exploración	50%	Offshore Caribe Norte
Petrobras, Repsol & Statoil	Tayrona	Exploración	50%	Offshore Caribe Norte
Shell EP Offshore Ventures Limited	Fuerte Sur Purple Angel Col-5	Exploración	50%	Offshore Caribe Norte
Shell	Saturno Sul de Gato do Mato Gato do Mato	Exploración	10% 30% 30%	Brasil
BP Energy	Pau Brasil	Exploración	20%	Brasil
Chevron	CE-M-715_R11	Exploración	50%	Brasil
Lewis	SSJN1	Exploración	50%	Colombia
Interoil Colombia	Mana Ambrosia Rio Opia	Producción	30% 30% 30%	Colombia
Canacol	Rancho Hermoso Mirador Rancho Hermoso Otras formaciones	Producción	100% 70%	Colombia
Geopark	Llanos 86 Llanos 87 Llanos 104 Llanos 123 Llanos 124	Exploración	50% 50% 50% 50% 50%	Colombia
Fieldwood - Gunflint	Gunflint	Producción	32%	Golfo de México
Murphy Oil -	Dalmatian	Producción	30%	Golfo de México
Oxy (Anadarko) - K2	K2	Producción	21%	Golfo de México
Shell	Deep Rydberg/Aleatico	Exploración	29%	Golfo de México
HESS	ESOX	Producción	21%	Golfo de México
Pemex Exploración y Producción	Bloque 8	Exploración	50%	Golfo de México
PC Carigali Mexico Operation SA	Bloque 6	Exploración	50%	Golfo de México
Talos	Palmer	Exploración	30%	Golfo de México
OXY (Anadarko)	Warrior	Exploración	30%	Golfo de México
Occidental Petroleum Company	Rodeo Midland Basin	Producción	49%	Permian Texas US

32.2. Contratos en los cuales el Grupo Empresarial es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
ExxonMobil Exploration Colombia	VMM29 CR2 C62	Exploración	50%	Colombia
Repsol Colombia oil &gas limited	CPO9	Exploración	55%	Colombia
ONGC Videsh Limited Sucursal Colombia	RC9	Exploración	50%	Colombia
CPVEN E&P Corp Sucursal Colombia	VMM32	Exploración	51%	Colombia
Shell Exploration and Production	CR4	Exploración	50%	Colombia
SK Innovation Co Ltd.	San Jacinto	Exploración	70%	Colombia
Repsol Exploración Colombia S.A.	Catleya	Exploración	50%	Colombia
Emerald Energy PLC Suc. Colombia	Cardon	Exploración	50%	Colombia
Parex Resources Colombia Ltd.	ORC401 CRC-2004-01	Exploración	50%	Colombia
Repsol Colombia Oil & Gas Limited	CPO9 - Akacias	Producción	55%	Colombia
Occidental Andina LLC	La Cira Infantas Teca	Producción	58% 76%	Colombia
Ramshorn International Limited	Guariquies I	Producción	50%	Colombia
Perenco Oil And Gas Cepsa Colombia	San Jacinto Rio Paez	Producción	68%	Colombia
Total Colombie Talisman Oil & Gas	Mundo Nuevo	Exploración	15%	Colombia
Equion Energia Limited Emerald Energy Frontera Energy	Oleoducto Alto Magdalena	OAM	45%	Colombia
Lewis	Clarinero	Exploración	50%	Colombia
Talisman Oil & Gas Total Colombie	Niscota	Producción	20%	Colombia
ONGC	RC-9	Exploración	50%	Colombia

32.3. Operaciones relevantes durante el periodo

Durante el 2020 se presentaron los siguientes hechos relevantes en los contratos de operaciones conjuntas:

1) El 7 de febrero de 2020, Ecopetrol informó que en conjunto con Shell, a través de su subsidiaria Shell EP Offshore Ventures Limited ("Shell"), suscribieron un acuerdo mediante el cual Shell adquirirá el 50% de participación en los bloques Fuerte Sur, Purple Angel y COL-5, localizados en aguas profundas del Caribe colombiano, donde se realizó el descubrimiento de una nueva provincia gasífera con los pozos Kronos (2015), Purple Angel y Gorgon (2017). Tras el acuerdo comercial, Shell asumirá la operación de los bloques y se realizará la perforación de un pozo delimitador en el área a finales del 2021 y la realización de la primera prueba de producción, una vez se surtan las respectivas aprobaciones de las autoridades. El 23 de diciembre del 2020 se produjo el cierre de esta transacción.

33. Información por segmentos

La descripción de los segmentos de negocio puede verse en la nota 4.19 de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020.

La siguiente información por segmentos es reportada con base en la información utilizada por la Junta Directiva, cómo máximo órgano para la toma de decisiones estratégicas y operativas de los segmentos de negocio. El desempeño de los segmentos se basa principalmente en análisis de ingresos, costos, gastos y resultado del periodo generados por cada segmento, los cuales son monitoreados de manera periódica.

La información revelada en cada segmento se presenta neta de las de transacciones realizadas entre las empresas del Grupo.

33.1. Estados de ganancias o pérdidas por segmento

A continuación se presenta el estado de ganancias y pérdidas por segmento al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	Al 31 de diciembre de 2020				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas terceros	22,675,617	24,777,052	2,555,383	18,509	50,026,561
Ventas inter segmentos	13,967,548	1,327,299	9,639,057	(24,933,904)	-
Ingresos por ventas	**36,643,165**	**26,104,351**	**12,194,440**	**(24,915,395)**	**50,026,561**
Costos de ventas	(32,893,567)	(25,825,555)	(3,381,358)	24,547,859	(37,552,621)
Utilidad bruta	**3,749,598**	**278,796**	**8,813,082**	**(367,536)**	**12,473,940**
Gastos de administración	(2,163,198)	(936,175)	(533,594)	259,817	(3,373,150)
Gastos de operación y proyectos	(1,511,510)	(781,309)	(403,657)	110,460	(2,586,016)
(Impairment) recupero de activos de largo plazo	(180,260)	(781,528)	341,066	-	(620,722)
Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	1,085,115	34,705	1,826	(3,480)	1,118,166
Resultado de la operación	**979,745**	**(2,185,511)**	**8,218,723**	**(739)**	**7,012,218**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,177,712	67,832	125,677	(269,791)	1,101,430
Gastos financieros	(2,896,060)	(914,534)	(389,394)	270,197	(3,929,791)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	360,409	(447,880)	434,245	-	346,774
	(1,357,939)	**(1,294,582)**	**170,528**	**406**	**(2,481,587)**
Participación en las utilidades de compañías	(40,946)	131,462	(2,089)	-	88,427
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**(419, 140)**	**(3,348,631)**	**8,387,162**	**(333)**	**4,619,058**
Impuesto a las ganancias	88,958	819,739	(2,685,493)	-	(1,776,796)
(Pérdida) utilidad neta del periodo	**(330,182)**	**(2,528,892)**	**5,701,669**	**(333)**	**2,842,262**
(Pérdida) utilidad atribuible a:					
A los accionistas	(251,344)	(2,643,041)	4,582,795	(333)	1,688,077
Participación no controladora	(78,838)	114,149	1,118,874	-	1,154,185
	(330,182)	**(2,528,892)**	**5,701,669**	**(333)**	**2,842,262**

	Al 31 de diciembre de 2019				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	30,617,016	36,391,329	3,785,129	53,295	70,846,769
Ventas inter segmentos	21,409,232	2,379,476	9,285,601	(33,074,309)	-
Ingresos por ventas	**52,026,248**	**38,770,805**	**13,070,730**	**(33,021,014)**	**70,846,769**
Costos de ventas	(36,359,013)	(37,856,219)	(3,738,194)	32,995,918	(44,957,508)
Utilidad bruta	**15,667,235**	**914,586**	**9,332,536**	**(25,096)**	**25,889,261**
Gastos de administración	(1,284,560)	(496,155)	(372,942)	2,058	(2,151,599)
Gastos de operación y proyectos	(1,475,710)	(743,378)	(434,904)	22,238	(2,631,754)
Impairment de activos a largo plazo	(1,967,179)	452,163	(232,556)	-	(1,747,572)
Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	49,673	1,014,988	74,607	(82,472)	1,056,796
Resultado de la operación	**10,989,459**	**1,142,204**	**8,366,741**	**(83,272)**	**20,415,132**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,440,440	229,297	273,613	(320,014)	1,623,336
Gastos financieros	(2,311,133)	(996,790)	(306,878)	280,332	(3,334,469)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	287,285	(179,936)	(66,710)	-	40,639
	(583,408)	**(947,429)**	**(99,975)**	**(39,682)**	**(1,670,494)**
Participación en las utilidades de compañías	214,771	17,091	75	122,337	354,274
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**10,620,822**	**211,866**	**8,266,841**	**(617)**	**19,098,912**
Impuesto a las ganancias	(1,753,370)	(96,902)	(2,746,141)	-	(4,596,413)
Utilidad neta del periodo	**8,867,452**	**114,964**	**5,520,700**	**(617)**	**14,502,499**
(Pérdida) utilidad atribuible a:					
A los accionistas	8,929,900	104,310	4,217,890	(617)	13,251,483
Participación no controladora	(62,448)	10,654	1,302,810	-	1,251,016
	8,867,452	**114,964**	**5,520,700**	**(617)**	**14,502,499**

	Al 31 de diciembre de 2018				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	29,328,963	34,947,948	3,543,024	-	67,819,935
Ventas inter segmentos	20,259,864	2,063,425	7,811,143	(30,134,432)	-
Ingresos por ventas	**49,588,827**	**37,011,373**	**11,354,167**	**(30,134,432)**	**67,819,935**
Costos de ventas	(32,224,332)	(35,658,753)	(3,402,087)	30,115,645	(41,169,527)
Utilidad bruta	**17,364,495**	**1,352,620**	**7,952,080**	**(18,787)**	**26,650,408**
Gastos de administración	(889,293)	(443,880)	(320,498)	(187)	(1,653,858)
Gastos de operación y proyectos	(1,993,054)	(668,177)	(263,104)	21,203	(2,903,132)
Impairment de activos a largo plazo	807,970	(984,704)	(169,870)	-	(346,604)
Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	(137,836)	(13,652)	118,905	(2,872)	(35,455)
Resultado de la operación	**15,152,282**	**(757,793)**	**7,317,513**	**(643)**	**21,711,359**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,099,893	147,689	110,898	(228,917)	1,129,563
Gastos financieros	(2,037,966)	(1,295,528)	(407,589)	229,269	(3,511,814)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	868,479	(517,410)	21,154	-	372,223
	(69,594)	**(1,665,249)**	**(275,537)**	**352**	**(2,010,028)**
Participación en las utilidades de compañías	123,949	27,730	2,841	-	154,520
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**15,206,637**	**(2,395,312)**	**7,044,817**	**(291)**	**19,855,851**
Impuesto a las ganancias	(5,829,335)	1,076,923	(2,569,607)	-	(7,322,019)
Utilidad neta del periodo	**9,377,302**	**(1,318,389)**	**4,475,210**	**(291)**	**12,533,832**
(Pérdida) utilidad atribuible a:					
A los accionistas	9,439,750	(1,316,376)	3,433,322	(291)	11,556,405
Participación no controladora	(62,448)	(2,013)	1,041,888	-	977,427
	9,377,302	**(1,318,389)**	**4,475,210**	**(291)**	**12,533,832**

33.2. Ventas por producto

	Ventas por producto - Segmentos Al 31 de diciembre de 2020				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	-	8,871,938	-	(11,350)	8,860,588
Gasolinas	6,739	7,880,124	-	(1,118,817)	6,768,046
Gas natural	3,683,018	-	-	(837,863)	2,845,155
Servicios	116,485	268,081	12,194,384	(9,719,391)	2,859,559
Servicio gas combustible	-	678,396	-	(6,826)	671,570
Plástico y caucho	-	865,204	-	-	865,204
Asfaltos	27,043	499,057	-	-	526,100
G.L.P. y propano	249,533	133,525	-	(7,283)	375,775
Crudos	13,250,275	-	-	(13,019,755)	230,520
Polietileno	-	138,034	-	-	138,034
Aromáticos	-	155,740	-	-	155,740
Combustóleo	7,758	29,243	-	-	37,001
Otros ingresos contratos gas	32,190	-	-	-	32,190
Otros	19,556	417,889	-	(115,213)	322,232
	17,392,597	**19,937,231**	**12,194,384**	**(24,836,498)**	**24,687,714**
Ventas al exterior					
Crudos	20,165,489	29	-	(79,345)	20,086,173
Diesel	-	3,164,068	-	-	3,164,068
Plástico y caucho	-	1,302,131	-	-	1,302,131
Gasolinas	-	179,257	-	-	179,257
Combustóleo	-	968,429	-	-	968,429
G.L.P. y propano	18,943	-	-	-	18,943
Gas natural	17,231	-	-	-	17,231
Amortización cobertura para futuras exportaciones	(977,797)	-	-	-	(977,797)
Otros	26,702	553,206	56	448	580,412
	19,250,568	**6,167,120**	**56**	**(78,897)**	**25,338,847**
	36,643,165	**26,104,351**	**12,194,440**	**(24,915,395)**	**50,026,561**

Ventas por producto - Segmentos
Al 31 de diciembre de 2019

	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	-	15,073,134	-	(31,251)	15,041,883
Gasolinas y turbocombustibles	-	11,554,947	-	(1,896,767)	9,658,180
Gas natural	2,909,770	-	-	(653,647)	2,256,123
Servicios	196,527	261,390	13,070,676	(9,412,967)	4,115,626
Servicio gas combustible		72,249			72,249
Plástico y caucho	-	834,133	-	-	834,133
Asfaltos	24,690	519,510	-	-	544,200
G.L.P. y propano	179,541	193,375	-	-	372,916
Crudos	21,085,955	-	-	(20,729,098)	356,857
Polietileno	-	192,436	-	-	192,436
Aromáticos	-	228,552	-	-	228,552
Combustóleo	1,464	96,443	-	-	97,907
Otros ingresos contratos gas	102,845	-	-	-	102,845
Otros productos	25,215	703,269	-	(297,284)	431,200
	24,526,007	**29,729,439**	**13,070,676**	**(33,021,014)**	**34,305,108**
Ventas al exterior					
Crudos	28,461,601	61,995	-	-	28,523,596
Diesel	-	4,391,798	-	-	4,391,798
Plástico y caucho	-	1,249,189	-	-	1,249,189
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,085,392	-	-	1,085,392
Combustóleo	-	1,870,929	-	-	1,870,929
G.L.P. y propano	13,591	-	-	-	13,591
Gas natural	27,255	-	-	-	27,255
Amortización cobertura para futuras exportaciones	(1,028,516)	-	-	-	(1,028,516)
Otros productos	26,310	382,063	54	-	408,427
	27,500,241	**9,041,366**	**54**	**-**	**36,541,661**
	52,026,248	**38,770,805**	**13,070,730**	**(33,021,014)**	**70,846,769**

	Ventas por producto - Segmentos Al 31 de diciembre de 2018				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	725	14,038,913	-	-	14,039,638
Gasolinas y turbocombustibles	-	11,044,287	-	(1,709,348)	9,334,939
Gas natural	2,535,658	-	-	(649,812)	1,885,846
Servicios	140,801	226,933	11,354,071	(7,950,991)	3,770,814
Servicio gas combustible	-	-	-	-	-
Plástico y caucho	-	899,410	-	-	899,410
Asfaltos	26,406	309,020	-	-	335,426
G.L.P. y propano	245,875	329,569	-	(805)	574,639
Crudos	20,142,527	-	-	(19,592,048)	550,479
Polietileno	-	270,887	-	-	270,887
Aromáticos	-	282,545	-	-	282,545
Combustóleo	20,391	489,091	-	-	509,482
Otros ingresos contratos gas	156,031	-	-	-	156,031
Otros productos	11,484	632,409	-	(231,428)	412,465
	23,279,898	**28,523,063**	**11,354,071**	**(30,134,432)**	**33,022,600**
Ventas al exterior					
Crudos	26,898,737	-	-	-	26,898,737
Diesel	-	3,050,839	-	-	3,050,839
Plástico y caucho	-	1,308,685	-	-	1,308,685
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,782,194	-	-	1,782,194
Combustóleo	-	2,053,594	-	-	2,053,594
G.L.P. y propano	20,212	-	-	-	20,212
Gas natural	27,899	-	-	-	27,899
Amortización cobertura para futuras exportaciones	(655,533)	-	-	-	(655,533)
Otros productos	17,614	292,998	96	-	310,708
	26,308,929	**8,488,310**	**96**	**-**	**34,797,335**
	49,588,827	**37,011,373**	**11,354,167**	**(30,134,432)**	**67,819,935**

33.3. Inversión por segmentos

Los siguientes son los montos de las inversiones realizadas por cada segmento por los años finalizados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

2020	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	2,866,599	1,329,181	836,536	5,032,316
Recursos naturales	5,994,463	-	-	5,994,463
Intangibles	41,001	8,771	40,309	90,081
	8,902,063	**1,337,952**	**876,845**	**11,116,860**

2019	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	2,151,194	497,512	1,363,953	4,012,659
Recursos naturales	9,798,193	-	-	9,798,193
Intangibles	25,775	20,569	121,945	168,289
	11,975,162	**518,081**	**1,485,898**	**13,979,141**

2018	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	2,080,874	692,977	529,078	3,302,929
Recursos naturales	5,051,828	-	-	5,051,828
Intangibles	56,755	20,203	28,711	105,669
	7,189,457	**713,180**	**557,789**	**8,460,426**

34. Reservas de petróleo y gas

El Grupo empresarial se acoge a los estándares internacionales para la estimación, categorización y reporte de reservas, enmarcados en las definiciones de la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC). La Gerencia Corporativa de Reservas de Ecopetrol S.A. presenta en conjunto con la Gerencia de Upstream y la Vicepresidencia de Desarrollo, el balance de reservas a la Junta Directiva para aprobación de divulgación de cifras.

Las reservas fueron auditadas en un 99.99% por 5 compañías auditoras especializadas: Neatherland Sewell & Associates , Sproule , DeGolyer and MacNaughton , Ryder Scott Company y Gaffney and Cline. De acuerdo con dichas certificaciones, el reporte de reservas se ajusta al contenido y los lineamientos establecidos en la Regla 4-10 de la regulación S-X de la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de América.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad del grupo empresarial al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por el Grupo:

	2020			2019*		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)
Reservas probadas:						
Saldo inicial	1,383	2,906	1,893	1,201	3,001	1,727
Revisión de estimaciones (1)	(81)	52	(71)	74	52	84
Recobro mejorado	100	74	113	94	3	94
Compras	-	171	30	142	126	164
Extensiones y descubrimientos	41	8	43	66	2	67
Ventas	(0.9)	(0.3)	(1)	-	-	-
Producción	(186)	(289)	(236)	(193)	(278)	(242)
Saldo final	**1,258**	**2,921**	**1,770**	**1,384**	**2,906**	**1,894**
Reservas probadas desarrolladas						
Saldo inicial	898	2,662	1,365	883	2,882	1,389
Saldo final	834	2,636	1,297	898	2,662	1,365
Reservas probadas no desarrolladas						
Saldo inicial	486	244	529	317	119	338
Saldo final	423	285	473	486	244	529

* Ninguna cifra fue redondeada para efectos de presentación

(1) Representan los cambios en estimados de reservas probadas previos, hacia arriba o hacia abajo, resultado de nueva información (excepto por incremento de área probada), normalmente obtenida de perforación de desarrollo e historia de producción o resultado de cambios en factores económico

35. Eventos subsecuentes

- El 17 de julio de 2020 la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó un nuevo plan de inversiones orgánicas para el Grupo Ecopetrol (GE) con un monto estimado entre US$3.000 millones y US$3.400 millones para el 2020. Este nivel de inversiones orgánico es similar al ejecutado en 2019 y superior respecto al plan de inversiones anunciado a principios de mayo.

- Mediante la Resolución 1381 de julio 6 de 2020, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, autorizó a OCENSA para suscribir, emitir y colocar Bonos de Deuda Pública Externa, bajo la regla 144 A / Registro S de la Ley de Valores de los Estados Unidos de América, en los mercados internacionales de capitales, hasta por quinientos millones de dólares de los Estados Unidos de América (US$500 millones), para refinanciar el pago de la deuda denominada Bono Global 2021. La emisión fue realizada el pasado 14 de julio de 2020 con vencimiento a 7 años y una tasa cupón del 4%.

- **Venta de participación en Offshore International Group**

El 21 de enero de 2021, mediante la suscripción del contrato de compra venta de acciones (Share Purchase Agreement) con una de las filiales de De Jong Capital LLC., en su calidad de comprador, se perfeccionó la enajenación de la totalidad de la participación en el capital social de la sociedad Offshore International Group (OIG), en la cual Ecopetrol tiene una participación equivalente al 50% del capital social.

- **Aceptación de oferta no vinculante para adquisición de participación en ISA**

El 27 de enero de 2021, Ecopetrol informó que como producto de la estrategia del Grupo Ecopetrol para consolidarse en el sector energético de Colombia y el continente americano, tomó de decisión de presentar una oferta no vinculante para la adquisición del 51.4% de participación que tienen la Nación en Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P (ISA). Esta inversión representaría para el Grupo Ecopetrol un paso en su proceso de transformación energética y descarbonización mediante la generación de un flujo material de ingresos en negocios de bajas emisiones.

La transacción se financiaría con un esquema que incluye una nueva capitalización de Ecopetrol a través de una emisión de acciones, recursos propios y otros esquemas de financiación disponibles, incluida la desinversión en activos no estratégicos. La estructuración financiera de la operación mantendría un nivel de endeudamiento de Ecopetrol alineado con su grado de inversión.

De llegar a un acuerdo entre las partes (Ministerio de Hacienda y Crédito Público y Ecopetrol), el cierre de esta transacción estará sujeto a la realización de una debida diligencia detallada, así como a la emisión y colocación de acciones por parte de Ecopetrol, previa obtención de las autorizaciones requeridas.

Por su parte, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público manifestó el 5 de febrero de 2021 estar de acuerdo con firmar un contrato de exclusividad con el fin de que Ecopetrol pueda perfeccionar durante el primer semestre de 2021 la oferta no vinculante que presentó para adquirir el 51.4% de las acciones en circulación de ISA, bajo la figura de un Contrato Interadministrativo. Así mismo, manifiesta que dicha entidad se reserva el derecho a proponer ajustes al rango de precios sujeto al resultado de los procesos de valoración y debida diligencia que adelante de manera paralela a Ecopetrol.

- **Nuevo modelo operativo segmento de transporte**

El pasado 1 de febrero de 2021, Cenit asumió la operación integral de su infraestructura, ejecutando de manera directa la operación local y centralizada de sus sistemas de transporte de hidrocarburos. Con este cambio Cenit también asume la operación local de los sistemas de Ocensa, Bicentenario y ODC (Oleoducto de Colombia) y se consolida como líder del segmento de transporte del Grupo Ecopetrol.

- **Metodología de cálculo del WACC para transporte de combustibles líquidos**

El pasado 8 de febrero de 2021, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la resolución 004 de 2021 mediante la cual se establece la metodología de cálculo del WACC para las actividades reguladas por la CREG dentro de las cuales se incluyen distribución y transmisión de energía eléctrica, distribución y transporte de gas y combustibles líquidos. La tasa de descuento para el transporte de combustibles líquidos por poliductos será calculada y aplicada una vez se actualice la metodología tarifaria para esta actividad. De acuerdo con la agenda regulatoria de la CREG se tiene previsto que la propuesta de la metodología se emita para comentarios durante el segundo semestre de 2021 y la definitiva se publique a finales de año.

36. Anexo 1. Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Subsidiarias									
Refinería de Cartagena S.A.S.	Dólar	100%	Refinación de hidrocarburos, comercialización y distribución de productos	Colombia	Colombia	18,430,235	(1,482,958)	29,106,814	10,676,579
Cenit transporte y logística de hidrocarburos S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Almacenamiento y transporte por ductos de hidrocarburos	Colombia	Colombia	16,350,626	4,734,703	18,343,398	1,992,772
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	España	España	9,320,715	(434,773)	9,321,078	363
Oleoducto Central S. A. - Ocensa	Dólar	72,65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	3,468,149	2,539,355	6,277,969	2,809,820
Hocol Petroleum Limited.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	3,541,737	303,572	3,541,801	64
Ecopetrol América LLC.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	2,320,615	(353,806)	2,749,860	429,245
Hocol S.A.	Dólar	100%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Islas Caimán	Colombia	2,474,197	290,344	3,974,570	1,500,373
Esenttia S.A.	Dólar	100%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Colombia	Colombia	1,958,357	262,724	2,445,757	487,400
Ecopetrol Capital AG	Dólar	100%	Captación de excedentes y financiamiento para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Suiza	Suiza	1,872,129	176,999	7,482,055	5,609,926
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	Peso Colombiano	55,97%	Actividad transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	1,621,598	214,482	3,577,534	1,955,936
Andean Chemicals Ltd.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	1,324,107	(162,720)	1,324,387	280
Oleoducto de los Llanos Orientales S. A. - ODL	Peso Colombiano	65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Panamá	Colombia	1,047,791	444,625	1,465,305	417,514
Inversiones de Gases de Colombia S.A. Invercolsa S.A. (Consolidado)	Peso Colombiano	51,88%	Holding con inversiones en compañías de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia	Colombia	Colombia	765,720	176,865	1,311,588	545,868
Black Gold Re Ltd.	Dólar	100%	Reaseguradora para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Bermuda	Bermuda	837,693	54,412	1,079,571	241,878
Oleoducto de Colombia S. A. – ODC	Peso Colombiano	73%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	411,180	353,424	640,292	229,112
Bioenergy S. A. S. (1)	Peso Colombiano	99,61%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	26,508	(20,248)	194,257	167,749

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Subsidiarias									
Ecopetrol USA Inc.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	7,550,468	(294,497)	7,552,294	1,826
Ecopetrol Permian LLC.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	3,566,413	(38,855)	3,590,934	24,521
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	Real	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Brasil	Brasil	1,657,410	(95,164)	1,692,673	35,263
Esenttia Masterbatch Ltda.	Peso Colombiano	100%	Fabricación compuestos de polipropileno y masterbatches	Colombia	Colombia	322,511	166,911	401,404	78,893
Bioenergy Zona Franca S. A. S. (1)	Peso Colombiano	99,61%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	(92,416)	(2,850)	361,769	454,185
Ecopetrol del Perú S. A.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Perú	Perú	53,003	305	55,202	2,199
ECP Hidrocarburos de México S.A. de C.V.	Dólar	100%	Exploración en offshore	México	México	59,279	(44,010)	124,237	64,958
Ecopetrol Costa Afuera S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Exploración en offshore	Colombia	Colombia	13,356	1,148	32,017	18,661
Ecopetrol Energía S.A.S E.S.P.	Peso Colombiano	100%	Servicio público de suministro de energía	Colombia	Colombia	12,661	5,256	72,859	60,198
Esenttia Resinas del Perú SAC	Dólar	100%	Comercialización resinas de polipropileno y masterbatches	Perú	Perú	6,275	1,319	39,833	33,558
Topili Servicios Administrativos S de RL De CV.	Peso Mexicano	100%	Servicios especializados en el ámbito gerencial y dirección	México	México	16	(35)	20	4
Kalixpan Servicios Técnicos S de RL De CV.	Peso Mexicano	100%	Servicios especializados en la industria del petróleo e hidrocarburos	México	México	20	(31)	24	4
Negocios conjuntos									
Equion Energía Limited	Dólar	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Reino Unido	Colombia	2,499,319	167,727	2,630,351	131,032
Offshore International Group Inc.	Dólar	50%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Estados Unidos	Perú	543,621	(237,752)	1,568,795	1,025,174
Ecodiesel Colombia S.A. (3)	Peso Colombiano	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos	Colombia	Colombia	103,344	29,188	167,801	64,457

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Asociadas									
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	25,40%	Distribución y comercialización de gas natural.	Colombia	Colombia	489,367	278,329	2,132,231	1,642,864
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	17,91%	Distribución y comercialización de gas natural.	Colombia	Colombia	111,181	52,956	202,644	91,463
Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	5,36%	Distribución y comercialización de gas natural.	Colombia	Colombia	55,265	18,128	170,937	115,672
Colombiana de Extrusión S.A. - Extrucol S.A.	Peso Colombiano	18,16%	Producción de tuberías y accesorios de Polietileno	Colombia	Colombia	39,620	7,493	66,110	26,490
E2 Energía Eficiente S. A. E.S.P.	Peso Colombiano	9,92%	Servicios energéticos, suministro, optimización, desarrollo, renovación e innovación de los recursos e infraestructura energética	Colombia	Colombia	28,802	4,062	93,736	64,934
Serviport S.A. (2)	Peso Colombiano	49%	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga	Colombia	Colombia	17,430	568	45,457	28,027
Sociedad Portuaria Olefinas y Derivados S.A. (3)	Peso Colombiano	50%	Construcción, uso, mantenimiento, adecuación y administración de instalaciones portuarias, puertos, muelles privados o de servicio al público en general	Colombia	Colombia	4,432	562	8,196	3,764

(1) Compañías en proceso de liquidación judicial. Ver Nota 2.2 Bases de Consolidación.
(2) Información disponible al 30 de septiembre de 2020, la inversión se encuentra totalmente deteriorada.
(3) Información disponible al 30 de noviembre de 2020.

37. Anexo 2. Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales)

Clase de crédito	Compañía	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Moneda	Valor nominal en moneda origen	Saldo pendiente 31-dic-2020	Saldo pendiente 31-dic-2019	Tipo de interés	Amortización del principal	Pago de interés
Bonos Moneda Nacional	Ecopetrol S.A.	dic-10	dic-20	COP	479.900	-	479.900	Flotante	Bullet	Semestral
		dic-10	dic-40		284.300	284.300	284.300			
		ago-13	ago-23		168.600	168.600	168.600			
		ago-13	ago-28		347.500	347.500	347.500			
		ago-13	ago-43		262.950	262.950	262.950			
Crédito sindicado moneda nacional	Oleoducto Bicentenario	jul-12	jul-24	COP	2.100.000	800.450	1,543,250	Flotante	Trimestral	Trimestral
Crédito Comercial	Invercolsa Consolidado	nov-20	ago-25	COP	110.000	110.000	-	Flotante	Semestral	Semestral
		ago-20	ago-21		50.000	43.000	-	Flotante	Bullet	Trimestral
		sep-19	jul-25		70.912	21.681	70.912	Flotante	Semestral	Semestral
Bonos moneda extranjera	Ecopetrol S.A.	sep-13	sep-23	USD	1.300	1.300	1.300	Fijo	Bullet	Semestral
		sep-13	sep-43		850	850	850			
		may-14	may-45		2.000	2.000	2.000			
		sep-14	may-25		1.200	1.200	1.200			
		jun-15	jun-26		1.500	1.500	1.500			
		jun-16	sep-23		500	500	500			
		abr-20	abr-30		2.000	2.000	2.000			
	Oleoducto Central S.A.	may-14	may-21	USD	500	500	500	Fijo	Bullet	Semestral
Créditos comerciales internacionales - Refinería de Cartagena	Ecopetrol S.A.	dic-17	dic-27	USD	2.001	1.305	1.530	Fijo	Semestral	Semestral
		dic-17	dic-27		76	49	58	Flotante		
		dic-17	dic-27		73	48	56	Fijo		
		dic-17	dic-27		159	103	121	Flotante		
		dic-17	dic-25		359	257	288	Flotante		
Linea comprometida	Ecopetrol S.A.	abr-20	sep-23	USD	665	665	-	Flotante	Bullet	Semestral

ECOPETROL S. A.

Estados financieros consolidados

31 de diciembre 2019

GRUPO ecopetrol

Building a better
working world

Informe del Revisor Fiscal

A la Asamblea de Accionistas de:
Ecopetrol S.A.

Opinión

He auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Ecopetrol S.A., que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2019 y los correspondientes estados consolidados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y el resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

En mi opinión, los estados financieros consolidados adjuntos, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera consolidada de la Compañía al 31 de diciembre de 2019, los resultados consolidados de sus operaciones y los flujos de efectivo consolidados por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF) adoptadas por la Contaduría General de la Nación.

Bases de la Opinión

He llevado a cabo mi auditoría de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia. Mis responsabilidades en cumplimiento de dichas normas se describen en la sección *Responsabilidades del Auditor en la Auditoría de los Estados Financieros* de este informe. Soy independiente de la Compañía, de acuerdo con el Manual del Código de Ética para profesionales de la contabilidad, junto con los requisitos éticos relevantes para mi auditoría de estados financieros en Colombia, y he cumplido con las demás responsabilidades éticas aplicables. Considero que la evidencia de auditoría obtenida es suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión.

Asuntos Clave de Auditoría

Los asuntos clave de auditoría son aquellos asuntos que, según mi juicio profesional, fueron de mayor importancia en mi auditoría de los estados financieros consolidados adjuntos. Estos asuntos se abordaron en el contexto de mi auditoría de los estados financieros consolidados tomados en su conjunto, y al momento de fundamentar la opinión correspondiente, pero no para proporcionar una opinión separada sobre estos asuntos. Con base en lo anterior, a continuación, detallo la manera en la que cada asunto clave fue abordado durante mi auditoría.

He cumplido con las responsabilidades descritas en la sección *Responsabilidades del Auditor en la Auditoría de los Estados Financieros Consolidados* de mi informe, incluso en relación con estos asuntos. En consecuencia, mi auditoría incluyó la realización de los procedimientos diseñados para responder a los riesgos de incorrección material evaluados en los estados financieros consolidados. Los resultados de mis procedimientos de auditoría, incluidos los procedimientos realizados para abordar los asuntos que se mencionan a continuación, constituyen la base de mi opinión de auditoría sobre los estados financieros consolidados adjuntos.

Ernst & Young Audit S.A.S.
Bogotá D.C.
Carrera 11 No. 98 - 07
Edificio Pijao Green Office
Tercer piso
Tel. + 571 484 70 00
Fax. + 571 484 74 74

Ernst & Young Audit S.A.S.
Medellín - Antioquia
Carrera 43a No. 3Sur - 130
Edificio Milla de Oro
Torre 1 - Piso 14
Tel. +574 369 84 00
Fax. +574 369 84 84

Ernst & Young Audit S.A.S.
Cali - Valle del Cauca
Avenida 4 Norte No. 6N - 61
Edificio Siglo XXI
Oficina 502 | 510
Tel. +572 485 62 80
Fax. +572 661 80 07

Ernst & Young Audit S.A.S.
Barranquilla - Atlántico
Calle 77B No. 59 - 61
Edificio Centro Empresarial Las Américas II
Oficina 311
Tel. +575 385 22 01
Fax. +575 369 05 80

A member firm of Ernst & Young Global Limited.

Building a better
working world

Determinación de la Depreciación, Agotamiento y Amortización y el Deterioro de Activos de Larga Vida

Descripción del Asunto Clave de Auditoría

Como se describe en la nota 3.1 y 3.2 de los estados financieros consolidados, el cálculo del método de unidades de producción que se utiliza en la determinación de la depreciación, agotamiento y amortización (DD&A) de propiedades, planta y equipo relacionados con la exploración y producción, los recursos naturales y ambientales, así como en la determinación de los flujos de efectivo futuros que se utilizan en los análisis de deterioro de activos de larga vida, utilizan anualmente la estimación relacionada con las reservas de petróleo y gas.

La estimación de las reservas de petróleo y gas utilizadas para calcular el DD&A y realizar el análisis de deterioro de los activos de larga vida es un proceso complejo y requiere juicio profesional. La gerencia utiliza ingenieros independientes externos (en adelante "especialistas") al estimar las reservas como factores geológicos, técnicos y económicos. Las estimaciones de las reservas de petróleo y gas dependen de una serie de factores variables y suposiciones clave, incluidas las cantidades de petróleo y gas que se espera recuperar, el momento de la recuperación, la producción, los costos operativos, de capital y el precio de venta, entre otros.

La determinación del DD&A de la Compañía y el cálculo del deterioro de los activos de larga vida es especialmente complejo debido a la naturaleza inherente de ingeniería técnica del proceso de estimación, él cual requiere el uso de especialistas y la evaluación de la Administración en la determinación de los supuestos descritos anteriormente utilizados por los especialistas en la estimación de las reservas de petróleo y gas.

Respuesta de Auditoría

Obtuvimos un entendimiento del proceso, evaluamos el diseño y probamos la efectividad operativa de los controles sobre el proceso de la Compañía para calcular el DD&A y realizar el análisis de deterioro de los activos de larga vida, incluidos los controles de la Administración sobre la integridad y la precisión de los datos financieros proporcionados a los especialistas para la estimación de reservas de petróleo y gas.

Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, evaluar las calificaciones profesionales y la objetividad de las personas responsables de supervisar la preparación de las estimaciones de reserva por parte de los especialistas. Evaluamos la calificación y competencia de los especialistas contratados por la Compañía para desarrollar estas estimaciones. Adicionalmente evaluamos la integridad y precisión de los datos financieros y los supuestos descritos anteriormente utilizados por los especialistas en la estimación de las reservas de petróleo y gas con el fin de obtener documentación y evaluar evidencia corroborativa. Para las reservas no desarrolladas probadas, evaluamos el plan de desarrollo de la administración para cumplir con la regla de la SEC de que las ubicaciones no perforadas están programadas para ser perforadas dentro de los cinco años, a menos que circunstancias específicas justifiquen un tiempo más largo, evaluando la consistencia de las proyecciones de desarrollo con el plan de perforación de la Compañía y disponibilidad de capital en relación con el plan de perforación. También probamos la precisión matemática de los cálculos de DD&A y evaluamos la consistencia entre la estimación de las reservas de petróleo y gas preparada por los especialistas con las proyecciones de flujo de efectivo utilizadas en los análisis de deterioro de activos de larga vida.

A member firm of Ernst & Young Global Limited.

Building a better
working world

Estimación de la Recuperación de Activos de Larga Vida en la Refinería de Cartagena

Descripción del Asunto Clave de Auditoría

Como se describe en las notas 4.12 y 17 de los estados financieros consolidados, la Administración evalúa anualmente en cada presentación de estados financieros, si existe un indicador de deterioro sobre los activos de larga duración. Si existe algún indicador, o cuando se requiere una prueba de deterioro anual para un activo, la gerencia estima el monto recuperable del activo. El monto recuperable de un activo es el mayor entre el valor razonable de un activo o las unidades generadoras de efectivo (UGE) menos los costos de disposición y su valor en uso. Cuando el valor en libros de un activo o UGE excede su monto recuperable, el activo se considera deteriorado y se reduce su monto recuperable. Una pérdida previamente reconocida se revierte solo si ha tenido un cambio en los supuestos utilizados para determinar el monto recuperable del activo o de la UGE desde que se reconoció la última pérdida por deterioro. En 2019, la Compañía reconoció un recupero en la Refinería de Cartagena de COP $ 911,597.

La estimación de la Administración relacionada con la determinación del monto recuperable de los activos o de la UGE fue compleja y requirió la participación de especialistas debido a la naturaleza significativa de los supuestos utilizados en el modelo para estimar el monto recuperable del activo.

La estimación para determinar el monto recuperable es sensible a supuestos significativos, tales cambios en el costo promedio ponderado de capital, el precio de venta de productos refinados, los márgenes de refinación y el nivel de gastos operativos, que se ven afectados por las expectativas sobre el mercado futuro o condiciones económicas.

Respuesta de Auditoría

Obtuvimos un entendimiento, evaluamos el diseño y probamos la efectividad operativa de los controles sobre los procesos de la Compañía para determinar la cantidad recuperable de las UGE y la revisión de la Administración de los supuestos significativos descritos anteriormente.

Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, evaluar metodologías y probar los supuestos significativos descritos anteriormente, así como otra información relevante utilizada por la Compañía al comparar los supuestos significativos utilizados por la administración con las tendencias actuales de la industria y el mercado. Adicionalmente, realizamos un análisis de sensibilidad para evaluar el cambio en la cantidad recuperable que resultaría de los cambios en los supuestos subyacentes; evaluamos la precisión de las proyecciones de la Compañía comparándolas con los resultados operativos reales y recalculamos la estimación de la gerencia. También involucramos a nuestros especialistas en valoración para la revisión de la tasa de descuento WACC y la construcción de los flujos de efectivo que fue utilizado en la estimación por parte la Gerencia.

A member firm of Ernst & Young Global Limited.

Building a better
working world

Responsabilidades de la Administración y de los Responsables del Gobierno de la Entidad en Relación con los Estados Financieros Consolidados

La Administración es responsable por la preparación y correcta presentación de los estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF) adoptadas por la Contaduría General de la Nación; de diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y correcta presentación de los estados financieros consolidados libres de errores materiales, bien sea por fraude o error; de seleccionar y de aplicar las políticas contables apropiadas; y, de establecer estimaciones contables razonables en las circunstancias.

Al preparar los estados financieros consolidados, la Administración es responsable de evaluar la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, los asuntos relacionados con este y utilizando la base contable de negocio en marcha, a menos que la Administración tenga la intención de liquidar la Compañía o cesar sus operaciones, o no tenga otra alternativa realista diferente a hacerlo.

Los responsables del gobierno de la entidad son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de la Compañía.

Responsabilidades del Auditor en la Auditoría de los Estados Financieros Consolidados

Mi objetivo es obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados tomados en su conjunto están libres de errores materiales, ya sea por fraude o error, y emitir un informe que incluya mi opinión. La seguridad razonable es un alto nivel de aseguramiento, pero no garantiza que una auditoría realizada de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia siempre detectará una incorrección material cuando exista. Las incorrecciones pueden surgir debido a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o acumuladas, podría esperarse que influyan razonablemente en las decisiones económicas que los usuarios tomen con base en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia, debo ejercer mi juicio profesional y mantener mi escepticismo profesional a lo largo de la auditoría, además de:

- Identificar y evaluar los riesgos de incorreción material en los estados financieros consolidados, ya sea por fraude o error, diseñar y ejecutar procedimientos de auditoría que respondan a esos riesgos, y obtener evidencia de auditoría que sea suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debido a fraude es mayor que la resultante de un error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones intencionales, declaraciones falsas o sobrepaso del sistema de control interno.
- Obtener un entendimiento del control interno relevante para la auditoría, para diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias.
- Evaluar las políticas contables utilizadas, la razonabilidad de las estimaciones contables y las respectivas revelaciones realizadas por la Administración.

A member firm of Ernst & Young Global Limited.

Building a better
working world

- Concluir sobre si es adecuado que la Administración utilice la base contable de negocio en marcha y, con base en la evidencia de auditoría obtenida, si existe una incertidumbre material relacionada con eventos o condiciones que puedan generar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha. Si concluyo que existe una incertidumbre importante, debo llamar la atención en el informe del auditor sobre las revelaciones relacionadas, incluidas en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones son inadecuadas, modificar mi opinión. Las conclusiones del auditor se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de mi informe, sin embargo, eventos o condiciones posteriores pueden hacer que una entidad no pueda continuar como negocio en marcha.
- Evaluar la presentación general, la estructura, el contenido de los estados financieros consolidados, incluyendo las revelaciones, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y eventos subyacentes de manera que se logre una presentación razonable.

Comuniqué a los responsables del gobierno de la entidad, entre otros asuntos, el alcance planeado y el momento de realización de la auditoría, los hallazgos significativos de la misma, así como cualquier deficiencia significativa del control interno identificada en el transcurso de la auditoría.

Otros Asuntos

Los estados financieros consolidados bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia (NCIF) adoptadas por la Contaduría General de la Nación de Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre de 2018, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros consolidados adjuntos, fueron auditados por mí, de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia, sobre los cuales expresé mi opinión sin salvedades el 25 de febrero de 2019.

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal y socio a cargo
Tarjeta Profesional 57851 -T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530

Bogotá, Colombia
21 de febrero de 2020

A member firm of Ernst & Young Global Limited.

Ecopetrol S.A.

Contenido

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía 2
Estados de situación financiera consolidados 3
Estados de ganancias y pérdidas consolidados 4
Estados de otros resultados integrales consolidados 5
Estados de cambios en el patrimonio consolidados 6
Estado de flujos de efectivo consolidado 7
1. Entidad reportante 8
2. Bases de preparación y presentación 8
3. Estimaciones y juicios contables significativos 11
4. Políticas contables 15
5. Nuevos estándares y cambios normativos 31
6. Efectivo y equivalentes de efectivo 33
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto 34
8. Inventarios, neto 35
9. Otros activos financieros 35
10. Impuestos 37
11. Otros activos 46
12. Combinaciones de negocios 46
13. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos 48
14. Propiedades, planta y equipo 51
15. Recursos naturales y del medio ambiente 53
16. Intangibles 55
17. Impairment de activos de largo plazo 55
18. Goodwill 61
19. Préstamos y financiaciones 62
20. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar 65
21. Provisiones por beneficios a empleados 65
22. Provisiones y contingencias 70
23. Patrimonio 76
24. Ingresos de actividades ordinarias 78
25. Costo de ventas 79
26. Gastos de administración, operación y proyectos 79
27. Otros (gastos) ingresos operacionales, netos 80
28. Resultado financiero 80
29. Gestión de riesgos 81
30. Partes relacionadas 87
31. Operaciones conjuntas 90
32. Información por segmentos 92
33. Reservas de petróleo y gas 99
34. Eventos subsecuentes 100
Anexo 1. Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos 101
Anexo 2 - Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales) 104

Ecopetrol S.A.

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía

A los señores Accionistas de Ecopetrol S.A.:

21 de febrero de 2020

Los suscritos Representante legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2019 por el periodo de doce meses terminado en esa fecha, han sido fielmente tomados de los libros y que antes de ser puestos a su disposición y de terceros, hemos verificado las siguientes afirmaciones contenidas en ellos:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2019, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante el año terminado en esa fecha.

2. Todos los hechos económicos realizados por la Compañía, durante los años terminados al 31 de diciembre de 2019 se han reconocido en los estados financieros consolidados.

3. Los activos representan probables derechos económicos futuros y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos o a cargo de la Compañía al 31 de diciembre de 2019.

4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.

5. Todos los hechos económicos que afectan la Compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente – Representante legal

(Original firmado)
Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad básica por acción que está expresada en pesos)

Estados de situación financiera consolidados

	Nota	A 31 de diciembre 2019	A 31 de diciembre 2018
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	7,075,758	6,311,744
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	5,700,334	8,194,243
Inventarios, neto	8	5,658,099	5,100,407
Otros activos financieros	9	1,624,018	5,321,098
Activos por impuestos corrientes	10	1,518,807	1,031,307
Otros activos	11	1,778,978	1,020,428
		23,355,994	**26,979,227**
Activos mantenidos para la venta		8,467	51,385
Total activos corrientes		**23,364,461**	**27,030,612**
Activos no corrientes			
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	786,796	755,574
Otros activos financieros	9	3,355,274	2,826,717
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	13	3,245,072	1,844,336
Propiedades, planta y equipo	14	64,199,970	62,770,279
Recursos naturales y del medio ambiente	15	29,072,798	23,075,450
Activos por derecho de uso	5.1	456,225	-
Intangibles	16	483,098	410,747
Activos por impuestos diferidos	10	8,622,398	5,746,730
Goodwill	18	919,445	919,445
Otros activos	11	942,481	860,730
Total activos no corrientes		**112,083,557**	**99,210,008**
Total activos		**135,448,018**	**126,240,620**
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	5,012,173	4,019,927
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	20	10,689,246	8,945,790
Provisiones por beneficios a empleados	21	1,929,087	1,816,882
Pasivos por impuestos corrientes	10	2,570,779	1,751,300
Provisiones y contingencias	22	789,297	814,409
Instrumentos financieros derivados		1,347	82,554
Otros pasivos		750,370	393,760
Total pasivos corrientes		**21,742,299**	**17,824,622**
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	33,226,966	34,042,718
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	20	24,445	30,522
Provisiones por beneficios a empleados	21	9,551,977	6,789,669
Pasivos por impuestos diferidos	10	774,059	738,407
Pasivos por impuestos no corrientes	10	70,543	-
Provisiones y contingencias	22	9,128,991	6,939,603
Otros pasivos		584,616	570,641
Total pasivos no corrientes		**53,361,597**	**49,111,560**
Total pasivos		**75,103,896**	**66,936,182**
Patrimonio			
Capital suscrito y pagado	23.1	25,040,067	25,040,067
Prima en emisión de acciones	23.2	6,607,699	6,607,699
Reservas	23.3	3,784,658	5,138,895
Otros resultados integrales		6,464,144	7,782,086
Resultados acumulados		14,515,762	12,644,860
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Compañía		56,412,330	57,213,607
Interés no controlante		3,931,792	2,090,831
Total patrimonio		**60,344,122**	**59,304,438**
Total pasivos y patrimonio		**135,448,018**	**126,240,620**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)	*(Original firmado)*	*(Original firmado)*
Felipe Bayón Pardo	Javier Cardenas Laiton	Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Presidente	Contador Público	Revisor Fiscal
	T.P. 116770-T	T.P. 57851-T

ecopetrol GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad básica por acción que está expresada en pesos)

Estados de ganancias y pérdidas consolidados

	Nota	Por los años terminados a 31 de diciembre de 2019	2018	2017
Ingresos por ventas	24	70,846,769	67,819,935	55,210,224
Costos de ventas	25	(44,957,508)	(41,169,527)	(36,893,474)
Utilidad bruta		**25,889,261**	**26,650,408**	**18,316,750**
Gastos de administración	26	(2,151,599)	(1,653,858)	(1,764,524)
Gastos de operación y proyectos	26	(2,631,754)	(2,903,132)	(2,926,065)
(Gasto) recuperación impairment de activos de largo plazo	17	(1,747,572)	(346,604)	1,373,031
Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	27	1,056,796	(35,455)	505,403
Resultado de la operación		**20,415,132**	**21,711,359**	**15,504,595**
Resultado financiero, neto	28			
Ingresos financieros		1,623,336	1,129,563	1,159,356
Gastos financieros		(3,334,469)	(3,511,814)	(3,665,390)
(Pérdida) utilidad por diferencia en cambio		40,639	372,223	5,514
		(1,670,494)	**(2,010,028)**	**(2,500,520)**
Participación en los resultados de compañías	13	354,274	154,520	32,791
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		**19,098,912**	**19,855,851**	**13,036,866**
Gasto por impuesto a las ganancias	10	(4,596,413)	(7,322,019)	(5,634,944)
Utilidad neta del periodo		**14,502,499**	**12,533,832**	**7,401,922**
Utilidad atribuible:				
A los accionistas		13,251,483	11,556,405	6,620,412
Participación no controladora		1,251,016	977,427	781,510
		14,502,499	**12,533,832**	**7,401,922**
Utilidad básica por acción (pesos)		**322.3**	**281.1**	**161.0**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de otros resultados integrales consolidados

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
Utilidad neta del periodo	**14,502,499**	**12,533,832**	**7,401,922**
Otros resultados integrales:			
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
(Pérdidas) utilidades no realizadas en operaciones de coberturas:			
Flujo de efectivo para futuras exportaciones	668,299	(53,596)	291,756
Inversión neta en negocio en el extranjero	(61,267)	(971,954)	57,997
Flujo de efectivo con instrumentos derivados	46,451	(52,174)	35,769
Utilidad instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable:			
(Pérdidas) ganancias no realizadas	-	-	(7,828)
Diferencia en cambio en conversión	(179,382)	2,571,290	(259,877)
	474,101	**1,493,566**	**117,817**
Elementos que no pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
Pérdidas actuariales	(1,799,829)	(4,290)	(1,548,043)
Otras pérdidas	1,897	-	(11,817)
	(1,797,932)	**(4,290)**	**(1,559,860)**
Otros resultados integrales	**(1,323,831)**	**1,489,276**	**(1,442,043)**
Total resultado integral	**13,178,668**	**14,023,108**	**5,959,879**
Resultado integral atribuible a:			
A los accionistas	11,932,117	12,974,362	5,170,461
Participación no controladora	1,246,551	1,048,746	789,418
	13,178,668	**14,023,108**	**5,959,879**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de cambios en el patrimonio consolidados

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reservas	Otros resultados integrales	Adopción por primera vez	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controlante	Participación no controladora	Total Patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2018		**25,040,067**	**6,607,699**	**5,138,895**	**7,782,086**	**1,095,003**	**11,549,857**	**57,213,607**	**2,090,831**	**59,304,438**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	-	13,251,483	13,251,483	1,251,016	14,502,499
Liberación de reservas		-	-	(3,050,703)	-	-	3,050,703	-	-	-
Dividendos decretados	23.4	-	-	(3,659,386)	-	-	(9,251,256)	(12,910,642)	(1,010,206)	(13,920,848)
Combinación de negocios	12	-	-	-	-	176,608	-	176,608	1,606,390	1,782,998
Cambio en participación en controladas y otros movimientos		-	-	-	-	-	(784)	(784)	(350)	(1,134)
Apropiación de reservas	23.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Legal		-	-	1,155,640	-	-	(1,155,640)	-	-	-
Fiscales y estatutarias		-	-	509,082	-	-	(509,082)	-	-	-
Ocasionales		-	-	3,691,130	-	-	(3,691,130)	-	-	-
Otros resultados integrales		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias en instrumentos de cobertura:		-	-	-	641,683	-	-	641,683	11,800	653,483
Diferencia en cambio en conversión		-	-	-	(161,693)		-	(161,693)	(17,689)	(179,382)
Pérdidas actuariales		-	-	-	(1,799,829)	-	-	(1,799,829)	-	(1,799,829)
Otros movimientos		-	-	-	1,897		-	1,897	-	1,897
Saldo al 31 de diciembre de 2019		**25,040,067**	**6,607,699**	**3,784,658**	**6,464,144**	**1,271,611**	**13,244,151**	**56,412,330**	**3,931,792**	**60,344,122**
Saldo al 31 de diciembre de 2017		**25,040,067**	**6,607,700**	**2,177,869**	**6,364,129**	**1,095,003**	**6,613,863**	**47,898,631**	**1,882,674**	**49,781,305**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	-	11,556,405	11,556,405	977,427	12,533,832
Liberación de reservas		-	-	(751,718)	-	-	751,718	-	-	-
Dividendos decretados	23.4	-	-	-	-	-	(3,659,386)	(3,659,386)	(840,626)	(4,500,012)
Otros movimientos		-	(1)	-	-	-	1	-	37	37
Apropiación de reservas		-	-	3,712,744	-	-	(3,712,744)	-	-	-
Otros resultados integrales		-	-		1,417,957	-	-	1,417,957	71,319	1,489,276
Saldo al 31 de diciembre de 2018		**25,040,067**	**6,607,699**	**5,138,895**	**7,782,086**	**1,095,003**	**11,549,857**	**57,213,607**	**2,090,831**	**59,304,438**
Saldo al 31 de diciembre de 2016		**25,040,067**	**6,607,699**	**1,558,844**	**7,813,012**	**1,095,003**	**1,559,229**	**43,673,854**	**1,645,864**	**45,319,718**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	-	6,620,412	6,620,412	781,510	7,401,922
Liberación de reservas		-	-	619,025	-	-	(619,025)	-	-	-
Dividendos decretados		-	-	-	-	-	(945,684)	(945,684)	(551,494)	(1,497,178)
Otros resultados		-	1	-	2	-	(1,069)	(1,066)	(48)	(1,114)
Otros resultados integrales		-	-	-	(1,448,885)	-	-	(1,448,885)	6,842	(1,442,043)
Saldo al 31 de diciembre de 2017		**25,040,067**	**6,607,700**	**2,177,869**	**6,364,129**	**1,095,003**	**6,613,863**	**47,898,631**	**1,882,674**	**49,781,305**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estado de flujos de efectivo consolidado

	Nota	Por los años terminados a 31 de diciembre de 2019	2018	2017
Flujos de efectivo de las actividades de operación:				
Utilidad neta del periodo		14,502,499	12,533,832	7,401,922
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo provisto por las operaciones:				
Gasto por impuesto a las ganancias	10	4,596,413	7,322,019	5,634,944
Depreciación, agotamiento y amortización	5.1, 14, 15, 16	8,567,931	7,689,998	8,266,495
Utilidad por diferencia en cambio	28	(40,639)	(372,223)	(5,514)
Costo financiero de préstamos y financiaciones	28	1,894,490	2,399,414	2,385,994
Costo financiero de otros pasivos	28	757,509	668,782	753,047
Baja de activos exploratorios y pozos secos	15	340,271	898,924	898,264
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes		121,121	(504)	26,686
Utilidad (pérdida) en adquisición de participaciones	27	(1,048,924)	12,065	(451,095)
Pérdida por impairment de activos de corto plazo	27	90,441	136,044	30,600
Pérdida (recuperación) por impairment de activos de largo plazo	17	1,747,572	346,604	(1,373,031)
Pérdida (utilidad) por valoración de activos financieros		18,551	(92,906)	(104,706)
Utilidad por método de participación patrimonial		(354,274)	(154,520)	(32,791)
Utilidad en venta de activos mantenidos para la venta		(2,846)	(358)	(166,389)
Utilidad realizada en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	-	(13,236)
Pérdida por inefectividad en coberturas		5,173	34,892	13,707
Pérdida por diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	24	1,028,516	655,533	583,232
Impuesto de renta pagado		(5,295,703)	(6,650,116)	(4,217,303)
Cambios netos en operación con activos y pasivos:				
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		2,381,905	(1,946,745)	(2,189,473)
Inventarios		(597,552)	(448,135)	(323,626)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		1,389,064	1,355,175	21,417
Activos y pasivos por impuestos corrientes		(1,409,334)	(1,413,915)	(493,533)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados		(234,629)	(181,060)	(227,384)
Provisiones y contingencias		(253,043)	(181,761)	104,135
Otros activos y pasivos		(492,745)	(218,543)	451,264
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		**27,711,767**	**22,392,496**	**16,973,626**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:				
Inversión en propiedades, planta y equipo	14	(4,012,659)	(3,302,929)	(2,363,283)
Inversión en recursos naturales y del medio ambiente	15	(9,798,193)	(5,051,828)	(3,426,405)
Adquisición de participaciones en operaciones conjuntas		-	-	(141,950)
Adquisiciones de intangibles	16	(168,289)	(105,669)	(175,868)
Venta (compra) de otros activos financieros		3,117,549	(843,611)	564,754
Intereses recibidos		481,674	383,624	405,562
Dividendos recibidos		189,169	108,991	270,136
Producto de la venta de activos mantenidos para la venta		-	-	159,041
Producto de la venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	-	56,930
Producto de la venta de activos		154,780	169,317	267,324
Efectivo neto usado en actividades de inversión		**(10,035,969)**	**(8,642,105)**	**(4,383,759)**
Flujo de efectivo en actividades de financiación:				
Adquisición de préstamos y financiaciones		359,876	517,747	444,827
Pagos de capital		(1,596,630)	(9,270,262)	(9,007,340)
Pagos de intereses		(1,766,223)	(2,610,562)	(2,696,979)
Pagos por arrendamientos	5.1	(300,326)	-	-
Dividendos pagados		(13,867,029)	(4,427,701)	(1,504,647)
Efectivo neto usado en actividades de financiación		**(17,170,332)**	**(15,790,778)**	**(12,764,139)**
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo		258,548	406,246	(290,310)
Aumento (disminución) neta en el efectivo y equivalentes de efectivo		764,014	(1,634,141)	(464,582)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo		**6,311,744**	**7,945,885**	**8,410,467**
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	6	**7,075,758**	**6,311,744**	**7,945,885**
Transacciones no monetarias				
Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	5.1	**685,128**	-	-
Valor razonable por cambio en la participación de Invercolsa	12	**2,932,110**	-	-

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

1. Entidad reportante

Ecopetrol S.A. es una Compañía de economía mixta, con naturaleza comercial, constituida en 1948 en Bogotá, Colombia, casa matriz del Grupo Empresarial Ecopetrol. Su objeto social es desarrollar actividades comerciales o industriales relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, directamente o por medio de sus subordinadas (en adelante denominada en conjunto "Ecopetrol", la "Compañía" o "Grupo Empresarial Ecopetrol").

El 11.51% de las acciones de Ecopetrol se cotizan públicamente en las bolsas de valores de Colombia y Nueva York. Las acciones restantes (88.49% de las acciones en circulación) le pertenecen al Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.

El domicilio de la oficina principal de Ecopetrol S.A. es Bogotá, Colombia, Carrera 13 No. 36 - 24.

2. Bases de preparación y presentación

2.1 Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros consolidados

Estos estados financieros consolidados de Ecopetrol y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, han sido preparados de acuerdo con los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia (NCIF), reglamentadas en el Decreto 2420 de 2015, modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2018. Estas normas están fundamentadas en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF y sus Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) y otras disposiciones legales aplicables para las entidades vigiladas y/o controladas por la Contaduría General de la Nación, que pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otros organismos de control del Estado.

Las políticas contables descritas en la Nota 4 han sido aplicadas de manera consistente.

Estos estados financieros consolidados fueron autorizados para su emisión por la Junta Directiva el 21 de febrero del 2019.

2.2 Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados fueron preparados consolidando todas las Compañías descritas en el Anexo 1, en las cuales Ecopetrol ejerce control directa o indirectamente. El control se logra cuando el Grupo:

- Tiene poder sobre la sociedad (derechos existentes que le dan la facultad de dirigir las actividades relevantes);
- Está expuesta a, o tiene derechos sobre, rendimientos variables provenientes de su relación con la sociedad; y
- Tiene la habilidad de usar su poder para afectar sus rendimientos operativos. Esto ocurre cuando la Compañía tiene menos de una mayoría de derechos de voto de una participada, y aún tiene poder sobre la participada para darle la habilidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la sociedad de manera unilateral. El Grupo considera todos los hechos y circunstancias relevantes al evaluar si los derechos de voto en una participada son o no suficientes para darle el poder, incluyendo:

    a) El porcentaje de derechos de voto de la Compañía relativo al tamaño y dispersión de los porcentajes de otros poseedores de voto;
    b) Derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, otros accionistas u otras partes;
    c) Derechos derivados de los acuerdos contractuales; y
    d) Cualquier hecho o circunstancia adicional que indique que la Compañía tiene, o no tiene, la habilidad actual para dirigir las actividades relevantes, al momento que necesite que las decisiones sean tomadas, incluyendo patrones de voto en asambleas de accionistas previas.

Las subsidiarias se consolidan desde la fecha en que se obtiene el control hasta la fecha en que cesa el mismo.

Todos los activos y pasivos intercompañía, el patrimonio, los ingresos, los gastos y los flujos de efectivo relacionados con transacciones entre Compañías del Grupo fueron eliminados en la consolidación. Las utilidades y pérdidas no realizadas también son eliminadas. El interés no controlante representa la porción de utilidad, de otro resultado integral y de los activos netos en subsidiarias que no son atribuibles a los accionistas de Ecopetrol.

Todas las combinaciones de negocios se reconocen mediante el método de la adquisición.

Las siguientes subsidiarias fueron incorporadas:

2019

a) En noviembre de 2019 se realizó la inscripción en el libro de registro de acciones de Invercolsa a Ecopetrol por el 8.53%, quedando con una participación del 51.88% y obteniendo el control de la misma después del fallo proferido por la Corte Suprema de Justicia confirmando la decisión de declarar la ineficacia de la adquisición de acciones a Ecopetrol S.A. del señor Fernando Londoño. El aumento en la participación no requirió el pago de ninguna contraprestación.

Las subsidiarias incorporadas por esta operación en el consolidado son las siguientes:

- Inversiones de Gases de Colombia S.A., cuyo objeto social principal consiste en tener inversiones en compañías que tengan relación con actividades del sector energético; la exploración, explotación, refinación, transformación, transporte, distribución y venta de hidrocarburos y sus derivados en el territorio nacional y promover la fundación de nuevas compañías y tener acciones o cuotas de interés social en ellas.

- Alcanos de Colombia S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en prestación del servicio público domiciliario de gas combustible en Neiva y todo el territorio nacional; la construcción y operación de gasoductos, redes de distribución, estaciones de regulación, medición y compresión y cualquier obra necesaria para el manejo y comercialización de servicios públicos.

- Metrogas de Colombia S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en prestación del servicio público de comercialización y distribución de gas combustible; la exploración, almacenamiento, utilización, transporte, refinación, compra, venta y distribución de hidrocarburos y derivados en todas sus formas y representaciones.

- Gases del Oriente S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible y el desarrollo de todas las actividades complementarias a la prestación de dicho servicio.

- Promotora de Gases del Sur S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en promover la vinculación de capital nacional o extranjero, público o privado, para lograr el proyecto de masificación del gas en el departamento del Huila, a través de un gasoducto desde el municipio de Neiva hasta el municipio de Hobo.

- Gases del Oriente S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en el diseño y construcción de plantas de producción y tratamiento de hidrocarburos, tales como gasoductos, oleoductos y demás, así como la inversión en proyectos relacionados con los mismos.

- Combustibles Líquidos de Colombia S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en la comercialización mayorista de gas combustible, la prestación del servicio público domiciliario de distribución de GLP y el desarrollo de las actividades complementarias a la prestación de dicho servicio, al igual que almacenamiento, transporte, envase, distribución y venta de GLP.

a) En julio de 2019 se constituyeron dos compañías con el objeto de viabilizar la operación celebrada entre Ecopetrol S.A. y Occidental Petroleum Corp. (OXY), donde se acordó la conformación de un Joint Operation para ejecutar un plan conjunto de desarrollo de Yacimientos No Convencionales en la cuenca Permian en el estado de Texas (EE.UU.).
Las dos compañías constituidas fueron las siguientes:

Ecopetrol USA Inc., que tiene por objeto social participar en cualquier acto o actividad legal para el cual las corporaciones pueden ser organizadas bajo la Ley General de Sociedades de Delaware.

Ecopetrol Permian LLC., que tiene por objeto social tramitar cualquiera o todos los negocios legales para los cuales se pueden organizar compañías de responsabilidad limitada de conformidad con la Ley de Sociedades de Responsabilidad Limitada de Delaware.

b) Se constituyeron también dos sociedades en México para prestación de servicios administrativos y tecnológicos de Ecopetrol México, las dos sociedades creadas fueron: Topili Servicios admnistrativos S. de R.L. de C.V. y Kalixpan Servicios Técnicos S. de R.L. de C.V.

2018

- Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P., cuyo objeto social es la comercialización de energía eléctrica para el Grupo Empresarial en los términos de las Leyes 142 y 143 de 1994. Ecopetrol tiene una participación directa del 99% en el capital accionario de la nueva filial, e indirecta del 1% restante a través de Andean Chemicals Ltd.

2.3 Bases de medición

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable con cambios en resultados y/o cambios en otro resultado integral al cierre de cada periodo, como se explica en las políticas contables incluidas más adelante.

Por lo general, el costo histórico se basa en el valor razonable de la contraprestación otorgada a cambio de los bienes y servicios.

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado a la fecha de la medición. Al estimar el valor razonable, el Grupo utiliza los supuestos que los participantes del mercado utilizarían al fijar el precio del activo o pasivo en condiciones de mercado presentes, incluyendo supuestos sobre el riesgo.

2.4 Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros consolidados se presentan en pesos colombianos, la cual es la moneda funcional de Ecopetrol. La moneda funcional de cada una de las Compañías del Grupo es determinada en función al entorno económico principal en el que estas operan.

Los estados de ganancias o pérdidas y de flujos de efectivo de las subsidiarias con monedas funcionales diferentes de la moneda funcional de Ecopetrol son convertidos a los tipos de cambio en las fechas de la transacción o a la tasa promedio mensual. Los activos y pasivos se convierten a la tasa de cierre y otras partidas patrimoniales se convierten a los tipos de cambio en el momento de la transacción. Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen en el otro resultado integral. Al vender la totalidad o parte de la participación en una subsidiaria, la parte acumulada por ajuste por conversión relacionada con la Compañía, es reconocida en el estado de pérdidas y ganancias consolidado.

Los estados financieros se presentan en pesos colombianos redondeados a la unidad de un millón (COP $000,000) más cercana, excepto cuando se indique lo contrario.

2.5 Moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son inicialmente reconocidas por el Grupo en la respectiva moneda funcional al tipo de cambio vigente de la fecha en que se realiza la transacción. Al final de cada período, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes en la fecha de cierre y las variaciones presentadas en la conversión son reconocidas en el resultado financiero, neto, excepto las resultantes de la conversión de

préstamos y financiaciones designados como instrumentos de cobertura de flujo de efectivo o de inversión neta de un negocio en el extranjero, las cuales se reconocen en el otro resultado integral, dentro del patrimonio. Cuando las partidas cubiertas afectan el resultado, las diferencias en cambio acumuladas en el patrimonio se reclasifican al estado de ganancias y pérdidas consolidado como parte del resultado de la operación.

Las partidas no monetarias registradas al valor razonable que están denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a la fecha en que se determinó el valor razonable. La ganancia o pérdida que surge de la conversión de partidas no monetarias medidas a valor razonable se reconoce de la misma manera que de la ganancia o pérdida por valor razonable del bien.

2.6 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

El Grupo presenta activos y pasivos en el estado consolidado de situación financiera con base en la clasificación corriente o no corriente.

Un activo o un pasivo se clasifica como corriente cuando:

- Se espera que se realice o se pretenda vender o consumir en el ciclo normal de la operación
- Se mantiene principalmente con el propósito de negociar
- Se espera que se realice dentro de los doce meses posteriores al período de reporte
- Es efectivo o equivalente a menos que se restrinja el intercambio o se use para liquidar un pasivo durante al menos doce meses después del período de reporte
- En el caso de un pasivo no existe el derecho incondicional de diferir su liquidación durante al menos doce meses después del período de reporte

Los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes.

2.7 Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A. y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período. No existe dilución potencial de acciones.

3. Estimaciones y juicios contables significativos

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Gerencia de la Compañía realice juicios, estimaciones y suposiciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos reconocidos en los estados financieros consolidados y sus revelaciones. Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, la experiencia de la gerencia y otros factores en la fecha de preparación de los estados financieros. La incertidumbre sobre los supuestos y las estimaciones podría resultar en cambios materiales futuros que afecten el valor de activos o pasivos. Los cambios en estas estimaciones son reconocidos prospectivamente en el periodo en el cual se revisan.

En el proceso de aplicación de las políticas contables del Grupo, la Gerencia ha realizado los siguientes juicios y estimaciones, los cuales han tenido el efecto más significativo en los montos reconocidos en los estados financieros consolidados:

3.1 Reservas de petróleo y gas natural

Las reservas de petróleo y gas natural son estimados del monto de hidrocarburos que pueden ser económica y legalmente extraídos de las propiedades de crudo y gas del Grupo.

La estimación de reservas se realiza anualmente al 31 de diciembre, de conformidad con las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC), las normas establecidas en la Regla 4-10(a) del Reglamento S-X y las directrices de divulgación contenida en la regla final SEC de Modernización de Reporte de Petróleo y Gas.

Tal como lo exige la normatividad vigente, la fecha futura estimada en la que un campo dejará de producir por razones económicas, se basa en los costos actuales y en el promedio de los precios del crudo (calculado como el promedio aritmético de los precios del primer día de los últimos 12 meses). La fecha estimada en que terminará la producción afectará el monto de las reservas, a menos que los precios fueran definidos por acuerdos contractuales; por lo tanto, si los precios y los costos cambian de un año a otro, la estimación de las reservas probadas también cambia. Generalmente, las reservas probadas disminuyen en la medida en que los precios bajan y aumentan cuando los precios suben.

La estimación de reservas es un proceso inherentemente complejo e involucra el uso de juicios profesionales. Estas estimaciones se preparan usando factores geológicos, técnicos y económicos, incluyendo proyecciones futuras de tasas de producción, precios del petróleo, datos de ingeniería y la duración y monto de futuras inversiones con cierto grado de incertidumbre. Estas estimaciones reflejan las condiciones regulatorias y de mercado existentes a la fecha de reporte, las cuales podrían diferir significativamente de otras condiciones a lo largo del año o en periodos futuros. Cualquier cambio en los factores regulatorias y/o de mercado y en los supuestos utilizados, puede impactar materialmente la estimación de las reservas.

Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en la depreciación y agotamiento

Los cambios en las estimaciones de reservas probadas pueden afectar los importes del valor en libros de los activos de exploración y producción, de los recursos naturales y del medio ambiente, del goodwill, los pasivos por abandono y desmantelamiento y de la depreciación, agotamiento y amortización. Mantenidas las demás variables constantes, una disminución en la estimación de reservas probadas aumentaría, de forma prospectiva, el valor de los gastos por depreciación y amortización, mientras que un aumento en las reservas resultaría en una reducción del gasto.La depreciación, agotamiento y amortización, es calculada usando el método de unidades de producción.

La información sobre el valor en libros de los activos de exploración y producción y los montos registrados con cargo a resultados, incluyendo la depreciación y amortización, es presentada en las Notas 14 y 15.

3.2 Impairment (recuperación) del valor de los activos no corrientes

La Gerencia del Grupo utiliza su juicio profesional al evaluar la existencia de indicios de gasto (recuperación) de impairment con base en factores internos y externos.

Cuando exista un indicador de gasto o recuperación de impairment de períodos anteriores, el Grupo estima el importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo (UGE), el cual corresponde al mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso.

La evaluación requiere el uso de estimados y supuestos, entre los que se incluyen: (1) estimación de volúmenes y valor de mercado de las reservas de petróleo y gas natural; (2) perfiles de producción de los campos petroleros y producción futura de productos refinados y químicos; (3) inversiones, impuestos y costos futuros; (4) vida útil de los activos; (5) precios futuros, (6) tasa de descuento, la cual es revisada anualmente, y es determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés) y (7) cambios en la regulación ambiental. El importe recuperable es comparado con el valor neto en libros del activo, o de la unidad generadora de efectivo (UGE) para determinar si es sujeto de reconocimiento de impairment o si debe recuperarse algún monto de periodos anteriores.

Una pérdida por impairment reconocida previamente se revierte solo si ha habido un cambio en los supuestos utilizados para determinar el importe recuperable de los activos o UGEs desde que se reconoció la última pérdida por impairment. La reversión está limitada de modo que el valor en libros de un activo o UGE, diferente al goodwill, no exceda su importe recuperable, o el valor en libros que se hubiera determinado (neto de amortización o depreciación) si no se hubiera reconocido una pérdida en periodos anteriores.

Los precios futuros se estiman bajo las condiciones actuales del mercado. Los volúmenes de producción esperados, que comprenden reservas probadas y no probadas, se utilizan para pruebas de impairment debido a que la Gerencia considera

que este es el indicador más apropiado de los flujos de efectivo futuros esperados, los cuales también serían considerados por los participantes del mercado. Las estimaciones de las reservas son intrínsecamente imprecisas y sujetas a riesgo e incertidumbre. Además, las proyecciones sobre reservas no probadas se basan en información que es necesariamente menos robusta que la disponible para reservorios maduros.

Estas estimaciones y supuestos están sujetos a riesgo e incertidumbre. Por tanto, existe la posibilidad que cambios en las circunstancias afecten estas proyecciones, que también puede afectar el monto recuperable de los activos y/o UGEs, así como también puede afectar el reconocimiento de una pérdida por impairment o la reversión de los montos registrados en periodos anteirores..

3.3 Costos de exploración y evaluación

La aplicación de la política contable del Grupo para los costos de exploración y evaluación requiere juicio al determinar si los beneficios económicos futuros son probables, ya sea por una futura explotación o una venta, o si las actividades no han alcanzado una etapa que permita una evaluación razonable de la existencia de reservas. Ciertos costos de exploración y evaluación se capitalizan inicialmente cuando se espera que surjan reservas comercialmente viables. El Grupo utiliza su juicio profesional sobre eventos y circunstancias futuras y hace estimaciones para evaluar anualmente la generación de beneficios económicos futuros para la extracción de recursos petroleros, así como análisis técnicos y comerciales para confirmar su intención de continuar su desarrollo. Los cambios con respecto a la información disponible, como el nivel de éxito de perforación o los cambios en la economía del proyecto, los costos de producción y los niveles de inversión, así como otros factores, pueden resultar a que los costos de perforación de exploración capitalizados, se reconozcan en el resultado del periodo. El Grupo emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y evaluación. Los gastos por pozos secos se incluyen en las actividades de operación en el estado consolidado de flujos de efectivo.

3.4 Determinación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)

La asignación de activos en UGEs requiere juicio significativo, así como también las interpretaciones con respecto a la integración entre los activos, la existencia de mercados activos, la exposición similar a los riesgos de mercado, las infraestructuras compartidas y la forma en la que la Gerencia monitorea las operaciones. Ver nota 4.12 – Impairment del valor de los activos.

3.5 Abandono y desmantelamiento de campos y otras facilidades

De acuerdo con la reglamentación ambiental y de petróleos, el Grupo debe asumir los costos por el abandono de instalaciones de extracción y transporte de petróleo, los cuales incluyen el costo de taponamiento y abandono de pozos, desmantelamiento de instalaciones y recuperación ambiental de las áreas afectadas.

Los costos de abandono y desmantelamiento son registrados en el mismo momento que se registra la instalación de los activos y son revisados anualmente.

Los cálculos de estos montos son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Gerencia. Los costos finales de desmantelamiento son inciertos y las estimaciones pueden variar en respuesta a muchos factores, incluidos los cambios en los requisitos legales pertinentes, el surgimiento de nuevas técnicas de restauración o la experiencia en otros sitios de producción. El tiempo esperado, la extensión y el monto del gasto también pueden cambiar, por ejemplo, en respuesta a cambios en las proyecciones de costos internos, cambios en las estimaciones de reservas, tasas de inflación futuras y tasas de descuento. El Grupo considera que los costos de abandono y desmantelamiento son razonables, según la experiencia y las condiciones del mercado, sin embargo, las variaciones significativas en los factores externos utilizados para el cálculo de la estimación podrían impactar significativamente los montos registrados en los estados financieros consolidados. Ver Nota 4.13 – Provisiones y pasivos contingentes (Obligación de retiro de activos).

3.6 Planes de pensión y otros beneficios

La determinación de gastos, pasivos y ajustes relacionados con los planes de pensión y otros beneficios de retiro definidos requieren que la Gerencia utilice el juicio en la aplicación de los supuestos actuariales utilizados en el cálculo actuarial. Los supuestos actuariales incluyen estimaciones de la mortalidad futura, retiros, cambios en la remuneración y la tasa de descuento para reflejar el valor del dinero en el tiempo; así como la tasa de rendimiento de los activos del plan. Debido a la

complejidad de la valoración, así como a su naturaleza de largo plazo, las obligaciones que se definan son muy sensibles a cualquier cambio en las variables que se utilizan.

Estos supuestos se revisan anualmente para propósitos de las valuaciones actuariales y pueden diferir materialmente de los resultados reales debido a cambios en las condiciones económicas y de mercado, cambios en la regulación, decisiones judiciales, tasas de retiro más altas o más bajas, o expectativas de vida de los empleados más largas o más cortas.

3.7 Impairment de goodwill

El Grupo realiza en diciembre de cada año la prueba anual de impairment del goodwill para evaluar si el valor en libros es recuperable. El goodwill es asignado a cada una de las Unidades Generadoras de Efectivo (o grupos de unidades generadoras de efectivo).

La determinación del importe recuperable se describe en la Nota 4.10 y su cálculo requiere supuestos y estimaciones. El Grupo considera que los supuestos y estimados utilizados son razonables, pueden ser respaldados en las condiciones actuales de mercado y están alineados al perfil de riesgo de los activos relacionados. Sin embargo, al utilizar diferentes supuestos y estimados, se obtendrían resultados diferentes. Los modelos de valoración usados para determinar el valor razonable son sensibles a cambios en los supuestos subyacentes. Por ejemplo, los precios y volúmenes de ventas y los precios que serán pagados por la compra de materias primas son supuestos que pueden variar en el futuro. Los cambios adversos en cualquiera de estos supuestos podrían llevar a reconocer un impairment del goodwill.

3.8 Litigios

El Grupo está sujeto a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La Gerencia evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que se estos materialicen y los montos involucrados, para decidir sobre los importes reconocidos y/o revelados en estados financieros consolidados.

Este análisis, el cual puede requerir juicios considerables, incluye revisar procesos legales instaurados en contra y reclamos aún no iniciados. Una provisión se reconoce cuando el Grupo tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado, es probable que se genere una salida de recursos para liquidar la obligación y se puede hacer una estimación confiable del monto de dicha obligación.

3.9 Impuestos

El cálculo de la provisión por impuesto de renta requiere la interpretación de la normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera el Grupo Empresarial Ecopetrol. Se requieren realizar juicios significativos para la determinación de las estimaciones del impuesto a las ganancias y para evaluar la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos, los cuales se basan en estimaciones de resultados fiscales futuros y en la capacidad para generación de resultados suficientes durante los periodos en los que sean deducibles dichos impuestos diferidos. Los pasivos por impuestos diferidos se registran de acuerdo con las estimaciones realizadas de los activos netos que en un futuro no serán fiscalmente deducibles.

En la medida en que los flujos de efectivo futuros y la renta gravable difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad del Grupo para utilizar los impuestos diferidos activos netos registrados a la fecha de presentación, podría verse afectada.

Adicionalmente, los cambios en las normas fiscales podrían limitar la capacidad del Grupo para obtener deducciones fiscales en ejercicios futuros, así como el reconocimiento de nuevos pasivos por impuestos producto de cuestionamientos por parte de la auditoria del organismo fiscalizador.

Las posiciones fiscales que se adopten suponen la evaluación cuidadosa por parte de la Gerencia, y se revisan y ajustan en respuesta a circunstancias como caducidad en la aplicación de la legislación, cierre de auditorías fiscales, revelaciones adicionales ocasionadas por algún tema legal o alguna decisión de la Corte en un tema tributario en particular. El Grupo registra provisiones con base en la estimación de la posibilidad de una decisión negativa que pueda surgir de una auditoría fiscal. El monto de estas provisiones depende de factores como la experiencia previa en auditorías fiscales y las

interpretaciones de las normas tributarias por las entidades contribuyentes y de la autoridad tributaria. Los resultados reales pueden diferir de las estimaciones registradas.

3.10 Contabilidad de coberturas

El proceso de identificación de las relaciones de cobertura entre las partidas cubiertas y los instrumentos de cobertura derivados y no derivados (tal como la deuda a largo plazo en moneda extranjera), y su correspondiente efectividad, requiere juicios de la Gerencia. El Grupo evalúa periódicamente la alineación entre las coberturas identificadas y su política de gestión de riesgos.

4. Políticas contables

Las políticas contables que se indican a continuación se han aplicado consistentemente para todos los períodos presentados.

4.1 Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar a un activo financiero, a un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra entidad.

La clasificación depende de su naturaleza y propósito por el cual el activo o pasivo financiero fue adquirido y se determina al momento del reconocimiento inicial. Todos los activos y pasivos financieros se miden inicialmente a su valor razonable.

Los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros distintos a los medidos a valor razonable con cambios en resultados, se suman o deducen del valor razonable de los activos y pasivos financieros, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

Los préstamos y cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

Los instrumentos de patrimonio se miden a valor razonable.

Mediciones a valor razonable

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría para transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de valoración. La medición del valor razonable se basa en la presunción de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo tiene lugar en el mercado principal del activo o pasivo o en ausencia de un mercado principal en el mercado más ventajoso.

El valor razonable de un activo o un pasivo es medido utilizando los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar su precio, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico.

La medición del valor razonable de un activo no financiero tiene en cuenta la capacidad de generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso o mediante la venta de éste a otro participante del mercado quien utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

El Grupo utiliza las técnicas de valoración más apropiadas para las circunstancias y con la mejor información disponible, maximizando el uso de los datos de entrada observables y minimizando los no observables.

Todos los activos y pasivos cuyo valor razonable se mide o revela en los estados financieros consolidados se clasifican dentro de la jerarquía, con base en la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable en su conjunto, de la siguiente manera:

- Nivel 1: Precios de cotización (no ajustados) de mercados activos para activos y pasivos idénticos. El valor razonable de los instrumentos negociables del Grupo se basa en entradas de nivel 1.

- Nivel 2: Técnicas de valoración para las cuales se observa directa o indirectamente la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable. Las entradas del nivel 2 incluyen precios de activos similares, precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa, y los precios que pueden ser corroborados substancialmente con otros datos observables con los mismos términos contractuales.

  Para los contratos de derivados que no se dispongan de un precio de mercado cotizado, las estimaciones del valor razonable generalmente se determinan utilizando modelos y otros métodos de valoración basados técnicas de valor presente, cuyos insumos clave incluyen precios futuros, estimaciones de volatilidad, correlación de precios, riesgo de crédito de contraparte y liquidez del mercado, según corresponda.

- Nivel 3: Técnicas de valoración para las cuales la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable no es observable. El Grupo no utiliza entradas a nivel 3 para sus mediciones de activos y pasivos financieros. Para el cálculo del valor recuperable de ciertos activos no financieros para propósitos de determinación del impairment, el Grupo puede utilizar entradas de nivel 32.

Método de la tasa de interés efectiva

El método de la tasa de interés efectiva es una forma de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de registro del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados (incluyendo todas las comisiones, costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial.

Impairment de activos financieros

El Grupo reconoce el valor de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo de acuerdo con el enfoque simplificado. Las pérdidas crediticias del activo se reconocen antes que un instrumento pase a estar en mora. Para determinar el riesgo crediticio se utiliza la información razonable y sustentable que se refiera al comportamiento histórico y variables que indiquen que exista riesgo en el futuro.

Al final de cada periodo sobre el que se informa el Grupo evalúa si hay evidencia objetiva que un activo o un grupo de activos están deteriorados como resultado de uno o más eventos ocurridos desde el reconocimiento inicial, para determinar si los flujos de efectivo futuros han sido afectados.

Para los activos financieros medidos al costo amortizado, el importe de la pérdida por impairment es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

4.1.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo comprende recursos en caja, inversiones financieras altamente líquidas, depósitos bancarios y depósitos especiales con vencimiento dentro de los noventa días desde la fecha de su adquisición y con bajo nivel de riesgo a cambios significativos en su valor.

4.1.2 Activos financieros

El Grupo clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Incluyen activos financieros mantenidos para negociar y activos financieros designados al momento del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Se clasifican como mantenidos para negociar si son adquiridos con el

propósito de vender o recomprar en el corto plazo. Estos activos se reconocen a su valor razonable y las ganancias o pérdidas que surgen en la re-medición son reconocidas en el resultado del periodo.

b) Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en el otro resultado integral

Son instrumentos de patrimonio de otras Compañías no controladas y no estratégicas que no permiten ejercer ningún tipo de control o influencia significativa sobre las mismas y donde la gerencia del Grupo no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las ganancias o pérdidas se reconocen en el otro resultado integral.

c) Activos financieros a costo amortizado

El Grupo mide los activos financieros a costo amortizado si se cumplen las siguientes condiciones:

1. El activo es mantenido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es beneficiarse de los flujos contractuales, y,
2. Los términos contractuales dan lugar a fechas específicas de pago y los flujos de efectivo corresponden únicamente a pagos del principal e intereses.

Los activos financieros a costo amortizado son posteriormente medidos usando el método de interés efectivo menos impairment. Las ganancias o pérdidas son reconocidas en el resultado cuando el activo es dado de baja, ha sido modificado o deteriorado.

Esta categoría es la más relevante para el Grupo. Los activos financieros a costo amortizado incluyen las cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar, préstamos y préstamos a empleados.

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar, incluyen cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar.

Los préstamos a empleados son inicialmente reconocidos al valor presente de los flujos de efectivo futuros, descontados a una tasa de mercado para un préstamo similar. Si la tasa de interés del préstamo es inferior a la tasa de interés de mercado, el valor razonable será menor que la cuantía del préstamo.

Bajas de activos financieros

El Grupo da de baja un activo financiero únicamente al vencimiento de los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo o, cuando ha transferido sus derechos de recibir dichos flujos o ha asumido la obligación de pagar los flujos recibidos en su totalidad sin demora material a un tercero y (a) ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad o (b) no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, sino que ha transferido el control del mismo.

Cuando el Grupo no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo o transferido el control del activo, continúa reconociendo el activo sobre la base de la participación continuada, y también reconoce el pasivo asociado.

4.1.3 Pasivos financieros

Los pasivos financieros corresponden a las fuentes de financiación obtenidas por el Grupo a través de créditos bancarios y emisiones de bonos, cuentas por pagar a proveedores y acreedores.

Los bonos y los créditos bancarios se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. Después del reconocimiento inicial, se miden posteriormente a costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva. La amortización se incluye como gasto financiero en el estado consolidado de pérdidas y ganancias.

Bajas de pasivos financieros

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación especificada en EL correspondiente contrato sea pagada o vencida. Cuando un pasivo existente haya sido reemplazado por otro pasivo proveniente del mismo prestamista bajo condiciones sustancialmente diferentes, o si las condiciones de un pasivo existente se modifican de manera sustancial, tal modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia entre los importes respectivos, se reconoce en el estado consolidado de ganancias y pérdidas.

4.1.4 Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura

Los instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente en el estado consolidado de situación financiera como activos o pasivos por su valor razonable. Los cambios en el valor razonable se registran como resultados en el estado consolidado de ganancias y pérdidas, excepto si son designados dentro de una cobertura de flujo de efectivo, las cuales se reconocen en otros resultados integrales y posteriormente se reclasifican a resultados cuando el elemento cubierto afecte ganancias y pérdidas.

Las ganancias o pérdidas de los contratos derivados, que no están calificados ni designados como coberturas, incluidos los contratos de forward para la compra y venta de commodities en negociación para la entrega o recibo físico del commodity son registrados en el resultado.

4.1.5 Operaciones de cobertura

Para propósitos de contabilidad de cobertura, estas operaciones son clasificadas como:

- Coberturas de valor razonable, cuando se tiene como propósito cubrir la exposición a cambios en el valor razonable del activo o pasivo reconocido o compromiso en firme no reconocido, o parte identificada en dicho activo, pasivo o compromiso firme.

- Coberturas de flujo de efectivo, cuyo propósito es cubrir la exposición a la fluctuación de los flujos de efectivo que se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable.

- Coberturas de una inversión neta de un negocio en el extranjero.

Al inicio de la relación de cobertura, El Grupo designa y documenta formalmente la relación entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto, junto con sus objetivos de gestión de riesgo y su estrategia para llevar a cabo las transacciones de cobertura. Se espera que tales coberturas sean altamente efectivas para lograr compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo; igualmente, se evalúan continuamente para determinar que realmente han sido altamente efectivos a lo largo de los períodos de reporte financiero, para los cuales fueron designados.

4.1.5.1 Cobertura de flujo de efectivo

La porción efectiva de las ganancias o pérdidas de los instrumentos de cobertura se reconocen en otro resultado integral, mientras que la porción inefectiva se reconoce en el resultado del periodo, en la línea del resultado financiero, neto.

Los montos previamente reconocidos en otro resultado integral se transfieren a resultados cuando la partida cubierta afecta los resultados del ejercicio. Cuando la partida cubierta es un activo o pasivo no financiero, los importes previamente reconocidos en otro resultado integral se transfieren y se incluyen en el importe en libros inicial del costo del activo o pasivo no financiero.

Si el instrumento de cobertura expira o se vende, finaliza o se ejerce sin reemplazo o transferencia, o si se revoca su designación como cobertura o cuando la cobertura ya no cumple con los criterios para la contabilidad de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en otro resultado integral consolidado se mantiene por separado en el patrimonio hasta que la transacción se reconozca en el estado de ganancias y pérdidas consolidado. Cuando ya no se espera que ocurra la transacción cubierta inicialmente, cualquier monto acumuladaoen el patrimonio se reconoce

inmediatamente en el resultado del periodo.

Ecopetrol designa préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo tipo de cambio en exportaciones futuras de crudo. Ver Nota 29 para mayor información.

4.1.5.2 Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Son contabilizadas de manera similar a las coberturas de flujo de efectivo.

Las ganancias o pérdidas del instrumento de cobertura relativa a la porción efectiva se reconocen en el otro resultado integral; mientras que los montos relativos a la porción inefectiva se reconoce en el resultado del periodo. Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio son reclasificadas al estado consolidado de ganancias y pérdidas cuando se disponga parcial o totalmente del negocio en el extranjero.

Ecopetrol designó préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo de tipo de cambio en sus inversiones en subsidiarias cuya moneda funcional es dólar. Ver Nota 29 para mayor información.

4.2 Inventarios

Los inventarios se registran al más bajo entre el costo y el valor neto realizable.

Comprenden principalmente petróleo crudo, combustibles y productos petroquímicos e inventarios de bienes de consumo (repuestos y suministros).

El costo del petróleo crudo es el costo de producción, incluido el costo de transporte.

El costo requerido para poner en funcionamiento los oleoductos hace parte del costo del oleoducto relacionado.

El costo de otros inventarios se determina según el método del promedio ponderado, el cual incluye los costos de adquisición (descuentos comerciales, reembolsos y otros similares), transformación y otros costos incurridos para llevar el inventario a su ubicación y condición actual, como los costos de transporte.

Los inventarios de consumibles (repuestos y suministros) se reconocen como inventario y luego se registran como gastos, mantenimiento o proyectos en la medida en que se consuman.

El Grupo estima el valor neto realizable de los inventarios al final de cada período. Cuando las circunstancias que previamente causaron que los inventarios estuvieran por debajo de su costo ya no existan, o cuando se presenta una clara evidencia de un aumento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, el monto provisionado se revierte. La reversión no puede ser mayor al valor registrado originalmente, de modo que el nuevo importe en libros siempre será el menor entre el costo y el valor neto realizable revisado.

4.3 Partes relacionadas

Se consideran partes relacionadas aquellas en donde una de las partes tiene la capacidad de controlar a la otra, tiene control conjunto, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas de la participada o es un miembro del personal clave de la gerencia (o familiar cercano del personal clave). El Grupo ha considerado como partes relacionadas las Compañías asociadas, negocios conjuntos, directivos clave de la gerencia, las entidades administradoras de los recursos para pago de planes de beneficios post-empleo para empleados y algunas transacciones relevantes celebradas con entidades del Gobierno Colombiano, como son la compra de hidrocarburos y el fondo de estabilización petrolera. (Ver Nota 30 – Partes Relacionadas)

4.3.1 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual el Grupo ejerce influencia significativa pero no control. La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, sin llegar a tener control o

control conjunto sobre las mismas. En general, estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria del 20% al 50% de los derechos de voto. (Ver Anexo 1 – Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos)

Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de la participación. Bajo este método, la inversión se reconoce inicialmente al costo, posteriormente es ajustada para reconocer la participación del Grupo en los activos netos de la asociada. El goodwill relacionado se incluye en el importe en libros y no se evalúa su impairment de forma separada.

La participación en los resultados de las operaciones de la asociada se reconoce en el estado consolidado de ganancias y pérdidas. Cualquier cambio en otro resultado integral se registra también en el otro resultado integral del Grupo.

Después de la aplicación del método de participación, el Grupo determina si es necesario reconocer una pérdida por impairment de la inversión, en cada fecha de presentación, el Grupo determina si existe evidencia objetiva de que la inversión está deteriorada, si existe tal evidencia, se calcula el monto del impairment como la diferencia entre el importe recuperable y el valor en libros, y luego reconoce la pérdida en el estado consolidado de ganancias y pérdidas.

Cuando es necesario, se realiza homologación a las políticas contables de las asociadas para garantizar la consistencia con las adoptadas por el Grupo. Adicionalmente, el método de participación se calcula con sus estados financieros más recientes.

4.3.2 Negocios conjuntos

Un negocio conjunto es un acuerdo mediante el cual dos o más partes ejercen control conjunto y tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. El control conjunto se presenta cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. El tratamiento contable para el reconocimiento de los negocios conjuntos es el mismo que el de las inversiones en asociadas.

4.4 Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un tipo de acuerdo conjunto mediante el cual las partes ejercen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, en relación con el acuerdo.

Los contratos de operación conjunta se celebran entre el Grupo y terceros para compartir el riesgo, asegurar el capital, maximizar la eficiencia operativa y optimizar la recuperación de las reservas. En estas operaciones, una parte se designa como el operador para ejecutar el presupuesto de gastos e inversiones e informar a los socios de acuerdo con sus intereses de participación. Así mismo, cada uno toma su parte de los hidrocarburos producidos (petróleo crudo o gas) de acuerdo con su participación en la producción.

Cuando el Grupo participa como socio no operador, registra los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos en función del informe de los operadores. Cuando el Grupo es el operador directo de los contratos, registra su porcentaje de activos, pasivos, ingresos, costos y gastos, con base en la participación de cada socio en las líneas correspondientes a activos, pasivos, gastos, costos e ingresos.

Cuando el Grupo adquiere o aumenta una participación en una operación conjunta en la cual la actividad constituye un negocio, dicha transacción se registra aplicando el método de adquisición de acuerdo a la NIIF 3 – Combinación de negocios. El costo de adquisición es la suma de la contraprestación transferida, la cual corresponde al valor razonable, en la fecha de adquisición, de los activos transferidos y los pasivos incurridos.

El exceso del valor de la contraprestación transferida y el importe pagado en la operación se reconoce como goodwill. Si resulta en un exceso el valor razonable de los activos netos adquiridos sobre el importe pagado en la operación, la diferencia se reconoce como un ingreso en el estado de ganancias y pérdidas consolidado en la fecha de reconocimiento de la operación.

4.5 Activos no corrientes mantenidos para la venta

Los activos no corrientes se clasifican como mantenidos para la venta si sus valores en libros se recuperarán principalmente a través de una transacción de venta y no mediante su uso continuado. Así mismo, se clasifican en esta categoría solo cuando

la venta es altamente probable dentro de un año desde la fecha de clasificación y el activo (o grupo de activos) y está disponible para su venta inmediata en su condición actual. Estos activos se miden al menor entre su valor en libros y el valor razonable menos los costos de disposición relacionados.

4.6 Propiedades, planta y equipo

Reconocimiento y medición

Las propiedades, planta y equipo se presentan al costo menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por impairment. Los componentes tangibles de los activos relacionados con recursos naturales y del medio ambiente forman parte de las propiedades, planta y equipo.

El costo inicial de un activo comprende su precio de compra o costo de construcción, incluyendo impuestos de importación e impuestos no reembolsables, cualquier costo directamente atribuible a la puesta en operación del activo, costos de beneficios a los empleados que surjan directamente de la construcción o adquisición, costos de endeudamiento incurridos que son atribuibles a la adquisición y/o construcción de activos calificables y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento y abandono.

Las piezas de repuesto y el equipo auxiliar se registran como inventarios, y se reconocen como gasto en la medida que se consumen. Las piezas de repuesto importantes y el equipo de mantenimiento permanente, que el Grupo espera usar durante más de un período, son reconocidos como propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida en el retiro de algún elemento de propiedades, planta y equipo es reconocida en los resultados del periodo respectivo.

Desembolsos posteriores

Corresponden a todos los desembolsos que se realicen sobre activos existentes con el fin de aumentar o prolongar la vida útil inicial esperada, aumentar la productividad o eficiencia productiva, permitir una reducción significativa de los costos de operación, aumentar el nivel de reservas en áreas de explotación o desarrollo o reemplazar una parte o componente de un activo que sea considerado crítico para la operación.

Los gastos de reparación, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. No obstante, los desembolsos asociados a mantenimientos mayores son capitalizados.

Depreciación

Las propiedades, planta y equipo se deprecian siguiendo el método lineal, excepto los activos asociados a las actividades de Exploración y Producción, los cuales se deprecian usando el método de unidades técnicas de producción. Las vidas útiles técnicas se actualizan anualmente considerando razones tales como: adiciones o mejoras (por reposición de partes o componentes críticos para la operación del activo), avances tecnológicos, obsolescencia u otros factores; el efecto de estos cambios se reconoce a partir del periodo contable en el cual se efectúa. La depreciación de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

La vida útil se define bajo los criterios de utilización prevista del activo, su desgaste físico esperado, la obsolescencia técnica o comercial y los límites legales o restricciones sobre su uso.

Las vidas útiles estimadas oscilan entre los siguientes rangos:

Planta y equipo	11 - 60 años
Ductos, redes y líneas	11 - 50 años
Edificaciones	11 - 50 años
Otros	6 - 40 años

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones y tienen una vida útil indefinida y por lo tanto no son objeto de depreciación.

Los métodos de depreciación y vidas útiles se revisan anualmente y se ajustan, si corresponde.

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible impairment en su valor recuperable. Ver notas 3.2 – Impairment (recuperación de impairment) del valor de los activos de largo plazo y 4.12 - Impairment del valor de los activos de largo plazo.

4.7 Recursos naturales y del medio ambiente

Reconocimiento y medición

El Grupo emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la NIIF 6 - Exploración y evaluación de recursos minerales.

Costos de exploración

Los costos de adquisición y exploración son registrados como activos de exploración y evaluación en curso hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o no; de no ser exitosa, todos los costos incurridos son reconocidos en el estado de ganancias y pérdidas consolidado.

Los costos de exploración incurridos con el objetivo de identificar áreas con perspectivas de contener reservas de petróleo crudo o gas incluyendo geología y geofísica, sísmica, viabilidad y otros, se reconocen como gastos cuando se incurren. Los desembolsos asociados con la perforación de pozos exploratorios y aquellos relacionados con pozos estratigráficos de naturaleza exploratoria son registrados como activos hasta que se determine si son comercialmente viables; de lo contrario, se registran en resultados como gasto de pozos secos. Otros gastos se reconocen en resultados cuando se incurre en ellos.

Un activo de exploración y evaluación ya no se clasificará como tal cuando se demuestre la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer un recurso mineral. Los activos de exploración y evaluación se revisarán por impairment y se reconocerá cualquier pérdida por impairment antes de su reclasificación.

Todos los costos capitalizados están sujetos a revisiones técnicas y comerciales al menos una vez al año para confirmar la continuidad para desarrollar y producir dichos campos; de lo contrario, estos costos se transfieren al resultado.

Los costos de exploración se presentan netos de los ingresos obtenidos de la venta de petróleo crudo durante el periodo de pruebas extensas, neto de los costos de ventas, ya que se consideran necesarios para completar el activo.

Costos de desarrollo

Los costos de desarrollo corresponden a aquellos costos incurridos para acceder a las reservas probadas de hidrocarburos y de proporcionar las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, recogida y almacenamiento. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican como recursos naturales y del medio ambiente, los costos posteriores a la etapa de exploración son capitalizados como costos de desarrollo de las propiedades que comprendan tales activos de recursos naturales. Todos los costos de desarrollo se capitalizan, incluidos los costos de perforación sin éxito de pozos de desarrollo.

Costos de producción

Son aquellos incurridos para operar y mantener los pozos productivos, así como el equipo e instalaciones correspondientes. La actividad de producción incluye la extracción del crudo y del gas a la superficie, su recolección, tratamiento y procesamiento y el almacenamiento en el campo. Los costos de producción son gastos en el momento en que se incurren a menos que adicionen reservas de petróleo crudo y gas, en tal caso son capitalizados.

Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su costo y hacen parte de las propiedades, planta y equipo

sujetos a depreciación.

Los costos capitalizados también incluyen el costo de desmantelamiento, retiro y restauración, así como el valor estimado por obligaciones ambientales futuras. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, se capitalizan en el activo correspondiente.

Los costos capitalizados también incluyen el valor de los ingresos obtenidos netos de los costos por la venta de crudo de pruebas extensas, por cuanto se consideran necesarios para completar el activo.

Amortización

La amortización de los elementos de recursos naturales y del medio ambiente es determinada según el método de unidades técnicas de producción por campo, utilizando como base las reservas probadas desarrolladas, salvo algunos casos excepcionales que demandan un mayor juicio de valor por parte de la Gerencia para determinar un mejor factor de amortización de los beneficios económicos futuros a lo largo de la vida útil del activo. Los factores de amortización se revisan anualmente, con base en el estudio de reservas y el impacto sobre cambios de dichos factores sobre el gasto por amortización, se reconoce de manera prospectiva en los estados financieros consolidados.

Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por la Junta Directiva. Las reservas probadas consisten en las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas con certeza razonable por los datos geológicos y de ingeniería que serán recuperables en años futuros a partir de reservas conocidas bajo condiciones económicas y de operación existentes, es decir, a los precios y costos que se aplican a la fecha de la estimación.

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible impairment en su valor recuperable. Ver notas 3.2 – Impairment (recuperación de impairment) del valor de los activos de largo plazo y 4.12 - Impairment del valor de los activos de largo plazo.

4.8 Capitalización de costos por préstamos

Los costos por préstamos relacionados con la adquisición, construcción o producción de un activo calificado, el cual requiera un período de tiempo sustancial para estar listo para su uso, se capitalizan como parte del costo de ese activo cuando sea probable que los beneficios económicos futuros retornen al Grupo y puedan ser medidos con fiabilidad. Los demás costos por intereses se reconocen como gastos financieros en el período en que se incurren. Los proyectos que han sido suspendidos, pero que el Grupo tiene la intención de continuar a futuro con su ejecución, no son considerados como activos calificados para el propósito de capitalizar los costos por préstamos.

4.9 Activos intangibles

Los activos intangibles con vida útil definida, adquiridos separadamente, son inicialmente registrados al costo menos la amortización acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. La amortización es reconocida bajo el método de línea recta, de acuerdo con sus vidas útiles estimadas. La vida útil estimada y el método de amortización son revisados al final de cada período de reporte; cualquier cambio en la estimación es registrada sobre una base prospectiva.

Los desembolsos originados por las actividades de investigación se reconocen como un gasto en el período en el cual se incurren.

4.10 Goodwill

El goodwill se mide inicialmente al costo (que corresponde al exceso entre la contraprestación transferida y el monto reconocido por intereses no controlantes y cualquier interés anterior mantenido sobre los activos netos identificables de los activos adquiridos y los pasivos asumidos). Después del reconocimiento inicial, el goodwill se mide al costo menos cualquier pérdida por impairment acumulada. El crédito mercantil no se amortiza, pero se revisa anualmente su

impairment.

4.11 Arrendamientos

El Grupo aplicó NIIF 16 – Arrendamientos a partir del 1 de enero de 2019, utilizando el enfoque retrospectivo modificado, bajo el cual el efecto acumulativo de la aplicación inicial se reconoce en las ganancias acumuladas. En consecuencia, la información comparativa presentada para 2018 no se re-expresa, es decir, se presenta, como se informó anteriormente, bajo la NIC 17 e interpretaciones relacionadas. Los detalles de los cambios en las políticas contables se revelan en la Nota 5.1. Adicionalmente, los requisitos de revelación de la NIIF 16 no han sido aplicados a la información comparativa.

4.12 Impairment del valor de los activos de largo plazo

Con el fin de evaluar si los activos tangibles e intangibles están deteriorados, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con el importe recuperable por lo menos en cada fecha de cierre del período, para identificar indicios de que algún activo pudiera estar deteriorado.

Para efectuar el análisis de impairment, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGEs) siempre que los mismos, individualmente considerados, no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGEs. La agrupación de los activos en diferentes UGEs, implica la realización de juicio profesional y la consideración, entre otros parámetros, de los segmentos de negocio. En este sentido, en el segmento de Exploración y Producción, una UGE corresponde a cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas "campos"; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios campos son interdependientes entre sí, dichos campos se agrupan en una única UGE. En el caso del segmento Refinación y Petroquímica, las UGE corresponden a cada una de las refinerías del Grupo y para el segmento de Transporte cada línea es considerada como una UGE independiente.

El valor recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, se reconoce una pérdida por impairment de valor en los resultados consolidados del periodo.

El valor razonable menos los costos de disposición es usualmente mayor que el valor en uso para el segmento de producción debido a algunas restricciones significativas en la estimación de los flujos de caja futuros, como son: a) futuras inversiones de capital que mejoren el desempeño de la UGE y que pueden resultar en un incremento esperado de los flujos netos de efectivo, b) partidas antes de impuestos que reflejan riesgos de negocio específicos, lo que resulta en una mayor tasa de descuento.

El valor razonable menos los costos de disposición, se determina como la suma de los flujos de caja futuros descontados, ajustados al riesgo estimado. Las estimaciones de los flujos de caja futuros se realizan con proyecciones de los precios de los productos básicos, estimaciones de la oferta y la demanda y los márgenes de los productos.

El valor razonable menos los costos de disposición, descrito arriba, es comparado con múltiplos de valoración y precios de cotización de las acciones en empresas comparables al Grupo, con el objetivo de determinar si es razonable. En el caso de los activos o UGEs que participan en la evaluación y exploración de reservas, se consideran reservas probadas, probables y posibles, con un factor de riesgo asociado a las mismas.

Una vez que se ha registrado una pérdida por impairment, el gasto por amortización futura se calcula sobre la base del importe recuperable ajustado. Las pérdidas por impairment solo pueden revertirse si la recuperación está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después de que se reconoció la pérdida. Estas reversiones no deberán exceder el valor en libros de los activos netos de depreciación o amortización que se habrían determinado si el impairment nunca se hubiera registrado.

El valor en libros de los activos no corrientes reclasificados como activos mantenidos para la venta, se compara con el valor razonable menos los contos de disposición. No se registra ninguna otra provisión por depreciación o amortización si el valor razonable menos los costos de disposición es menor que el valor en libros.

4.13 Provisiones y pasivos contingentes

Las provisiones son reconocidas cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado y que sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación y su estimación pueda ser medida con fiabilidad. En los casos aplicables, se registran a su valor presente, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo.

Si el efecto del valor temporal del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones son descontadas utilizando una tasa actual de mercado antes de impuestos que refleje, cuando corresponda, los riesgos específicos del pasivo. Cuando se reconoce el descuento, el aumento de la provisión se reconoce como gasto financiero en el estado de ganancias y pérdidas consolidado.

Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son registrados como gastos.

El reconocimiento de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y el Grupo utiliza toda la información disponible para determinar un estimado razonable de su respectivo costo.

Los pasivos contingentes no son reconocidos, pero están sujetos a revelación en las notas explicativas cuando es posible la salida de recursos; incluyendo aquellos cuyos valores no pueden estimarse.

En los casos en que se espera que la provisión se reembolse en todo o en parte, por ejemplo, en virtud de un contrato de seguros, el reembolso se reconoce como un activo separado únicamente en los casos en que tal reembolso sea prácticamente cierto. El importe reconocido para el activo no debe exceder el importe de la provisión

Obligación de retiro de activos

Los pasivos asociados al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas, relacionadas con el abandono y desmantelamiento pozos, ductos, inmuebles y equipo.

La obligación generalmente se contrae cuando los activos son instalados o cuando la superficie o el ambiente son alterados en los sitios a operar. Estos pasivos son reconocidos utilizando la técnica de flujos de caja descontados a una tasa antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado de un pasivo de riesgo similar y tomando en consideración el límite económico del campo o vida útil del activo respectivo. En el caso en que no se pueda determinar una estimación fiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tenga suficiente información disponible para realizar la mejor estimación.

El valor en libros de la provisión es revisado y ajustado anualmente considerando cambios en las variables utilizadas para su estimación, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo. Cualquier cambio en el valor presente del gasto estimado se refleja como un ajuste a la provisión y su correspondiente propiedad, planta y equipo o recursos naturales y ambientales. Cuando se presenta una disminución en la obligación de retiro de activos relacionada con un activo productivo que excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas consolidado. El costo financiero de actualización de estos pasivos es reconocido en el resultado del periodo, como gasto financiero.

4.14 Impuesto a las ganancias y otros impuestos

El gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto a la renta por pagar del periodo corriente y el efecto del impuesto diferido en cada periodo.

El impuesto a las ganancias es registrado en resultados, excepto cuando estén relacionados con partidas reconocidas en otros resultados integrales, en cuyo caso el impuesto es registrado en el otro resultado integral. Los activos y pasivos por impuestos son presentados de manera separada en los estados de situación financiera consolidados, excepto cuando exista un derecho de compensación dentro de las jurisdicciones fiscales y la intención para cruzar tales saldos sobre una base neta.

Para las entidades que tributan en Colombia, los impuestos son pagados de acuerdo al resultado individual de cada Compañía y no bajo una base consolidada

4.14.1 Impuesto corriente

El Grupo determina la provisión del impuesto a las ganancias con base en el mayor valor entre la utilidad gravable y la renta presuntiva (el valor mínimo estimado de rentabilidad que la ley prevé para cuantificar y liquidar el impuesto a las ganancias). La utilidad fiscal difiere de la utilidad reportada en el estado consolidado de ganancias y pérdidas, debido a: partidas de ingresos o gastos imponibles o deducibles en diferentes periodos fiscales, deducciones tributarias especiales, pérdidas fiscales y partidas contabilizadas que conforme a las normas tributarias aplicables en cada jurisdicción se consideren no gravables o no deducibles

4.14.2 Impuestos diferidos

El impuesto diferido se contabiliza de acuerdo con el método del pasivo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se reconocen por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a las diferencias entre los importes en libros de los activos y pasivos existentes en los estados financieros consolidados y sus bases impositivas respectivas. Se reconoce un pasivo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias imponibles. Se reconoce un activo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias deducibles y para todas las pérdidas fiscales a amortizar, en la medida en que exista una expectativa razonable de que el Grupo tendrá ganancias fiscales futuras con las que pueda compensar dichas diferencias temporales.

Los impuestos diferidos sobre los activos y pasivos se calculan sobre la base de las tasas impositivas que se esperan aplicar durante los años en los que se reviertan las diferencias temporales entre los importes en libros y las bases impositivas.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos está sujeto a revisión al final de cada período de presentación y se disminuye en la medida en que se estima probable que no habrá suficientes ganancias fiscales futuras para realizar el activo en términos individuales para cada entidad que tributa en Colombia.

En el estado de situación financiera consolidado, los activos por impuestos diferidos se compensan con los pasivos por impuestos diferidos, dependiendo de la posición fiscal en la entidad que los genera.

Los impuestos diferidos no se reconocen cuando surgen en el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción (excepto en una combinación de negocios) y por tanto, en el momento de la transacción, no afecta la utilidad contable o fiscal. Tampoco se reconocen sobre la posible distribución futura de utilidades acumuladas de subsidiarias o inversiones contabilizadas por el método de participación, si al momento de la distribución puede ser controlado por Ecopetrol y es probable que las ganancias acumuladas sean reinvertidas y, por lo tanto, no será distribuido a Ecopetrol.

4.14.3 Otros impuestos

El Grupo reconoce en el resultado del periodo costos y gastos por otros impuestos diferentes al impuesto a las ganancias, tales como el impuesto a la riqueza, el cual se determina con base en el patrimonio fiscal, el impuesto de industria y comercio que grava los ingresos obtenidos en los municipios por el desarrollo de actividades comerciales, industriales y de servicios, y el impuesto de transporte que grava los volúmenes cargados en los sistemas de transporte. Los impuestos son calculados de acuerdo con la normatividad fiscal vigente. Para mayor detalle ver Nota 10

4.15 Beneficios a empleados

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo (Acuerdo 01 de 1977) y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de beneficios determinados por la legislación laboral, los empleados de Ecopetrol tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como del salario básico. Se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados por cesantías a favor de cada trabajador y se prevé el pago de indemnizaciones cuando se presenten circunstancias especiales que den lugar a la terminación del contrato, sin justa causa, y en períodos diferentes al de prueba.

Ecopetrol pertenecía al régimen especial de pensiones. Bajo este régimen las mesadas pensionales estaban a cargo de Ecopetrol, no a cargo de una Administradora de Pensiones. Sin embargo, la Ley 797 del 29 de enero de 2003 y el acto legislativo 001 de 2005 establecieron que Ecopetrol no pertenecería más a dicho régimen sino que en adelante sus empleados estarían vinculados al Sistema General de Pensiones. En consecuencia, los empleados que se jubilaron con Ecopetrol hasta el 31 de julio de 2010 siguen recibiendo mesadas a cargo de la Compañía. De igual manera, estos empleados tienen derecho a dicho bono pensional si trabajaron con Ecopetrol antes del 29 de enero de 2003, pero cuyo contrato de trabajo terminó, sin renovación antes de esa fecha.

Todas las prestaciones sociales de empleados ingresados con anterioridad a 1990 son responsabilidad de Ecopetrol sin intervención de organismo o institución de seguridad social. El costo de los servicios de salud del empleado y de sus familiares inscritos se determina mediante la tabla de morbilidad, preparada con base en los hechos acaecidos durante el año.

Para los trabajadores que ingresaron a partir de la vigencia de la Ley 50 de 1990, la Compañía hace aportes periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones.

En 2008, Ecopetrol conmutó parcialmente el valor correspondiente a mesadas de su pasivo pensional, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional (PAP's). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados a la Compañía hasta que se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales. La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

Los beneficios a empleados se dividen en cuatro grupos así:

a) Beneficios a empleados a corto plazo y beneficios post-empleo de aportaciones definidas

Los beneficios a empleados a corto plazo corresponden principalmente a aquellos cuyo pago será totalmente atendido en el término de los doce meses siguientes al cierre del periodo en el cual los empleados han prestado sus servicios. Estos incluyen principalmente salarios, cesantías, vacaciones, bonos y otros beneficios.

Los beneficios post-empleo de aportaciones definidas corresponden a los pagos periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales que la Compañía realiza a los respectivos fondos privados que asumen en su totalidad estas obligaciones.

Los anteriores beneficios se reconocen como un gasto con su pasivo asociado después de deducir cualquier valor ya pagado.

b) Beneficios a empleados post-empleo por beneficios definidos

En los planes de beneficios definidos, el Grupo suministra los beneficios acordados a los empleados actuales y anteriores, y asume los riesgos actuariales y de inversión.

Los siguientes conceptos son clasificados como planes de beneficios definidos de largo plazo y son registrados en los estados financieros consolidados, de acuerdo con los cálculos realizados anualmente por un actuario independiente:

- Pensiones
- Bonos pensionales
- Salud
- Plan educativo
- Cesantías retroactivas

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera consolidado en relación con estos planes de beneficios, corresponde al valor presente de las obligaciones por prestaciones definidas en la fecha del balance, menos el valor razonable de los activos del plan.

La obligación por prestaciones definidas es calculada anualmente por actuarios independientes utilizando el método de la

unidad de crédito proyectado, el cual tiene en cuenta los años de servicio de los empleados y para pensiones, la remuneración promedio o final. Dicha obligación se descuenta al valor presente utilizando los tipos de interés de bonos del Gobierno de alta calidad, denominados en la moneda en que se pagarán los beneficios y con una duración similar a cada plan.

Estas valuaciones actuariales involucran varios supuestos que podrían diferir de los acontecimientos que efectivamente tendrán lugar en el futuro. Estos supuestos incluyen la determinación de la tasa de descuento, los aumentos salariales futuros, los índices de mortalidad y los aumentos futuros de las pensiones. Debido a la complejidad de la valuación y los supuestos subyacentes, y a la naturaleza de largo plazo de estos planes, las obligaciones por beneficios definidos son extremadamente sensibles a los cambios en estos supuestos. Todos estos supuestos clave se revisan a cada fecha de cierre del período sobre el que se informa.

Al determinar la tasa de descuento apropiada, ante la ausencia de un amplio mercado de bonos de alta calidad, la Gerencia considera las tasas de interés correspondientes a los bonos TES clase B negociables emitidos por el Gobierno Colombiano como su mejor referencia a una tasa de descuento apropiada con vencimientos extrapolados en línea con el plazo de duración esperado para cada plan de beneficios. El índice de mortalidad se basa en las tablas de mortalidad del país en particular, de las cuales su última versión es la tabla RV08 publicada en la resolución 1555 de octubre de 2010. Los incrementos futuros de salarios y pensiones se vinculan con los índices de inflación futuros esperados para cada país. La Nota 21 – Provisiones por beneficios a empleados provee más detalles sobre los supuestos clave utilizados.

Los valores reconocidos en el estado de ganancias y pérdidas consolidado de los planes de beneficios definidos comprenden principalmente el costo del servicio y los intereses netos. El costo del servicio comprende principalmente el aumento en el valor presente de la obligación de los beneficios resultantes durante el período (costo del servicio corriente) y los valores resultantes un nuevo plan de beneficios. Las modificaciones del plan corresponden a los cambios en los beneficios y generalmente se reconocen cuando se han recibido todas las aprobaciones legales y reglamentarias y los efectos se han comunicado a los empleados involucrados. El interés neto se calcula utilizando el pasivo neto por beneficios definidos comparado con la curva de rendimiento de la tasa de descuento al inicio de cada año para cada plan. Las remediciones del pasivo neto por beneficios definidos resultante de ganancias y pérdidas actuariales, el efecto del techo de los activos y la rentabilidad de los activos del plan, excluyendo el valor reconocido en el resultado, se reconocen en el otro resultado integral.

Cuando los activos del plan exceden la obligación bruta, el activo reconocido se limita al menor entre el superávit del plan de beneficios definidos y el techo de los activos determinado usando una tasa de descuento basada en bonos del Gobierno Colombiano.

(a) Otros beneficios a largo plazo

Los otros beneficios a largo plazo incluyen la prima por quinquenio que hace parte del cálculo actuarial de la Compañía. Este beneficio es un bono en efectivo que se acumula sobre una base anual y se paga al final de cada cinco años a los empleados. El Grupo reconoce en el estado de ganancias y pérdidas consolidado el costo del servicio, el costo financiero neto y los ajustes a la obligación del plan de beneficio definido.

(b) Beneficios por terminación

Un plan de beneficio por terminación laboral es reconocido sólo cuando existe un plan detallado para dicho proceso y no exista posibilidad de retirar la oferta. El Grupo reconoce un pasivo y un gasto por beneficios de terminación en la fecha más temprana entre la fecha en donde no se puede retirar la oferta de dichos beneficios o aquella en la que se reconocen los costos de restructuración.

4.16 Reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes

El negocio del Grupo Empresarial Ecopetrol se fundamenta en tres fuentes principales de ingresos de contratos con clientes: 1) venta de crudo y gas, 2) servicios asociados al transporte de hidrocarburos y 3) venta de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles. Estas fuentes de ingresos obedecen a modalidades de contratos tales como suministro de productos, nominaciones y órdenes de venta. El ingreso de contratos con clientes generado es reconocido cuando el control de los bienes o servicios son transferidos al cliente en un valor que refleje la contraprestación que el Grupo espera

recibir a cambio de tales productos o servicios.

Venta de crudo y gas

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, esto generalmente ocurre cuando los productos son físicamente entregados a través de carro-tanques, ductos u otros métodos de entrega considerando sus riegos y beneficios cumpliendo así con las obligaciones de desempeño que tiene el Grupo con sus clientes.

Para algunos contratos de suministro de gas con periodo de reposición, se discrimina entre las cantidades de gas consumidas y no consumidas, para reconocer el respectivo ingreso o pasivo por las cantidades que se solicitarán a futuro. Una vez el cliente reclame este gas, se reconoce el ingreso.

Servicios asociados al Transporte de Hidrocarburos

Los ingresos por servicios de transporte se reconocen en la medida en que se presta el servicio al cliente y no existan condiciones contractuales que impidan reconocer el ingreso. Las compañías del Grupo asumen un rol de principal en la prestación de estos servicios.

Los contratos Ship/Take or Pay de venta de productos, almacenamiento y transporte especifican cantidades mínimas de producto o servicio que pagará un cliente, incluso si este no los recibe o los usa (cantidades deficientes). Si el Grupo espera que el cliente recupere todas las cantidades deficientes a las que tiene derecho contractualmente, cualquier cargo recibido relacionado con las deficiencias temporales que se compensarán en un período futuro, se diferirá y se reconocerá ese monto como ingreso cuando ocurra cualquiera de las siguientes situaciones:

a) El cliente ejerce el derecho ó
b) La posibilidad de que el cliente ejerza el derecho a los volúmenes o servicios de deficiencia es remota.

Productos Refinados y Biocombustibles

En el caso de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles, tales como combustóleos, asfaltos, polietilenos, G.L.P. y propanos y gasolinas entre otros, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados y entregados por la refinería; posteriormente, son ajustados por cambio de precios, en el caso de productos con precios regulados.

En los demás casos, el Grupo reconoce los ingresos en el momento en que se satisface la obligación de desempeño y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago.

En cumplimiento con la normatividad local vigente, Ecopetrol comercializa gasolina regular y ACPM a precio regulado.

De conformidad con el Decreto 1068 de 2015, corresponde al Ministerio de Minas y Energía calcular y liquidar la posición neta semestral de Ecopetrol y para cada combustible a ser estabilizado por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). La posición neta corresponde a la sumatoria de los diferenciales a lo largo del semestre, cuyo resultado será el monto en pesos a favor de la Compañía con cargo a los recursos del FEPC. El diferencial corresponde al producto entre el volumen reportado por la Compañía al momento de la venta y la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia, siendo el precio de paridad aquel que corresponde a los precios diarios de la gasolina motor y ACPM observados durante el mes, expresados en pesos, referenciados al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, calculado aplicando la Resolución 18 0522 de 2010 y el precio de referencia es el Ingreso al Productor definido por el Ministerio de Minas y Energía para estos efectos. Por consiguiente, este diferencial constituye un mayor o menor valor del ingreso por ventas para Ecopetrol.

De acuerdo con los perfiles de riesgo, el Grupo Empresarial maneja sistemas de pago anticipado para algunos de sus contratos con clientes.

Componente financiero significativo

Generalmente los pagos recibidos de clientes son en el corto plazo. Haciendo uso de la solución práctica el Grupo no ajusta el valor comprometido como contraprestación para dar cuenta de los efectos de un componente de financiación si se espera, al comienzo del contrato, que el periodo entre el momento en que se transfiere el bien o servicio comprometido al cliente y el momento en que el cliente paga por ese bien o servicio sea de un año o menos.

Consideraciones variables

Al momento cumplir con las obligaciones establecidas en los contratos con clientes, vía la entrega del producto o la prestación del servicio, pueden existir componentes variables del precio de la transacción tales como el tipo de cambio en las exportaciones de crudo o la fluctuación de precios internacionales. En estos casos, el Grupo efectúa la mejor estimación del precio de la transacción que refleje los bienes y servicios transferidos a los clientes.

En cuanto a las cláusulas de los contratos firmados con clientes, no se contemplan consideraciones variables asociadas a derechos de reembolso, rebajas o descuentos.

Consideraciones no monetarias

El Grupo Empresarial establece dentro de sus contratos con clientes que la contraprestación será monetaria en todos sus casos, por lo cual no hay consideraciones asociadas a pagos en especie.

Anticipos de clientes

Corresponden a obligaciones contractuales en las cuales el Grupo recibe recursos monetarios de clientes para efectuar posteriormente la transferencia de los bienes y servicios. Estos anticipos realizados por los clientes hacen parte de las políticas y evaluación de riesgo definidas por el Grupo Empresarial.

4.17 Costos y gastos

Los costos y gastos se presentan de acuerdo a su naturaleza, detallando en las respectivas notas la composición del costo de ventas y los gastos asociados a las actividades de administración, operación, proyectos y otros gastos.

4.18 Ingresos (gastos) financieros

Los ingresos y gastos financieros incluyen principalmente: a) costos por intereses de préstamos y financiaciones, excepto los que son capitalizados como parte del costo del activo, b) valoración de ganancias y pérdidas de instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambio a resultados, c) diferencias en cambio de activos y pasivos financieros, excepto los instrumentos de deuda designados como instrumento de cobertura, d) gastos por actualización financiera de pasivos a largo plazo (costos de abandono y pasivo pensional), e) los dividendos derivados de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable con cambio en el otro resultado integral.

4.19 Información por segmento de negocio

El Grupo presenta las correspondientes revelaciones relacionadas con sus segmentos de negocio en sus estados financieros consolidados de acuerdo con el párrafo 4 de la NIIF 8 – Segmentos de operación.

La operación del Grupo se realiza a través de tres segmentos de negocio: 1) Exploración y producción, 2) Transporte y logística y 3) Refinación, petroquímica y biocombustibles.

Esta segmentación se basa en la gestión de objetivos y plan estratégico de la Compañía teniendo en cuenta que estos negocios: (a) se dedican a actividades comerciales diferenciales, de las que se generan los ingresos y se incurren los costos y gastos; (b) los resultados de operación son revisados regularmente por el Gobierno del Grupo que toma las decisiones de operación para asignar recursos a los segmentos y evaluar su desempeño; y (c) se dispone de información financiera diferenciada. Las transferencias internas representan las ventas a los segmentos entre Compañías y se registran y se

presentan a precios de mercado.

a) **Exploración y producción:** Este segmento incluye las actividades relacionadas con la exploración y producción de petróleo crudo y gas. Los ingresos se derivan de la venta a precios de mercado de petróleo crudo y gas natural a otros segmentos y a terceros (distribuidores locales y extranjeros). Los costos incluyen los costos incurridos en la producción. Los gastos incluyen todos los costos de exploración que no se capitalizan.

b) **Transporte y logística:** Este segmento incluye los ingresos y costos asociados con la operación de transporte y distribución de hidrocarburos, derivados y productos.

c) **Refinación, petroquímica y biocombustibles:** Este segmento incluye las actividades realizadas en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, donde los crudos que llegan de los campos de producción son refinados o procesados. Los ingresos provienen de la venta de productos a otros segmentos y a clientes nacionales y del exterior e incluyen productos refinados y petroquímicos a precios de mercado y en algunos combustibles a precio regulado. Este segmento también incluye ventas de servicios industriales a clientes.

Ver información de segmentos en la Nota 32.

5. Nuevos estándares y cambios normativos

5.1 Nuevos estándares adoptados por el Grupo, efectivos a partir del 1 de enero de 2019

NIIF 16 – Arrendamientos

A partir del 1 de enero de 2019, el Grupo adoptó por primera vez la NIIF 16 "Arrendamientos", la naturaleza y efectos de estos cambios se menciona a continuación:

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 y reemplaza la NIC 17 "Arrendamientos", CINIIF 4 "Determinación de si un acuerdo contiene un contrato de arrendamiento", SIC-15 "Arrendamientos operacionales – Incentivos" y SIC-27 "Evaluación de la parte de las transacciones que involucran de forma legal un arrendamiento". La NIIF 16 fija los principios de reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere a los arrendatarios contabilizar todos sus arrendamientos bajo un modelo de registro en balance similar al registro de los arrendamientos financieros bajo NIC 17. El estándar incluye dos exenciones de reconocimiento para los arrendatarios - los arrendamientos de activos "de bajo valor" y los arrendamientos a corto plazo (término de arriendo de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un arrendamiento, un arrendatario reconocerá una obligación correspondiente al total de pagos del arrendamiento y un activo que representa el derecho de usar el activo subyacente durante el término de arriendo. Se requerirá que los arrendatarios reconozcan separadamente el costo de interés sobre la obligación y el costo de depreciación al activo por derecho de uso.

El Grupo aplicó la NIIF 16 utilizando el enfoque retrospectivo modificado, sobre los contratos anteriormente identificados como arrendamientos bajo NIC 17 y CINIIF 4.

a) Efecto de la adopción

El Grupo reconoció activos por derecho de uso y subarrendamientos por $490,245 al 1 de enero de 2019, cuya contrapartida fueron los pasivos por arrendamiento. No hubo ningún efecto en los resultados acumulados.

b) Resumen de las nuevas políticas contables

Definición de un arrendamiento

Anteriormente, el Grupo determinaba al inicio del contrato si un acuerdo era o contenía un arrendamiento según la CINIIF 4 – "Determinación de si un acuerdo es o contiene un arrendamiento", ahora evalúa si un contrato es, o contiene, un arrendamiento si transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Para evaluar si un contrato transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado, se utiliza la definición de arrendamiento contenido en la NIIF 16.

Arrendamiento como arrendatario:

En la fecha de inicio de un arrendamiento, el Grupo reconoce una obligación correspondiente al total de pagos del arrendamiento y un activo que representa el derecho de usar el activo subyacente durante el término de arriendo. Se reconocen separadamente el costo de interés sobre la obligación y el costo de depreciación al activo por derecho de uso.
En el reconocimiento posterior el Grupo remide la obligación de arrendamiento ante la ocurrencia de acontecimientos como: a) cambios del término del arrendamiento, b) cambios de los futuros pagos de arriendo que son resultado de un cambio de un índice o la tasa usada para determinar los pagos. El monto de la nueva medición de la obligación de arriendo se reconocerá como un ajuste al activo por derecho de uso.

El Grupo en la fecha de aplicación inicial (1 de enero de 2019) optó por utilizar las exenciones de arrendamientos para los contratos en los cuales el periodo de ejecución es menor a 12 meses, activos subyacente es considerado de bajo valor, tasa incremental de endeudamiento en la fecha de aplicación inicial y medición del activo por el mismo valor del pasivo.

Arrendamiento como arrendador:

El Grupo clasifica como financieros cuando los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo. Los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Si el arrendamiento es clasificado como financiero el Grupo registra una cuenta por cobrar en el estado de situación financiera, por importe igual a la inversión neta en el arrendamiento.

En los arrendamientos clasificados como operativos se reconocen en el estado de resultados integral los ingresos por los pagos de forma lineal.

Activos por derecho de uso

El Grupo reconoce los activos de derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos cualquier depreciación acumulada y pérdidas por impairment, y se ajustan si existe alguna nueva medición de los pasivos por arrendamiento. Los activos reconocidos por derecho de uso se amortizan en línea recta durante el plazo del arrendamiento. Los activos por derecho de uso están sujetos a evaluación por impairment.

Pasivos por arrendamiento

En la fecha de inicio del arrendamiento, el Grupo reconoce los pasivos por arrendamiento medidos al valor presente de los pagos por arrendamiento que se realizarán durante el plazo del contrato. Los pagos variables que no dependan de un índice o una tasa se reconocen como gasto en el período en el que un evento o condición indiquen que el pago ocurrirá.

Para el cálculo del valor presente de los pagos por arrendamiento, el Grupo utiliza la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de inicio del arrendamiento. El valor en libros de los pasivos por arrendamiento se vuelve a medir si hay un cambio en el plazo del arrendamiento, en los pagos fijos o en la evaluación para comprar el activo subyacente.

Arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor

El Grupo aplica la exención de reconocimiento a sus arrendamientos para los contratos que tienen un plazo de ejecución de 12 meses o menos a partir de la fecha de inicio y no contienen una opción de compra y los contratos en los cuales el activo subyacente se considera de bajo valor.

Contratos de asociación (JOA)

En los contratos de asociación JOA se analiza quien controla el uso del activo y de acuerdo a ello se determina el método de reconocimiento de los derechos de uso. Si quien controla el uso del activo es el operador, este deberá reconocer en sus estados financieros el 100% del derecho. Si quien controla es el JOA, se analiza si el contrato cumple con las características de un subarrendamiento, y en ese caso cada parte deberá reconocer proporcionalmente a su participación el derecho de uso. Ecopetrol reconoce al 100% los derechos de uso en los contratos de asociación (JOA) en los que participa como

operador.

c) Montos reconocidos en el estado de situación financiera y en el estado de ganancias y pérdidas

A continuación, se detallan los valores en libros de los activos por derecho de uso, los pasivos por arrendamiento y los movimientos del período:

	Activos por derecho de uso					
	Terrenos y edificaciones	Maquinaria y Equipo	Vehículos	Activos por derecho de uso	Subarrendamientos	Pasivos por arrendamiento
Saldo al 31 de diciembre de 2018	-	-	-	-	-	797,889
Implementación IFRS 16 1 enero	236,519	78,412	145,704	**460,635**	29,610	490,245
Adiciones (2)	26,252	123,341	74,900	**224,493**	-	224,493
Amortización del periodo	(44,254)	(50,944)	(80,156)	**(175,354)**	-	-
Deterioro	-	(53,488)	-	**(53,488)**	-	-
Bajas	(4)	(57)	-	**(61)**	-	(50)
Costo financiero	-	-	-	-	3,302	76,139
Pagos de capital e intereses	-	-	-	-	(3,476)	(300,326)
Diferencia en cambio	-	-	-	-	-	2,564
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**218,513**	**97,264**	**140,448**	**456,225**	**29,436**	**1,290,954**

(1) Corresponde al saldo reconocido por el Grupo como arrendamiento financiero bajo NIC 17.

El análisis de impairment realizado por el Grupo incluyó los activos por derecho de uso.

6. Efectivo y equivalentes de efectivo

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
Bancos y corporaciones	5,813,306	4,511,078
Inversiones financieras	1,262,105	1,799,597
Caja	347	1,069
	7,075,758	**6,311,744**

Se incluyen recursos restringidos al 31 de diciembre de 2019 por $85,286 (2018 por $92,331), principalmente destinados para el pago exclusivo de capital e intereses de préstamos incurridos por Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. y Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. El uso de las inversiones financieras a corto plazo depende de los requerimientos de liquidez del Grupo.

El valor razonable del efectivo y equivalentes se aproxima a su valor registrado en libros debido a su naturaleza de corto plazo y su alta liquidez.

La tasa de rendimiento efectiva del efectivo y equivalentes al 31 de diciembre de 2019 fue del 3,2% (2018 – 3%).

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con el efectivo y equivalentes:

	A 31 de diciembre de	
Calificación	**2019**	**2018**
AAA	3,851,656	3,092,236
A-1	1,244,462	512,757
BRC1+	673,342	470,623
BBB	569,514	1,305,037
F1+	244,547	222,454
AA	229,473	107,520
A	167,404	-
A-2	89,996	147,186
BB	43	-
Baa2	10	-
A+	-	-
A1	-	394,696
F1	-	48,566
Sin calificación disponible	5,311	10,669
	7,075,758	**6,311,744**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.7.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	A 31 de diciembre de	
	2019	**2018**
Corriente		
Clientes		
Exterior	2,759,993	2,404,531
Nacionales	2,015,517	1,512,821
Fondo de estabilización de precios (1)	256,303	3,828,691
Servicios industriales	47,691	154,152
Partes relacionadas (Nota 30)	27,449	23,480
Cuentas por cobrar a empleados	95,693	78,459
Deudores varios	497,688	192,109
	5,700,334	**8,194,243**
No corriente		
Cuentas por cobrar a empleados	508,588	470,609
Clientes Nacionales	52,819	-
Partes relacionadas (Nota 30)	93,657	117,824
Deudores varios	131,732	167,141
	786,796	**755,574**

(1) Corresponde a la aplicación del Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). El Grupo recibió durante el 2019 $5,359,869 por parte del Fondo de Estabilización así: Ecopetrol $4,435,974 y Reficar $923,895 correspondientes a las liquidaciones de 2018 y primeros tres trimestres de 2019.

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar se aproxima a su valor razonable.

El movimiento de la provisión por deterioro de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar por deudas de difícil cobro es como sigue:

	A 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Saldo inicial	**268,654**	**170,016**	**144,329**
Adiciones (recuperaciones) de provisiones	14,158	107,725	35,229
Castigo de Cartera y utilizaciones	(21)	(9,087)	(9,542)
Saldo final	**282,791**	**268,654**	**170,016**

8. Inventarios, neto

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
Crudo	1,965,022	1,958,572
Combustibles y petroquímicos	1,876,247	1,524,548
Materiales para producción de bienes	1,816,830	1,617,287
	5,658,099	**5,100,407**

El movimiento de la provisión de inventarios es como sigue:

	A 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Saldo inicial	**86,938**	**194,507**	**265,435**
Adiciones (recuperaciones)	44,191	(115,778)	9,134
Ajuste por conversión	(371)	9,717	(4,266)
Utilizaciones, traslados y reclasificaciones	768	(1,508)	(75,796)
Saldo final	**131,526**	**86,938**	**194,507**

Los inventarios de crudo, combustibles y petroquímicos se ajustan al menor entre el costo y el valor neto de realización, producto de las fluctuaciones de los precios internacionales del crudo. El monto registrado por este concepto en 2019 ascendió a $9,759 (2018 – $30,252).

9. Otros activos financieros

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
Activos medidos a valor razonable con cambio a resultados		
Portafolio de inversiones - Moneda nacional	1,630,149	3,389,869
Portafolio de inversiones - Moneda extranjera	3,340,908	4,754,369
	4,971,057	**8,144,238**
Activos medidos a costo amortizado	3,367	3,577
Instrumentos de cobertura	4,868	-
	4,979,292	**8,147,815**
Corriente	1,624,018	5,321,098
No corriente	3,355,274	2,826,717
	4,979,292	**8,147,815**

La rentabilidad del portafolio de inversiones en pesos colombianos y dólares fue de aproximadamente 5,4% y aproximadamente 3,6%, respectivamente. (2018: 5.4% y 2.1%).

La medición a valor razonable es reconocida contra el resultado financiero (Nota 28).

9.1 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 ningún recurso del portafolio de inversiones se encontraba restringido.

9.2 Vencimientos

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
< 1 año	1,624,018	5,321,098
1 - 2 años	983,571	1,847,241
2 - 5 años	1,791,549	823,425
> 5 años	580,154	156,051
	4,979,292	**8,147,815**

9.3 Valor razonable

La siguiente es la clasificación de los otros activos financieros registrados a valor razonable, correspondiente al portafolio de inversiones:

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
Nivel 1	472,547	372,636
Nivel 2	4,503,378	7,771,602
	4,975,925	**8,144,238**

No se presentaron transferencias entre niveles de jerarquía durante los años 2019 y 2018.

Los títulos del portafolio del Grupo se valoran de manera diaria siguiendo lo estipulado por la Superintendencia Financiera de Colombia. Para lo anterior, se utiliza la información provista por entidades autorizadas para dicho fin, las cuales recogen los datos de mercados activos. Para aquellos casos en los cuales no se cuenta con datos de mercado, se recurre a otros datos observables directa o indirectamente.

Para las inversiones denominadas en dólares se tiene como proveedor de información a Bloomberg y para las denominadas en pesos a Precia, entidad autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia para la prestación de este servicio.

Dentro del proceso de valoración de las inversiones, adicional a la información utilizada para la valoración, se tienen en cuenta otros aspectos relevantes tales como la calificación del emisor, clasificación de la inversión y el análisis de riesgos del emisor realizado por el Grupo, lo que permite llegar a la clasificación de nivel de jerarquía adecuada de las inversiones.

9.4 Calificación crediticia

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con los otros activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados:

	Al 31 de diciembre de	
Calificación	2019	2018
AAA	2,707,019	3,105,894
A+	712,934	161,160
AA	477,423	15,430
F1+	350,325	353,175
AA-	186,325	455,584
AA+	155,012	193,747
A	186,222	80,334
BBB	159,968	-
A1	18,168	3,148,043
BRC1+	-	611,905
BBB+	-	18,731
Otras calificaciones	25,896	235
	4,979,292	**8,144,238**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.7.

10. Impuestos

10.1 Activos y pasivos por impuestos corrientes

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Activos por impuestos corrientes		
Anticipos y otros impuestos (1)	714,197	211,558
Impuesto a las ganancias (2)	190,605	765,399
Saldo a favor en impuestos (3)	614,005	54,350
	1,518,807	**1,031,307**
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (2)	1,967,353	1,065,688
Impuesto de industria y comercio	195,776	174,207
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	145,569	141,408
Impuesto al carbono	54,586	48,520
Impuesto al valor agregado	33,098	168,185
Otros impuestos (4)	174,397	153,292
	2,570,779	**1,751,300**
Pasivos por impuestos no corrientes		
Impuesto a las ganancias - obras por impuestos (5)	70,543	-

(1) Incluye el descuento tributario potencial por IVA incurrido en adquisición de activos fijos reales productivos, de conformidad a lo establecido en el artículo 83 de la Ley 1943 de 2018 – Ley de Financiamiento; y anticipos de impuesto territoriales

(2) Corresponde principalmente a la provisión para el impuesto de renta del año 2019 neto de autorretenciones, saldos a favor, descuentos y anticipos liquidados en la declaración del año inmediatamente anterior.

(3) Contiene principalmente el valor de saldo a favor por IVA, entre otros.

(4) Incluye principalmente regalías, impuesto de transporte entre otros.

(5) Mecanismo de obras por impuestos reglamentado por el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016 – Reforma tributaria, que lo estableció como forma de pago del impuesto de renta de los años 2017 y 2018. En cumplimiento al mencionado artículo, en mayo de 2018 y 2019, las Compañías del Grupo reconocieron un activo y un pasivo por el valor de los proyectos adjudicados para cada vigencia fiscal.

10.2 Impuesto a las ganancias

La Corte Constitucional declaró inexequible la Ley 1943 de 2018 (Ley de Financiamiento) y estableció que dicha decisión tendría efecto a partir del 1 de enero de 2020 y que las situaciones jurídicas consolidadas en virtud de ésta ley deben respetarse. A continuación, indicamos las disposiciones fiscales aplicables en Colombia para el año gravable 2019:

- La tarifa general del impuesto sobre la renta aplicable para sociedades nacionales, establecimientos permanentes y entidades extranjeras será del 33%.

- La tarifa del impuesto sobre la renta para el año gravable 2018 fue del 33% y una sobretasa del 4%, la cual aplicó cuando la base del impuesto sobre la renta fue superior a $800.

- Las compañías ubicadas en zona franca tributan a una tarifa del 20%. Si la compañía ubicada en zona franca posee un Contrato de Estabilidad Jurídica (en adelante, CEJ), la tarifa del impuesto sobre la renta continuará siendo del 15% durante la vigencia de dicho contrato. Este es el caso de Refinería de Cartagena S.A.S. ("Reficar"), Bioenergy Zona Franca S.A.S. ("Bioenergy Zona Franca") y Esenttia Masterbatch Ltda. ("Esenttia MB").

- Para los años 2018 y 2019, la tarifa aplicable para efectos de calcular el impuesto sobre la renta bajo el sistema de renta presuntiva será del 3.5% y 1.5% del patrimonio líquido del contribuyente del año inmediatamente anterior, respectivamente.

- Para el año gravable 2019, el Grupo tiene empresas que liquidan sobre renta líquida a la tarifa del 33%, compañías en zona franca, que tributan a la tarifa del 15% (poseen CEJ) y del 20% y otras con rentas del exterior con tarifas de otros países.

- Se ajustan los sistemas de depreciación fiscal a los contables y establece un límite al porcentaje de depreciación anual con base en la tabla establecida en la reforma tributaria. Por otra parte, La amortización de las inversiones petrolíferas se hará con base en unidades técnicas de producción tal y como se hace contablemente.

- Los gastos de adquisición de derechos de exploración, geología y geofísica, perforaciones exploratorias, entre otros, serán capitalizables para efectos fiscales hasta que se establezca la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer el recurso.

- Las pérdidas fiscales generadas a partir del 1 de enero de 2017 se podrán compensar con las rentas líquidas generadas en los siguientes 12 años.

- De conformidad con el artículo 290 de la Ley 1819 de 2016, los excesos de renta presuntiva sobre renta líquida generados antes de 2017 en el impuesto sobre la renta y el CREE que no hayan sido compensados, están sujetos para su compensación a la aplicación de una fórmula contenida en dicho artículo y sujetas al término establecido en el artículo 189 del Estatuto Tributario.

En 2019, el Gobierno Nacional expidió la Ley 2010, con la cual se modificaron ciertos aspectos sustanciales. (Ver mayor detalle en nota 10.2.4. Reforma tributaria)

Firmeza de las declaraciones del impuesto sobre la renta

A partir del año 2017, el término general de firmeza de las declaraciones tributarias es de 3 años a partir de la fecha de su vencimiento o a partir de la fecha de su presentación, cuando estas hayan sido presentadas de forma extemporánea. Para las Compañías del Grupo que están sujetas al cumplimiento de la normatividad de precios de transferencia, el término de su firmeza es de 6 años.

Respecto de aquellas declaraciones en las cuales se presenten saldos a favor, el término de firmeza es de 3 años, desde la fecha de la presentación de la solicitud de devolución o compensación.

Las declaraciones tributarias en las que se compensen pérdidas fiscales quedarán en firme a los 6 años contados a partir de la fecha de su presentación. Aquellas declaraciones en las que se liquiden pérdidas fiscales, el término de firmeza es de 12 años y si las pérdidas se compensan en los últimos 2 años, de los 12 permitidos, su término de firmeza se extenderá hasta 3 años más, desde el año de su compensación.

Las declaraciones de impuestos que presenten pérdidas fiscales pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los seis (6) años siguientes a la fecha de presentación y/o corrección.

Gasto por impuesto a las ganancias

	Al 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
Corriente	7,117,040	7,539,093	5,108,548
Diferido	(2,487,108)	(153,330)	307,449
Ejercicios anteriores	(33,519)	(63,744)	218,947
Gasto por impuesto a las ganancias	**4,596,413**	**7,322,019**	**5,634,944**

Conciliación del gasto por impuesto a las ganancias

La conciliación entre el gasto por impuesto a las ganancias y el impuesto determinado con base en la tarifa legal aplicable al Grupo en Colombia es la siguiente:

	Al 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
(Pérdida) utilidad antes de impuestos	**19,098,912**	**19,855,851**	**13,036,866**
Tasa de renta nominal	33%	37%	40%
Impuesto de renta a tasa nominal	**6,302,641**	**7,346,665**	**5,214,747**
Ajustes para el cálculo de la tasa efectiva:			
Gastos no deducibles	293,685	62,036	201,776
Ajuste por diferencial de tasa	73,248	410,397	103,350
Ajuste por diferencial de bases gravables, efecto de renta presuntiva y pérdidas fiscales	59,359	7,676	104,082
Impairment de activos fijos	57,646	(128,461)	(189,658)
Ajustes por conversión y diferencia en cambio	26,789	93,503	(4,642)
Impuesto a la riqueza	-	-	85,872
Efecto pozo Leon American LLC	-	281,912	-
Efecto por reforma tributaria	-	(619,143)	-
Efecto por impuesto de renta y sobretasa	(859)	7,907	(99,493)
Efecto aumento participación Invercolsa	(2,943)	-	-
Dividendos no gravados	(17,408)	(2,613)	(9,531)
Gasto de renta de años anteriores y multas	(31,655)	(63,744)	247,672
Descuentos Tributarios y Tax Credit	(110,857)	-	-
Ingresos no gravados y gravados	(503,082)	(74,116)	(19,231)
Impuesto diferido Ecopetrol USA (1)	(1,550,152)	-	-
Impuesto de renta calculado	**4,596,412**	**7,322,019**	**5,634,944**
Corriente	7,127,493	7,416,038	5,076,692
Diferido	(2,531,080)	(94,019)	558,252
	4,596,413	**7,322,019**	**5,634,944**

(1) En el año 2019 para el desarrollo del negocio de hidrocarburos no convencionales se crearon en Estados Unidos dos compañías, Ecopetrol USA Inc. y Ecopetrol Permian. La normatividad fiscal en Estados Unidos sobre reorganizaciones empresariales (Norma IRC Section 368(a)(1)(F)) permite compensar con las declaraciones futuras del impuesto a las ganancias las pérdidas fiscales originadas en años anteriores. A diciembre de 2018, Ecopetrol América generó pérdidas fiscales por USD$2,067 millones y en 2019 se estima incrementar las mismas en USD$107. Dado que Ecopetrol USA Inc. será la sociedad que consolide los resultados de Ecopetrol America LLC y Ecopetrol Permian LLC, está será responsable de los impuestos en Estados Unidos consolidando los resultados de las dos compañías existentes en Estados Unidos. IAS 12 establece que cuando la Compañía cuenta con evidencia contundente que le permitirá compensar las pérdidas fiscales generadas en años anteriores, es dable la constitución de un impuesto diferido activo. Las proyecciones a partir de 2020 en Estados Unidos con la entrada en operación de Ecopetrol Permian, permiten inferir que se generarán las utilidades fiscales requeridas para recuperar las pérdidas de años anteriores, por lo tanto es viable el reconocimiento del impuesto diferido activo

Información de los años 2018 y 2017 fueron objeto de reclasificación para efectos de comparabilidad con 2019.

La tasa efectiva de tributación al 31 de diciembre de 2019 es 24,1% (2018 – 36.9%). La disminución frente al año anterior se debe principalmente a: a) Efecto de la causación de impuesto diferido en Ecopetrol USA y Permian b) la disminución de 4 puntos básicos de la tarifa nominal de tributación (de 37% en el año 2018 al 33% en el año 2019), la utilización del descuento tributario del 50% del ICA, c) la valorización del aumento en la participación de Ecopetrol en Invercolsa, y aplicación de la Ley de Financiamiento en el impuesto diferido, entre otros.

Impuesto sobre las ganancias diferido

	Al 31 de diciembre de 2019	2018
Activo por impuesto diferido	8,622,398	5,746,730
Pasivo por impuesto diferido	(774,059)	(738,407)
	7,848,339	**5,008,323**

El detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos, es el siguiente:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Impuesto diferido activo y pasivo		
Pérdidas fiscales renta (1)	2,849,089	1,002,062
Pasivos estimados (2)	2,405,499	1,958,775
Beneficios a empleados (3)	1,875,872	1,161,860
Obligaciones financieras y préstamos por pagar	920,634	854,695
Cuentas por pagar	711,503	365,646
Cuentas por cobrar	83,965	35,843
Inventarios	80,523	69,039
Préstamos por cobrar	55,445	43,748
Otros pasivos	48,923	37,329
Activos intangibles	498	4,950
Otros activos	(493)	(72,540)
Activos por derecho de uso	(33,401)	-
Inversiones e instrumentos derivados	(46,276)	(170,960)
Cargos diferidos	(63,941)	(67,254)
Crédito mercantil (4)	(288,095)	(324,061)
Propiedades, planta y equipo (5)	(751,406)	109,191
Total	**7,848,339**	**5,008,323**

(1) En el 2019 se está reconociendo impuesto diferido principalmente en las empresas: Ecopetrol Usa Inc por $1,497,375, Refinería de Cartagena por $1,052,848, Bioenergy por $64,343 y excesos de renta presuntiva de Refineria de Cartagena y Bioenergy por $228.569 y $5.361 respectivamente.

(2) Corresponde a las provisiones contables no procedentes fiscalmente, principalmente la provisión para abandono de pozos.

(3) Cálculos actuariales por salud, pensiones de jubilación, educación, bonos pensionales y otros beneficios a empleados a largo plazo.

(4) De acuerdo con la ley tributaria en Colombia el Goodwill es amortizable, mientras que bajo NCIF no son amortizados pero si están sujetos a pruebas de impairment, diferencia que genera como resultado un impuesto diferido pasivo.

(5) Para propósitos fiscales los recursos naturales y del medio ambiente y la propiedad planta y equipo tienen una vida útil y una metodología de cálculo de depreciación y amortización diferentes a las que se determinan bajo normas contables internacionales, dentro de éste rubro se incluye el monto de impuesto por ganancias ocasionales del 10% a los terrenos, la principal variación corresponde a la disminución de la tarifa del impuesto sobre la renta del 33% al 30%.

Detalle del impuesto diferido por los años terminados al 31 de diciembre de:

Movimiento del impuesto diferido activo	Propiedades, planta y equipo	Pasivos estimados	Beneficios a empleados	Pérdidas fiscales	Cuentas por pagar
A 31 de diciembre de 2017	**743,598**	**1,842,051**	**1,373,560**	**611,766**	**167,870**
Reconocido en:					
Resultado del periodo	(634,407)	116,724	(178,160)	390,296	197,776
Otro resultado integral	-	-	(33,540)	-	-
A 31 de diciembre de 2018	**109,191**	**1,958,775**	**1,161,860**	**1,002,062**	**365,646**
Reconocido en:					
Resultado del periodo	(860,597)	446,724	(57,343)	1,847,027	345,857
Otro resultado integral	-	-	771,355	-	-
A 31 de diciembre de 2019	**(751,406)**	**2,405,499**	**1,875,872**	**2,849,089**	**711,503**

Movimiento del impuesto diferido pasivo	Cuentas por cobrar	Obligaciones financieras	Crédito mercantil	Activos por derecho de uso	Otros	Total
A 31 de diciembre de 2017	**95,091**	**37,636**	**(313,296)**	**-**	**(24,756)**	**4,533,520**
Reconocido en:						.
Resultado del periodo	(15,500)	817,059	(10,765)	-	(589,004)	94,019
Otro resultado integral	-	-	-	-	414,324	380,784
A 31 de diciembre de 2018	**79,591**	**854,695**	**(324,061)**	**-**	**(199,436)**	**5,008,323**
Reconocido en:						
Resultado del periodo	59,819	65,939	35,966	(33,401)	681,089	2,531,080
Otro resultado integral	-	-	-	-	(364,414)	406,941
Aumento participación Invercolsa	-	-	-	-	(98,005)	(98,005)
A 31 de diciembre de 2019	**139,410**	**920,634**	**(288,095)**	**(33,401)**	**19,234**	**7,848,339**

El Grupo compensa los activos y pasivos por impuestos únicamente si tiene un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos corrientes; y en el caso de los activos y pasivos por impuesto diferido, en la medida que además correspondan a impuestos a las ganancias requeridos por la misma jurisdicción fiscal y por la misma autoridad fiscal.

Impuesto Diferido Activo Reconocido

El impuesto diferido activo reconocido en estados financieros consolidados asciende a la suma de $8,622,398 principalmente compuesto por los conceptos indicados en "Detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos".

El impuesto diferido activo por las pérdidas fiscales y excesos de renta presuntiva ascienden a $2,849,089 principalmente compuesto por:

Pérdidas fiscales sin fecha de expiración correspondientes a Refinería de Cartagena, Bioenergy y Ecopetrol USA (USD$270 millones) por valor de $6,385,989 que generan un impuesto diferido de $1,052,848, $64,343 y $182,977, respectivamente. Pérdidas fiscales cuya fecha de expiración es de 20 años a partir del año en que se generaron correspondientes a Ecopetrol USA (USD$1,904 millones) por valor de $6,144,400 que origina un impuesto diferido de $1,290,324.

Adicionalmente se tiene una base de excesos de renta presuntiva por $1,332,854 que generan un impuesto diferido de $228,569 en Refinería de Cartagena y $5,361 en Bioenergy y un ARO de Ecopetrol USA por $22,590, entre otros.

Para lo anterior, el Grupo evaluó la forma en cómo podrá realizar el impuesto diferido activo y para ello se soporta en sus proyecciones financieras que permiten predecir que generarán renta líquida suficiente para compensar el impuesto

diferido activo reconocido y en la eliminación de la determinación del impuesto sobre la renta por el sistema de renta presuntiva para las sociedades nacionales.

Frente al gasto corriente por impuesto sobre la renta, Refinería de Cartagena, Bioenergy, Ecopetrol Costa Afuera ("ECAS"), Ecopetrol Usa, Permian y Andean Chemicals Ltd ("Andean") compañías que hacen parte del Grupo presentan pérdidas fiscales por compensar originadas entre los años 2009 y 2018 por valor neto de $12,402,061 a diciembre de 2019 y $4,292,418 a diciembre de 2018.

De acuerdo con las normas fiscales vigentes en Colombia, las pérdidas fiscales originadas a partir del año gravable 2007 podrán ser compensadas, reajustadas fiscalmente, en cualquier tiempo, con las rentas líquidas ordinarias sin perjuicio de la renta presuntiva del ejercicio. Las pérdidas de las sociedades no serán trasladables a los socios. Sin embargo, de conformidad con el artículo 290 de la Ley 1819 de 2016, las pérdidas fiscales acumuladas hasta el 31 de diciembre de 2016 que no hayan sido compensadas están sujetas para su compensación a la aplicación de una fórmula contenida en dicho artículo. Con relación a las pérdidas fiscales originadas en Ecopetrol USA, aquellas que fueron generadas entre los años 2008 a 2017, la Compañía cuenta con un término de 20 años para realizar la respectiva compensación. Aquellas pérdidas generadas a partir del 1° de enero de 2018, no tienen fecha de vencimiento y se limitan al 80% de los ingresos imponibles.

El impacto de las pérdidas fiscales de las sociedades ECAS, Bioenergy y Bioenergy Zona Franca frente al impuesto diferido es objeto de mención en la presente nota en el capítulo denominado "Impuesto a las Ganancias Diferido".

Impuesto Diferido Activo No Reconocido

El activo por impuesto diferido relacionado con las pérdidas fiscales generadas por las sociedades Bioenergy, ECAS y Andean por $105,592, y los excesos de renta presuntiva de Bioenergy, ECAS, Hocol Petroleum Company ("HPL"), Andean por $74,481 no se reconocen, por cuanto la Dirección ha evaluado y llegado a la conclusión de que bajo una posición conservadora no es probable que el activo por impuesto diferido relacionado con estas pérdidas fiscales y excesos de rentas presuntiva sea recuperable en el corto plazo.

Si el Grupo hubiera podido reconocer el activo por impuesto diferido no reconocido, la ganancia por el ejercicio finalizado a 31 de diciembre de 2019 se habría incrementado en $180,073.

El movimiento del impuesto diferido activo y pasivo a las ganancias por los años terminados al 31 de diciembre es el siguiente:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Saldo inicial	**5,008,323**	**4,533,520**
Impuesto diferido reconocido en el resultado del periodo	2,531,080	94,019
Efecto por aumento participación Invercolsa	(98,005)	-
Impuesto diferido reconocido otros resultados integrales (a)	406,941	380,784
Saldo final	**7,848,339**	**5,008,323**

(a) La siguiente es la composición del impuesto a las ganancias registrado contra otros resultados integrales:

A 31 de diciembre de 2019	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	(2,571,184)	771,355	(1,799,829)
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	998,083	(329,784)	668,299
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(87,524)	26,257	(61,267)
Instrumentos financieros derivados	69,220	(22,769)	46,451
Ajustes por conversión	-	(38,118)	(38,118)
	(1,591,405)	**406,941**	**(1,184,464)**

A 31 de diciembre de 2018	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	(29,250)	33,540	4,290
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero, de flujo de efectivo para exportaciones de crudo y flujos de efectivo con instrumentos derivados	1,475,144	(397,420)	1,077,724
Ajustes por conversión	-	(16,904)	(16,904)
	1,445,894	**(380,784)**	**1,065,110**

Impuesto Diferido (Activo) Pasivos No Reconocidos

Al 31 de diciembre de 2019, no se reconocen activos por impuesto diferido sobre la diferencia entre las bases contables y fiscales asociadas a las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos de Ecopetrol (Base: $1.059.943– Impuesto: $105.994), ya que conforme fue documentado, el Grupo no tiene en el futuro previsible intención de venta de ninguna de estas inversiones.

Provisiones, Pasivos Contingentes del Impuesto a las Ganancias

Las declaraciones de impuesto de renta y complementarios de los años gravables 2011, 2012, 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 y CREE de los años gravables 2014, 2015, y 2016 de Compañías del Grupo se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias. La administración de las compañías del Grupo considera que las sumas contabilizadas como pasivo por impuestos por pagar son suficientes y se encuentran soportadas en la normatividad, doctrina y jurisprudencia vigente para atender cualquier reclamación que se pudiera establecer con respecto a tales años. La Compañía tiene por estrategia no tomar decisiones fiscales con posiciones agresivas o riesgosas que puedan colocar en entredicho sus declaraciones tributarias.

Posiciones Fiscales Inciertas CINIIF 23

Las Compañías del Grupo Ecopetrol tienen por estrategia no tomar decisiones fiscales con posiciones agresivas o riesgosas que puedan colocar en entredicho sus declaraciones tributarias, lo anterior con el fin de minimizar el riego de posibles cuestionamientos por parte de la autoridad tributaria.

Sobre aquellas posiciones inciertas en las cuales se ha considerado que pueda existir una eventual controversia con la autoridad tributaria que conlleve un incremento en el impuesto sobre la renta, se ha establecido un porcentaje de éxito superior al 75%, el cual ha sido calculado con base en la normatividad y doctrina vigente.

Por lo tanto y de conformidad con la norma en mención, el Grupo Ecopetrol considera que aquellas posiciones inciertas incluidas en la determinación del impuesto a las ganancias no afectarán el registro contemplado en los estados financieros separados. No obstante lo anterior, se continuará con el seguimiento permanente a la nueva normatividad y doctrina que emita la autoridad tributaria y demás entidades.

10.2.1. Impuesto a los dividendos

Sobre las utilidades generadas a partir del año 2017, aplicará a las sociedades y entidades extranjeras retención en la fuente por concepto de dividendos. La tarifa de retención por dividendos es del 5% para el año 2018 y del 7.5% para el año 2019. De otra parte, el dividendo gravado con el impuesto sobre la renta tendrá una tarifa del 35% en el año 2018 y del 33% en el año 2019. En este escenario, la retención en la fuente sobre dividendos del 5% o del 7.5% aplicará sobre el monto de la distribución gravada, una vez el mismo se haya disminuido con el impuesto sobre la renta a la tarifa del 35% o del 33%.

Los dividendos no gravados que recibirá la Compañía no estarán sujetos a retención en la fuente por expresa disposición de la norma que establece los dividendos que se distribuyan dentro de los grupos empresariales debidamente registrados ante la Cámara de Comercio y a entidades descentralizadas, no estarán sujetos a la retención en la fuente por este concepto.

10.2.2. Precios de transferencia

Los contribuyentes del impuesto sobre la renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y ubicadas en zonas francas o con residentes ubicados en países considerados paraísos fiscales, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, considerando para estas operaciones el principio de plena competencia.

Ecopetrol presentó en el año 2019 la información de precios de transferencia del año 2018 correspondiente a la declaración informativa, la documentación comprobatoria, el reporte país por país y el archivo maestro, de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

Para el año gravable 2019, las transacciones efectuadas con vinculados económicos del exterior, así como las condiciones de negocio bajo las cuales se desarrollaron tales operaciones y la estructura general, no variaron significativamente respecto del año anterior. Por esta razón, es posible inferir que dichas transacciones fueron llevadas a cabo de acuerdo con el principio de plena competencia. Se estima que no se requerirán ajustes derivados del análisis de precios de transferencia del año 2019, que impliquen modificaciones en la provisión de renta del año gravable 2019.

10.2.3. Impuesto sobre las ventas (IVA)

La Ley 1943/2018 estableció que el IVA pagado en la importación, formación, construcción o adquisición de activos fijos reales productivos podrá ser descontado del impuesto sobre la renta. Este IVA no podrá ser tomado simultáneamente como costo o gasto en el impuesto sobre la renta ni será descontable del impuesto sobre las ventas.

10.2.4. Reforma tributaria

La tarifa general del impuesto de renta aplicable para sociedades nacionales, establecimientos permanentes y entidades extranjeras será: 2020 – 32%, 2021 – 31% y 2022 y siguientes – 30%.

De otra parte, para el año 2020, la tarifa aplicable para efectos de calcular el impuesto sobre la renta bajo el sistema de renta presuntiva será del 0.5% del patrimonio líquido del contribuyente del año inmediatamente anterior. A partir del año 2021 la tarifa aplicable será del 0%.

Se mantuvo la regla de subcapitalización contenida en el artículo 118-1 del E.T. que había sido modificado por la Ley 1943/2018. En este sentido, a partir del año 2019 la regla de subcapitalización sólo será aplicable con respecto a intereses generados en la adquisición de deudas contraídas, directa o indirectamente, con vinculados económicos nacionales o extranjeros. Así mismo, se modificó la proporción capital – deuda a 2:1 (anteriormente era 3:1) con lo cual no sólo se podrán deducir intereses generados con ocasión a deudas adquiridas con vinculados económicos cuando el monto total promedio de tales deudas no exceda a dos (2) veces el patrimonio líquido del contribuyente determinado al 31 de diciembre del año gravable inmediatamente anterior.

Impuesto a los dividendos

A partir del 1 de enero de 2020, los dividendos y participaciones pagados o abonados en cuenta provenientes de distribuciones realizadas entre compañías colombianas, estarán sometidos a una retención en la fuente a título del impuesto a los dividendos a una tarifa del 7.5%. De otra parte, si las utilidades con cargo a las cuales se distribuyen los dividendos no estuvieron sujetas a imposición al nivel de la sociedad, dichos dividendos están gravados con el impuesto sobre la renta aplicable en el período de distribución (para el año 2020 la tarifa será del 32%). En este supuesto, la retención del 7,5% aplicará sobre el valor del dividendo una vez disminuido con el impuesto sobre la renta (32% para el año 2020).

La tarifa de retención del 7.5%, se causará sólo en la primera distribución de dividendos entre compañías colombianas y podrá ser acreditada contra el impuesto a los dividendos una vez a cargo del accionista persona natural residente o al inversionista residente en el exterior.

Debe resaltarse que la retención del 7.5% no aplica para: (i) compañías holding colombianas, incluyendo entidades descentralizadas; y (ii) entidades que hagan parte de un grupo empresarial p dentro de sociedades en situación de control

debidamente registrados ante la Cámara de Comercio, de acuerdo con la normativa mercantil.

Impuesto de normalización

Se creó un impuesto a la normalización tributaria por el año 2020, como un impuesto complementario al impuesto sobre la renta y al impuesto al patrimonio, a cargo de los contribuyentes del impuesto sobre la renta que tengan activos omitidos o pasivos inexistentes. Este impuesto se liquidará y pagará en una declaración independiente que será presentada el 25 de septiembre de 2020, la cual, no permite corrección o presentación extemporánea. La tarifa del impuesto de normalización tributaría es del 15%.

Impuesto sobre las ventas

La Ley 2010/2019 estableció que el IVA pagado en la importación, formación, construcción o adquisición de activos fijos reales productivos podrá ser descontado del impuesto sobre la renta. Este IVA no podrá ser tomado simultáneamente como costo o gasto en el impuesto sobre la renta ni será descontable del impuesto sobre las ventas

En materia de Impuesto sobre las ventas, se modificó el listado de bienes y servicios excluidos de IVA consagrados en los artículos 424, 426 y 476 del Estatuto Tributario, se adicionó al artículo 437 del Estatuto Tributario, en lo referente a directrices sobre el cumplimiento de deberes formales en materia de IVA por parte de prestadores de servicios desde el exterior y se indicó que la retención de IVA podrá ser hasta del 50% del valor del impuesto, sujeto a reglamentación del Gobierno Nacional. La tarifa de IVA se mantiene en 19%. (Art. 424, Art. 426, Art. 476 Estatuto Tributario).

Procedimiento tributario

En materia de procedimiento existen modificaciones:(i) declaraciones de retención en la fuente que a pesar de ser ineficaces serán título ejecutivo, (ii) notificación electrónica de actos administrativos; y (iii) pago de glosas en pliego de cargos para evitar intereses moratorios y utilizar los corrientes más dos puntos; (iv) eliminación de extensión de la firmeza a tres (3) años adicionales por compensación de pérdidas fiscales y frete a los años que se tiene obligación de cumplir con el régimen de precios de transferencia se reduce a cinco (5) años.

De igual forma, se incluyó un beneficio de auditoría para los años gravables 2020 y 2021. En virtud de este beneficio, la liquidación privada de los contribuyentes del impuesto sobre la renta y complementarios que incrementen su impuesto neto de renta en por lo menos un porcentaje mínimo del 30%, en relación con el impuesto neto de renta del año inmediatamente anterior, quedará en firme dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de su presentación si no se hubiere notificado emplazamiento para corregir o requerimiento especial o emplazamiento especial o liquidación provisional y , siempre que la declaración sea presentada en forma oportuna y el pago se realice en los plazos establecidos.

Si el incremento del impuesto neto de renta es de al menos del 20%, en relación con el impuesto neto de renta del año inmediatamente anterior, la declaración quedará en firme dentro de los doce (12) meses siguientes a la presentación de la declaración si no se hubiere notificado emplazamiento para corregir o requerimiento especial o emplazamiento especial o liquidación provisional y siempre se presente la declaración de manera oportuna y el pago se realice en los plazos establecidos.

El anterior beneficio no aplica para: (i) contribuyentes que gocen de beneficio tributarios en razón a su ubicación en una zona geográfica determinada; (ii) cuando se demuestre que retenciones en la fuente declaradas son inexistentes; (iii) cuando el impuesto neto de renta sea inferior a 71 UVT ($24). El término previsto en esta norma no se extiende para las declaraciones de retención en la fuente ni para el impuesto sobre las ventas las cuales se regirán por las normas generales.

11. Otros activos

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Corriente		
Asociados en operaciones conjuntas (1)	921,983	519,460
Anticipos a contratistas y proveedores	360,781	191,168
Gastos pagados por anticipado	272,007	221,767
Depósitos entregados en administración (2)	144,798	-
Partes relacionadas (Nota 30)	57,016	19,214
Otros activos	22,393	68,819
	1,778,978	**1,020,428**
No corriente		
Fondo de abandono y pensiones (3)	445,457	392,084
Beneficios a empleados	220,998	213,645
Depósitos entregados en administración (2)	171,008	147,471
Anticipos, avances y depósitos	56,027	61,556
Depósitos judiciales y embargos	40,317	43,137
Otros activos	8,674	2,837
	942,481	**860,730**

(1) Corresponde al importe neto de los anticipos y legalizaciones generados con relación a las operaciones realizadas con socios a través de los contratos de exploración y producción, contratos de evaluaciones técnicas y acuerdos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), así como contratos de asociación y otros tipos de contratos afines.

(2) Incluye principalmente los recursos invertidos en encargo fiduciario con destinación a obras por impuestos, mecanismo de pago del impuesto de renta de 2017 y 2018, constituido en cumplimiento con el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016 – Reforma tributaria.

(3) Corresponde a la participación del Grupo en fiducias constituidas para respaldar costos de abandono de pozos y desmantelamiento de instalaciones, así como el pago de futuras pensiones de jubilación en algunos contratos de asociación.

12. Combinaciones de negocios

El 29 de noviembre de 2019 fue registrada en el libro de accionistas la nueva composición accionaria de Invercolsa S.A. (Ver Nota 2.2 Bases de consolidación), donde Ecopetrol S.A. pasó a tener una participación total de 51,88%, el 8,35% adicional a su participación anterior.

A partir de esa fecha esta última pasó a tener el control de Invercolsa S.A., lo que se configura como una combinación de negocios realizada por etapas, es decir que Invercolsa S.A. pasó de ser una inversión en asociadas contabilizada por el método de la participación a ser consolidada con todas sus subsidiarias y asociadas en el Grupo Ecopetrol.

Esta adquisición de control no requirió el pago de ninguna contraprestación y fue registrada mediante el método de la adquisición realizando la valoración de los activos netos adquiridos.

A continuación se resume el efecto de los cambios en la participación del Grupo en Invercolsa S.A. al 31 de diciembre de 2019:

(en millones de pesos)	2019
Aumento en la participación de la matriz medido a valor razonable	217,974
(+) Valor razonable de la participación inicial en la fecha de adquisición de control	1,107,969
(=) Valor razonable por cambio en la participación en Invercolsa	**1,325,943**
(-) Participación de la matriz en la fecha de la transacción (valor en libros)	(277,019)
Utilidad en adquisición de participación adicional (Nota 27)	**1,048,924**

El efecto del aumento en la participación de la matriz se registró en resultados dado que es una adquisición de control sin contraprestación.

Los ingresos y utilidades incluidos en el resultado integral del Grupo por el mes en el que se consolidaron las Compañías fueron de $72,712 y $18,198 respectivamente. Si la adquisición hubiera ocurrido el 1 de enero de 2019, la administración estima que los ingresos y las utilidades consolidadas atribuibles a los accionistas se habrían incrementado en $459,286 y $134,464, respectivamente.

Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos

La tabla a continuación resume los importes reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos a la fecha de adquisición.

Efectivo y equivalentes de efectivo		20,530
Cuentas por cobrar Corto Plazo		195,225
Inventarios		19,576
Activos impuestos corrientes		10,704
Otros activos corto plazo		2,810
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (1)	13	1,824,552
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		52,820
Propiedad Planta y Equipo	14	1,338,947
Activos impuestos diferidos		9,623
Otros activos		807
Préstamo corto plazo		(137,683)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		(58,423)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados		(7,003)
Pasivos por impuestos corrientes		(23,597)
Provisiones y contingencias		(8,576)
Otros pasivos		(13,650)
Préstamo largo plazo		(186,923)
Pasivos por impuestos diferidos		(107,629)
Total activos netos (2)		**2,932,110**

(1) El detalle de las inversiones a valores razonables en la fecha de adquisición de las asociadas es el siguiente:

Gases del Caribe S.A. E.S.P.	1,527,911
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	166,685
Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	68,608
Extrucol S.A.	28,501
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P.	32,847
Total	**1,824,552**

(2) Estos activos netos corresponden al 100% de Grupo Invercolsa, el valor razonable de la participación no controladora en la fecha de adquisición fue de $1,606,390.

Los valores razonables de propiedad, planta y equipo, intangibles e impuesto diferido han sido determinados provisionalmente los cuales pueden tener ajuste de acuerdo a lo indicado en la NIIF 3 Combinaciones de negocios,

El valor razonable en la fecha de adquisición de las compañías controladas y no controladas con participación de Invercolsa se determinó usando la metodología de flujos de caja descontados.

13. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

El detalle sobre las participaciones, actividad económica, domicilio, área de operaciones e información financiera de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas se encuentra en el Anexo 1.

13.1 Composición y movimientos

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Negocios conjuntos		
Equion Energía Limited (1)	1,527,502	1,392,232
Offshore International Group	709,871	727,194
Ecodiesel Colombia S.A.	46,095	41,304
	2,283,468	**2,160,730**
Menos impairment:		
Equion Energía Limited	(334,823)	(214,935)
Offshore International Group	(530,330)	(346,121)
	1,418,315	**1,599,674**
Asociadas		
Invercolsa S.A. (2)	-	243,294
Serviport S.A.	11,070	11,212
Sociedad Portuaria Olefinas	2,204	1,368
Gases del Caribe S.A. E.S.P. (2)	1,527,911	-
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P. (2)	166,685	-
Gases de la Guajira S.A. E.S.P. (2)	68,608	-
Extrucol S.A. (2)	28,501	-
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P. (2)	32,848	-
	1,837,827	**255,874**
Menos impairment: Serviport S.A.	(11,070)	(11,212)
	1,826,757	**244,662**
	3,245,072	**1,844,336**

(1) Equion Energía Limited: El 14 de diciembre de 2007 Ecopetrol comunicó a Equion su decisión de no extender los contratos de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena, Recetor, Río Chitamena y Piedemonte, confirmando los vencimientos de los mismos el 1 de julio de 2010, 3 de julio de 2016, 30 de mayo de 2017, 31 de enero de 2019 y 29 de febrero de 2020, respectivamente.

(2) Invercolsa S.A. pasó a ser una subsidiaria a partir del 29 de noviembre de 2019 (Ver nota 12), así las inversiones directas de Invercolsa en S.A. en Gases del Caribe S.A. E.S.P., Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P., Gases de la Guajira S.A. E.S.P., Extrucol S.A., E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P., pasaron a ser inversiones directas del Grupo a partir de la consolidación.

Equion Energía Limited y Ecopetrol han venido trabajando en la terminación del contrato de asociación Piedemonte, así como la entrega y recibo de las operaciones que están cubiertas bajo el mismo contrato. Este proceso establece cinco etapas: i) análisis e inicio, ii) planeación, iii) ejecución, iv) entrega y recibo y v) cierre. Al 31 de diciembre de 2019, el proyecto se encuentra en la etapa de entrega y recibo. El siguiente paso es llegar a los acuerdos finales, entregar las operaciones y oficializar el acta de terminación del Contrato, la cual debe ser firmada el 29 de febrero de 2020 y donde se incluirán los acuerdos, indemnidades, cierre de temas, listado de pendientes e inventario de entrega de información.

Movimiento de las inversiones en Asociadas y Negocios conjuntos:

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2019:

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**244,662**	**1,599,674**	**1,844,336**
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	109,538	244,736	354,274
Patrimonio	(174,991)	4,531	(170,460)
Dividendos decretados	(75,674)	(4,192)	(79,866)
Recuperación (impairment)	142	(304,097)	(303,955)
Otros movimientos	1,723,080	(122,337)	1,600,743
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**1,826,757**	**1,418,315**	**3,245,072**

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2018:

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**225,178**	**1,105,282**	**1,330,460**
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	105,908	48,593	154,501
Patrimonio	1,732	125,134	126,866
Dividendos decretados	(86,848)	(3,501)	(90,349)
(Impairment) recuperación	(1,308)	324,166	322,858
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**244,662**	**1,599,674**	**1,844,336**

13.2 Información adicional sobre Compañías asociadas y negocios conjuntos

Detalle de activos, pasivos y resultados de las dos principales inversiones en negocios conjuntos al 31 de diciembre:

	2019		2018	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de situación financiera				
Activo corriente	2,530,453	284,591	2,083,614	354,959
Activo no corriente	106,050	1,481,680	506,133	1,523,549
Total Activo	**2,636,503**	**1,766,271**	**2,589,747**	**1,878,508**
Pasivo corriente	315,002	310,561	550,932	221,606
Pasivo no corriente	63,053	718,863	45,602	885,410
Total Pasivo	**378,055**	**1,029,424**	**596,534**	**1,107,016**
Total Patrimonio	**2,258,448**	**736,847**	**1,993,213**	**771,492**
Otra información complementaria				
Efectivo y equivalente de efectivo	188,820	48,752	185,762	95,592
Pasivos financieros corrientes	-	-	3,176	95,633
Pasivos financieros no corrientes	-	-	-	137,708

	2019		2018	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de pérdidas y ganancias				
Ingresos de actividades ordinarias y otros	1,285,891	529,167	1,490,177	653,054
Costos	(671,179)	(690,484)	(755,656)	(585,192)
Gastos de administración y otros	(624)	(64,115)	29,136	(353,010)
Resultado financiero	(3,660)	(31,288)	(3,659)	(21,227)
Impuesto de renta	(348,477)	208,473	(360,675)	(16,594)
Resultado del ejercicio	261,951	(48,247)	399,323	(322,969)
Otros resultados integrales	1,140,010	-	1,136,725	-
Otra información complementaria				
Depreciación y amortización	404,482	226,654	511,615	243,601

Conciliación entre el patrimonio de las participaciones más significativas y el valor en libros de las inversiones al 31 de diciembre:

	2019		2018	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Patrimonio de la Compañía	**2,258,448**	**736,847**	**1,993,213**	**771,492**
% Participación de Ecopetrol	51%	50%	51%	50%
Participación en patrimonio	1,151,808	368,424	1,016,539	385,746
Mayor valor de la inversión	375,694	341,447	160,758	-
Impairment	(334,823)	(530,330)	-	(4,673)
Valor en libros de la inversión	**1,192,679**	**179,541**	**1,177,297**	**381,073**

14. Propiedades, planta y equipo

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**46,429,815**	**34,349,283**	**4,594,998**	**7,852,278**	**3,984,576**	**2,845,802**	**100,056,752**
Adquisiciones/capitalizaciones	804,570	765,994	2,097,378	243,039	20,098	81,580	4,012,659
Aumento por combinación de negocios (Nota 12)	123,436	1,118,178	44,876	9,062	22,924	20,471	1,338,947
Aumento costos de abandono	148,764	102,402	-	1,248	-	4,337	256,751
Intereses financieros capitalizados (2)	77,627	32,630	12,831	15,800	1,033	2,389	142,310
Diferencia en cambio capitalizada	4,208	1,769	696	857	56	130	7,716
Bajas por retiro o venta	(500,876)	(165,936)	(78,399)	(24,050)	(354)	(71,309)	(840,924)
Ajuste por conversión	244,666	84,357	2,691	10,757	12,869	6,369	361,709
Traslados	618,707	81,970	(445,122)	48,954	13,336	(229,537)	88,308
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**47,950,917**	**36,370,647**	**6,229,949**	**8,157,945**	**4,054,538**	**2,660,232**	**105,424,228**
Depreciación acumulada y pérdidas por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(17,940,862)**	**(14,777,790)**	**(497,441)**	**(3,122,523)**	**(34,302)**	**(913,555)**	**(37,286,473)**
Depreciación del periodo	(1,986,264)	(1,634,783)	-	(326,512)	-	(122,153)	(4,069,712)
Pérdidas por impairment (Nota 17)	519,835	(113,860)	(626,878)	(87,338)	(35,533)	(82,837)	(426,611)
Bajas por retiro o venta	481,384	116,769	-	17,807	-	91,541	707,501
Ajuste por conversión	(103,365)	(36,341)	-	(3,656)	-	(3,323)	(146,685)
Traslados	53,036	(189,105)	9,953	65,968	(10,847)	68,717	(2,278)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(18,976,236)**	**(16,635,110)**	**(1,114,366)**	**(3,456,254)**	**(80,682)**	**(961,610)**	**(41,224,258)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	28,488,953	19,571,493	4,097,557	4,729,755	3,950,274	1,932,247	62,770,279
Saldo neto al 31 de diciembre de 2019	**28,974,681**	**19,735,537**	**5,115,583**	**4,701,691**	**3,973,856**	**1,698,622**	**64,199,970**

(1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre del 2019, incluye principalmente: Modernización de la Refinerías Barranca y Cartagena, Facilidades Castilla y Escalado de Desasfaltado del ICP.
(2) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderada de los costos por préstamos. Ver Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

Garantías:
Los predios de Bioenergy S.A.S. la Esperanza 1 y 2 fueron dados en garantía para obtener financiación para el proyecto (Ver Nota 19.5 – Garantías y covenants)
De acuerdo con el contrato de Leasing de Bioenergy Zona Franca S.A. con Bancolombia para la construcción de la planta industrial, se estableció que la garantía es la misma planta.

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**42,561,894**	**32,000,049**	**3,792,059**	**7,618,586**	**3,839,355**	**2,806,696**	**92,618,639**
Adquisiciones/capitalizaciones	1,151,966	944,797	1,038,371	147,005	14,909	5,881	3,302,929
Aumento costos de abandono	85,580	209,028	-	-	-	-	294,608
Intereses financieros capitalizados (2)	48,351	34,399	14,853	14,350	6,703	5,316	123,972
Diferencia en cambio capitalizada	4,107	2,922	1,262	1,219	569	451	10,530
Bajas por retiro o venta	(135,468)	(112,171)	(14,723)	(11,997)	(9,763)	(56,734)	(340,856)
Ajuste por conversión	2,324,744	849,868	32,585	100,091	124,903	55,983	3,488,174
Traslados (3)	388,641	420,391	(269,409)	(16,976)	7,900	28,209	558,756
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**46,429,815**	**34,349,283**	**4,594,998**	**7,852,278**	**3,984,576**	**2,845,802**	**100,056,752**
Depreciación acumulada y pérdidas por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(14,750,270)**	**(12,461,626)**	**(553,420)**	**(2,668,562)**	**(39,522)**	**(785,420)**	**(31,258,820)**
Depreciación del periodo	(1,993,497)	(1,465,429)	-	(347,510)	-	(123,792)	(3,930,228)
Recuperación (pérdidas) por impairment	(752,534)	(311,080)	55,979	(64,279)	5,220	(16,591)	(1,083,285)
Bajas por retiro o venta	116,225	84,217	2,243	8,996	-	40,957	252,638
Ajuste por conversión	(677,901)	(313,311)	-	(27,782)	-	(23,804)	(1,042,798)
Traslados	117,115	(310,561)	(2,243)	(23,386)	-	(4,905)	(223,980)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(17,940,862)**	**(14,777,790)**	**(497,441)**	**(3,122,523)**	**(34,302)**	**(913,555)**	**(37,286,473)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	27,811,624	19,538,423	3,238,639	4,950,024	3,799,833	2,021,276	61,359,819
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	**28,488,953**	**19,571,493**	**4,097,557**	**4,729,755**	**3,950,274**	**1,932,247**	**62,770,279**

(1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre de 2018, incluye principalmente los trabajos ejecutados en producción por facilidades del campo Castilla, facilidades en Cupiagua, facilidades del piloto de inyección aire en campo Chichimene y recuperación secundaria de Yarigui, y en refinación por el proyecto modernización de Barrancabermeja.

(2) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderado de los costos por préstamos. Ver Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

(3) Corresponde principalmente a traslados por: i) reconocimiento de contratos de arrendamiento financiero, ii) traslados provenientes de recursos naturales y del medio ambiente.

15. Recursos naturales y del medio ambiente

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**53,936,041**	**2,919,146**	**4,806,000**	**61,661,187**
Adquisiciones/capitalizaciones (1)	5,144,295	166,431	4,487,467	9,798,193
Aumento costos de abandono	5,703	1,965,309	(38,835)	1,932,177
Bajas por retiro o venta	(84,052)	(9,253)	(142,127)	(235,432)
Baja en activos exploratorios y pozos secos (2)	17,548	-	(357,819)	(340,271)
Intereses financieros capitalizados (3)	94,995	-	10,834	105,829
Diferencia en cambio capitalizada	5,150	-	587	5,737
Ajuste por conversión	68,793	(3,004)	(112,917)	(47,128)
Traslados	634,093	(1,745)	(290,471)	341,877
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**59,822,566**	**5,036,884**	**8,362,719**	**73,222,169**
Amortización acumulada y pérdidas por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(36,806,667)**	**(1,779,070)**	**-**	**(38,585,737)**
Amortización del periodo	(3,836,479)	(383,360)	-	(4,219,839)
Pérdidas por impairment (Nota 17)	(1,017,061)	-	-	(1,017,061)
Bajas por retiro o venta	83,667	8,511	-	92,178
Ajuste por conversión	(61,862)	(2,256)	-	(64,118)
Traslados	(354,695)	(99)	-	(354,794)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(41,993,097)**	**(2,156,274)**	**-**	**(44,149,371)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	17,129,374	1,140,076	4,806,000	23,075,450
Saldo neto al 31 de diciembre de 2019	**17,829,469**	**2,880,610**	**8,362,719**	**29,072,798**

(1) Las principales capitalizaciones corresponden al desarrollo de activos en la cuenca de Permian.
(2) Incluye pozos secos: 1) Ecopetrol: Tibirita, Provenza 1, La Cira 7000 y Ávila 1 2) Ecopetrol America LLC: Warrior y Molerusa 3) Hocol: Mamey West y Venganza Oeste.
(3) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderado de los costos por préstamos. Ver Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso (1)	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**50,183,858**	**2,215,263**	**4,508,808**	**56,907,929**
Adquisiciones/capitalizaciones	3,579,982	(27,839)	1,499,685	5,051,828
Ajuste al valor razonable de participaciones en operaciones conjuntas (2)	(12,065)	-	-	(12,065)
Aumento costos de abandono	-	733,609	34,063	767,672
Bajas por retiro o venta	(79)	(2,080)	(87,953)	(90,112)
Pozos secos (3)	(1,563)	-	(897,361)	(898,924)
Intereses financieros capitalizados (4)	70,186	-	6,675	76,861
Diferencia en cambio capitalizada	5,961	-	567	6,528
Ajuste por conversión	773,678	24,574	75,203	873,455
Traslados	(663,917)	(24,381)	(333,687)	(1,021,985)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**53,936,041**	**2,919,146**	**4,806,000**	**61,661,187**
Amortización acumulada y pérdidas por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(34,014,963)**	**(1,584,701)**	**-**	**(35,599,664)**
Amortización del periodo	(3,471,803)	(196,286)	-	(3,668,089)
Recuperación (pérdidas) por impairment (Nota 18)	414,208	(106)	-	414,102
Bajas por retiro o venta	79	-	-	79
Ajuste por conversión	(563,229)	(19,080)	-	(582,309)
Traslados	829,041	21,103	-	850,144
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(36,806,667)**	**(1,779,070)**	**-**	**(38,585,737)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	16,168,895	630,562	4,508,808	21,308,265
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	**17,129,374**	**1,140,076**	**4,806,000**	**23,075,450**

(1) El saldo de inversiones petrolíferas en curso, incluye principalmente inversiones realizadas en los proyectos Purple Angel, Tayrona e hidrocarburos no convencionales. En los campos en desarrollo, las más representativas corresponden a Castilla, piloto Chichimene y re sanción CPO09.

(2) Ajuste en el valor de adquisición de la participación de MCX Exploration USA LLC (ver nota 31.3)

(3) Incluye pozos secos: 1) Ecopetrol America LLC: León 2) Hocol: Payero, Bonifacio y Ocelote.

(4) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderado de los costos por préstamos. Ver Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

16. Intangibles

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**1,015,720**	**197,283**	**1,213,003**
Adquisiciones	48,064	120,225	168,289
Bajas por retiro o venta	(114,187)	(1,041)	(115,228)
Ajuste por conversión	3,477	(3,960)	(483)
Traslados	41,525	(27,261)	14,264
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**994,599**	**285,246**	**1,279,845**
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(712,329)**	**(89,927)**	**(802,256)**
Amortización del periodo	(88,044)	(14,982)	(103,026)
Pérdidas (recuperaciones) por deterioro	53	2	55
Bajas por retiro o venta	114,143	1,041	115,184
Ajuste por conversión	(2,333)	(33)	(2,366)
Traslados	(3,707)	(631)	(4,338)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(692,217)**	**(104,530)**	**(796,747)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	303,391	107,356	410,747
Saldo neto al 31 de diciembre de 2019	**302,382**	**180,716**	**483,098**
Vida útil	**< 5 años**	**< 7 años**	

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**960,556**	**168,552**	**1,129,108**
Adquisiciones	69,442	36,227	105,669
Bajas por retiro o venta	(46,007)	(5,643)	(51,650)
Ajuste por conversión	25,339	2,955	28,294
Traslados	6,390	(4,808)	1,582
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**1,015,720**	**197,283**	**1,213,003**
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(665,415)**	**(83,467)**	**(748,882)**
Amortización del periodo	(75,818)	(15,863)	(91,681)
Bajas por retiro o venta	46,004	5,546	51,550
Ajuste por conversión	(20,501)	(184)	(20,685)
Traslados	3,401	4,041	7,442
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(712,329)**	**(89,927)**	**(802,256)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	295,141	85,085	380,226
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	**303,391**	**107,356**	**410,747**
Vida útil	**< 5 años**	**< 7 años**	

(1) Corresponde principalmente a servidumbres.

17. Impairment de activos de largo plazo

De acuerdo a lo mencionado en la Nota 4.12, cada año el Grupo evalúa si existen indicios de impairment de sus activos de largo plazo y unidades generadoras de efectivo (UGEs) o si se requiere la reversión de un gasto por impairment registrado en periodos anteriores.

El impairment de los activos de largo plazo incluye propiedades planta y equipo y recursos naturales, inversiones en compañías, Goodwill y otros activos no corrientes. El Grupo está expuesto a determinados riesgos futuros producto de variaciones en: i) precios del petróleo, ii) márgenes de refinación y de rentabilidad, iii) perfiles de costos, iv) inversión y

mantenimiento, v) monto de las reservas recuperables, vi) riesgo de mercado y país que se reflejan en la tasa de descuento y vii) cambios en la regulación local e internacional, entre otros.

Cualquier cambio en las anteriores variables para calcular el monto recuperable de un activo no corriente puede tener un efecto material en el reconocimiento de pérdidas o recuperación de los cargos por impairment. En los segmentos de negocio del Grupo, las variables altamente sensibles pueden incluir, entre otras: i) en exploración y producción, las variaciones en el precio de los hidrocarburos, ii) en refinación, los cambios en los precios del petróleo crudo y productos, la tasa de descuento, los márgenes de refinación, cambios en la regulación ambiental, la estructura de costos y el nivel de inversiones en activos, y iii) en transporte y logística, los volúmenes transportados y los cambios en tarifas y en regulación.

Con base en las pruebas realizadas por el grupo, se presentan las siguientes recuperaciones (gastos) por impairment de activos de largo plazo:

		Al 31 de diciembre de	
(Gasto) recuperación de impairment por segmento	**2019**	**2018**	**2017**
Exploración y producción	(1,967,179)	807,289	245,611
Refinación y petroquímica	452,163	(984,042)	1,067,965
Transporte y logística	(232,556)	(169,851)	59,455
	(1,747,572)	(346,604)	1,373,031
Reconocido en:			
Propiedades, planta y equipo (Nota 14)	(426,611)	(1,083,285)	977,919
Recursos naturales y del medio ambiente (Nota 15)	(1,017,061)	414,102	376,934
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Nota 13)	(303,955)	322,858	46,834
Otros activos no corrientes	55	(279)	(28,656)
	(1,747,572)	(346,604)	1,373,031

17.1 Exploración y producción

(Gasto) recuperación por tipo de activos de exploración y producción para los años terminados en 2019, 2018 y 2017

		Al 31 de diciembre de	
	2019	**2018**	**2017**
Campos de producción	(1,663,082)	483,122	188,873
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(304,097)	324,166	56,738
Otros activos no corrientes	-	1	-
	(1,967,179)	807,289	245,611

Campos de producción

En 2019, como resultado del actual contexto económico del sector de hidrocarburos, el comportamiento de las variables de mercado, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se generó gasto de impairment en los campos petróleos que operan en Colombia principalmente: Tibú, Casabe, Provincia, Underriver, La Hocha y Andalucía y en el campo en el exterior K2.

En 2018, como resultado de las nuevas variables de mercado, incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se presentó recuperación de impairment reconocido en años anteriores de los campos petróleos que operan en Colombia: Casabe, Provincia, Underriver, Tisquirama y Orito; y en los campos operados en el exterior: Gunflint y K2; y un gasto por impairment principalmente en los campos Tibú y Dina Norte.

En 2017, producto de las nuevas variables de mercado, incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se presentó recuperación de impairment reconocido en años anteriores de los campos petróleos que operan en Colombia CPO09, Casabe y Oripaya; y en los campos operados en el exterior: Gunflitnt, Dalmatian y K2; y un gasto de impairment en los campos Tibú, Underriver, Provincia y Orito, principalmente.

El siguiente es el detalle del (gasto) recuperación por impairment de las unidades generadoras de efectivo relacionas con los campos de producción petroleros por los años terminados al 31 de diciembre:

2019

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos de producción - Colombia			
Recuperación	3,842,819	6,047,345	74,577
Gasto	4,992,462	3,322,284	(1,673,258)
Campos de producción - Exterior			
Recuperación	200,910	539,785	4,391
Gasto	-	-	(68,792)
			(1,663,082)

2018

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos de producción - Colombia			
Recuperación	19,156,326	50,462,080	688,984
Gasto	764,808	405,421	(359,387)
Campos de producción - Exterior			
Recuperación	1,810,618	2,719,086	157,709
Gasto	184,375	180,191	(4,184)
			483,122

2017

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos petroleros en Colombia			
Gasto por impairment	2,172,747	1,588,207	(584,540)
Recuperación por impairment	13,229,212	23,906,828	298,210
Campos operados en el exterior			
Recuperación por impairment	748,510	1,324,010	475,203
			188,873

La agregación de los activos, para identificar las UGEs es consistente con relación al periodo anterior.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores recuperables incluyen:

- El valor razonable menos los costos de disposición de los activos del segmento de exploración y producción fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la gerencia de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda. La jerarquía de valor razonable es nivel 3.

- Balance de reservas de crudo y gas, además de las reservas probadas incluidas en la Nota 33, las reservas probables y posibles también fueron consideradas ajustadas por diferentes factores de riesgo.

- La tasa de descuento en términos reales fue determinada como el costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) y corresponde a un 6.31% (2018: 7.46%).

- Precio de petróleo – Brent: Las proyecciones incluyen USD$55.61/barril para el primer año, USD$54.91/barril para el mediano plazo y USD$70.1/barril para el largo plazo. En 2018, los supuestos realizados tomaron un precio de

USD$81.4/barril para el primer año, USD$67.6/barril promedio para el mediano plazo y USD$71.4/barril a partir de 2030. La proyección de precios internacionales de crudos es realizada por una agencia independiente y especializada en Oil & Gas, la cual tiene en cuenta los actuales escenarios de los acuerdos de cuotas petroleras de la OPEC (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y el impacto de los cambios en especificaciones emitidos por el convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques (Marpol) a partir de 2020 sobre crudos y combustibles con alto contenido de azufre.

Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos, son registradas a través del método de participación. Ecopetrol evalúa si existe alguna evidencia objetiva para determinar si el valor de dichas inversiones se ha deteriorado en el periodo, en especial, aquellas compañías que fueron adquiridas con Goodwill.

Como resultado, Ecopetrol reconoció un (gasto) recuperación por impairment en el valor de sus inversiones en compañías al 31 de diciembre, de la siguiente manera:

	Al 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
Equion Energía Limited	(119,888)	130,822	19,149
Offshore International Group	(184,209)	193,344	37,589
	(304,097)	**324,166**	**56,738**

Los supuestos empleados para determinar el valor recuperable de las compañías evaluadas son los descritos en la sección anterior, excepto por la utilización de una tasa de descuento en términos reales en 2019 para Offshore International Group de 8.50% (2018 – 8.92%).

En 2019, se registró gasto por impairment tanto para Offshore International Group y Equion Energía dadas las variables actuales del mercado, disminución en los precios internacionales, posición conservadora frente a proyectos y aumento en costos.

En 2018, los mercados mostraron mejores condiciones con precios y diferenciales que permitieron mejores valores para el pronóstico de producción de crudo y gas. El desempeño operacional y la evolución técnica han contribuido a fortalecer los flujos de efectivo futuros que, a su vez, aportaron a la recuperación del impairment reconocido en años anteriores para Offshore International Group y Equion Energy.

En 2017, debido a nuevas variables de mercado, nuevas reservas, diferenciales de precios frente a los indicadores de referencia y la información técnica y operativa disponible, hubo una recuperación de impairment reconocido en años anteriores para Offshore International Group y Equion Energy.

17.2 Refinación, petroquímica y biocombustibles

	Al 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
Refinería de Cartagena	911,597	(770,581)	1,434,298
Bioenergy	(234,340)	(213,461)	(92,346)
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	(225,094)	-	(273,987)
	452,163	(984,042)	1,067,965

El siguiente es el detalle de la recuperación (gasto) por impairment de las unidades generadoras de efectivo del segmento de refinación, petroquímica y biocombustibles:

2019

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Refinería de Cartagena	22,292,788	23,204,385	911,597
Bioenergy	575,331	340,991	(234,340)
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	901,517	676,423	(225,094)
			452,163

2018

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Gasto
Refinería de Cartagena	23,411,058	22,640,761	(770,297)
Refinería de Cartagena - Otros activos	-	-	(284)
Bioenergy	774,343	560,882	(213,461)
			(984,042)

2017

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Refinería de Cartagena	20,578,412	22,012,710	1,434,298
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	1,172,773	898,786	(273,987)
Bioenergy	757,741	665,395	(92,346)
			1,067,965

La agregación de los activos, para identificar las UGEs es consistente con relación al periodo anterior.

Refinería de Cartagena

El valor recuperable de la Refinería de Cartagena S.A. (Reficar) se calculó a partir del valor razonable menos costos de disposición, el cual es superior a su valor de uso. El valor razonable menos los costos de disposición, fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la Gerencia del Grupo, los cuales son desarrollados sobre precios de mercado provistos por un tercero, el cual considera variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda de crudos y productos refinados. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados para determinar el valor recuperable incluyeron: i) un margen bruto de refinación determinado con base en el precio del crudo y las perspectivas de precios de los productos proporcionados por un experto externo; ii) una tasa de descuento real de 6.23% (2018 – 6.48%) determinada bajo metodología WACC; iii) condiciones y beneficios actuales, o similares, como usuario industrial de bienes y servicios de zona franca y durante la vigencia de la licencia; iv) nivel de costos y gastos de operación a largo plazo en línea con los estándares internacionales de refinerías de similar configuración y capacidad de conversión, v) volúmenes de cargas de crudo y producción de combustibles, y vi) nivel de inversión continua.

Es relevante mencionar que el negocio de refinación es altamente sensible a la volatilidad de los márgenes y a las variables macroeconómicas implícitas en la determinación de la tasa de descuento, por tanto, cualquier cambio en estos supuestos genera variaciones importantes en el monto de impairment o recuperación calculado.

La recuperación de impairment para 2019, está relacionada principalmente con los cambios macroeconómicos fundamentales que disminuyeron la tasa de descuento utilizada para la valoración de los activos de Reficar, asociados principalmente a la disminución del riesgo y al costo de deuda para la empresa. En conjunto, la gestión operacional y los resultados del 2019 permitieron soportar mejoras operacionales incluidas en la proyección que compensan en alguna medida las afectaciones relacionadas con el impacto que tendrá la regulación MARPOL sobre la proyección de los márgenes de refinados y diferenciales de crudo. Los resultados del 2019 estuvieron demarcados por un mayor conocimiento de las capacidades de la refinería y una eficiente gestión operacional.

El impairment registrado para 2018 está explicado por un marcado ajuste en la expectativas del mercado en relación con el impacto que tendría la implementación de la regulación MARPOL sobre la proyección de márgenes de los productos refinados y el diferencial de crudos livianos y pesados que sirven como materia prima; y cambios macroeconómicos fundamentales que aumentaron la tasa de descuento utilizada para la valoración de los activos de Reficar, asociados principalmente al aumento en la tasa libre de riesgo y mayores primas de riesgo de mercado. Por otro lado, la gestión operacional y los resultados del año permitieron soportar mejoras operacionales incluidas en la proyección que compensan en alguna medida las afectaciones por las variables macroeconómicas.

En 2017, se presentó una recuperación de impairment registrado en periodos anteriores como resultado de: a) una mayor certidumbre en los márgenes de refinación producto de la ratificación de la implementación de Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques (Marpol) a partir de 2020; b) una tasa de descuento más baja; y c) optimizaciones operativas y financieras identificadas como parte de la estabilización de la refinería.

Bioenergy

El valor recuperable de Bioenergy se calculó con base en el valor razonable menos los costos de disposición, el cual es mayor al valor en uso y corresponde a los flujos de caja futuros descontados después de impuesto a las ganancias. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron a) proyección de los precios etanol con base en proyecciones de especialistas del Grupo y b) una tasa de descuento de 6.03% en términos reales (2018 – 6.97%), determinada bajo metodología WACC.

En 2019, se registra un gasto de impairment por $234,340, este valor se generó principalmente por cambios en las variables operativas, cambios en la proyección de los flujos operacionales y necesidad de mayores recursos, principalmente por los resultados de la renovación de cañas de mayor edad. En 2018 y 2017, se presenta una pérdida por impairment originada principalmente por la actualización de las fechas de entrada del proyecto, el proceso de estabilización de la planta industrial y la actualización de variables operativas.

Refinería de Barrancabermeja

Durante 2019, se reconocieron $225,094 por impairment, asociados a los trabajos de ingeniería y PMC para el desarrollo integral del Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, lo anterior considerando el avance en los análisis técnicos de alternativas para el eventual incremento de conversión en la refinería. Una vez reactivado el proyecto, Ecopetrol evaluará nuevamente si cualquier pérdida por impairment reconocida en años anteriores, estaría sujeta a recuperación.

Durante 2018, se evaluó el Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, el cual se encontraba a la fecha suspendido y no se observaron indicios que implicaran el reconocimiento de impairment adicional.

Durante 2017, la Refinería de Barrancabermeja reconoció $273,987 por concepto de impairment, relacionados principalmente con los saldos de la vía Yuma, gestión y cargos financieros capitalizados como parte del proyecto de Modernización de la Refinería, el cual se encuentra actualmente suspendido. Dicha suspensión obedeció a criterios de disciplina de capital definidos para asegurar el crecimiento y la sostenibilidad financiera del Grupo en el contexto adverso que atravesó el sector de hidrocarburos en años anteriores. Este proyecto se encuentra en evaluación dentro del plan estratégico de la Compañía; una vez reactivado el proyecto, cualquier pérdida por impairment reconocida en años anteriores, puede ser sujeta de recuperación.

17.3 Transporte y logística

El valor recuperable de estos activos fue determinado con base en su valor razonable menos costos de disposición, el cual corresponde a los flujos de caja descontados basados en las curvas de producción de hidrocarburos y curvas de transporte de refinados. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron: i) las tarifas reguladas por el Ministerio de Minas y Energía y Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, ii) tasa de descuento real empleada en la valoración fue de 4.88% (2018 – 5.60%) y iii) proyección volumétrica basada en el cierre de volúmenes transportados en 2019 y el balance volumétrico a largo plazo desde el año 2020.

En 2019, se registró un gasto por impairment por $232,556, relacionado principalmente con la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Sur por $106,983, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA), lo cual conlleva a un impairment del 100% del valor en libros y (UGE) Norte por $125,140; lo anterior incluye los activos por arrendamientos reconocidos como derecho de uso por las dos UGE mencionadas anteriormente. Este valor se generó principalmente por una disminución en los volúmenes para determinar la proyección de ingresos y la disminución para capturar eficiencias en costos.

En 2018, el principal impairment registrado fue por $167,917, correspondiente a los sistemas de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Sur, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA) y sus oleoductos aferentes el Oleoducto Mansoyá – Orito (OMO), San Miguel – Orito (OSO), y Churuyaco- Orito (OCHO). Este valor se generó principalmente por una disminución en la proyección del volumen a transportar de los sistemas del sur, y un incremento en la necesidad de inversiones de continuidad para disminuir el riesgo operativo de los sistemas de transporte.

En 2017, se presentó una recuperación de impairment para el segmento de transporte y logística por $59,455 principalmente en el Oleoducto del Sur, que está conformado entre otros, por el Oleoducto Transandino. La recuperación presentada en el año en mención se generó principalmente por un aumento en los flujos del Puerto de Tumaco incluidos en dicha UGE.

18. Goodwill

	A 31 de diciembre de	
	2019	**2018**
Oleoducto Central S.A.	683,496	683,496
Hocol Petroleum Ltd	537,598	537,598
Andean Chemical Limited	127,812	127,812
Esenttia S.A.	108,137	108,137
	1,457,043	**1,457,043**
Menos Impairment Hocol Petroleum Ltd	(537,598)	(537,598)
Total	**919,445**	**919,445**

Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo evaluó el valor en libros del goodwill generado en la adquisición de compañías controladas. El importe recuperable fue determinado con base en el valor razonable menos costos de disposición usando el valor presente de los flujos de caja futuros para cada una de las compañías adquiridas con crédito mercantil. La fuente de información consideró las proyecciones financieras de cada Compañía derivados de los planes de negocios aprobados por la Gerencia, los cuales son desarrollados sobre factores macroeconómicos de largo plazo como la curvas de precios y márgenes y supuestos fundamentales de oferta y demanda. Como resultado del análisis, el Grupo no identificó la necesidad de reconocer impairment sobre el goodwill.

19. Préstamos y financiaciones

En el Anexo 2 se detallan las principales condiciones de los préstamos más significativos del Grupo Empresarial.

19.1 Composición de los préstamos y financiaciones

Saldos de los préstamos y financiaciones, que son registrados a su costo amortizado:

	Tasa de interés*		A 31 de diciembre de	
	2019	2018	2019	2018
Moneda nacional				
Bonos	8.7%	8.0%	1,567,598	1,568,034
Créditos sindicados	8.0%	7.9%	1,115,874	1,439,590
Pasivos por arrendamiento (1)	7.2%		1,039,303	591,153
Créditos comerciales y otros	8.3%	7.6%	737,032	449,998
			4,459,807	**4,048,775**
Moneda extranjera				
Bonos	5.9%	5.7%	25,832,740	25,599,996
Créditos comerciales	7.1%	4.4%	6,586,538	7,352,002
Préstamos partes relacionadas (Nota 30)			1,108,403	855,135
Pasivos por arrendamiento (1)	6.2%		251,651	206,737
			33,779,332	**34,013,870**
			38,239,139	**38,062,645**
Corriente			5,012,173	4,019,927
No corriente			33,226,966	34,042,718
			38,239,139	**38,062,645**

*Tasa de interés efectiva promedio ponderado al cierre de cada periodo

(1) Corresponde principalmente al valor presente de los pagos a ser realizados durante el plazo de los contratos de arrendamiento operativo de oleoductos, tanques, bienes inmuebles y vehículos, reconocidos como resultado de la implementación de la NIIF 16 Arrendamientos. Ver Nota 5.1.

19.2 Perfil de vencimientos

Los siguientes son los vencimientos de los préstamos al 31 de diciembre de 2019:

	Hasta 1 año	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	571,969	403,996	358,976	232,657	1,567,598
Créditos sindicados	361,545	754,329	-	-	1,115,874
Pasivos por arrendamiento	179,448	559,337	235,791	64,727	1,039,303
Otros	218,375	343,049	121,679	53,929	737,032
	1,331,337	**2,060,711**	**716,446**	**351,313**	**4,459,807**
Moneda extranjera					
Bonos	1,386,032	13,873,755	5,574,713	4,998,240	25,832,740
Créditos comerciales	1,129,117	4,163,624	1,253,446	40,351	6,586,538
Pasivos por arrendamiento	57,284	175,962	18,405	-	251,651
Préstamos partes relacionadas	1,108,403	-	-	-	1,108,403
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**3,680,836**	**18,213,341**	**6,846,564**	**5,038,591**	**33,779,332**
	5,012,173	**20,274,052**	**7,563,010**	**5,389,904**	**38,239,139**

Los siguientes son los vencimientos de los préstamos al 31 de diciembre de 2018:

	Hasta 1 año (1)	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	116,693	842,514	362,446	246,381	1,568,034
Créditos sindicados	406,582	1,033,008	-	-	1,439,590
Otros	120,069	491,781	270,920	158,381	1,041,151
	643,344	**2,367,303**	**633,366**	**404,762**	**4,048,775**
Moneda extranjera					
Bonos	1,374,390	10,605,708	8,664,732	4,955,166	25,599,996
Créditos Refinería de Cartagena	1,116,370	4,061,541	2,174,091	-	7,352,002
Otros	885,823	136,574	39,475	-	1,061,872
	3,376,583	**14,803,823**	**10,878,298**	**4,955,166**	**34,013,870**
	4,019,927	**17,171,126**	**11,511,664**	**5,359,928**	**38,062,645**

(1) Incluye créditos de corto plazo y porción corriente de la deuda de largo plazo, según aplique.

19.3 Clasificación según tipo de interés

	Al 31 de diciembre de 2019	2018
Moneda nacional		
Tasa fija	598,802	252,224
Tasa variable	3,861,005	3,796,551
	4,459,807	**4,048,775**
Moneda extranjera		
Tasa fija	31,087,439	31,432,667
Tasa variable	2,691,893	2,581,203
	33,779,332	**34,013,870**
Total préstamos y financiaciones	**38,239,139**	**38,062,645**

Los intereses de los bonos en moneda nacional están indexados al IPC (Índice de Precios al Consumidor) y los créditos bancarios y leasing a tasa variable en pesos colombianos están indexados a la DTF (Depósitos a Término Fijo) e IBR (Indicador Bancario de Referencia), más un diferencial. Los intereses de los préstamos en moneda extranjera se calculan con base en la tasa LIBOR más un diferencial y los intereses de los otros tipos de deuda son a tasa fija.

19.4 Deuda en moneda extranjera designada como instrumento de cobertura

Al 31 de diciembre de 2019, Ecopetrol S.A. tiene designados USD$7,331 millones de la deuda en moneda extranjera como instrumento de cobertura; de los cuales, USD$6,031 millones corresponden a la cobertura de inversiones en compañías con moneda funcional dólar y USD$1,300 millones a la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo. Ver Nota 29 – Gestión de riesgos.

19.5 Garantías y covenants

El financiamiento obtenido por el Grupo en los mercados de capital no tiene garantías otorgadas ni restricciones de convenants financieros.

Existen ciertas garantías y restricciones en los siguientes créditos comerciales nacionales adquiridos por las subsidiarias de Ecopetrol, las cuales se han cumplido al 31 de diciembre del 2019 y 2018 así:

- El crédito adquirido por Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. se encuentra garantizado con los derechos económicos de los contratos de transporte ship or pay firmados con Frontera Energy Colombia Corp. (antes Meta Petroleum Corp.) y contiene algunas restricciones en cuanto a aportes de capital y disposición de activos.

- El crédito sindicado adquirido por Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. establece como requisito que esta subsidiaria mantenga una relación establecida de apalancamiento y solvencia y flujo de caja/servicio a la deuda.

- El crédito adquirido por Bioenergy con Bancolombia se encuentra garantizado con predios denominados La Esperanza 1 y 2 por $6,343.

19.6 Enmienda créditos

A 31 de diciembre se concedieron las siguientes enmiendas de créditos a compañías del Grupo:

- Bancolombia concedió prórroga para los contratos de Leasing 120158 y 148090 de Bioenergy Zona Franca S.A.S. hasta el mes de junio de 2020 considerando la necesidad de gestionar la liquidez de corto plazo de la compañía.

19.7 Valor razonable

El valor razonable de las obligaciones financieras es de $43,261,792 y $38,305,674 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

Para la medición a valor razonable, los bonos en moneda local fueron valorados utilizando los precios de referencia de Precia, mientras que para los bonos denominados en dólares se tomó como fuente Bloomberg. Respecto a las demás obligaciones financieras para las que no existe un referente de mercado se utilizó una técnica de descuento a valor presente. Las tasas de descuento incorporan el riesgo de mercado mediante algún referente (Libor, DTF) y el riesgo de crédito de la Compañía (spread).

19.8 Movimiento de la deuda financiera neta

	Efectivo y equivalentes	Otros activos financieros	Préstamos y financiaciones	Deuda financiera neta
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**7,945,885**	**6,533,725**	**(43,547,835)**	**(29,068,225)**
Flujo de efectivo, neto	(2,040,386)	843,612	11,363,077	10,166,303
Diferencia en cambio				
Registrada en el resultado del periodo	406,245	920,609	(816,840)	510,014
Registrada en el otro resultado integral	-	-	(2,165,569)	(2,165,569)
Costo financiero registrado a proyectos	-	-	(217,891)	(217,891)
(Costo) ingreso financiero reconocido en resultados	-	92,906	(2,399,414)	(2,306,508)
Ajuste por conversión	-	(245,958)	(203,446)	(449,404)
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo	-	2,921	(74,727)	(71,806)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**6,311,744**	**8,147,815**	**(38,062,645)**	**(23,603,086)**
Flujo de efectivo, neto	505,466	(3,117,549)	3,303,303	691,220
Diferencia en cambio				
Registrada en el resultado del periodo	258,548	182,396	(151,518)	289,426
Registrada en el otro resultado integral	-	-	(53,911)	(53,911)
Intereses y diferencia en cambio capitalizada	-	-	(261,592)	(261,592)
Costo financiero reconocido en resultados	-	(18,551)	(1,894,490)	(1,913,041)
Ajuste por conversión	-	(204,441)	(14,627)	(219,068)
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo	-	(10,378)	(1,103,659)	(1,114,037)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**7,075,758**	**4,979,292**	**(38,239,139)**	**(26,184,089)**

20. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Corriente		
Proveedores	8,115,015	6,878,510
Anticipos asociados	925,761	874,010
Retención en la fuente	673,204	246,867
Dividendos por pagar	157,181	84,657
Partes relacionadas (Nota 30)	187,616	116,418
Seguros y reaseguros	136,041	211,883
Acuerdos en contratos de transporte (1)	71,239	210,196
Depósitos recibidos de terceros	39,901	36,655
Acreedores varios	383,288	286,594
	10,689,246	**8,945,790**
No corriente		
Acreedores varios	24,445	30,522
	24,445	**30,522**

(1) Corresponde al valor de la deuda por acuerdos pactados en los contratos de transporte por oleoductos y poliductos, calculados en la compensación volumétrica por calidad y otros acuerdos de manejo de inventarios.

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar es muy cercano a su valor razonable debido a su naturaleza mayoritaria de corto plazo.

21. Provisiones por beneficios a empleados

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Beneficios post-empleo		
Salud	6,908,799	5,507,784
Pensión	2,853,718	1,452,322
Educación	458,441	479,945
Bonos	352,917	331,064
Otros planes	98,729	82,576
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	124,186	137,859
	10,796,790	**7,991,550**
Prestaciones sociales y salarios	587,596	521,802
Otros beneficios a largo plazo	96,678	93,199
	11,481,064	**8,606,551**
Corriente	1,929,087	1,816,882
No corriente	9,551,977	6,789,669
	11,481,064	**8,606,551**

21.1 Movimiento de las obligaciones actuariales

La siguiente tabla muestra el movimiento de los pasivos y activos, netos por beneficios post-empleo y beneficios por terminación al 31 de diciembre:

	Pensión y bonos (1)		Otros		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Pasivos por beneficios post-empleo						
Saldo inicial	**14,131,943**	**14,147,464**	**6,212,118**	**6,105,432**	**20,344,061**	**20,252,896**
Costo del servicio actual	-	-	76,478	77,373	76,478	77,373
Costo del servicio pasado	-	-	-	50,489	-	50,489
Costos por intereses	920,622	888,583	418,553	377,923	1,339,175	1,266,506
(Perdidas) ganancias actuariales	1,755,300	(56,655)	1,273,409	(27,651)	3,028,709	(84,306)
Beneficios pagados	(891,393)	(847,449)	(387,387)	(371,448)	(1,278,780)	(1,218,897)
Saldo final	**15,916,472**	**14,131,943**	**7,593,171**	**6,212,118**	**23,509,643**	**20,344,061**
Activos del plan						
Saldo inicial	**12,348,557**	**12,471,163**	**3,954**	**3,245**	**12,352,511**	**12,474,408**
Rendimiento de los activos	801,065	780,494	217	170	801,282	780,664
Aportes a los fondos	-	-	83,071	371,893	83,071	371,893
Beneficios pagados	(891,393)	(847,449)	(84,243)	(371,448)	(975,636)	(1,218,897)
(Perdidas) ganancias actuariales	451,609	(55,651)	16	94	451,625	(55,557)
Saldo final	**12,709,838**	**12,348,557**	**3,015**	**3,954**	**12,712,853**	**12,352,511**
Pasivo neto	**3,206,634**	**1,783,386**	**7,590,156**	**6,208,164**	**10,796,790**	**7,991,550**

(1) No existe costo por el servicio de pensiones y planes de pensiones, debido a que los beneficiarios fueron retirados al 31 de julio de 2010.

La siguiente tabla muestra el movimiento en los resultados y otros resultados integrales, por los años finalizados al 31 de diciembre:

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Resultado del periodo		
Intereses, neto	537,893	485,842
Costo de servicio actuarial	76,478	77,373
Costo de servicio pasado	-	50,489
Redenciones	10,213	503
	624,584	**614,207**
Otros resultados integrales		
Pensión y bonos	(1,303,693)	1,003
Salud	(1,268,379)	(17,356)
Beneficios plan de retiro voluntario	922	45,509
Pensión y bonos	(34)	93
	(2,571,184)	29,249
Impuesto diferido	771,355	(33,539)
	(1,799,829)	**(4,290)**

21.2 Activos del plan

Los activos del plan están representados por los recursos entregados a Patrimonios Autónomos Pensionales para el pago del pasivo pensional de las obligaciones por mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación está a cargo

de Ecopetrol. La destinación de los recursos de los patrimonios autónomos, así como sus rendimientos, no puede cambiarse de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones.

La siguiente es la composición de los activos del plan por tipo de inversión al 31 de diciembre:

	2019	2018
Títulos emitidos por el Gobierno Nacional	4,301,961	4,307,972
Bonos deuda privada	3,122,630	2,910,071
Otros moneda local	1,899,787	2,219,634
Otros bonos públicos	1,082,815	1,014,663
Otros moneda extranjera	870,859	691,658
Renta variable	823,977	653,828
Otros	610,824	554,685
	12,712,853	**12,352,511**

El 26.6% del saldo de los activos del plan corresponde a nivel 1 de valor razonable y el 73.4 % están bajo nivel de jerarquía 2.

El valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando el precio cotizado en los mercados de activos. La Compañía obtiene estos precios por intermedio de proveedores de datos financieros confiables reconocidos en Colombia o en el extranjero dependiendo de la inversión.

Para los títulos emitidos en moneda local, el valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando la información publicada por Precia. De acuerdo con su metodología, los precios pueden ser calculados a partir de información de mercado del día de valoración o estimados a partir de insumos históricos de acuerdo con los criterios establecidos para el cálculo de cada uno de los tipos de precios.

El precio promedio es calculado principalmente del mercado más representativo de las transacciones llevadas a través de plataformas electrónicas aprobadas y supervisadas por el regulador.

Por otro lado, el precio estimado se calcula para las inversiones que no reflejan la información suficiente para estimar un precio promedio de mercado, replicando los precios cotizados para activos similares o precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa. Este precio estimado también está dado por Precia como resultado de la aplicación de metodologías robustas aprobadas por el regulador financiero y ampliamente utilizado por el sector financiero en Colombia.

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con los patrimonios autónomos:

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
AAA	5,138,279	4,683,190
Nación	4,448,221	4,364,188
AA+	837,009	860,905
BBB-	455,201	426,743
BBB	319,514	193,579
BAA3	219,830	310,788
SP1+	84,933	-
A-1+	78,156	-
BRC1+	68,313	89,211
F1+	56,728	249,361
BBB+	22,113	86,040
A3	17,267	17,075
AA-	16,067	60,382
BAA1	15,538	21,395
AA	6,679	28,367
A	11,841	62,754
Otras calificaciones	30,129	55,768
Sin calificaciones disponibles	887,035	842,765
	12,712,853	**12,352,511**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 27.4.

21.3 Supuestos actuariales

Supuestos actuariales utilizados para determinar el valor presente de la obligación neta por beneficios definidos utilizados para los cálculos actuariales al 31 de diciembre:

2019	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios (1)
Tasa de descuento	5.75%	5.25%	6.00%	5.50%	4.83%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	5.50% / 4.70%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	7.00%	4.00%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

2018	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios (1)
Tasa de descuento	6.75%	6.50%	7.00%	6.75%	5.87%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	5.10% / 4.70%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	7.00%	4.00%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

N/A: No es aplicable para este beneficio

(1) Tasa de descuento promedio ponderada

La tendencia del costo es el incremento proyectado para el año inicial y la tasa incluye la inflación esperada.

La tabla de mortalidad usada para los cálculos fue la tabla de rentistas para hombres y mujeres tomando la experiencia obtenida para el periodo 2005-2008 del Instituto Colombiano de Seguridad Social.

21.4 Perfil de vencimientos de la obligación

Flujos de caja futuros para pago de las obligaciones post-empleo:

Periodo	Pensión y bonos	Otros beneficios	Total
2020	949,034	377,313	1,326,347
2021	967,734	384,233	1,351,967
2022	1,000,730	391,324	1,392,054
2023	1,000,770	401,058	1,401,828
2024	1,038,858	404,691	1,443,549
2025 y ss	5,551,125	2,081,228	7,632,353

21.5 Análisis de sensibilidad de pasivos y activos actuariales

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el valor de la obligación por beneficios definidos, considerando el efecto de posibles cambios sobre las variables del modelo, manteniendo los demás supuestos constantes, al 31 de diciembre de 2019:

	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento					
-50 puntos básicos	15,765,778	1,098,700	7,464,162	478,697	231,732
+50 puntos básicos	14,032,277	1,022,732	6,418,743	440,209	220,426
Tasa de inflación					
-50 puntos básicos	14,045,125	1,021,771	N/A	N/A	125,653
+50 puntos básicos	15,744,316	1,099,381	N/A	N/A	128,775
Tasa de incremento de salarios					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	94,266
+50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	103,434
Tasa tendencia del costo					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	6,425,329	439,471	N/A
+50 puntos básicos	N/A	N/A	7,452,021	478,793	N/A

N/A: No es aplicable para este beneficio.

21.6 Plan de retiro voluntario

La Junta Directiva de Ecopetrol aprobó en octubre de 2019 un plan de retiro voluntario de personal que incluye la desvinculación de empleados a partir de enero de 2020 y hasta diciembre de 2023, mediante 4 modalidades: Cumplimiento del ciclo laboral (pensión), Plan de Retiro A (Renta), Plan de Retiro B (Bonificación) e Indemnización mejorada. Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo no ha reconocido provisión relacionada con este plan, dado que se entenderá como obligación en el momento en que la Compañía ofrezca el plan y cada empleado acepte voluntariamente su retiro acogiéndose a alguna de las modalidades mencionadas.

En agosto de 2016, la Compañía ofreció un plan de retiro voluntario a 200 trabajadores que cumplieran con determinados requisitos. Al 31 de diciembre de 2019, 132 personas se encuentran acogidas a este plan con una obligación asociada de $124,186 (2018 - $137,859). Este plan incluye beneficios de renta mensual, educación y salud hasta que el empleado logre su pensión de jubilación.

21.7 Pasivo pensional fiscal

La siguiente es la comparación entre la obligación por pasivos pensionales (pensiones y bonos) determinada bajo el marco normativo NCIF y el fiscal:

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Pasivo pensional bajo NCIF	15,916,472	14,131,943
Pasivo pensional fiscal	14,219,638	14,226,333
Diferencia	**1,696,834**	**(94,390)**

La diferencia entre el saldo del pasivo pensional bajo NICF y fiscal se genera principalmente por la tasa de descuento, la cual para efectos fiscales es establecida por ley y bajo NCIF calculada según la política contable 4.15 – Beneficios a empleados.

Los supuestos utilizados en cada año fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre de	
Variable (1)	2019	2018
Tasa de interés técnico	4.00%	4.00%
Tasa de descuento nominal	8.07%	9.29%
Tasa de incremento pensional	3.91%	5.09%
Tasa de inflación	3.91%	5.09%
Mortalidad	RV08	RV08

(1) Los supuestos del cálculo actuarial NCIF pueden verse en la Nota 21.3.

22. Provisiones y contingencias

	Costos de abandono y desmantelamiento	Litigios	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**6,719,275**	**127,945**	**906,792**	**7,754,012**
Aumento costos de abandono	2,188,928	-	-	2,188,928
Adiciones	112,486	58,913	90,854	262,253
Utilizaciones	(410,191)	(45,342)	(59,755)	(515,288)
Costo financiero	226,803	-	3	226,806
Ajuste por conversión	(5,240)	79	1,211	(3,950)
Traslados	3,359	(4,166)	6,334	5,527
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**8,835,420**	**137,429**	**945,439**	**9,918,288**
Corriente	589,411	28,662	171,224	789,297
No corriente	8,246,009	108,767	774,215	9,128,991
	8,835,420	**137,429**	**945,439**	**9,918,288**

	Costos de abandono y desmantelamiento	Litigios	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**5,527,324**	**182,966**	**827,159**	**6,537,449**
Aumento costos de abandono	1,062,280	-	-	1,062,280
Adiciones (recuperaciones)	71,015	61,851	174,780	307,646
Utilizaciones	(182,130)	(114,647)	(100,215)	(396,992)
Costo financiero	186,518	-	-	186,518
Ajuste por conversión	54,610	(2,368)	10,983	63,225
Traslados	(342)	143	(5,915)	(6,114)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**6,719,275**	**127,945**	**906,792**	**7,754,012**
Corriente	549,678	88,623	176,108	814,409
No corriente	6,169,597	39,322	730,684	6,939,603
	6,719,275	**127,945**	**906,792**	**7,754,012**

22.1 Costos de abandono y desmantelamiento

El pasivo estimado por costos de abandono corresponde a las obligaciones futuras que tiene el Grupo de restaurar las condiciones ambientales de manera similar a las existentes antes del inicio de proyectos o actividades, de acuerdo a lo descrito en la política *3.5 – Abandono y desmantelamiento de campos y otras facilidades*. Por tratarse de obligaciones a largo plazo, este pasivo se estima proyectando los pagos futuros esperados y descontando a valor presente con una tasa referenciada a las obligaciones financieras del Grupo, teniendo en cuenta la temporalidad y riesgos de esta obligación. Las tasas de descuento utilizadas en la estimación de la obligación al 31 de diciembre de 2019 fueron: Producción 3.01% (2018 – 3.54%), Refinación 3.94% (2018 - 3.84%) y Transporte 2.61% (2018 – 3.69%)

22.2 Litigios

El siguiente cuadro detalla los principales litigios reconocidos en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre, cuyas expectativas de pérdidas son de alta probabilidad y podrían implicar una salida de recursos:

Pretensiones	2019	2018
Provisión en ejecución de contratos	93,992	93,992
Controversia por incumplimiento de contrato con las firmas Consulting Group e Industrial Consulting SAS, con la Refinería de Cartagena y se realizó el pago en el año 2019	-	15,541

22.3 Contingencias ambientales y otros

Corresponde principalmente a contingencias por incidentes ambientales y obligaciones de compensación ambiental e inversión forzosa del 1% por el uso, aprovechamiento o afectación de los recursos naturales impuestas por las autoridades ambientales nacionales, regionales y locales. La inversión forzosa del 1% se genera por el uso del agua tomada directamente de fuentes naturales de acuerdo con lo establecido en la Ley 99 de 1993, artículo 43, el Decreto 1900 de 2006, los Decretos 2099 de 2017 y 075 y 1120 de 2018 y artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 con relación a los proyectos que el Grupo desarrolla en las regiones.

El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, expidió en diciembre de 2016 y en enero de 2017 los Decretos 2099 y 075, mediante los cuales modifica el Decreto Único Reglamentario del sector ambiente y desarrollo sostenible, Decreto 1076 de 2015, en lo relacionado con la inversión forzosa por la utilización del agua tomada directamente de fuentes naturales.

En 2017, los principales cambios que establecieron estos decretos se dieron con relación a las áreas de implementación, líneas de inversión y la base de liquidación de las obligaciones. Igualmente, se definió el 30 de junio de 2017 como fecha máxima para modificar los Planes de Inversión que se encuentran en ejecución. El 30 de junio de 2017, Ecopetrol radicó ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) ciertos planes de inversión del 1% para acogerse a los nuevos decretos, con relación a las líneas de inversión, manteniendo la base de liquidación del Decreto 1900.

Al 31 de diciembre de 2018 la provisión para inversión forzosa del 1% por el uso del agua se estimó con base en los parámetros establecidos en el Decreto 1076 de 2015.

Al 31 de diciembre de 2019 el Grupo culminó la re-certificación de la base de liquidación y el acogimiento al porcentaje de actualización de los valores de inversión del 1%, en cumplimiento del artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 generando una menor provisión de esta obligación.

22.4 Contingencias

Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

Durante julio de 2018, los remitentes que no hacen parte del Grupo Ecopetrol (Frontera Energy Colombia Corp., Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. y Canacol Energy Colombia S.A.S.) (en adelante, los "Remitentes"), enviaron comunicaciones a Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S (en adelante Bicentenario) donde manifestaron pretender dar por terminados de forma anticipada sus respectivos Contratos de Transporte Ship or Pay celebrados en 2012 (los "Contratos de Transporte").

Conforme a lo anterior, esos Remitentes han dejado de cumplir sus obligaciones bajo dichos Contratos de Transporte. Bicentenario rechazó los términos de las comunicaciones señalando que no hay lugar a una terminación anticipada y ha reiterado a los Remitentes que los Contratos de Transporte se encuentran vigentes y que sus obligaciones deben ser oportunamente cumplidas.

Bajo el convencimiento de que los Contratos de Transporte continúan vigentes y que los Remitentes antes mencionados continuaron y continúan incumpliendo sus obligaciones bajo los mismos, Bicentenario constituyó en mora a los Remitentes por el no pago de las cuentas de cobro por concepto del servicio de transporte y ejecutó las cartas de crédito stand by previstas como garantías en los Contratos de Transporte.

Agotadas las etapas de arreglo directo con cada Remitente, Bicentenario retiró las demandas inicialmente presentadas y presentó demandas arbitrales en contra de cada uno de ellos, así: (i) el 12 de noviembre de 2019, Bicentenario demandó a Frontera Energy Colombia Corp. al amparo del pacto arbitral contenido en el Contrato de Transporte; (ii) el 10 de diciembre de 2019, Bicentenario demandó a Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. al amparo del pacto arbitral contenido en el Contrato de Transporte; y (iii) el 26 de diciembre de 2019, Bicentenario demandó a Canacol Energy Colombia S.A.S. al amparo del pacto arbitral contenido en el Contrato de Transporte.

Los tres procesos arbitrales se encuentran en curso.

En paralelo a lo anterior, Bicentenario continuará ejerciendo sus derechos en los términos de los Contratos de Transporte y sus acuerdos relacionados, para garantizar su cumplimiento y reclamar cualquier compensación, indemnización o restitución derivada de la alegada terminación anticipada de dichos contratos, junto con otros incumplimientos.

Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Contratos de transporte Ship or Pay:

Dentro de las cláusulas pactadas en los contratos celebrados con el Grupo Frontera Energy respecto del Oleoducto Caño Limón Coveñas, y en particular la cláusula 13.3 establece que, en caso de suspensión del servicio por causas no imputables a ninguna de las partes, por un período mayor de 180 días calendario continuos, cualquiera de las partes podrá terminar el contrato anticipadamente.

En virtud de lo anterior, el 12 de julio de 2018 CENIT recibió comunicación del Grupo Frontera Energy, en la cual se manifestó la decisión de éste de ejercer la facultad prevista en la cláusula 13.3. de cada uno de los contratos de transporte celebrados respecto del Oleoducto Caño Limón – Coveñas, con el propósito de darlos por terminados anticipadamente. Con relación a lo anterior, CENIT emitió la comunicación CEN-PRE-3451-2018-E de fecha 17 de Julio 2018 en la que se manifiesta que no se ha configurado el supuesto de hecho previsto en la cláusula 13.3 de los contratos en mención, para que el Grupo Frontera Energy tenga la potestad contractual de decidir su terminación anticipada.

En la misma comunicación CENIT manifestó la intención de continuar facturando y cobrando los servicios de transporte establecidos en los contratos mencionados, considerando que los mismos siguen vigentes por lo que Frontera debe cumplir con las obligaciones asumidas en cada uno de ellos.

En el año 2019 CENIT evaluó el reconocimiento de ingresos de acuerdo con los criterios contenidos en la IFRS 15, determinando que no es posible reconocer contablemente los ingresos asociados a este contrato por $163,852, sin perjuicio de lo anterior, subsisten los derechos y obligaciones contractuales y por ende la controversia con el Grupo Frontera Energy.

Al 31 de diciembre de 2019 los valores adeudados por el Grupo Frontera Energy en relación con el caso descrito anteriormente ascienden a $334,582.

22.5 Detalle de los pasivos contingentes

El siguiente es un resumen de los pasivos contingentes no reconocidos en el estado de situación financiera separado, cuya valoración cualitativa está definida como eventual:

	2019		2018	
Tipo de proceso	Cantidad de procesos	Pretensiones	Cantidad de procesos	Pretensiones
Acción constitucional	14	1,092,228	13	1,075,965
Administrativo ordinario	160	780,150	149	701,080
Laboral ordinario	593	49,055	652	76,744
Civil ordinario	52	16,269	54	15,875
Arbitramento	-	-	1	10,608
Laboral especial	13	720	14	1,056
Penal	1	595	1	-
Administrativo ejecutivo	1	28	2	40
Tutela	112	10	105	-
Civil ejecutivo	1	-	2	1,281
	947	**1,939,055**	**993**	**1,882,649**

22.6 Detalle de activos contingentes

A continuación se presenta un resumen de los activos contingentes, cuya entrada de beneficios económicos a la Compañía es probable, pero no prácticamente cierta:

	2019		2018	
Tipo de proceso	Cantidad de procesos	Pretensiones	Cantidad de procesos	Pretensiones
Administrativo ordinario	35	373,555	47	229,935
Civil ordinario	75	86,363	40	12,101
Arbitramento	1	67,232	1	261,754
Penal	156	60,177	189	58,481
Civil ejecutivo	61	4,912	65	3,569
Administrativo ejecutivo	11	4,028	15	4,286
Laboral ordinario	50	3,295	51	6,086
Laboral especial	57	307	59	320
Tutela	4	-	6	-
	450	**599,869**	**473**	**576,532**

Refinería de Cartagena S.A.

El 8 de marzo de 2016, Reficar presentó una solicitud de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional en contra de las sociedades Chicago Bridge & Iron Company N.V., CB&I (UK) Limited y CBI Colombiana S.A. (colectivamente, "CB&I"), relacionada con los incumplimientos de los contratos de ingeniería, procura y construcción celebrados por Reficar y CB&I para la ampliación y modernización de la Refinería de Cartagena, ubicada en Cartagena, Colombia. En su solicitud de Arbitraje, Reficar reclama no menos de USD $2 mil millones a CB&I.

El 25 de mayo de 2016, CB&I presentó su respuesta a la Solicitud de Arbitraje y la versión preliminar de su contrademanda contra Reficar, la cual ascienda a un valor aproximado de USD $213 millones. El 27 junio de 2016, Reficar contestó la contrademanda de CB&I, oponiéndose a todas las pretensiones de CB&I.

El 28 de abril de 2017, Reficar presentó su demanda no detallada y, en la misma fecha, CB&I presentó su contrademanda no detallada, reclamando una suma de aproximadamente USD $116 millones y $387,558 millones, incluyendo USD $ 70 millones de una carta de crédito de cumplimiento. Posteriormente, el 16 de marzo de 2018, CB&I presentó su contrademanda detallada, actualizando el valor reclamado a las sumas de USD $129 millones y $432,303 millones, incluyendo intereses. En esta misma fecha, Reficar presentó su demanda detallada, en la cual reclama, entre otras pretensiones, la suma aproximada de USD $ 139 millones por concepto de facturas pagadas provisionalmente en el marco de los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC.

El 28 de junio de 2019, Chicago Bridge and Iron Company (CB&I) presentó respuesta a la defensa no detallada de Reficar por la demanda de reconvención, actualizando el valor de su reclamación aproximadamente USD $137 millones y $503,241 millones, incluyendo intereses. Asimismo, CB&I presentó su defensa detallada a la demanda de Reficar.

Reficar presentó defensa detallada a la contrademanda de CB&I y su respuesta al memorial de defensa no detallado de CB&I, actualizando su reclamación por concepto de facturas pagadas provisionalmente en el marco de los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC a aproximadamente USD$ 137 millones.

El Tribunal Arbitral está en proceso de definir la fecha en que iniciarán las audiencias en 2020 y, luego de la audiencia, el Tribunal analizará los argumentos de las partes para definir la fecha en la que emitirá el Laudo Arbitral. Hasta el momento en que se profiera el Laudo, el resultado del arbitraje es incierto.

En posible relación con esta materia, a 31 de diciembre de 2019 existe un saldo de USD $122 millones aproximadamente, en facturas pagadas por Reficar a CB&I, bajo los Acuerdos PIP y MOA del contrato EPC, cuyos soportes suministrados hasta la fecha por CB&I no cuentan con la aceptación de AMEC Foster Wheeler – PCIB.

En enero de 2020, McDermott International Inc., matriz de CB&I se declaró en quiebra y anunció que iniciará una reorganización a instancias del Capítulo 11 de la legislación de Estados Unidos. Ante esta situación, Refinería de Cartagena ha adelantado acciones para proteger sus intereses y cuenta con un grupo de expertos con quienes continuará evaluando otras medidas que pueda adoptar ante esta nueva circunstancia.

22.7 Investigaciones de entes de control

Refinería de Cartagena S.A.S.

FISCALIA GENERAL DE LA NACIÓN (FGN):

A la fecha se adelantan 3 procesos penales derivados de los hechos relacionados con el proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena.

Proceso 1 – No. 110016000101201600023 - MOA - PIP y EPC

Este proceso se adelanta en contra de algunos antiguos miembros de Junta Directiva de Reficar, antiguos trabajadores de Reficar, trabajadores de Chicago Bridge and Iron Company (CB&I) y el Revisor Fiscal de Reficar entre los años 2013 y 2015; por los delitos de interés indebido en la celebración de contratos, peculado por apropiación en favor de terceros, enriquecimiento ilícito de particulares en favor de terceros y falsedad ideológica en documento público.

El 31 de mayo de 2018, se dio inicio a la respectiva Audiencia de Formulación de Acusación, que continuó el 29 de noviembre de 2018, momento para el cual la FGN adicionó el escrito de acusación y se le solicitaron aclaraciones al mismo, para lo cual se suspendió la diligencia.

El 28 de enero de 2019 se reanudó la audiencia, la FGN realizó las aclaraciones que consideró pertinentes, los acusados interpusieron nulidad del proceso que fue negada por la juez de conocimiento y, el 1 de febrero de 2019, interpusieron recurso de apelación contra esta decisión, recurso que fue concedido en efecto suspensivo ante el Tribunal Superior de Bogotá. El día 7 de junio de 2019, la Sala Penal del Tribunal Superior de Bogotá decidió negar la solicitud de declaratoria de nulidad presentada en la audiencia de acusación.

El 22 de agosto de 2019 finalizó la audiencia de acusación y se reconoció oficialmente como víctimas a Reficar y Ecopetrol S.A.

El 25 de noviembre de 2019 se instaló la audiencia preparatoria de juicio y se agendó la continuación de la misma para los días 27 al 30 de abril del 2020.

Proceso 2 - No. 110016000101201800132 Línea de Negocio

Los días 22 y 23 de octubre de 2018 ante el Juzgado 24 Penal Municipal con Función de Garantías se llevó a cabo la Audiencia de Imputación por delitos de administración desleal agravada en concurso heterogéneo con obtención de documento público falso contra ex miembros de Junta Directiva de Reficar y un funcionario de Reficar. “Reficar actúa en ambas investigaciones en calidad de víctima”.

El 23, 25 y 31 de octubre de 2018 se llevó a cabo la Audiencia de Medidas de Aseguramiento en la cual la FGN solicitó para algunos de los imputados: (i) Prohibición de salir del país, (ii) Presentaciones periódicas ante autoridad, y (iii) Obligación de guardar buena conducta. Sin embargo, el juez se abstuvo de decretar la medida de aseguramiento por considerar que no hay suficientes elementos de juicio que soporten la necesidad de las medidas solicitadas. Contra la decisión del juez 24, la FGN interpuso recurso de apelación que fue resuelto el 20 de febrero de 2019 por el Juez 50 Penal del Circuito, confirmando la decisión de primera instancia y negando las mencionadas medidas.

El 19 de junio de 2019, se presentó escrito de acusación por parte del Fiscal 110 Especializado. El 5 de agosto de 2019, se

llevó a cabo la audiencia de acusación ante el Juzgado 34 Penal del Circuito de Conocimiento.

El 18 de noviembre de 2019 se instaló la audiencia preparatoria de juicio, la cual fue suspendida y programada del 2 al 6 de marzo de 2020.

Proceso 3 – No. 110016000101201800134 – Celebración Contrato PMC - Foster Wheeler

El 12 de junio de 2019 se llevó a cabo audiencia de imputación ante el Juzgado 21 Penal de Control de Garantías, en contra de dos ex presidentes de Reficar por el delito de celebración de contrato sin requisitos legales, por haber celebrado el Contrato PMC con el Joint Venture conformado por Foster Wheeler USA Corporation y Process Consultants Inc. de manera directa y no mediante un proceso de selección con pluralidad de oferentes.

El 6 de septiembre de 2019 la FGN presentó el escrito de acusación, el 27 de enero de 2020 se llevó a cabo la audiencia de acusación y se programó la audiencia preparatorio del juicio para el 11 y 24 de marzo de 2020.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (CGR)

Auditoría Financiera para la vigencia 2018

La CGR, el 20 de mayo de 2019, radicó en Reficar el Informe Final de Auditoría Financiera para la vigencia 2018. Reficar le solicitó al Contralor General de la República en ejercicio de la facultad que le fue conferida en el numeral 12 del artículo 51 del Decreto Ley 267 de 2000 revisar el mencionado informe y relacionó las motivaciones de la inconformidad; sin embargo, la solicitud no fue acogida.

Auditoría Financiera para la vigencia 2017

El 2 de octubre de 2018, Reficar presentó ante el Consejo de Estado, demanda contencioso-administrativa, en ejercicio del medio de control de nulidad y restablecimiento del derecho en contra del Informe Final de Auditoria Financiera para la vigencia 2017. El 29 de agosto de 2019 el Juez rechazó la demanda por considerar que el informe final de Auditoría es un acto de trámite.

Al respecto, Reficar mediante apoderado judicial presentó recurso de súplica, el cual fue resuelto el 5 de diciembre de 2019 por la Sección Primera, Sala de los Contencioso Administrativa del Consejo de Estado, confirmando el auto que rechazó la demanda.

Proceso de Responsabilidad Fiscal

Mediante Auto No. 773 del 5 de junio de 2018, la CGR dictó auto de archivo e imputación de responsabilidad fiscal dentro del proceso No. PRF-2017-00309_UCC-PRF-005-2017 e imputó responsabilidad a:

Nueve (9) anteriores miembros de la Junta Directiva de Reficar,
Cinco (5) antiguos trabajadores de Reficar (iii) un (1) actual trabajador de Ecopetrol,
Cinco (5) Compañías Contratistas que hicieron parte del proyecto de expansión y modernización de la refinería de Cartagena y,
Cinco (5) Compañías aseguradoras, en calidad de tercero civilmente responsable.

Actualmente la CGR se encuentra practicando las pruebas solicitadas por los sujetos imputados, dentro de los descargos presentados por ellos.

PROCURADURÍA GENERAL DE LA NACIÓN

Se tiene conocimiento de nueve (9) actuaciones disciplinarias adelantadas Procuraduría General de la Nación, cuatro (4) de ellas relacionadas con el Proyecto.

De estas nueve (9) actuaciones, ocho (8) se encuentran en etapas de carácter reservado y una (1) cuenta con información pública.

La investigación cuya información es pública, se adelanta en contra de antiguos funcionarios y miembros de Junta Directiva de Reficar y actualmente se surte la práctica de pruebas de descargos.

La Compañía está cooperando con todos los entes de control y ha dado respuesta de todos los requerimientos de información que han presentado a la fecha.

Dado lo anterior, el Grupo no está en condiciones de pronosticar el resultado de estas investigaciones; como tampoco le es posible evaluar la probabilidad de alguna consecuencia que pueda impactar los estados financieros, tales como provisiones adicionales, multas o desconocimientos de deducciones fiscales que afecten los montos de impuestos diferidos activos, máxime que estas consecuencias no son propias de este tipo de procesos.

A la fecha de este reporte, los estados financieros continúan revelando de manera adecuada la situación financiera y operacional del Grupo en todos los aspectos materiales y sus controles internos se mantienen vigentes.

23. Patrimonio

23.1 Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es $36,540,000 dividido en 60,000,000,000 de acciones nominativas ordinarias, de las cuales se han suscrito 41,116,694,690 acciones representadas en un 11.51% (4,731,906,273 acciones) en personas naturales y jurídicas no estatales y 88.49% (36,384,788,417 acciones) en accionistas correspondientes a entidades estatales. El valor de las acciones en reserva asciende a $11,499,933 conformada por 18,883,305,310 acciones. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el capital suscrito y pagado ascendía a $25,040,067. No existe dilución potencial de acciones.

23.2 Prima en colocación de acciones

Corresponde, principalmente, a: (i) exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el 2007 por $4,457,997, (ii) exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por $2,118,468. (iii) $31,377, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio, y (iv) prima en colocación de acciones por cobrar $(143).

23.3 Reservas patrimoniales

La siguiente es la composición de las reservas al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	A 31 de diciembre de	
	2019	**2018**
Reserva legal	3,243,832	2,088,192
Reservas fiscales y obligatorias	509,082	509,081
Reservas ocasionales	31,744	2,541,622
Total	**3,784,658**	**5,138,895**

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Saldo inicial	5,138,895	2,177,869
Liberación de reservas	(3,050,703)	(751,718)
Apropiación de reservas	5,355,852	3,712,744
Dividendos decretados	(3,659,386)	-
Saldo final	**3,784,658**	**5,138,895**

23.4 Utilidades acumuladas y dividendos

El Grupo distribuye dividendos con base en los estados financieros anuales separados de Ecopetrol S.A., preparados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF).

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas, realizada el día 29 de marzo de 2019, aprobó el proyecto de distribución de utilidades sobre el ejercicio 2018 y definió distribuir dividendos por $9,251,256 (2018 - $3,659,386). Igualmente, la Asamblea Extraordinaria realizada el 16 de diciembre de 2019, aprobó la modificación de la destinación de la reserva ocasional autorizada el 29 de marzo de 2019 con el fin de distribuir un dividendo extraordinario de $3,659,386. El 100% de los dividendos fueron pagados durante el año.

23.5 Otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A.

La siguiente es la composición de los otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de la controlante, netos de impuesto de renta diferido:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Diferencia en cambio en conversiones	10,481,512	10,643,205
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(535,163)	(1,203,460)
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(1,130,583)	(1,069,316)
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido	(2,357,210)	(557,381)
Coberturas flujo de efectivo instrumentos derivados	3,689	(30,962)
Otros	1,899	-
	6,464,144	**7,782,086**

23.6 Utilidad básica por acción

	A 31 de diciembre de 2019	2018	2017
Utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas	13,251,483	11,556,405	6,620,412
Promedio ponderado de acciones en circulación	41,116,694,690	41,116,694,690	41,116,694,690
Ganancia (pérdida) neta básica y diluida por acción (pesos)	**322.3**	**281.1**	**161.0**

24. Ingresos de actividades ordinarias

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Ventas nacionales			
Destilados medios	13,541,756	11,586,192	9,590,326
Gasolinas y turbocombustibles	9,373,030	7,952,852	6,990,187
Servicios	4,138,455	3,531,404	3,589,553
Gas natural	2,305,543	1,885,846	1,815,754
Plástico y caucho	760,301	822,367	833,982
Asfaltos	544,200	335,426	275,803
G.L.P. y propano	372,916	574,639	509,619
Crudos	356,857	550,479	909,871
Aromáticos	228,552	282,545	217,418
Polietileno	190,133	268,200	167,348
Combustóleo	97,907	509,482	354,058
Otros ingresos contratos gas (1)	102,845	156,031	188,195
Otros productos	507,336	731,604	564,025
	32,519,831	**29,187,067**	**26,006,139**
Reconocimiento diferencial precios (2)	1,785,277	3,835,533	2,229,953
	34,305,108	**33,022,600**	**28,236,092**
Ventas al exterior			
Crudos	28,523,596	26,898,737	21,479,063
Diesel	4,391,798	3,050,839	1,213,740
Combustóleo	1,870,929	2,053,594	1,982,408
Plástico y caucho	1,200,668	1,268,582	1,169,101
Gasolinas y turbocombustibles	1,085,392	1,782,194	1,223,994
Gas natural	27,255	27,899	32,303
G.L.P. y propano	13,591	20,212	15,631
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 29.3)	(1,028,516)	(655,533)	(583,232)
Otros productos	456,948	350,811	441,124
	36,541,661	**34,797,335**	**26,974,132**
	70,846,769	**67,819,935**	**55,210,224**

(1) Corresponde al ingreso facturado sobre la participación en las utilidades de las ventas de gas, en el marco del acuerdo suscrito entre Ecopetrol y Chevron en 2004, para la extensión del contrato de asociación para la explotación de gas en la Guajira.

(2) Corresponde a la aplicación del Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo).

Ventas por zona geográfica

	2019	%	2018	%	2017	%
Colombia	34,305,108	48.4%	33,022,600	48.7%	28,236,092	51.1%
Estados Unidos	17,094,786	24.1%	14,765,674	21.8%	12,532,932	22.7%
Asia	13,235,475	18.7%	12,271,225	18.1%	6,136,796	11.1%
Centro América y el Caribe	3,436,823	4.9%	4,449,033	6.6%	6,070,565	11.0%
Sur América y otros	1,494,116	2.1%	2,184,101	3.2%	1,203,222	2.2%
Europa	1,280,461	1.8%	1,127,302	1.7%	1,030,617	1.9%
Total	**70,846,769**	**100%**	**67,819,935**	**100%**	**55,210,224**	**100%**

Concentración de clientes

Durante el 2019, Organización Terpel S.A. representó el 16% de total de las ventas del periodo (2018 – 14.0% y 2017 – 14.3%); ningún otro cliente tiene más del 10% del total de ventas. No existe riesgo de que se afecte la situación financiera del Grupo por una potencial pérdida del cliente. La relación comercial con este cliente es la venta de productos refinados y el servicio de transporte.

25. Costo de ventas

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Costos variables			
Productos importados (1)	12,639,710	11,809,529	11,637,419
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	5,508,454	5,049,666	5,750,334
Compras de crudo asociación y concesión	5,466,496	3,820,746	2,240,704
Compras de hidrocarburos-ANH(2)	5,437,177	5,667,567	4,338,576
Materiales de proceso	1,016,617	968,884	889,122
Energía eléctrica	829,543	662,297	561,424
Servicios de transporte de hidrocarburos	821,654	696,964	665,714
Regalías de gas en dinero	788,924	441,207	449,959
Compras de otros productos y gas	584,507	632,509	488,056
Servicios contratados asociación	267,778	260,207	195,689
Inventario inicial menos final y otras asignaciones (3)	(676,269)	(186,087)	(663,915)
	32,684,591	**29,823,489**	**26,553,082**
Costos fijos			
Depreciaciones y amortizaciones	2,781,446	2,555,176	2,366,849
Mantenimiento	2,497,002	2,260,984	2,038,970
Costos laborales	2,316,567	2,105,803	1,815,213
Servicios contratados	1,841,009	1,796,354	1,414,056
Servicios contratados asociación	1,211,510	1,040,221	1,008,336
Materiales y suministros de operación	574,678	565,601	468,205
Impuestos y contribuciones	516,933	393,690	343,505
Servicios de transporte de hidrocarburos	268,572	261,237	333,671
Costos generales	265,200	366,972	551,587
	12,272,917	**11,346,038**	**10,340,392**
	44,957,508	**41,169,527**	**36,893,474**

(1) Los productos importados corresponden principalmente a ACPM y diluyente para facilitar el transporte de crudo pesado.

(2) Corresponde a las compras de crudo de regalías que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), derivadas de la producción nacional.

(3) Corresponde principalmente a: i) capitalización de costos a los inventarios, producto del proceso de costeo, ii) medición al valor Neto de Realización (VNR) y iii) los préstamos de inventarios por transporte.

26. Gastos de administración, operación y proyectos

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Gastos de administración			
Gastos generales	1,140,975	911,645	723,341
Gastos laborales	759,324	662,258	624,424
Depreciaciones y amortizaciones	202,547	40,838	53,796
Impuestos (1)	48,753	39,117	362,963
	2,151,599	**1,653,858**	**1,764,524**
Gastos de operación y proyectos			
Gastos de exploración	763,452	1,387,379	1,341,940
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	558,370	466,862	471,657
Impuestos	483,330	433,506	324,223
Gastos laborales	402,531	316,386	310,947
Cuota de fiscalización	94,785	98,794	63,470
Depreciaciones y amortizaciones	75,484	44,318	95,516
Mantenimientos	56,333	50,846	122,273
Diversos	197,469	105,041	196,039
	2,631,754	**2,903,132**	**2,926,065**

(1) Incluye principalmente el reconocimiento del impuesto a la riqueza. Ver nota 10 – Impuestos.

27. Otros (gastos) ingresos operacionales, netos

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
(Gasto) por provisiones	(98,020)	(68,398)	(72,408)
(Gasto) por impairment de activos de corto plazo	(90,441)	(105,692)	(68,800)
(Pérdida) utilidad en adquisición de participaciones (1)	1,048,924	(12,065)	451,095
(Pérdida) utilidad en venta de activos	(148,021)	(93,601)	40,227
Gasto disponibilidad gasoductos contratos BOMT's (2)	-	-	(72,318)
Otros ingresos	344,354	244,301	227,607
	1,056,796	**(35,455)**	**505,403**

(1) Corresponde a la utilidad por la combinación de negocios realizada de Invercolsa S.A. (ver Nota 12)

(2) Corresponde a los servicios facturados con relación al contrato BOMT's para la construcción, operación, mantenimiento y transferencia de gasoductos con Transgas, este contrato finalizó en agosto de 2017.

28. Resultado financiero

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Ingresos financieros			
Resultados provenientes de activos financieros	975,245	745,571	739,148
Rendimientos e intereses	481,674	383,624	405,562
Utilidad en valoración de derivados	-	368	13,236
Dividendos (1)	117,260	-	-
Otros ingresos financieros	49,157	-	1,410
	1,623,336	**1,129,563**	**1,159,356**
Gastos financieros			
Intereses (2)	(1,894,490)	(2,399,414)	(2,385,994)
Costo financiero de otros pasivos (3)	(757,509)	(668,782)	(753,047)
Resultados provenientes de activos financieros	(638,767)	(381,445)	(481,308)
Otros gastos financieros	(43,703)	(62,173)	(45,041)
	(3,334,469)	**(3,511,814)**	**(3,665,390)**
Ganancia por diferencia en cambio, neta	**40,639**	**372,223**	**5,514**
	(1,670,494)	**(2,010,028)**	**(2,500,520)**

(1) En el año 2007, Arrendadora Financiera Internacional Bolivariana (AFIB) y Ecopetrol S.A. suscribieron un acuerdo, mediante el cual se constituyó un encargo fiduciario, en el que se depositaron los dividendos correspondientes al 8.53% de la participación en disputa respecto a las acciones de Invercolsa adquiridas en su momento por Fernando Londoño. En 2019, como resultado del fallo de la Corte Suprema de Justicia, Ecopetrol recibió el monto de los dividendos que se encontraban en la fiducia. Ver Nota 12 – Combinaciones de negocios.

(2) Al 31 de diciembre se capitalizaron intereses en recursos naturales y propiedad, planta y equipo por $248,139 (2018 - $200,833 y 2017 - $191,651).

(3) Incluye el gasto financiero de la obligación de abandono de activos y los pasivos por beneficios post-empleo.

29. Gestión de riesgos

29.1 Riesgo de tipo de cambio

El Grupo opera principalmente en Colombia y realiza ventas en el mercado local e internacional, por tal razón, está expuesto al riesgo de tipo de cambio. El impacto de las fluctuaciones en las tasas de cambio, especialmente la tasa de cambio peso/dólar de los Estados Unidos, ha sido material.

El peso colombiano se apreció 0.8%, al pasar de una tasa de cierre al 31 de diciembre de 2018 de $3,249.75 a $3,277.14 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2019.

Cuando el peso colombiano se aprecia, los ingresos por exportaciones, al ser convertidos a pesos disminuyen y las importaciones y servicio de la deuda externa se tornan menos costosos.

El saldo de los activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera se presenta en la siguiente tabla:

(Millones de USD)	A 31 de diciembre de 2019	2018
Efectivo y equivalentes de efectivo	114	514
Otros activos financieros	1,468	2,138
Cuentas comerciales por cobrar y por pagar, neto	81	(202)
Préstamos y financiaciones	(9,429)	(9,689)
Otros activos y pasivos, neto	64	63
Posición pasiva neta	**(7,702)**	**(7,176)**

Del total de la posición neta, USD$(7,769) millones corresponden a pasivos netos de compañías con moneda funcional peso colombiano, de los cuales USD$(7,331) corresponden a préstamos utilizados como instrumentos de cobertura cuya valoración es reconocida en otros resultados integrales, la valoración por diferencia en cambio de los restantes activos netos por USD$(438) millones afectan el estado de ganancias y pérdidas. Así mismo USD$67 millones de la posición neta corresponden a activos y pasivos monetarios de compañías del Grupo con moneda funcional diferente del peso colombiano, cuya valoración es reconocida en el estado de ganancias y pérdidas.

29.2 Análisis de sensibilidad para riesgo de tipo de cambio

El siguiente es el efecto que tendría una variación del 1% y 5% en tipo de cambio de pesos colombianos frente al dólar de los Estados Unidos, relacionado con la exposición de activos y pasivos financieros en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2019:

Escenario/ Variación en la TRM	Efecto en resultados antes de impuestos (+/-)	Efecto en otros resultados integrales (+/-)
1%	(12,158)	(240,247)
5%	(60,791)	(1,201,236)

29.3 Cobertura contable de flujo de efectivo para futuras exportaciones

Con el objetivo de expresar en los estados financieros el efecto de la cobertura existente entre exportaciones y endeudamiento, entendiendo que el riesgo por tasa de cambio se materializa cuando se realizan las exportaciones, el 30 de septiembre de 2015, la Junta Directiva designó la suma de USD$5,440 millones de la deuda de Ecopetrol como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros por exportación de crudo, para el periodo 2015 – 2023, de acuerdo con NIIF 9 – Instrumentos financieros.

De acuerdo con la Resolución 509 de 2015 de la Contaduría General de la Nación, esta política contable de reconocimiento de coberturas fue adoptada por Ecopetrol a partir del 1 de enero del 2015.

A continuación, se presenta el movimiento de este instrumento de cobertura no derivado:

(Millones de USD)	A 31 de diciembre de 2019	2018
Saldo inicial	**1,300**	**3,332**
Reasignación de instrumentos de cobertura	5,551	3,366
Realización de las exportaciones	(5,551)	(3,366)
Amortización del principal (1)	-	(2,032)
Saldo final	**1,300**	**1,300**

(1) El 27 de diciembre de 2018, Ecopetrol S.A. pagó anticipadamente la totalidad del bono internacional a 10 años emitido en 2009, cuyo valor nominal era de USD$1,500 millones.

El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral durante cada año:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Saldo inicial	**1,203,460**	**1,149,865**
Diferencia en cambio	35,608	704,871
Realización de exportaciones (Nota 24)	(1,028,516)	(655,533)
Inefectividad	(5,173)	(35,270)
Impuesto de renta diferido	329,784	39,527
Saldo final	**535,163**	**1,203,460**

La reclasificación esperada de la diferencia en cambio acumulada en el otro resultado integral al estado de ganancias o pérdidas tomando un tipo de cambio de $3,277,14, es la siguiente:

Año	Antes de impuestos	Impuestos	Después de impuestos
2020	247,818	(79,302)	168,516
2021	190,373	(59,016)	131,357
2022	190,373	(57,112)	133,261
2023	145,754	(43,725)	102,029
	774,318	**(239,155)**	**535,163**

29.4 Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero

La Junta Directiva aprobó la aplicación de contabilidad de coberturas de inversión neta a partir del 8 de junio de 2016. La medida busca disminuir la volatilidad del resultado no operacional por efecto de la diferencia en cambio. La cobertura de inversión neta se aplicará a una porción de las inversiones que Ecopetrol S.A. tiene en moneda extranjera, en este caso a las inversiones en filiales con moneda funcional dólar y tiene como instrumento de cobertura una porción de la deuda denominada en dólares.

Ecopetrol designó como partida cubierta las inversiones netas en Ocensa, Ecopetrol América Inc., Hocol Petroleum Ltd. (HPL) y Reficar y como instrumento de cobertura una porción de su deuda denominada en dólares estadounidenses, en un monto total equivalente a USD $5,200 millones.

Al 30 de noviembre de 2019, se realizó la ampliación de esta cobertura por USD $930 millones designando la inversión neta

en Ecopetrol Permian LLC. El saldo del instrumento de cobertura al 31 de diciembre de 2019 es USD $831 millones.

El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral:

	A 31 de diciembre de	
	2019	**2018**
Saldo inicial	**1,069,316**	**97,362**
Diferencia en cambio	87,524	1,381,900
Inefectividad de cobertura	-	378
Impuesto de renta diferido	(26,257)	(410,324)
Saldo final	**1,130,583**	**1,069,316**

29.5 Riesgo de precio de comodities

El negocio del Grupo depende sustancialmente de los precios internacionales del crudo y de los productos refinados. Los precios de estos productos son volátiles y por tanto, cambios drásticos podrían afectar adversamente las perspectivas de negocios y resultados de las operaciones. Una alta proporción de los ingresos provienen de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados que están indexados a precios internacionales de referencia tales como el Brent. En consecuencia, las fluctuaciones en esos índices tienen un efecto directo en la situación financiera y en los resultados del Grupo.

Las fluctuaciones en los precios de crudo, gas natural y productos refinados se presentan como resultado de una variedad de factores fundamentales, internos y externos tales como: la competencia dentro de la industria de hidrocarburos, cambios en los precios internacionales de crudo, gas natural y productos refinados, cambios en el balance oferta/demanda, cambios regulatorios, factores geopolíticos, desarrollo de nuevas tecnologías, cambios en el costo de capital, condiciones económicas adversas, transacciones en instrumentos financieros derivados relacionados con el petróleo y gas y disponibilidad de combustibles alternos.

Ecopetrol cuenta con una guía aprobada por la Junta Directiva que le permite utilizar instrumentos financieros derivados en el mercado organizado *over the counter* (OTC) para cubrirse ante los cambios de los precios del crudo y productos refinados, asociados a las transacciones físicas. Ecopetrol tiene implementados procesos apropiados para el manejo del riesgo que incluyen el monitoreo constante del mercado físico y financiero para identificar riesgos y posteriormente elaborar y ejecutar estrategias de cobertura.

Ecopetrol no utiliza regularmente instrumentos derivados para cubrir exposiciones a riesgo de precios de ventas o compras. El impacto de la liquidación de las coberturas de precios realizadas durante el año 2019 no ha sido material y se ejecutaron como instrumentos de cobertura para mitigar el riesgo a índices de precios diferentes al benchmark de la estrategia de comercio internacional en exportaciones de crudo e importaciones de productos.

Durante el año 2019 se liquidaron coberturas de precios con una utilidad de COP$1,602 y al 31 de diciembre de 2019 se mantiene una posición abierta a favor del Grupo por COP$4,868.

29.6 Coberturas con derivados para cubrir riesgo cambiario

El Grupo realiza operaciones de cobertura forwards con la modalidad *Non-Delivery* cuyo propósito es mitigar la volatilidad de la tasa de cambio en el flujo de caja requerido para las operaciones de Ocensa, cuya moneda funcional es dólar americano.

Los instrumentos de cobertura Forward utilizados permiten fijar el precio de venta de dólares americanos, buscando contrarrestar el efecto de devaluación o revaluación en el momento en que Ocensa monetiza los recursos necesarios para cubrir sus obligaciones mensuales o puntuales de costo y gastos operacionales y pagos de impuestos, los cuales son pagaderos en pesos colombianos.

Al 31 de diciembre de 2019, se tienen contratos forwards con posición neta corta por USD$378 millones (2018 – USD$332 millones) con vencimientos entre enero y diciembre de 2020.

La variación y/o compensación de las operaciones de cobertura realizadas para el pago de impuestos se registran en el estado de resultado integral afectando inicialmente el gasto de renta y su variación posterior en el rubro de diferencia en cambio; la variación de las operaciones de cobertura de costos y gastos se registran en el otro resultado integral siempre y cuando sean efectivas; una vez sea liquidada el resultado de la compensación se registra como menor y/o mayor valor del monto del gasto cubierto.

El impacto en el estado de resultados a diciembre 2019 por la liquidación (realizadas) de estas coberturas ascendió a COP$60,740 de pérdida (2018 – COP$80,636 de utilidad) y el monto reconocido en el otro resultado integral fue de COP$43,141 de utilidad (2018 – COP$52,174 de pérdida).

29.7 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que el Grupo pueda sufrir pérdidas financieras como consecuencia del incumplimiento: a) en el pago por parte de sus clientes en la venta de crudo, gas, productos o servicios; b) por parte de las instituciones financieras en las que se mantienen inversiones, o c) de las contrapartes con las que se tienen contratados instrumentos financieros.

29.8 Riesgo de crédito para clientes

En el proceso de venta de crudos, gas, refinados y productos petroquímicos y servicios de transporte, el Grupo puede estar expuesto al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago. La Gerencia de este riesgo ha demandado el diseño de mecanismos y procedimientos que han permitido minimizar su probabilidad de materialización, salvaguardando así el flujo de efectivo del Grupo Empresarial.

El Grupo realiza un análisis continuo de la fortaleza financiera de las contrapartes, el cual implica su clasificación de acuerdo con su nivel de riesgo y respaldos financieros ante una posible cesación de pagos. Asimismo, se realiza un monitoreo constante de las condiciones del mercado nacional e internacional para establecer alertas tempranas de cambios importantes que puedan impactar las obligaciones de pago oportunos de los clientes.

Para la cartera que es considerada deteriorada, se realiza un análisis individual que permite analizar la situación de cada cliente y así definir las provisiones que haya a lugar. El Grupo lleva a cabo las acciones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el reconocimiento de intereses de clientes que no cumplan con las políticas de pago.

El siguiente es el análisis de antigüedad de la cartera por clientes en mora pero no considerada deteriorada al 31 de diciembre de:

	2019	2018
Vencidos con menos de tres meses	243,893	336,993
Vencidos entre 3 y 6 meses	136,700	487,074
Vencidos con más de 6 meses	267,525	93,656
Total	**648,118**	**917,723**

29.9 Riesgo de crédito para recursos depositados en instituciones financieras

Siguiendo el Decreto 1525 de 2008, que provee las normas generales sobre inversiones para entidades públicas, Ecopetrol estableció las directrices para la gerencia del portafolio de inversión. Estas directrices determinan que las inversiones de portafolio en dólares de Ecopetrol están limitadas a inversiones del excedente de efectivo en títulos de renta fija emitidos por entidades con calificación A o superior a largo plazo y A1 / P1 / F1 o superior en el corto plazo (escala internacional) por Standard & Poor's Ratings Services, Moody's Investors Service o Fitch Ratings.

Adicionalmente, Ecopetrol también puede invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno de los Estados Unidos

o el gobierno colombiano, sin tener en cuenta las calificaciones asignadas a dichos valores. Ecopetrol debe invertir su exceso de efectivo en títulos de renta fija de emisores calificados AAA a largo plazo, y F1 + / BRC1 + en el corto plazo (escala local) por Fitch Ratings Colombia, BRC o Standard & Poor's. Además, la Compañía también podrá invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno nacional sin restricciones de calificación.

Para diversificar el riesgo en la cartera de pesos, Ecopetrol no invierte más del 10% del exceso de efectivo en un determinado emisor. En el caso de portafolio en dólares, no se invierte más del 5% del exceso de efectivo en un emisor específico a corto plazo (hasta 1 año), o 1% a largo plazo.

La calificación crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones que involucran instrumentos financieros se encuentra revelada en las notas 6 – Efectivo y equivalentes de efectivo, Nota 9 – Otros activos financieros y Nota 22 – Provisiones por beneficios a empleados.

29.10 Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés se ocasiona debido a que existen instrumentos indexados a tasas flotantes tanto en el portafolio de inversiones, como en algunas deudas financieras (LIBOR, DTF e IPC). Por lo tanto, la volatilidad en las tasas de interés puede afectar el costo amortizado, el valor razonable y los flujos de efectivo relacionados con las inversiones, la deuda y los patrimonios autónomos pensionales.

Al 31 de diciembre de 2019 el 17% (2018: 17%) del endeudamiento tiene tasa flotante. Con lo cual, si la tasa de interés de mercado sube, los gastos de financiación aumentarán, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de las operaciones.

El Grupo establece controles para la exposición de tasa de interés, implementando controles límites en la duración del portafolio, el Valor en Riesgo – VAR y *tracking error.*

Los patrimonios autónomos vinculados a los pasivos pensionales del Grupo están expuestos a cambios en las tasas de interés, debido a que incluyen instrumentos de tasa fija y tasa variable. La regulación colombiana establece lineamientos sobre patrimonios autónomos destinados a la garantía y pago de pensiones (Decretos 941 de 2002 y 1861 de 2012), donde se indica que el régimen aplicable será el mismo establecido para el Fondo Moderado de los Fondos de Pensiones Obligatorias.

La siguiente tabla detalla el impacto en resultados y en el otro resultado integral, para los 12 meses siguientes, ante una variación en las tasas de interés de 100 puntos básicos:

	Efecto en resultados (+/-)		Efecto en ORI (+/-)
	Activos financieros	**Pasivos financieros**	**Patrimonios autónomos**
+100 puntos básicos	(16,320)	32,276	(590,991)
-100 puntos básicos	16,278	(32,345)	629,633

La sensibilización ante variación de las tasas de descuento de los pasivos por pensiones se muestra en la Nota 22 - Provisiones por beneficios a empleados.

29.11 Riesgo de liquidez

La habilidad para acceder a los mercados de crédito y de capitales para obtener financiación bajo términos favorables para el plan de inversiones del Grupo Empresarial, puede verse limitada debido a impairment de las condiciones de estos mercados. Una nueva crisis financiera podría empeorar la percepción de riesgo en los mercados emergentes.

De otro lado, la ocurrencia de situaciones que puedan afectar el entorno político y regional de Colombia, podrían dificultar a las subsidiarias, el acceso a los mercados de capitales. Estas condiciones, junto con potenciales pérdidas significativas en

el sector de servicios financieros y cambios en las valoraciones del riesgo crediticio, pueden dificultar la obtención de financiación en términos favorables. Como resultado, el Grupo se puede ver forzado a revisar la oportunidad y alcance de las inversiones según sea necesario, o acceder a los mercados financieros bajo términos menos favorables, afectando por lo tanto, negativamente los resultados de operaciones y la situación financiera.

El riesgo de liquidez se gestiona de acuerdo con las políticas destinadas a garantizar que haya fondos netos suficientes para cumplir con los compromisos financieros del Grupo dentro de su cronograma de vencimientos, sin costos adicionales. El principal método para la medición y seguimiento de la liquidez es la previsión de flujo de efectivo.

El siguiente es un resumen de la madurez de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2019, los montos presentados en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar, los pagos previstos en moneda extranjera fueron re expresados tomando como tasa de cambio $3,277.14 pesos/dólar:

	Hasta 1 año	1-5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Préstamos (Pago de principal e intereses)	3,680,187	19,206,790	15,022,371	19,480,277	57,389,625
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	10,689,246	26,621	-	-	10,715,867
Total	**14,369,433**	**19,233,411**	**15,022,371**	**19,480,277**	**68,105,492**

29.12 Gestión del capital

El principal objetivo de la gestión del capital del Grupo Empresarial es asegurar una estructura financiera que optimice el costo de capital, maximice el rendimiento a sus accionistas y permita el acceso a los mercados financieros a un costo competitivo para cubrir sus necesidades de financiación.

El siguiente es el índice de endeudamiento sobre los periodos informados:

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Préstamos y financiaciones (Nota 19)	38,239,139	38,062,645
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	(7,075,758)	(6,311,744)
Otros activos financieros (Nota 9)	(4,979,292)	(8,147,815)
Deuda financiera neta	**26,184,089**	**23,603,086**
Patrimonio	**60,344,122**	**59,304,438**
Apalancamiento (1)	**30.26%**	**28.47%**

(1) Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio)

El movimiento de la deuda financiera neta se detalla en la Nota 19.8.

30. Partes relacionadas

Los saldos con Compañías asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2019 y 2018 son los siguientes:

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited (2)	25,333	-	57,016	153,501	1,108,403	794
Ecodiesel Colombia S.A.	2,116	-	-	29,447	-	1
Offshore International Group Inc (1)	-	93,657	-	-	-	-
Asociadas						
Serviport S.A.	-	-	-	4,668	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**27,449**	**93,657**	**57,016**	**187,616**	**1,108,403**	795
Corriente	27,449	-	57,016	187,616	1,108,403	795
No corriente	-	93,657	-	-	-	-
	27,449	**93,657**	**57,016**	**187,616**	**1,108,403**	**795**
	(Nota 7)	(Nota 7)	(Nota 11)	(Nota 20)	(Nota 19)	

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited	22,958	-	19,214	87,079	855,135	67
Ecodiesel Colombia S.A.	522	-	-	23,857	-	1
Offshore International Group Inc (1)	-	117,824	-	-	-	-
Asociadas						
Serviport S.A.	-	-	-	5,482	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**23,480**	**117,824**	**19,214**	**116,418**	**855,135**	**68**
Corriente	23,480	-	19,214	116,418	855,135	68
No corriente	-	117,824	-	-	-	-
	23,480	**117,824**	**19,214**	**116,418**	**855,135**	**68**
	(Nota 7)	(Nota 7)	(Nota 11)	(Nota 20)	(Nota 19)	

(1) Savia Perú S.A. (filial de Offshore International Group Inc): Préstamo otorgado por Ecopetrol S.A. por USD$57 millones en el año 2016, con una tasa de interés del 4.99% E.A. pagaderos semestralmente a partir del 2017 y vencimiento en el 2021. El saldo en valor nominal de este crédito al 31 de diciembre de 2019 es de USD$28 millones (2018 - USD$35 millones). El 11 de diciembre de 2019, se otorgó a Savia una enmienda al crédito por parte de Ecopetrol S.A, y Korea National Oil Corporation ("KNOC") relacionados con los pagos del principal a vencerse el 16 de diciembre de 2019 por USD$7 millones, 15 de junio de 2020 por USD$7 millones y 15 de diciembre de 2020 por USD$7 millones, para que el deudor cancele dicho monto en la fecha de vencimiento del préstamo, es decir, el 19 de febrero de 2021, momento en el cual se realizará el pago final por USD$28 millones.

(2) La tasa de interés del préstamo con Capital AG es de 2,37%.

Los importes pendientes no están garantizados y se liquidarán en efectivo. No se ha reconocido ningún gasto en el periodo actual ni en periodos anteriores con respecto a incobrables o cuentas de dudoso cobro relacionados con los importes adeudados por partes relacionadas.

Las principales transacciones con partes relacionadas por años finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 se detallan como sigue:

	2019		2018		2017	
	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited	317,382	569,105	67,002	846,284	425,881	598,636
Ecodiesel Colombia S.A.	8,614	280,649	6,860	267,498	6,583	259,269
Offshore International Group Inc	3,245	-	2,386	-	15,188	-
	329,241	**849,754**	**76,248**	**1,113,782**	**447,652**	**857,905**

Los dividendos recibidos de estas Compañías están relacionados en la nota 13 – Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

30.1 Directivos clave de la gerencia

De acuerdo con la aprobación impartida por la Asamblea General de Accionistas del año 2012, los honorarios de los directores por asistencia a las reuniones de la Junta Directiva y/o del Comité aumentaron de cuatro a seis salarios mínimos mensuales legales vigentes, valor que asciende aproximadamente de $4,969,000 pesos para 2019, a $4,687,000 pesos para 2018 y $4,426,000 pesos para 2017. Para las sesiones no presenciales, se fijan en el 50% de la cuota de las reuniones presenciales. Los miembros de la Junta Directiva no tienen ninguna clase de remuneración variable. El monto cancelado en el año 2019 por concepto de honorarios a miembros de Junta Directiva ascendió a $1,847 (2018 - $2,152).

La compensación total pagada a los miembros del Comité Directivo activos al 31 de diciembre del 2019 ascendió a $24,674 (2018 - $21,580). Los directores no son elegibles para recibir los beneficios de pensión y jubilación. El importe total reservado al 31 de diciembre de 2019 para proporcionar los beneficios de pensión y jubilación a nuestros funcionarios ejecutivos elegibles ascendió a $18,740 (2018 - $5,491).

Al 31 de diciembre de 2019, los siguientes Directivos Clave de la gerencia poseían menos del 1% de las acciones en circulación de Ecopetrol S.A así:

Personal clave de la gerencia	% Acciones
Felipe Bayón	<1% acciones en circulación
Jaime Caballero	<1% acciones en circulación
Orlando Díaz	<1% acciones en circulación
Jorge Calvache	<1% acciones en circulación
Maria Consuelo Barrera	<1% acciones en circulación
Rafael Espinosa Rozo	<1% acciones en circulación

30.2 Planes de beneficios post-empleo

La administración y el manejo de los recursos para el pago de la obligación pensional de Ecopetrol están a cargo de los patrimonios autónomos pensionales (PAP's), los cuales sirven como garantía y fuente de pago. En el año 2008, Ecopetrol S.A. recibió la autorización para conmutar parcialmente el valor correspondiente a mesadas, bonos y cuotas partes, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional, de acuerdo a lo estipulado en el Decreto 1833 de 2016.

Desde noviembre de 2016, las entidades que administran los recursos son: Fiduciaria Bancolombia, Fiduciaria de Occidente y Consorcio Ecopetrol PACC (conformado por Fiduciaria La Previsora, Fiduciaria Bancoldex, Fiduagraria y Fiduciaria Central). Estas fiduciarias gestionarán los recursos pensionales por un periodo de cinco años (2016-2021) y como contraprestación reciben una remuneración con componentes fijos y variables, éstos últimos se liquidan sobre los rendimientos brutos de los portafolios y con cargo a los recursos administrados.

30.3 Entidades relacionadas del Gobierno

El Gobierno Colombiano posee el control de Ecopetrol con una participación del 88.49%. Las transacciones más significativas con entidades gubernamentales se detallan a continuación:

a) Compra de hidrocarburos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Por la naturaleza del negocio, la Compañía tiene una relación directa con ANH, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, cuyo objetivo es administrar integralmente las reservas y recursos de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

Ecopetrol compra el crudo que la ANH recibe de todos los productores de Colombia a los precios fijados de acuerdo a una fórmula establecida en conjunto, que refleja los precios de venta de exportación (crudos y productos), ajuste a la calidad de la gravedad API, contenido de azufre, tarifas de transporte de la cabeza del pozo a los puertos de Coveñas y Tumaco, el costo del proceso de refinado y una cuota de comercialización. Este contrato fue prorrogado hasta el 30 de abril de 2020.

Hasta diciembre de 2013, la Compañía comercializó, en nombre de la ANH, el gas natural recibido por ésta en especie de los productores. Desde enero de 2014, la ANH recibe las regalías de producción de gas natural en efectivo.

El valor de compra de hidrocarburos a la ANH se detalla en la Nota 25 - Costo de ventas.

Adicionalmente, Ecopetrol al igual que las demás compañías petroleras, participa en rondas para asignación de bloques exploratorios en territorio colombiano, sin que ello implique un tratamiento especial para Ecopetrol por ser una entidad cuyo accionista mayoritario es el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

b) Diferencial de precios

Los precios de venta del refinador o importador de la gasolina regular y ACPM son regulados por el Gobierno Nacional de manera que varíen máximo un 3% mensual. De esta forma el Gobierno brinda estabilidad al consumidor final. Este precio denominado Ingreso al Productor -IP- no necesariamente refleja el costo de oportunidad de los combustibles siendo necesario reconocerle al refinador/importador esta diferencia. En este sentido, el Gobierno Nacional a través del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles le reconoce al refinador/importador las diferencias en el caso en que el costo de oportunidad sea mayor al IP, o le cobra al refinador/importar la diferencia cuando el IP es mayor al costo de oportunidad. Este esquema asegura que la Compañía siempre reciba el costo de oportunidad de estos combustibles que vende en al país al Distribuidor Mayorista. El valor de este diferencial se encuentra detallado en la Nota 24 – Ingresos de actividades ordinarias.

c) Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales

Ecopetrol como cualquier otra compañía en Colombia, tiene obligaciones de tipo tributario que debe cumplir ante esta entidad, no se tiene ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

d) Contraloría General de la República

Ecopetrol al igual que las demás entidades estatales en Colombia, tiene la obligación de atender los requerimientos de esta entidad de control y realizar el pago anualmente de la cuota de sostenimiento a dicha entidad. No existe ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

31. Operaciones conjuntas

El Grupo realiza parte de sus operaciones a través de los contratos de Exploración y Producción, Evaluación Técnica, contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, así como a través de contratos de asociación y otro tipo de contratos. Las principales operaciones conjuntas en 2019 son las siguientes:

31.1 Contratos en los cuales el Grupo Empresarial no es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
Occidental Andina LLC	Chipirón Cosecha Cravo Norte Rondón	Producción	30-41% 30% 55% 50%	Colombia
Chevron Petroleum Company	Guajira	Producción	57%	Colombia
Mansarovar Energy Colombia Ltd	Nare	Producción	50%	Colombia
Meta Petroleum Corp	Quifa	Producción	40%	Colombia
Equion Energia Limited	Piedemonte	Producción	55%	Colombia
Perenco Colombia Limited	Casanare Corocora Estero Garcero Orocúe	Producción	74.40% 83.91% 95.98% 91.22% 86.47%	Colombia
Petrobras, Repsol & Statoil	Tayrona	Exploración	30%	Offshore Caribe Norte
Shell	Deep Rydberg/Aleatico	Exploración	29%	Golfo de México
Noble Energy	Gunflint	Producción	32%	Golfo de México
Murphy Oil	Dalmatian	Producción	30%	Golfo de México
Anadarko	K2	Producción	21%	Golfo de México
Shell – Parmer	Palmer	Exploración	30%	Golfo de México
OXY (Anadarko)	Warrior	Exploración	30%	Golfo de México
HESS	ESOXX	Exploración	21%	Golfo de México
PEMEX Exploracion Y Produccion	Bloque 8	Exploración	50%	Golfo de México
PETRONAS PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.	Bloque 6	Exploración	50%	Golfo de México
Occidental Petroleum Company	Rodeo Midland Basin	Producción	49%	Texas U.S. - Midland Basin
Equion Energia Limited	Niscota	Producción	20%	Colombia
CNOOC – British Ptroleum	Pau Brasil	Exploración	20%	Brasil
Shell / Chevron	Saturno	Exploración	10%	Brasil
Chevron	CE-M-715_R11	Exploración	50%	Brasil
Lewis	SSJN1	Exploración	50%	Colombia
Interoil Colombia	Mana	Producción	30%	Colombia
Interoil Colombia	Ambrosia	Producción	30%	Colombia
Interoil Colombia	Rio Opia	Producción	30%	Colombia
Canacol	Rancho Hermonso Mirador	Producción	100%	Colombia
Canacol	Rancho Hermoso Otras formaciones	Producción	70%	Colombia
Vetra	La Punta Santo Domingo	Producción	45%	Colombia
Geopark	Llanos 86	Exploración	50%	Colombia
Geopark	Llanos 87	Exploración	50%	Colombia
Geopark	Llanos 104	Exploración	50%	Colombia

31.2 Contratos en los cuales Ecopetrol es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
ExxonMobil Exploration Colombia	VMM29 CR2 C62	Exploración	50%	Colombia
Talisman Colombia Oil	CPO9	Exploración	55%	Colombia
ONGC Videsh Limited Sucursal Colombia	RC9	Exploración	50%	Colombia
CPVEN E&P Corp Sucursal Colombia	VMM32	Exploración	51%	Colombia
Shell Exploration and Production	CR4	Exploración	50%	Colombia
SK Innovation Co Ltd.	San Jacinto	Exploración	70%	Colombia
Repsol Exploración Colombia S.A.	Catleya	Exploración	50%	Colombia
Emerald Energy PLC Suc. Colombia	Cardon	Exploración	50%	Colombia
Parex Resourses Colombia Ltd.	ORC401 CRC-2004-01	Exploración	50%	Colombia
Gas Ltd.	CPO9 - Akacias	Producción	55%	Colombia
Occidental Andina LLC	La Cira Infantas	Producción	58%	Colombia
	Teca		76%	Colombia
Ramshorn International Limited	Guariquies I	Producción	50%	Colombia
Equion Energía Limited	Cusiana Planta de Gas	Producción	98%	Colombia
Perenco Oil And Gas	San Jacinto Rio Paez	Producción	68%	Colombia
Cepsa Colombia				
Total Colombie	Mundo Nuevo	Exploración	15%	Colombia
Talisman Oil & Gas				
ONGC Videsh Limited	Contrato Bloque RC-9- Ronda Caribe No. 37-2007	Exploración	50%	Golfo de Mexico

31.3 Operaciones relevantes durante el periodo

Durante el 2019 y 2018, se presentaron los siguientes hechos relevantes en los contratos de operaciones conjuntas:

a) Alianza estratégica con Occidental Petroleum Corp.

En julio de 2019 Ecopetrol S.A. y Occidental Petroleum Corp. (OXY), acordaron la conformación de un Joint Operation con el fin de ejecutar un plan conjunto para el desarrollo de Yacimientos No Convencionales en la cuenca Permian en el estado de Texas (EE.UU.).

OXY tiene el 51% de participación de la operación conjunta, Ecopetrol el 49% y se vinculó con un pago inicial del 50% al cierre de la transacción en noviembre 13 de 2019, y el 50% restante con una inversión diferida en el tiempo en actividades contempladas en el plan de desarrollo. El pago total de Ecopetrol equivaldrá a USD$1.500 millones.

Para viabilizar la operación, se constituyeron dos compañías: Ecopetrol USA Inc. y Ecopetrol Permian LLC.

b) Adquisición 30% descubrimiento Sul de Gato do Mato

El 21 de octubre de 2019 Ecopetrol S.A. anunció que a través de su subsidiaria Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda. suscribió un acuerdo con Shell Brasil Petróleo Ltda para adquirir el 30% de los intereses, derechos y obligaciones en dos áreas que corresponden al Contrato de Concesión BM-S-54 y al Contrato de Producción Compartida Sul de Gato do Mato, ubicados costa afuera en la cuenca Santos de Brasil, dentro del denominado Presal, en el descubrimiento de hidrocarburos denominado "Gato do Mato" por USD$105 millones. La compañía Shell reducirá su participación del 80% al 50% con este acuerdo y seguirá como operador, mientras la francesa Total conservará el restante 20%.

El acuerdo suscrito por Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda. y Shell Brasil Petróleo Ltda. está sujeto a las respectivas

aprobaciones de cesión a favor de Ecopetrol por parte del Ministerio de Minas y Energía de Brasil y de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil.

c) Acuerdo por la adquisición del 10% en Bloque Saturno

En diciembre de 2018, el Grupo celebró un acuerdo con Shell y Chevron, por una participación del 10% en el bloque Saturno, ubicado en la región central de la cuenca Santos; el cual fue asignado a Shell y Chevron el 28 de septiembre de 2018 en la Quinta Ronda del Pre-Sal realizada por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil (ANP).

El Ministerio de Minas y Energía de Brasil autorizó el 17 de julio de 2019 la cesión del 10% del bloque Saturno por USD$85 millones, ubicado en la cuenca de Santos, a Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil, porcentaje del cual eran titulares, por partes iguales, las compañías Shell Brasil Petróleo Ltda y Chevron Brasil Óleo e Gas Ltda. En la nueva composición, Ecopetrol queda con el 10% de los intereses del bloque, mientras que Shell (operador) y Chevron conservan cada uno un 45% del total.

d) Participación en la Asociación Guajira

El 22 de noviembre Hocol firmó un acuerdo con Chevron Petroleum Company para adquirir su participación en los campos de Chuchupa y Ballena en el departamento de la Guajira. Estos campos son operados por Chevron a través del Contrato de Asociación Guajira (57% Ecopetrol y 43% Chevron). Hocol adquirirá la participación de Chevron (43%), y tomará la posición de operador.

Esta transacción es sujeta a la aprobación por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) y no tiene impacto sobre las cifras contables con corte a 31 de diciembre de 2019.

32. Información por segmentos

La descripción de los segmentos de negocio puede verse en la nota 4.19 - Información por segmentos de negocio.

32.1 Estados de ganancias o pérdidas por segmentos

La siguiente información por segmentos es reportada con base en la información utilizada por la Junta Directiva, cómo máximo órgano para la toma de decisiones estratégicas y operativas de los segmentos de negocio. El desempeño de los segmentos se basa principalmente en análisis de ingresos, costos, gastos y resultado del periodo generados por cada segmento, los cuales son monitoreados de manera periódica.

La información revelada en cada segmento se presenta neta de las de transacciones realizadas entre las empresas del Grupo Ecopetrol.

A continuación se presentan los estados consolidados de ganancias o pérdidas por los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Al 31 de diciembre de 2019				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	30,617,016	36,391,329	3,785,129	53,295	70,846,769
Ventas inter segmentos	21,409,232	2,379,476	9,285,601	(33,074,309)	-
Ingresos por ventas	**52,026,248**	**38,770,805**	**13,070,730**	**(33,021,014)**	**70,846,769**
Costos de ventas	(36,359,013)	(37,856,219)	(3,738,194)	32,995,918	(44,957,508)
Utilidad bruta	**15,667,235**	**914,586**	**9,332,536**	**(25,096)**	**25,889,261**
Gastos de administración	(1,284,560)	(496,155)	(372,942)	2,058	(2,151,599)
Gastos de operación y proyectos	(1,475,710)	(743,378)	(434,904)	22,238	(2,631,754)
(Gasto) recuperación impairment de activos a largo plazo	(1,967,179)	452,163	(232,556)	-	(1,747,572)
Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	49,673	1,014,988	74,607	(82,472)	1,056,796
Resultado de la operación	**10,989,459**	**1,142,204**	**8,366,741**	**(83,272)**	**20,415,132**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,440,440	229,297	273,613	(320,014)	1,623,336
Gastos financieros	(2,311,133)	(996,790)	(306,878)	280,332	(3,334,469)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	287,285	(179,936)	(66,710)	-	40,639
	(583,408)	**(947,429)**	**(99,975)**	**(39,682)**	**(1,670,494)**
Participación en las utilidades de compañías	214,771	17,091	75	122,337	354,274
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**10,620,822**	**211,866**	**8,266,841**	**(617)**	**19,098,912**
Impuesto a las ganancias	(1,753,370)	(96,902)	(2,746,141)	-	(4,596,413)
Utilidad neta del periodo	**8,867,452**	**114,964**	**5,520,700**	**(617)**	**14,502,499**
(Pérdida) utilidad atribuible a:					
A los accionistas	8,929,900	104,310	4,217,890	(617)	13,251,483
Participación no controladora	(62,448)	10,654	1,302,810	-	1,251,016
	8,867,452	**114,964**	**5,520,700**	**(617)**	**14,502,499**

	Al 31 de diciembre de 2018				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	29,328,963	34,947,948	3,543,024	-	67,819,935
Ventas inter segmentos	20,259,864	2,063,425	7,811,143	(30,134,432)	-
Ingresos por ventas	**49,588,827**	**37,011,373**	**11,354,167**	**(30,134,432)**	**67,819,935**
Costos de ventas	(32,224,332)	(35,658,753)	(3,402,087)	30,115,645	(41,169,527)
Utilidad bruta	**17,364,495**	**1,352,620**	**7,952,080**	**(18,787)**	**26,650,408**
Gastos de administración	(889,293)	(443,880)	(320,498)	(187)	(1,653,858)
Gastos de operación y proyectos	(1,993,054)	(668,177)	(263,104)	21,203	(2,903,132)
Impairment de activos a largo plazo	807,970	(984,704)	(169,870)	-	(346,604)
Otros (gastos) ingresos operacionales, neto	(137,836)	(13,652)	118,905	(2,872)	(35,455)
Resultado de la operación	**15,152,282**	**(757,793)**	**7,317,513**	**(643)**	**21,711,359**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,099,893	147,689	110,898	(228,917)	1,129,563
Gastos financieros	(2,037,966)	(1,295,528)	(407,589)	229,269	(3,511,814)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	868,479	(517,410)	21,154		372,223
	(69,594)	**(1,665,249)**	**(275,537)**	**352**	**(2,010,028)**
Participación en las utilidades de compañías	123,949	27,730	2,841	-	154,520
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**15,206,637**	**(2,395,312)**	**7,044,817**	**(291)**	**19,855,851**
Impuesto a las ganancias	(5,829,335)	1,076,923	(2,569,607)	-	(7,322,019)
Utilidad neta del periodo	**9,377,302**	**(1,318,389)**	**4,475,210**	**(291)**	**12,533,832**
Utilidad (pérdida) atribuible a:					
A los accionistas	9,439,750	(1,316,376)	3,433,322	(291)	11,556,405
Participación no controladora	(62,448)	(2,013)	1,041,888		977,427
	9,377,302	**(1,318,389)**	**4,475,210**	**(291)**	**12,533,832**
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	3,976,132	952,886	849,441	-	5,778,459
Deterioro de activos no corrientes	(72,303)	(76,988)	(93)	-	(149,384)

	Al 31 de diciembre de 2017				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	24,260,316	27,343,359	3,606,549	-	55,210,224
Ventas inter segmentos	11,490,614	1,300,657	6,991,515	(19,782,786)	-
Ingresos por ventas	**35,750,930**	**28,644,016**	**10,598,064**	**(19,782,786)**	**55,210,224**
Costos de ventas	(26,295,232)	(26,855,395)	(3,271,836)	19,528,989	(36,893,474)
Utilidad bruta	**9,455,698**	**1,788,621**	**7,326,228**	**(253,797)**	**18,316,750**
Gastos de administración	(781,386)	(516,501)	(466,669)	32	(1,764,524)
Gastos de operación y proyectos	(2,070,916)	(965,457)	(142,847)	253,155	(2,926,065)
Impairment de activos a largo plazo	245,611	1,067,965	59,455	-	1,373,031
Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	545,218	(11,694)	(28,121)	-	505,403
Resultado de la operación	**7,394,225**	**1,362,934**	**6,748,046**	**(610)**	**15,504,595**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,058,912	161,647	105,903	(173,702)	1,152,760
Gastos financieros	(2,289,883)	(1,108,516)	(433,908)	173,513	(3,658,794)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	(101,030)	163,992	(57,448)	-	5,514
	(1,332,001)	**(782,877)**	**(385,453)**	**(189)**	**(2,500,520)**
Participación en las utilidades de compañías	60,039	15,245	(42,493)	-	32,791
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**6,122,263**	**595,302**	**6,320,100**	**(799)**	**13,036,866**
Impuesto a las ganancias	(2,717,128)	(356,563)	(2,561,253)	-	(5,634,944)
Utilidad neta del periodo	**3,405,135**	**238,739**	**3,758,847**	**(799)**	**7,401,922**
(Pérdida) utilidad atribuible a:					
A los accionistas	3,405,135	240,920	2,975,156	(799)	6,620,412
Participación no controladora	-	(2,181)	783,691	-	781,510
	3,405,135	**238,739**	**3,758,847**	**(799)**	**7,401,922**
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	5,966,442	1,188,871	1,111,182	-	8,266,495

32.2 Ventas por producto

Las ventas por producto de cada segmento se detallan a continuación para los años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Al 31 de diciembre de 2019				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	-	13,573,007	-	(31,251)	13,541,756
Gasolinas y turbocombustibles	-	11,269,797	-	(1,896,767)	9,373,030
Servicios	196,527	284,219	13,070,676	(9,412,967)	4,138,455
Gas natural	2,909,770	49,420	-	(653,647)	2,305,543
Plástico y caucho	-	760,301	-	-	760,301
Crudos	21,085,955	-	-	(20,729,098)	356,857
G.L.P. y propano	179,541	193,375	-	-	372,916
Combustóleo	1,464	96,443	-	-	97,907
Asfaltos	24,690	519,510	-	-	544,200
Aromáticos	-	228,552	-	-	228,552
Polietileno	-	190,133	-	-	190,133
Otros ingresos contratos gas	102,845	-	-	-	102,845
Otros productos	25,215	779,405	-	(297,284)	507,336
	24,526,007	**27,944,162**	**13,070,676**	**(33,021,014)**	**32,519,831**
Reconocimiento diferencial precios	-	1,785,277	-	-	1,785,277
	24,526,007	**29,729,439**	**13,070,676**	**(33,021,014)**	**34,305,108**
Ventas al exterior					
Crudos	28,461,601	61,995	-	-	28,523,596
Diésel	-	4,391,798	-	-	4,391,798
Combustóleo	-	1,870,929	-	-	1,870,929
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,085,392	-	-	1,085,392
Plástico y caucho	-	1,200,668	-	-	1,200,668
Gas natural	27,255	-	-	-	27,255
G.L.P. y propano	13,591	-	-	-	13,591
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 25.1.2)	(1,028,516)	-	-	-	(1,028,516)
Otros productos	26,310	430,584	54	-	456,948
	27,500,241	**9,041,366**	**54**	**-**	**36,541,661**
	52,026,248	**38,770,805**	**13,070,730**	**(33,021,014)**	**70,846,769**

	Al 31 de diciembre de 2018				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas nacionales					
Destilados medios	725	11,585,467	-	-	11,586,192
Gasolinas y turbocombustibles	-	9,662,200	-	(1,709,348)	7,952,852
Servicios	140,801	226,933	11,354,071	(7,950,991)	3,770,814
Gas natural	2,535,658	-	-	(649,812)	1,885,846
Plástico y caucho	-	822,367	-	-	822,367
Crudos	20,142,527	-	-	(19,592,048)	550,479
G.L.P. y propano	245,875	329,569	-	(805)	574,639
Combustóleo	20,391	489,091	-	-	509,482
Asfaltos	26,406	309,020	-	-	335,426
Aromáticos	-	282,545	-	-	282,545
Polietileno	-	268,200	-	-	268,200
Otros ingresos contratos gas	156,031	-	-	-	156,031
Otros productos	11,484	712,138	-	(231,428)	492,194
	23,279,898	**24,687,530**	**11,354,071**	**(30,134,432)**	**29,187,067**
Reconocimiento diferencial precios	-	3,835,533	-	-	3,835,533
	23,279,898	**28,523,063**	**11,354,071**	**(30,134,432)**	**33,022,600**
Ventas al exterior					
Crudos	26,898,737	-	-	-	26,898,737
Diésel	-	3,050,839	-	-	3,050,839
Combustóleo	-	2,053,594	-	-	2,053,594
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,782,194	-	-	1,782,194
Plástico y caucho	-	1,268,582	-	-	1,268,582
Gas natural	27,899	-	-	-	27,899
G.L.P. y propano	20,212	-	-	-	20,212
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 25.1.2)	(655,533)	-	-	-	(655,533)
Otros productos	17,614	333,101	96	-	350,811
	26,308,929	**8,488,310**	**96**	**-**	**34,797,335**
	49,588,827	**37,011,373**	**11,354,167**	**(30,134,432)**	**67,819,935**

	Al 31 de diciembre de 2017				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	1,334	9,588,992	-	-	9,590,326
Gasolinas y turbocombustibles	-	8,052,289	-	(1,062,102)	6,990,187
Servicios	181,384	221,910	10,597,698	(7,127,640)	3,873,352
Gas natural	2,540,233	4	-	(724,483)	1,815,754
Plástico y caucho	-	833,982	-		833,982
Crudos	11,668,529	-	-	(10,758,658)	909,871
G.L.P. y propano	199,796	309,823	-	-	509,619
Asfaltos	34,834	240,969	-	-	275,803
Otros productos	214,059	1,103,089	-	(109,903)	1,207,245
	14,840,169	**20,351,058**	**10,597,698**	**(19,782,786)**	**26,006,139**
Reconocimiento diferencial precios (2)	-	2,229,953	-	-	2,229,953
	14,840,169	**22,581,011**	**10,597,698**	**(19,782,786)**	**28,236,092**
Ventas al exterior					
Crudos	21,426,665	52,398	-	-	21,479,063
Diésel	-	1,213,740	-	-	1,213,740
Combustóleo	-	1,982,408	-	-	1,982,408
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,223,994	-	-	1,223,994
Plástico y caucho	-	1,169,101	-	-	1,169,101
Gas natural	32,303	-	-	-	32,303
G.L.P. y propano	15,631	-	-	-	15,631
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 25.1.2)	(583,232)	-	-	-	(583,232)
Otros productos	19,393	421,364	367	-	441,124
	20,910,760	**6,063,005**	**367**	**-**	**26,974,132**
	35,750,929	**28,644,016**	**10,598,065**	**(19,782,786)**	**55,210,224**

32.3 Inversión por segmentos

Los siguientes son los montos de las inversiones realizadas por cada segmento por los años finalizados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

2019	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	2,151,194	497,512	1,363,953	4,012,659
Recursos naturales	9,798,193	-	-	9,798,193
Intangibles	25,775	20,569	121,945	168,289
	11,975,162	**518,081**	**1,485,898**	**13,979,141**

2018	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	2,080,874	692,977	529,078	3,302,929
Recursos naturales	5,051,828	-	-	5,051,828
Intangibles	56,755	20,203	28,711	105,669
	7,189,457	**713,180**	**557,789**	**8,460,426**

2017	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	927,282	606,749	829,252	2,363,283
Recursos naturales	3,568,355	-	–	3,568,355
Intangibles	154,155	4,941	16,772	175,868
	4,649,792	**611,690**	**846,024**	**6,107,506**

33. Reservas de petróleo y gas

El Grupo empresarial se acoge a los estándares internacionales para la estimación, categorización y reporte de reservas, enmarcados en las definiciones de la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC). La Gerencia Corporativa de Reservas de Ecopetrol S.A. presenta en conjunto con la Gerencia de Upstream y la Vicepresidencia de Desarrollo, el balance de reservas a la Junta Directiva para aprobación de divulgación de cifras

Las reservas fueron estimadas en un 99.99% por 5 Compañías especializadas: DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott Company, Gaffney Cline & Associates, Sproule International Limited y Netherland, Sewell & Associates, Inc. De acuerdo con dichas certificaciones, el reporte de reservas se ajusta al contenido y los lineamientos establecidos en la Regla 4-10 de la regulación S-X de la SEC de los Estados Unidos de América.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad del grupo empresarial al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por el Grupo:

	2019*			2018		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)
Reservas probadas:						
Saldo inicial	**1,201**	**3,001**	**1,727**	**1,088**	**3,254**	**1,659**
Revisión de estimaciones (1)	74	52	84	121	(4)	121
Recobro mejorado	94	3	94	128	4	129
Compras	142	126	164	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	66	2	67	54	18	57
Ventas	-	-	-	-	-	-
Producción	(193)	(278)	(242)	(191)	(270)	(239)
Saldo final	**1,384**	**2,906**	**1,894**	**1,200**	**3,002**	**1,727**
Reservas probadas desarrolladas:						
Saldo inicial	883	2,882	1,389	818	3,158	1,372
Saldo final	898	2,662	1,365	883	2,882	1,389
Reservas probadas no desarrolladas:						
Saldo inicial	317	119	338	270	96	287
Saldo final	486	244	529	317	119	338

* Ninguna cifra fue redondeada para efectos de presentación

(1) Representan los cambios en estimados de reservas probadas previos, hacia arriba o hacia abajo, resultado de nueva información (excepto por incremento de área probada), normalmente obtenida de perforación de desarrollo e historia de producción o resultado de cambios en factores económicos.

34. Eventos subsecuentes

- El 31 de enero de 2020 la Asamblea General de Accionistas de Bioenergy SAS y el 27 de enero de 2020 el accionista único de Bioenergy Zona Franca SAS, aprobaron que estas compañías presentaran solicitud de reorganización bajo la ley 1116. Dicho proceso pretende a través de un acuerdo, preservar las empresas viables y normalizar sus relaciones comerciales y crediticias, mediante su reorganización operacional, administrativa, de activos o pasivos.

  Esta decisión se da como consecuencia de las pérdidas contables acumuladas de las compañías, el aumento del nivel de endeudamiento frente a la estructura de capital inicialmente prevista, y el hecho que la planta industrial no lograra trabajar a su máxima capacidad debido a que los cultivos propios y de terceros no han alcanzado la productividad de caña requerida.

- El 7 de febrero de 2020, Ecopetrol informó que en conjunto con Shell, a través de su subsidiaria Shell EP Offshore Ventures Limited ("Shell"), suscribieron un acuerdo mediante el cual Shell adquirirá el 50% de participación en los bloques Fuerte Sur, Purple Angel y COL-5, localizados en aguas profundas del Caribe colombiano, donde se realizó el descubrimiento de una nueva provincia gasífera con los pozos Kronos (2015), Purple Angel y Gorgon (2017).

  Tras el acuerdo comercial, Shell asumirá la operación de los bloques y se realizará la perforación de un pozo delimitador en el área a finales del 2021 y la realización de la primera prueba de producción, una vez se surtan las respectivas aprobaciones de las autoridades.

- El 21 de febrero de 2020, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, autorizó a Ecopetrol S.A. para la gestión de la emisión y colocación de bonos en el mercado internacional de capitales hasta por la suma de dos mil millones de dólares (USD$ 2.000 millones). Esta autorización, junto con las demás fuentes disponibles con las que cuenta la Compañía, permite a Ecopetrol seguir fortaleciendo su posición de liquidez ante fluctuaciones inesperadas de los precios del crudo, financiar potenciales oportunidades de crecimiento, optimizar el portafolio de deuda actual y/o reducir el riesgo de refinanciación.

Anexo 1. Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos

Compañías subsidiarias consolidadas (1/2)

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Subsidiarias									
Refinería de Cartagena S.A.S.	Dólar	100%	Refinación de hidrocarburos, comercialización y distribución de productos	Colombia	Colombia	18,931,295	55,834	28,352,931	9,421,636
Cenit transporte y logística de hidrocarburos S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Almacenamiento y transporte por ductos de hidrocarburos	Colombia	Colombia	15,592,090	4,295,599	17,772,680	2,180,590
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	España	España	7,889,271	1,256,639	7,892,018	2,747
Oleoducto Central S. A. - Ocensa	Dólar	72.65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	4,135,328	2,660,961	7,172,245	3,036,917
Hocol Petroleum Limited.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	3,125,806	348,159	3,125,959	153
Ecopetrol América LLC.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	2,529,782	(64,032)	3,067,856	538,074
Hocol S.A.	Dólar	100%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Islas Caimán	Colombia	2,117,792	335,581	3,411,456	1,293,664
Esenttia S.A.	Dólar	100%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Colombia	Colombia	1,734,930	192,107	2,100,014	365,084
Ecopetrol Capital AG	Dólar	100%	Captación de excedentes y financiamiento para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Suiza	Suiza	1,630,044	124,098	6,885,838	5,255,794
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	Peso Colombiano	55.97%	Actividad transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	1,569,418	575,910	3,792,998	2,223,580
Andean Chemicals Ltd.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	1,210,810	(192,958)	1,211,707	897
Oleoducto de los Llanos Orientales S. A. - ODL	Peso Colombiano	65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Panamá	Colombia	1,079,130	485,516	1,654,772	575,642
Inversiones de Gases de Colombia S.A. Invercolsa S.A. (1)	Peso Colombiano	51.88%	Holding con inversiones en compañías de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia	Colombia	Colombia	817,849	18,198	1,361,333	543,484
Black Gold Re Ltd.	Dólar	100%	Reaseguradora para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Bermuda	Bermuda	751,916	54,547	888,577	136,661
Oleoducto de Colombia S. A. – ODC	Peso Colombiano	73%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	422,898	329,775	663,666	240,768

Compañías subsidiarias consolidadas (2/2)

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Bioenergy S. A. S.	Peso Colombiano	99.61%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	46,756	(270,376)	219,686	172,930
Ecopetrol USA Inc.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	7,070,295	1,483,597	7,070,295	-
Ecopetrol Permian LLC.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	3,043,138	(4,768)	3,044,851	1,713
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	Real	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Brasil	Brasil	728,744	(140,819)	757,348	28,604
Esenttia Masterbatch Ltda.	Peso Colombiano	100%	Fabricación compuestos de polipropileno y masterbatches	Colombia	Colombia	263,152	113,587	347,308	84,156
Bioenergy Zona Franca S. A. S.	Peso Colombiano	99.61%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	(89,565)	(236,088)	358,751	448,316
Ecopetrol del Perú S. A.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Perú	Perú	50,311	(2,025)	52,351	2,040
ECP Hidrocarburos de México S.A. de C.V.	Dólar	100%	Exploración en offshore	México	México	38,144	(73,303)	70,854	32,710
Ecopetrol Costa Afuera S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Exploración en offshore	Colombia	Colombia	12,208	(3,760)	32,130	19,922
Ecopetrol Energía S.A.S E.S.P.	Peso Colombiano	100%	Servicio público de suministro de energía	Colombia	Colombia	7,405	3,990	106,773	99,368
Esenttia Resinas del Perú SAC	Dólar	100%	Comercialización resinas de polipropileno y masterbatches	Perú	Perú	4,830	101	28,831	24,001
Ecopetrol Germany Gmbh (2)	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Alemania	Angola	2,283	(12)	2,283	-
Topili Servicios Administrativos S de RL De CV.	Peso Mexicano	100%	Servicios especializados en el ámbito gerencial y dirección	México	México	46	(4)	49	3
Kalixpan Servicios Técnicos S de RL De CV.	Peso Mexicano	100%	Servicios especializados en la industria del petróleo e hidrocarburos	México	México	(3)	(3)	1	4

(1) Corresponde a EEFF consolidados, la utilidad es de un mes de operación (diciembre), los activos y pasivos se presentan acumulados
(2) Compañías en proceso de liquidación.

Compañías asociadas y negocios conjuntos

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Asociadas									
Serviport S.A. (3)	Peso Colombiano	49%	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga	Colombia	Colombia	22,593	1,164	59,044	36,451
Sociedad Portuaria Olefinas y Derivados S.A. (4)	Peso Colombiano	50%	Construcción, uso, mantenimiento, adecuación y administración de instalaciones portuarias, puertos, muelles privados o de servicio al público en general	Colombia	Colombia	3,816	646	6,753	2,937
Negocios conjuntos									
Equion Energía Limited	Dólar	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Reino Unido	Colombia	2,258,448	261,951	2,636,503	378,055
Offshore International Group Inc.	Dólar	50%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Estados Unidos	Perú	736,847	(48,247)	1,766,271	1,029,424
Ecodiesel Colombia S.A. (4)	Peso Colombiano	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos	Colombia	Colombia	92,191	17,964	147,087	54,896

(3) Información disponible al 30 de septiembre de 2019, la inversión de se encuentra totalmente deteriorada.
(4) Información disponible al 30 de noviembre de 2019.

Anexo 2 - Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales)

Clase de crédito	Compañía	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Moneda	Valor desembolsado	Saldo pendiente 31-dic-2019	Saldo pendiente 31-dic-2018	Tipo de interés	Amortización del principal	Pago de interés
Bonos Moneda Nacional	Ecopetrol S.A.	dic-10	dic-20	COP	479,900	479,900	479,900	Flotante	Bullet	Semestral
		dic-10	dic-40		284,300	284,300	284,300			
		ago-13	ago-23		168,600	168,600	168,600			
		ago-13	ago-28		347,500	347,500	347,500			
		ago-13	ago-43		262,950	262,950	262,950			
Crédito sindicado moneda nacional	Oleoducto Bicentenario	jul-12	jul-24	COP	2,100,000	1,021,890	1,191,150	Flotante	Trimestral	Trimestral
	ODL Finance S.A.	ago-13	ago-20	COP	800,000	312,608	224,000	Flotante	Trimestral	Trimestral
Crédito comercial	Bioenergy	abr-11	dic-31	COP	505,723	530,733	444,157	Flotante	Mensual	Mensual
Bonos moneda extranjera	Ecopetrol S.A.	sep-13	sep-23	USD	1,300	1,300	1,300	Fijo	Bullet	Semestral
		sep-13	sep-43		850	850	850			
		may-14	may-45		2,000	2,000	2,000			
		sep-14	may-25		1,200	1,200	1,200			
		jun-15	jun-26		1,500	1,500	1,500			
		jun-16	sep-23		500	500	500			
	Oleoducto Central S.A.	may-14	may-21	USD	500	506	500	Fijo	Bullet	Semestral
Créditos comerciales internacionales - Refinería de Cartagena	Ecopetrol S.A.	dic-17	dic-27	USD	2,001	1,530	1,742	Fijo	Semestral	Semestral
		dic-17	dic-27		76	58	66	Flotante		
		dic-17	dic-27		73	56	63	Fijo		
		dic-17	dic-27		159	121	138	Flotante		
		dic-17	dic-25		359	288	321	Flotante		

ECOPETROL S. A.

Estados financieros consolidados

31 de diciembre 2019

GRUPO ecopetrol

Ecopetrol S.A.

Contenido

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía 2
Estados de situación financiera consolidados 3
Estados de ganancias y pérdidas consolidados 4
Estados de otros resultados integrales consolidados 5
Estados de cambios en el patrimonio consolidados 6
Estado de flujos de efectivo consolidado 7
1. Entidad reportante 8
2. Bases de preparación y presentación 8
3. Estimaciones y juicios contables significativos 11
4. Políticas contables 15
5. Nuevos estándares y cambios normativos 31
6. Efectivo y equivalentes de efectivo 33
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto 34
8. Inventarios, neto 35
9. Otros activos financieros 35
10. Impuestos 37
11. Otros activos 46
12. Combinaciones de negocios 46
13. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos 48
14. Propiedades, planta y equipo 51
15. Recursos naturales y del medio ambiente 53
16. Intangibles 55
17. Impairment de activos de largo plazo 55
18. Goodwill 61
19. Préstamos y financiaciones 62
20. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar 65
21. Provisiones por beneficios a empleados 65
22. Provisiones y contingencias 70
23. Patrimonio 76
24. Ingresos de actividades ordinarias 78
25. Costo de ventas 79
26. Gastos de administración, operación y proyectos 79
27. Otros (gastos) ingresos operacionales, netos 80
28. Resultado financiero 80
29. Gestión de riesgos 81
30. Partes relacionadas 87
31. Operaciones conjuntas 90
32. Información por segmentos 92
33. Reservas de petróleo y gas 99
34. Eventos subsecuentes 100
Anexo 1. Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos 101
Anexo 2 - Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales) 104

Ecopetrol S.A.

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía

A los señores Accionistas de Ecopetrol S.A.:

21 de febrero de 2020

Los suscritos Representante legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2019 por el periodo de doce meses terminado en esa fecha, han sido fielmente tomados de los libros y que antes de ser puestos a su disposición y de terceros, hemos verificado las siguientes afirmaciones contenidas en ellos:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2019, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante el año terminado en esa fecha.

2. Todos los hechos económicos realizados por la Compañía, durante los años terminados al 31 de diciembre de 2019 se han reconocido en los estados financieros consolidados.

3. Los activos representan probables derechos económicos futuros y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos o a cargo de la Compañía al 31 de diciembre de 2019.

4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.

5. Todos los hechos económicos que afectan la Compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros consolidados.

Felipe Bayón Pardo
Presidente – Representante legal

Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad básica por acción que está expresada en pesos)

Estados de situación financiera consolidados

	Nota	A 31 de diciembre 2019	A 31 de diciembre 2018
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	7,075,758	6,311,744
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	5,700,334	8,194,243
Inventarios, neto	8	5,658,099	5,100,407
Otros activos financieros	9	1,624,018	5,321,098
Activos por impuestos corrientes	10	1,518,807	1,031,307
Otros activos	11	1,778,978	1,020,428
		23,355,994	**26,979,227**
Activos mantenidos para la venta		8,467	51,385
Total activos corrientes		**23,364,461**	**27,030,612**
Activos no corrientes			
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	786,796	755,574
Otros activos financieros	9	3,355,274	2,826,717
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	13	3,245,072	1,844,336
Propiedades, planta y equipo	14	64,199,970	62,770,279
Recursos naturales y del medio ambiente	15	29,072,798	23,075,450
Activos por derecho de uso	5.1	456,225	-
Intangibles	16	483,098	410,747
Activos por impuestos diferidos	10	8,622,398	5,746,730
Goodwill	18	919,445	919,445
Otros activos	11	942,481	860,730
Total activos no corrientes		**112,083,557**	**99,210,008**
Total activos		**135,448,018**	**126,240,620**
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	5,012,173	4,019,927
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	20	10,689,246	8,945,790
Provisiones por beneficios a empleados	21	1,929,087	1,816,882
Pasivos por impuestos corrientes	10	2,570,779	1,751,300
Provisiones y contingencias	22	789,297	814,409
Instrumentos financieros derivados		1,347	82,554
Otros pasivos		750,370	393,760
Total pasivos corrientes		**21,742,299**	**17,824,622**
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	33,226,966	34,042,718
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	20	24,445	30,522
Provisiones por beneficios a empleados	21	9,551,977	6,789,669
Pasivos por impuestos diferidos	10	774,059	738,407
Pasivos por impuestos no corrientes	10	70,543	-
Provisiones y contingencias	22	9,128,991	6,939,603
Otros pasivos		584,616	570,641
Total pasivos no corrientes		**53,361,597**	**49,111,560**
Total pasivos		**75,103,896**	**66,936,182**
Patrimonio			
Capital suscrito y pagado	23.1	25,040,067	25,040,067
Prima en emisión de acciones	23.2	6,607,699	6,607,699
Reservas	23.3	3,784,658	5,138,895
Otros resultados integrales		6,464,144	7,782,086
Resultados acumulados		14,515,762	12,644,860
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Compañía		56,412,330	57,213,607
Interés no controlante		3,931,792	2,090,831
Total patrimonio		**60,344,122**	**59,304,438**
Total pasivos y patrimonio		**135,448,018**	**126,240,620**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Felipe Bayón Pardo
Presidente

Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad básica por acción que está expresada en pesos)

Estados de ganancias y pérdidas consolidados

	Nota	Por los años terminados a 31 de diciembre de 2019	2018	2017
Ingresos por ventas	24	70,846,769	67,819,935	55,210,224
Costos de ventas	25	(44,957,508)	(41,169,527)	(36,893,474)
Utilidad bruta		**25,889,261**	**26,650,408**	**18,316,750**
Gastos de administración	26	(2,151,599)	(1,653,858)	(1,764,524)
Gastos de operación y proyectos	26	(2,631,754)	(2,903,132)	(2,926,065)
(Gasto) recuperación impairment de activos de largo plazo	17	(1,747,572)	(346,604)	1,373,031
Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	27	1,056,796	(35,455)	505,403
Resultado de la operación		**20,415,132**	**21,711,359**	**15,504,595**
Resultado financiero, neto	28			
Ingresos financieros		1,623,336	1,129,563	1,159,356
Gastos financieros		(3,334,469)	(3,511,814)	(3,665,390)
(Pérdida) utilidad por diferencia en cambio		40,639	372,223	5,514
		(1,670,494)	**(2,010,028)**	**(2,500,520)**
Participación en los resultados de compañías	13	354,274	154,520	32,791
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		**19,098,912**	**19,855,851**	**13,036,866**
Gasto por impuesto a las ganancias	10	(4,596,413)	(7,322,019)	(5,634,944)
Utilidad neta del periodo		**14,502,499**	**12,533,832**	**7,401,922**
Utilidad atribuible:				
A los accionistas		13,251,483	11,556,405	6,620,412
Participación no controladora		1,251,016	977,427	781,510
		14,502,499	**12,533,832**	**7,401,922**
Utilidad básica por acción (pesos)		**322.3**	**281.1**	**161.0**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Felipe Bayón Pardo
Presidente

Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de otros resultados integrales consolidados

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
Utilidad neta del periodo	**14,502,499**	**12,533,832**	**7,401,922**
Otros resultados integrales:			
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
(Pérdidas) utilidades no realizadas en operaciones de coberturas:			
Flujo de efectivo para futuras exportaciones	668,299	(53,596)	291,756
Inversión neta en negocio en el extranjero	(61,267)	(971,954)	57,997
Flujo de efectivo con instrumentos derivados	46,451	(52,174)	35,769
Utilidad instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable:			
(Pérdidas) ganancias no realizadas	-	-	(7,828)
Diferencia en cambio en conversión	(179,382)	2,571,290	(259,877)
	474,101	**1,493,566**	**117,817**
Elementos que no pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
Pérdidas actuariales	(1,799,829)	(4,290)	(1,548,043)
Otras pérdidas	1,897	-	(11,817)
	(1,797,932)	**(4,290)**	**(1,559,860)**
Otros resultados integrales	**(1,323,831)**	**1,489,276**	**(1,442,043)**
Total resultado integral	**13,178,668**	**14,023,108**	**5,959,879**
Resultado integral atribuible a:			
A los accionistas	11,932,117	12,974,362	5,170,461
Participación no controladora	1,246,551	1,048,746	789,418
	13,178,668	**14,023,108**	**5,959,879**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Felipe Bayón Pardo
Presidente

Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de cambios en el patrimonio consolidados

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reservas	Otros resultados integrales	Adopción por primera vez	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controlante	Participación no controladora	Total Patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2018		**25,040,067**	**6,607,699**	**5,138,895**	**7,782,086**	**1,095,003**	**11,549,857**	**57,213,607**	**2,090,831**	**59,304,438**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	-	13,251,483	13,251,483	1,251,016	14,502,499
Liberación de reservas		-	-	(3,050,703)	-	-	3,050,703	-	-	-
Dividendos decretados	23.4	-	-	(3,659,386)	-	-	(9,251,256)	(12,910,642)	(1,010,206)	(13,920,848)
Combinación de negocios	12	-	-	-	-	176,608	-	176,608	1,606,390	1,782,998
Cambio en participación en controladas y otros movimientos		-	-	-	-	-	(784)	(784)	(350)	(1,134)
Apropiación de reservas	23.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Legal		-	-	1,155,640	-	-	(1,155,640)	-	-	-
Fiscales y estatutarias		-	-	509,082	-	-	(509,082)	-	-	-
Ocasionales		-	-	3,691,130	-	-	(3,691,130)	-	-	-
Otros resultados integrales		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias en instrumentos de cobertura:		-	-	-	641,683	-	-	641,683	11,800	653,483
Diferencia en cambio en conversión		-	-	-	(161,693)		-	(161,693)	(17,689)	(179,382)
Pérdidas actuariales		-	-	-	(1,799,829)	-	-	(1,799,829)	-	(1,799,829)
Otros movimientos		-	-	-	1,897		-	1,897	-	1,897
Saldo al 31 de diciembre de 2019		**25,040,067**	**6,607,699**	**3,784,658**	**6,464,144**	**1,271,611**	**13,244,151**	**56,412,330**	**3,931,792**	**60,344,122**
Saldo al 31 de diciembre de 2017		**25,040,067**	**6,607,700**	**2,177,869**	**6,364,129**	**1,095,003**	**6,613,863**	**47,898,631**	**1,882,674**	**49,781,305**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	-	11,556,405	11,556,405	977,427	12,533,832
Liberación de reservas		-	-	(751,718)	-	-	751,718	-	-	-
Dividendos decretados	23.4	-	-	-	-	-	(3,659,386)	(3,659,386)	(840,626)	(4,500,012)
Otros movimientos		-	(1)	-	-	-	1	-	37	37
Apropiación de reservas		-	-	3,712,744	-	-	(3,712,744)	-	-	-
Otros resultados integrales		-	-		1,417,957	-	-	1,417,957	71,319	1,489,276
Saldo al 31 de diciembre de 2018		**25,040,067**	**6,607,699**	**5,138,895**	**7,782,086**	**1,095,003**	**11,549,857**	**57,213,607**	**2,090,831**	**59,304,438**
Saldo al 31 de diciembre de 2016		**25,040,067**	**6,607,699**	**1,558,844**	**7,813,012**	**1,095,003**	**1,559,229**	**43,673,854**	**1,645,864**	**45,319,718**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	-	6,620,412	6,620,412	781,510	7,401,922
Liberación de reservas		-	-	619,025	-	-	(619,025)	-	-	-
Dividendos decretados		-	-	-	-	-	(945,684)	(945,684)	(551,494)	(1,497,178)
Otros resultados		-	1	-	2	-	(1,069)	(1,066)	(48)	(1,114)
Otros resultados integrales		-	-	-	(1,448,885)	-	-	(1,448,885)	6,842	(1,442,043)
Saldo al 31 de diciembre de 2017		**25,040,067**	**6,607,700**	**2,177,869**	**6,364,129**	**1,095,003**	**6,613,863**	**47,898,631**	**1,882,674**	**49,781,305**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Felipe Bayón Pardo
Presidente

Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estado de flujos de efectivo consolidado

	Nota	Por los años terminados a 31 de diciembre de 2019	2018	2017
Flujos de efectivo de las actividades de operación:				
Utilidad neta del periodo		14,502,499	12,533,832	7,401,922
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo provisto por las operaciones:				
Gasto por impuesto a las ganancias	10	4,596,413	7,322,019	5,634,944
Depreciación, agotamiento y amortización	5.1, 14, 15, 16	8,567,931	7,689,998	8,266,495
Utilidad por diferencia en cambio	28	(40,639)	(372,223)	(5,514)
Costo financiero de préstamos y financiaciones	28	1,894,490	2,399,414	2,385,994
Costo financiero de otros pasivos	28	757,509	668,782	753,047
Baja de activos exploratorios y pozos secos	15	340,271	898,924	898,264
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes		121,121	(504)	26,686
Utilidad (pérdida) en adquisición de participaciones	27	(1,048,924)	12,065	(451,095)
Pérdida por impairment de activos de corto plazo	27	90,441	136,044	30,600
Pérdida (recuperación) por impairment de activos de largo plazo	17	1,747,572	346,604	(1,373,031)
Pérdida (utilidad) por valoración de activos financieros		18,551	(92,906)	(104,706)
Utilidad por método de participación patrimonial		(354,274)	(154,520)	(32,791)
Utilidad en venta de activos mantenidos para la venta		(2,846)	(358)	(166,389)
Utilidad realizada en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	-	(13,236)
Pérdida por inefectividad en coberturas		5,173	34,892	13,707
Pérdida por diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	24	1,028,516	655,533	583,232
Impuesto de renta pagado		(5,295,703)	(6,650,116)	(4,217,303)
Cambios netos en operación con activos y pasivos:				
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		2,381,905	(1,946,745)	(2,189,473)
Inventarios		(597,552)	(448,135)	(323,626)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		1,389,064	1,355,175	21,417
Activos y pasivos por impuestos corrientes		(1,409,334)	(1,413,915)	(493,533)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados		(234,629)	(181,060)	(227,384)
Provisiones y contingencias		(253,043)	(181,761)	104,135
Otros activos y pasivos		(492,745)	(218,543)	451,264
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		**27,711,767**	**22,392,496**	**16,973,626**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:				
Inversión en propiedades, planta y equipo	14	(4,012,659)	(3,302,929)	(2,363,283)
Inversión en recursos naturales y del medio ambiente	15	(9,798,193)	(5,051,828)	(3,426,405)
Adquisición de participaciones en operaciones conjuntas		-	-	(141,950)
Adquisiciones de intangibles	16	(168,289)	(105,669)	(175,868)
Venta (compra) de otros activos financieros		3,117,549	(843,611)	564,754
Intereses recibidos		481,674	383,624	405,562
Dividendos recibidos		189,169	108,991	270,136
Producto de la venta de activos mantenidos para la venta		-	-	159,041
Producto de la venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	-	56,930
Producto de la venta de activos		154,780	169,317	267,324
Efectivo neto usado en actividades de inversión		**(10,035,969)**	**(8,642,105)**	**(4,383,759)**
Flujo de efectivo en actividades de financiación:				
Adquisición de préstamos y financiaciones		359,876	517,747	444,827
Pagos de capital		(1,596,630)	(9,270,262)	(9,007,340)
Pagos de intereses		(1,766,223)	(2,610,562)	(2,696,979)
Pagos por arrendamientos	5.1	(300,326)	-	-
Dividendos pagados		(13,867,029)	(4,427,701)	(1,504,647)
Efectivo neto usado en actividades de financiación		**(17,170,332)**	**(15,790,778)**	**(12,764,139)**
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo		258,548	406,246	(290,310)
Aumento (disminución) neta en el efectivo y equivalentes de efectivo		764,014	(1,634,141)	(464,582)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo		**6,311,744**	**7,945,885**	**8,410,467**
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	6	**7,075,758**	**6,311,744**	**7,945,885**
Transacciones no monetarias				
Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	5.1	**685,128**	-	-
Valor razonable por cambio en la participación de Invercolsa	12	**2,932,110**	-	-

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Felipe Bayón Pardo
Presidente

Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

1. Entidad reportante

Ecopetrol S.A. es una Compañía de economía mixta, con naturaleza comercial, constituida en 1948 en Bogotá, Colombia, casa matriz del Grupo Empresarial Ecopetrol. Su objeto social es desarrollar actividades comerciales o industriales relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, directamente o por medio de sus subordinadas (en adelante denominada en conjunto "Ecopetrol", la "Compañía" o "Grupo Empresarial Ecopetrol").

El 11.51% de las acciones de Ecopetrol se cotizan públicamente en las bolsas de valores de Colombia y Nueva York. Las acciones restantes (88.49% de las acciones en circulación) le pertenecen al Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.

El domicilio de la oficina principal de Ecopetrol S.A. es Bogotá, Colombia, Carrera 13 No. 36 - 24.

2. Bases de preparación y presentación

2.1 Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros consolidados

Estos estados financieros consolidados de Ecopetrol y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, han sido preparados de acuerdo con los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia (NCIF), reglamentadas en el Decreto 2420 de 2015, modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2018. Estas normas están fundamentadas en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF y sus Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) y otras disposiciones legales aplicables para las entidades vigiladas y/o controladas por la Contaduría General de la Nación, que pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otros organismos de control del Estado.

Las políticas contables descritas en la Nota 4 han sido aplicadas de manera consistente.

Estos estados financieros consolidados fueron autorizados para su emisión por la Junta Directiva el 21 de febrero del 2019.

2.2 Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados fueron preparados consolidando todas las Compañías descritas en el Anexo 1, en las cuales Ecopetrol ejerce control directa o indirectamente. El control se logra cuando el Grupo:

- Tiene poder sobre la sociedad (derechos existentes que le dan la facultad de dirigir las actividades relevantes);
- Está expuesta a, o tiene derechos sobre, rendimientos variables provenientes de su relación con la sociedad; y
- Tiene la habilidad de usar su poder para afectar sus rendimientos operativos. Esto ocurre cuando la Compañía tiene menos de una mayoría de derechos de voto de una participada, y aún tiene poder sobre la participada para darle la habilidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la sociedad de manera unilateral. El Grupo considera todos los hechos y circunstancias relevantes al evaluar si los derechos de voto en una participada son o no suficientes para darle el poder, incluyendo:

    a) El porcentaje de derechos de voto de la Compañía relativo al tamaño y dispersión de los porcentajes de otros poseedores de voto;
    b) Derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, otros accionistas u otras partes;
    c) Derechos derivados de los acuerdos contractuales; y
    d) Cualquier hecho o circunstancia adicional que indique que la Compañía tiene, o no tiene, la habilidad actual para dirigir las actividades relevantes, al momento que necesite que las decisiones sean tomadas, incluyendo patrones de voto en asambleas de accionistas previas.

Las subsidiarias se consolidan desde la fecha en que se obtiene el control hasta la fecha en que cesa el mismo.

Todos los activos y pasivos intercompañía, el patrimonio, los ingresos, los gastos y los flujos de efectivo relacionados con transacciones entre Compañías del Grupo fueron eliminados en la consolidación. Las utilidades y pérdidas no realizadas también son eliminadas. El interés no controlante representa la porción de utilidad, de otro resultado integral y de los activos netos en subsidiarias que no son atribuibles a los accionistas de Ecopetrol.

Todas las combinaciones de negocios se reconocen mediante el método de la adquisición.

Las siguientes subsidiarias fueron incorporadas:

2019

a) En noviembre de 2019 se realizó la inscripción en el libro de registro de acciones de Invercolsa a Ecopetrol por el 8.53%, quedando con una participación del 51.88% y obteniendo el control de la misma después del fallo proferido por la Corte Suprema de Justicia confirmando la decisión de declarar la ineficacia de la adquisición de acciones a Ecopetrol S.A. del señor Fernando Londoño. El aumento en la participación no requirió el pago de ninguna contraprestación.

Las subsidiarias incorporadas por esta operación en el consolidado son las siguientes:

- Inversiones de Gases de Colombia S.A., cuyo objeto social principal consiste en tener inversiones en compañías que tengan relación con actividades del sector energético; la exploración, explotación, refinación, transformación, transporte, distribución y venta de hidrocarburos y sus derivados en el territorio nacional y promover la fundación de nuevas compañías y tener acciones o cuotas de interés social en ellas.

- Alcanos de Colombia S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en prestación del servicio público domiciliario de gas combustible en Neiva y todo el territorio nacional; la construcción y operación de gasoductos, redes de distribución, estaciones de regulación, medición y compresión y cualquier obra necesaria para el manejo y comercialización de servicios públicos.

- Metrogas de Colombia S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en prestación del servicio público de comercialización y distribución de gas combustible; la exploración, almacenamiento, utilización, transporte, refinación, compra, venta y distribución de hidrocarburos y derivados en todas sus formas y representaciones.

- Gases del Oriente S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible y el desarrollo de todas las actividades complementarias a la prestación de dicho servicio.

- Promotora de Gases del Sur S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en promover la vinculación de capital nacional o extranjero, público o privado, para lograr el proyecto de masificación del gas en el departamento del Huila, a través de un gasoducto desde el municipio de Neiva hasta el municipio de Hobo.

- Gases del Oriente S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en el diseño y construcción de plantas de producción y tratamiento de hidrocarburos, tales como gasoductos, oleoductos y demás, así como la inversión en proyectos relacionados con los mismos.

- Combustibles Líquidos de Colombia S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en la comercialización mayorista de gas combustible, la prestación del servicio público domiciliario de distribución de GLP y el desarrollo de las actividades complementarias a la prestación de dicho servicio, al igual que almacenamiento, transporte, envase, distribución y venta de GLP.

a) En julio de 2019 se constituyeron dos compañías con el objeto de viabilizar la operación celebrada entre Ecopetrol S.A. y Occidental Petroleum Corp. (OXY), donde se acordó la conformación de un Joint Operation para ejecutar un plan conjunto de desarrollo de Yacimientos No Convencionales en la cuenca Permian en el estado de Texas (EE.UU.).
Las dos compañías constituidas fueron las siguientes:

Ecopetrol USA Inc., que tiene por objeto social participar en cualquier acto o actividad legal para el cual las corporaciones pueden ser organizadas bajo la Ley General de Sociedades de Delaware.

Ecopetrol Permian LLC., que tiene por objeto social tramitar cualquiera o todos los negocios legales para los cuales se pueden organizar compañías de responsabilidad limitada de conformidad con la Ley de Sociedades de Responsabilidad Limitada de Delaware.

b) Se constituyeron también dos sociedades en México para prestación de servicios administrativos y tecnológicos de Ecopetrol México, las dos sociedades creadas fueron: Topili Servicios admnistrativos S. de R.L. de C.V. y Kalixpan Servicios Técnicos S. de R.L. de C.V.

2018

- Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P., cuyo objeto social es la comercialización de energía eléctrica para el Grupo Empresarial en los términos de las Leyes 142 y 143 de 1994. Ecopetrol tiene una participación directa del 99% en el capital accionario de la nueva filial, e indirecta del 1% restante a través de Andean Chemicals Ltd.

2.3 Bases de medición

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable con cambios en resultados y/o cambios en otro resultado integral al cierre de cada periodo, como se explica en las políticas contables incluidas más adelante.

Por lo general, el costo histórico se basa en el valor razonable de la contraprestación otorgada a cambio de los bienes y servicios.

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado a la fecha de la medición. Al estimar el valor razonable, el Grupo utiliza los supuestos que los participantes del mercado utilizarían al fijar el precio del activo o pasivo en condiciones de mercado presentes, incluyendo supuestos sobre el riesgo.

2.4 Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros consolidados se presentan en pesos colombianos, la cual es la moneda funcional de Ecopetrol. La moneda funcional de cada una de las Compañías del Grupo es determinada en función al entorno económico principal en el que estas operan.

Los estados de ganancias o pérdidas y de flujos de efectivo de las subsidiarias con monedas funcionales diferentes de la moneda funcional de Ecopetrol son convertidos a los tipos de cambio en las fechas de la transacción o a la tasa promedio mensual. Los activos y pasivos se convierten a la tasa de cierre y otras partidas patrimoniales se convierten a los tipos de cambio en el momento de la transacción. Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen en el otro resultado integral. Al vender la totalidad o parte de la participación en una subsidiaria, la parte acumulada por ajuste por conversión relacionada con la Compañía, es reconocida en el estado de pérdidas y ganancias consolidado.

Los estados financieros se presentan en pesos colombianos redondeados a la unidad de un millón (COP $000,000) más cercana, excepto cuando se indique lo contrario.

2.5 Moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son inicialmente reconocidas por el Grupo en la respectiva moneda funcional al tipo de cambio vigente de la fecha en que se realiza la transacción. Al final de cada período, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes en la fecha de cierre y las variaciones presentadas en la conversión son reconocidas en el resultado financiero, neto, excepto las resultantes de la conversión de

préstamos y financiaciones designados como instrumentos de cobertura de flujo de efectivo o de inversión neta de un negocio en el extranjero, las cuales se reconocen en el otro resultado integral, dentro del patrimonio. Cuando las partidas cubiertas afectan el resultado, las diferencias en cambio acumuladas en el patrimonio se reclasifican al estado de ganancias y pérdidas consolidado como parte del resultado de la operación.

Las partidas no monetarias registradas al valor razonable que están denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a la fecha en que se determinó el valor razonable. La ganancia o pérdida que surge de la conversión de partidas no monetarias medidas a valor razonable se reconoce de la misma manera que de la ganancia o pérdida por valor razonable del bien.

2.6 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

El Grupo presenta activos y pasivos en el estado consolidado de situación financiera con base en la clasificación corriente o no corriente.

Un activo o un pasivo se clasifica como corriente cuando:

- Se espera que se realice o se pretenda vender o consumir en el ciclo normal de la operación
- Se mantiene principalmente con el propósito de negociar
- Se espera que se realice dentro de los doce meses posteriores al período de reporte
- Es efectivo o equivalente a menos que se restrinja el intercambio o se use para liquidar un pasivo durante al menos doce meses después del período de reporte
- En el caso de un pasivo no existe el derecho incondicional de diferir su liquidación durante al menos doce meses después del período de reporte

Los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes.

2.7 Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A. y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período. No existe dilución potencial de acciones.

3. Estimaciones y juicios contables significativos

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Gerencia de la Compañía realice juicios, estimaciones y suposiciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos reconocidos en los estados financieros consolidados y sus revelaciones. Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, la experiencia de la gerencia y otros factores en la fecha de preparación de los estados financieros. La incertidumbre sobre los supuestos y las estimaciones podría resultar en cambios materiales futuros que afecten el valor de activos o pasivos. Los cambios en estas estimaciones son reconocidos prospectivamente en el periodo en el cual se revisan.

En el proceso de aplicación de las políticas contables del Grupo, la Gerencia ha realizado los siguientes juicios y estimaciones, los cuales han tenido el efecto más significativo en los montos reconocidos en los estados financieros consolidados:

3.1 Reservas de petróleo y gas natural

Las reservas de petróleo y gas natural son estimados del monto de hidrocarburos que pueden ser económica y legalmente extraídos de las propiedades de crudo y gas del Grupo.

La estimación de reservas se realiza anualmente al 31 de diciembre, de conformidad con las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC), las normas establecidas en la Regla 4-10(a) del Reglamento S-X y las directrices de divulgación contenida en la regla final SEC de Modernización de Reporte de Petróleo y Gas.

Tal como lo exige la normatividad vigente, la fecha futura estimada en la que un campo dejará de producir por razones económicas, se basa en los costos actuales y en el promedio de los precios del crudo (calculado como el promedio aritmético de los precios del primer día de los últimos 12 meses). La fecha estimada en que terminará la producción afectará el monto de las reservas, a menos que los precios fueran definidos por acuerdos contractuales; por lo tanto, si los precios y los costos cambian de un año a otro, la estimación de las reservas probadas también cambia. Generalmente, las reservas probadas disminuyen en la medida en que los precios bajan y aumentan cuando los precios suben.

La estimación de reservas es un proceso inherentemente complejo e involucra el uso de juicios profesionales. Estas estimaciones se preparan usando factores geológicos, técnicos y económicos, incluyendo proyecciones futuras de tasas de producción, precios del petróleo, datos de ingeniería y la duración y monto de futuras inversiones con cierto grado de incertidumbre. Estas estimaciones reflejan las condiciones regulatorias y de mercado existentes a la fecha de reporte, las cuales podrían diferir significativamente de otras condiciones a lo largo del año o en periodos futuros. Cualquier cambio en los factores regulatorias y/o de mercado y en los supuestos utilizados, puede impactar materialmente la estimación de las reservas.

Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en la depreciación y agotamiento

Los cambios en las estimaciones de reservas probadas pueden afectar los importes del valor en libros de los activos de exploración y producción, de los recursos naturales y del medio ambiente, del goodwill, los pasivos por abandono y desmantelamiento y de la depreciación, agotamiento y amortización. Mantenidas las demás variables constantes, una disminución en la estimación de reservas probadas aumentaría, de forma prospectiva, el valor de los gastos por depreciación y amortización, mientras que un aumento en las reservas resultaría en una reducción del gasto.La depreciación, agotamiento y amortización, es calculada usando el método de unidades de producción.

La información sobre el valor en libros de los activos de exploración y producción y los montos registrados con cargo a resultados, incluyendo la depreciación y amortización, es presentada en las Notas 14 y 15.

3.2 Impairment (recuperación) del valor de los activos no corrientes

La Gerencia del Grupo utiliza su juicio profesional al evaluar la existencia de indicios de gasto (recuperación) de impairment con base en factores internos y externos.

Cuando exista un indicador de gasto o recuperación de impairment de períodos anteriores, el Grupo estima el importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo (UGE), el cual corresponde al mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso.

La evaluación requiere el uso de estimados y supuestos, entre los que se incluyen: (1) estimación de volúmenes y valor de mercado de las reservas de petróleo y gas natural; (2) perfiles de producción de los campos petroleros y producción futura de productos refinados y químicos; (3) inversiones, impuestos y costos futuros; (4) vida útil de los activos; (5) precios futuros, (6) tasa de descuento, la cual es revisada anualmente, y es determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés) y (7) cambios en la regulación ambiental. El importe recuperable es comparado con el valor neto en libros del activo, o de la unidad generadora de efectivo (UGE) para determinar si es sujeto de reconocimiento de impairment o si debe recuperarse algún monto de periodos anteriores.

Una pérdida por impairment reconocida previamente se revierte solo si ha habido un cambio en los supuestos utilizados para determinar el importe recuperable de los activos o UGEs desde que se reconoció la última pérdida por impairment. La reversión está limitada de modo que el valor en libros de un activo o UGE, diferente al goodwill, no exceda su importe recuperable, o el valor en libros que se hubiera determinado (neto de amortización o depreciación) si no se hubiera reconocido una pérdida en periodos anteriores.

Los precios futuros se estiman bajo las condiciones actuales del mercado. Los volúmenes de producción esperados, que comprenden reservas probadas y no probadas, se utilizan para pruebas de impairment debido a que la Gerencia considera

que este es el indicador más apropiado de los flujos de efectivo futuros esperados, los cuales también serían considerados por los participantes del mercado. Las estimaciones de las reservas son intrínsecamente imprecisas y sujetas a riesgo e incertidumbre. Además, las proyecciones sobre reservas no probadas se basan en información que es necesariamente menos robusta que la disponible para reservorios maduros.

Estas estimaciones y supuestos están sujetos a riesgo e incertidumbre. Por tanto, existe la posibilidad que cambios en las circunstancias afecten estas proyecciones, que también puede afectar el monto recuperable de los activos y/o UGEs, así como también puede afectar el reconocimiento de una pérdida por impairment o la reversión de los montos registrados en periodos anteirores..

3.3 Costos de exploración y evaluación

La aplicación de la política contable del Grupo para los costos de exploración y evaluación requiere juicio al determinar si los beneficios económicos futuros son probables, ya sea por una futura explotación o una venta, o si las actividades no han alcanzado una etapa que permita una evaluación razonable de la existencia de reservas. Ciertos costos de exploración y evaluación se capitalizan inicialmente cuando se espera que surjan reservas comercialmente viables. El Grupo utiliza su juicio profesional sobre eventos y circunstancias futuras y hace estimaciones para evaluar anualmente la generación de beneficios económicos futuros para la extracción de recursos petroleros, así como análisis técnicos y comerciales para confirmar su intención de continuar su desarrollo. Los cambios con respecto a la información disponible, como el nivel de éxito de perforación o los cambios en la economía del proyecto, los costos de producción y los niveles de inversión, así como otros factores, pueden resultar a que los costos de perforación de exploración capitalizados, se reconozcan en el resultado del periodo. El Grupo emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y evaluación. Los gastos por pozos secos se incluyen en las actividades de operación en el estado consolidado de flujos de efectivo.

3.4 Determinación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)

La asignación de activos en UGEs requiere juicio significativo, así como también las interpretaciones con respecto a la integración entre los activos, la existencia de mercados activos, la exposición similar a los riesgos de mercado, las infraestructuras compartidas y la forma en la que la Gerencia monitorea las operaciones. Ver nota 4.12 – Impairment del valor de los activos.

3.5 Abandono y desmantelamiento de campos y otras facilidades

De acuerdo con la reglamentación ambiental y de petróleos, el Grupo debe asumir los costos por el abandono de instalaciones de extracción y transporte de petróleo, los cuales incluyen el costo de taponamiento y abandono de pozos, desmantelamiento de instalaciones y recuperación ambiental de las áreas afectadas.

Los costos de abandono y desmantelamiento son registrados en el mismo momento que se registra la instalación de los activos y son revisados anualmente.

Los cálculos de estos montos son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Gerencia. Los costos finales de desmantelamiento son inciertos y las estimaciones pueden variar en respuesta a muchos factores, incluidos los cambios en los requisitos legales pertinentes, el surgimiento de nuevas técnicas de restauración o la experiencia en otros sitios de producción. El tiempo esperado, la extensión y el monto del gasto también pueden cambiar, por ejemplo, en respuesta a cambios en las proyecciones de costos internos, cambios en las estimaciones de reservas, tasas de inflación futuras y tasas de descuento. El Grupo considera que los costos de abandono y desmantelamiento son razonables, según la experiencia y las condiciones del mercado, sin embargo, las variaciones significativas en los factores externos utilizados para el cálculo de la estimación podrían impactar significativamente los montos registrados en los estados financieros consolidados. Ver Nota 4.13 – Provisiones y pasivos contingentes (Obligación de retiro de activos).

3.6 Planes de pensión y otros beneficios

La determinación de gastos, pasivos y ajustes relacionados con los planes de pensión y otros beneficios de retiro definidos requieren que la Gerencia utilice el juicio en la aplicación de los supuestos actuariales utilizados en el cálculo actuarial. Los supuestos actuariales incluyen estimaciones de la mortalidad futura, retiros, cambios en la remuneración y la tasa de descuento para reflejar el valor del dinero en el tiempo; así como la tasa de rendimiento de los activos del plan. Debido a la

complejidad de la valoración, así como a su naturaleza de largo plazo, las obligaciones que se definan son muy sensibles a cualquier cambio en las variables que se utilizan.

Estos supuestos se revisan anualmente para propósitos de las valuaciones actuariales y pueden diferir materialmente de los resultados reales debido a cambios en las condiciones económicas y de mercado, cambios en la regulación, decisiones judiciales, tasas de retiro más altas o más bajas, o expectativas de vida de los empleados más largas o más cortas.

3.7 Impairment de goodwill

El Grupo realiza en diciembre de cada año la prueba anual de impairment del goodwill para evaluar si el valor en libros es recuperable. El goodwill es asignado a cada una de las Unidades Generadoras de Efectivo (o grupos de unidades generadoras de efectivo).

La determinación del importe recuperable se describe en la Nota 4.10 y su cálculo requiere supuestos y estimaciones. El Grupo considera que los supuestos y estimados utilizados son razonables, pueden ser respaldados en las condiciones actuales de mercado y están alineados al perfil de riesgo de los activos relacionados. Sin embargo, al utilizar diferentes supuestos y estimados, se obtendrían resultados diferentes. Los modelos de valoración usados para determinar el valor razonable son sensibles a cambios en los supuestos subyacentes. Por ejemplo, los precios y volúmenes de ventas y los precios que serán pagados por la compra de materias primas son supuestos que pueden variar en el futuro. Los cambios adversos en cualquiera de estos supuestos podrían llevar a reconocer un impairment del goodwill.

3.8 Litigios

El Grupo está sujeto a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La Gerencia evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que se estos materialicen y los montos involucrados, para decidir sobre los importes reconocidos y/o revelados en estados financieros consolidados.

Este análisis, el cual puede requerir juicios considerables, incluye revisar procesos legales instaurados en contra y reclamos aún no iniciados. Una provisión se reconoce cuando el Grupo tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado, es probable que se genere una salida de recursos para liquidar la obligación y se puede hacer una estimación confiable del monto de dicha obligación.

3.9 Impuestos

El cálculo de la provisión por impuesto de renta requiere la interpretación de la normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera el Grupo Empresarial Ecopetrol. Se requieren realizar juicios significativos para la determinación de las estimaciones del impuesto a las ganancias y para evaluar la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos, los cuales se basan en estimaciones de resultados fiscales futuros y en la capacidad para generación de resultados suficientes durante los periodos en los que sean deducibles dichos impuestos diferidos. Los pasivos por impuestos diferidos se registran de acuerdo con las estimaciones realizadas de los activos netos que en un futuro no serán fiscalmente deducibles.

En la medida en que los flujos de efectivo futuros y la renta gravable difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad del Grupo para utilizar los impuestos diferidos activos netos registrados a la fecha de presentación, podría verse afectada.

Adicionalmente, los cambios en las normas fiscales podrían limitar la capacidad del Grupo para obtener deducciones fiscales en ejercicios futuros, así como el reconocimiento de nuevos pasivos por impuestos producto de cuestionamientos por parte de la auditoria del organismo fiscalizador.

Las posiciones fiscales que se adopten suponen la evaluación cuidadosa por parte de la Gerencia, y se revisan y ajustan en respuesta a circunstancias como caducidad en la aplicación de la legislación, cierre de auditorías fiscales, revelaciones adicionales ocasionadas por algún tema legal o alguna decisión de la Corte en un tema tributario en particular. El Grupo registra provisiones con base en la estimación de la posibilidad de una decisión negativa que pueda surgir de una auditoría fiscal. El monto de estas provisiones depende de factores como la experiencia previa en auditorías fiscales y las

interpretaciones de las normas tributarias por las entidades contribuyentes y de la autoridad tributaria. Los resultados reales pueden diferir de las estimaciones registradas.

3.10 Contabilidad de coberturas

El proceso de identificación de las relaciones de cobertura entre las partidas cubiertas y los instrumentos de cobertura derivados y no derivados (tal como la deuda a largo plazo en moneda extranjera), y su correspondiente efectividad, requiere juicios de la Gerencia. El Grupo evalúa periódicamente la alineación entre las coberturas identificadas y su política de gestión de riesgos.

4. Políticas contables

Las políticas contables que se indican a continuación se han aplicado consistentemente para todos los períodos presentados.

4.1 Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar a un activo financiero, a un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra entidad.

La clasificación depende de su naturaleza y propósito por el cual el activo o pasivo financiero fue adquirido y se determina al momento del reconocimiento inicial. Todos los activos y pasivos financieros se miden inicialmente a su valor razonable.

Los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros distintos a los medidos a valor razonable con cambios en resultados, se suman o deducen del valor razonable de los activos y pasivos financieros, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

Los préstamos y cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

Los instrumentos de patrimonio se miden a valor razonable.

Mediciones a valor razonable

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría para transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de valoración. La medición del valor razonable se basa en la presunción de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo tiene lugar en el mercado principal del activo o pasivo o en ausencia de un mercado principal en el mercado más ventajoso.

El valor razonable de un activo o un pasivo es medido utilizando los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar su precio, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico.

La medición del valor razonable de un activo no financiero tiene en cuenta la capacidad de generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso o mediante la venta de éste a otro participante del mercado quien utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

El Grupo utiliza las técnicas de valoración más apropiadas para las circunstancias y con la mejor información disponible, maximizando el uso de los datos de entrada observables y minimizando los no observables.

Todos los activos y pasivos cuyo valor razonable se mide o revela en los estados financieros consolidados se clasifican dentro de la jerarquía, con base en la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable en su conjunto, de la siguiente manera:

- Nivel 1: Precios de cotización (no ajustados) de mercados activos para activos y pasivos idénticos. El valor razonable de los instrumentos negociables del Grupo se basa en entradas de nivel 1.

- Nivel 2: Técnicas de valoración para las cuales se observa directa o indirectamente la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable. Las entradas del nivel 2 incluyen precios de activos similares, precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa, y los precios que pueden ser corroborados substancialmente con otros datos observables con los mismos términos contractuales.

  Para los contratos de derivados que no se dispongan de un precio de mercado cotizado, las estimaciones del valor razonable generalmente se determinan utilizando modelos y otros métodos de valoración basados técnicas de valor presente, cuyos insumos clave incluyen precios futuros, estimaciones de volatilidad, correlación de precios, riesgo de crédito de contraparte y liquidez del mercado, según corresponda.

- Nivel 3: Técnicas de valoración para las cuales la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable no es observable. El Grupo no utiliza entradas a nivel 3 para sus mediciones de activos y pasivos financieros. Para el cálculo del valor recuperable de ciertos activos no financieros para propósitos de determinación del impairment, el Grupo puede utilizar entradas de nivel 32.

Método de la tasa de interés efectiva

El método de la tasa de interés efectiva es una forma de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de registro del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados (incluyendo todas las comisiones, costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial.

Impairment de activos financieros

El Grupo reconoce el valor de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo de acuerdo con el enfoque simplificado. Las pérdidas crediticias del activo se reconocen antes que un instrumento pase a estar en mora. Para determinar el riesgo crediticio se utiliza la información razonable y sustentable que se refiera al comportamiento histórico y variables que indiquen que exista riesgo en el futuro.

Al final de cada periodo sobre el que se informa el Grupo evalúa si hay evidencia objetiva que un activo o un grupo de activos están deteriorados como resultado de uno o más eventos ocurridos desde el reconocimiento inicial, para determinar si los flujos de efectivo futuros han sido afectados.

Para los activos financieros medidos al costo amortizado, el importe de la pérdida por impairment es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

4.1.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo comprende recursos en caja, inversiones financieras altamente líquidas, depósitos bancarios y depósitos especiales con vencimiento dentro de los noventa días desde la fecha de su adquisición y con bajo nivel de riesgo a cambios significativos en su valor.

4.1.2 Activos financieros

El Grupo clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Incluyen activos financieros mantenidos para negociar y activos financieros designados al momento del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Se clasifican como mantenidos para negociar si son adquiridos con el

propósito de vender o recomprar en el corto plazo. Estos activos se reconocen a su valor razonable y las ganancias o pérdidas que surgen en la re-medición son reconocidas en el resultado del periodo.

b) Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en el otro resultado integral

Son instrumentos de patrimonio de otras Compañías no controladas y no estratégicas que no permiten ejercer ningún tipo de control o influencia significativa sobre las mismas y donde la gerencia del Grupo no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las ganancias o pérdidas se reconocen en el otro resultado integral.

c) Activos financieros a costo amortizado

El Grupo mide los activos financieros a costo amortizado si se cumplen las siguientes condiciones:

1. El activo es mantenido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es beneficiarse de los flujos contractuales, y,
2. Los términos contractuales dan lugar a fechas específicas de pago y los flujos de efectivo corresponden únicamente a pagos del principal e intereses.

Los activos financieros a costo amortizado son posteriormente medidos usando el método de interés efectivo menos impairment. Las ganancias o pérdidas son reconocidas en el resultado cuando el activo es dado de baja, ha sido modificado o deteriorado.

Esta categoría es la más relevante para el Grupo. Los activos financieros a costo amortizado incluyen las cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar, préstamos y préstamos a empleados.

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar, incluyen cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar.

Los préstamos a empleados son inicialmente reconocidos al valor presente de los flujos de efectivo futuros, descontados a una tasa de mercado para un préstamo similar. Si la tasa de interés del préstamo es inferior a la tasa de interés de mercado, el valor razonable será menor que la cuantía del préstamo.

Bajas de activos financieros

El Grupo da de baja un activo financiero únicamente al vencimiento de los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo o, cuando ha transferido sus derechos de recibir dichos flujos o ha asumido la obligación de pagar los flujos recibidos en su totalidad sin demora material a un tercero y (a) ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad o (b) no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, sino que ha transferido el control del mismo.

Cuando el Grupo no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo o transferido el control del activo, continúa reconociendo el activo sobre la base de la participación continuada, y también reconoce el pasivo asociado.

4.1.3 Pasivos financieros

Los pasivos financieros corresponden a las fuentes de financiación obtenidas por el Grupo a través de créditos bancarios y emisiones de bonos, cuentas por pagar a proveedores y acreedores.

Los bonos y los créditos bancarios se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. Después del reconocimiento inicial, se miden posteriormente a costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva. La amortización se incluye como gasto financiero en el estado consolidado de pérdidas y ganancias.

Bajas de pasivos financieros

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación especificada en EL correspondiente contrato sea pagada o vencida. Cuando un pasivo existente haya sido reemplazado por otro pasivo proveniente del mismo prestamista bajo condiciones sustancialmente diferentes, o si las condiciones de un pasivo existente se modifican de manera sustancial, tal modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia entre los importes respectivos, se reconoce en el estado consolidado de ganancias y pérdidas.

4.1.4 Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura

Los instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente en el estado consolidado de situación financiera como activos o pasivos por su valor razonable. Los cambios en el valor razonable se registran como resultados en el estado consolidado de ganancias y pérdidas, excepto si son designados dentro de una cobertura de flujo de efectivo, las cuales se reconocen en otros resultados integrales y posteriormente se reclasifican a resultados cuando el elemento cubierto afecte ganancias y pérdidas.

Las ganancias o pérdidas de los contratos derivados, que no están calificados ni designados como coberturas, incluidos los contratos de forward para la compra y venta de commodities en negociación para la entrega o recibo físico del commodity son registrados en el resultado.

4.1.5 Operaciones de cobertura

Para propósitos de contabilidad de cobertura, estas operaciones son clasificadas como:

- Coberturas de valor razonable, cuando se tiene como propósito cubrir la exposición a cambios en el valor razonable del activo o pasivo reconocido o compromiso en firme no reconocido, o parte identificada en dicho activo, pasivo o compromiso firme.

- Coberturas de flujo de efectivo, cuyo propósito es cubrir la exposición a la fluctuación de los flujos de efectivo que se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable.

- Coberturas de una inversión neta de un negocio en el extranjero.

Al inicio de la relación de cobertura, El Grupo designa y documenta formalmente la relación entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto, junto con sus objetivos de gestión de riesgo y su estrategia para llevar a cabo las transacciones de cobertura. Se espera que tales coberturas sean altamente efectivas para lograr compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo; igualmente, se evalúan continuamente para determinar que realmente han sido altamente efectivos a lo largo de los períodos de reporte financiero, para los cuales fueron designados.

4.1.5.1 Cobertura de flujo de efectivo

La porción efectiva de las ganancias o pérdidas de los instrumentos de cobertura se reconocen en otro resultado integral, mientras que la porción inefectiva se reconoce en el resultado del periodo, en la línea del resultado financiero, neto.

Los montos previamente reconocidos en otro resultado integral se transfieren a resultados cuando la partida cubierta afecta los resultados del ejercicio. Cuando la partida cubierta es un activo o pasivo no financiero, los importes previamente reconocidos en otro resultado integral se transfieren y se incluyen en el importe en libros inicial del costo del activo o pasivo no financiero.

Si el instrumento de cobertura expira o se vende, finaliza o se ejerce sin reemplazo o transferencia, o si se revoca su designación como cobertura o cuando la cobertura ya no cumple con los criterios para la contabilidad de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en otro resultado integral consolidado se mantiene por separado en el patrimonio hasta que la transacción se reconozca en el estado de ganancias y pérdidas consolidado. Cuando ya no se espera que ocurra la transacción cubierta inicialmente, cualquier monto acumuladaoen el patrimonio se reconoce

inmediatamente en el resultado del periodo.

Ecopetrol designa préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo tipo de cambio en exportaciones futuras de crudo. Ver Nota 29 para mayor información.

4.1.5.2 Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Son contabilizadas de manera similar a las coberturas de flujo de efectivo.

Las ganancias o pérdidas del instrumento de cobertura relativa a la porción efectiva se reconocen en el otro resultado integral; mientras que los montos relativos a la porción inefectiva se reconoce en el resultado del periodo. Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio son reclasificadas al estado consolidado de ganancias y pérdidas cuando se disponga parcial o totalmente del negocio en el extranjero.

Ecopetrol designó préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo de tipo de cambio en sus inversiones en subsidiarias cuya moneda funcional es dólar. Ver Nota 29 para mayor información.

4.2 Inventarios

Los inventarios se registran al más bajo entre el costo y el valor neto realizable.

Comprenden principalmente petróleo crudo, combustibles y productos petroquímicos e inventarios de bienes de consumo (repuestos y suministros).

El costo del petróleo crudo es el costo de producción, incluido el costo de transporte.

El costo requerido para poner en funcionamiento los oleoductos hace parte del costo del oleoducto relacionado.

El costo de otros inventarios se determina según el método del promedio ponderado, el cual incluye los costos de adquisición (descuentos comerciales, reembolsos y otros similares), transformación y otros costos incurridos para llevar el inventario a su ubicación y condición actual, como los costos de transporte.

Los inventarios de consumibles (repuestos y suministros) se reconocen como inventario y luego se registran como gastos, mantenimiento o proyectos en la medida en que se consuman.

El Grupo estima el valor neto realizable de los inventarios al final de cada período. Cuando las circunstancias que previamente causaron que los inventarios estuvieran por debajo de su costo ya no existan, o cuando se presenta una clara evidencia de un aumento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, el monto provisionado se revierte. La reversión no puede ser mayor al valor registrado originalmente, de modo que el nuevo importe en libros siempre será el menor entre el costo y el valor neto realizable revisado.

4.3 Partes relacionadas

Se consideran partes relacionadas aquellas en donde una de las partes tiene la capacidad de controlar a la otra, tiene control conjunto, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas de la participada o es un miembro del personal clave de la gerencia (o familiar cercano del personal clave). El Grupo ha considerado como partes relacionadas las Compañías asociadas, negocios conjuntos, directivos clave de la gerencia, las entidades administradoras de los recursos para pago de planes de beneficios post-empleo para empleados y algunas transacciones relevantes celebradas con entidades del Gobierno Colombiano, como son la compra de hidrocarburos y el fondo de estabilización petrolera. (Ver Nota 30 – Partes Relacionadas)

4.3.1 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual el Grupo ejerce influencia significativa pero no control. La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, sin llegar a tener control o

control conjunto sobre las mismas. En general, estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria del 20% al 50% de los derechos de voto. (Ver Anexo 1 – Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos)

Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de la participación. Bajo este método, la inversión se reconoce inicialmente al costo, posteriormente es ajustada para reconocer la participación del Grupo en los activos netos de la asociada. El goodwill relacionado se incluye en el importe en libros y no se evalúa su impairment de forma separada.

La participación en los resultados de las operaciones de la asociada se reconoce en el estado consolidado de ganancias y pérdidas. Cualquier cambio en otro resultado integral se registra también en el otro resultado integral del Grupo.

Después de la aplicación del método de participación, el Grupo determina si es necesario reconocer una pérdida por impairment de la inversión, en cada fecha de presentación, el Grupo determina si existe evidencia objetiva de que la inversión está deteriorada, si existe tal evidencia, se calcula el monto del impairment como la diferencia entre el importe recuperable y el valor en libros, y luego reconoce la pérdida en el estado consolidado de ganancias y pérdidas.

Cuando es necesario, se realiza homologación a las políticas contables de las asociadas para garantizar la consistencia con las adoptadas por el Grupo. Adicionalmente, el método de participación se calcula con sus estados financieros más recientes.

4.3.2 Negocios conjuntos

Un negocio conjunto es un acuerdo mediante el cual dos o más partes ejercen control conjunto y tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. El control conjunto se presenta cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. El tratamiento contable para el reconocimiento de los negocios conjuntos es el mismo que el de las inversiones en asociadas.

4.4 Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un tipo de acuerdo conjunto mediante el cual las partes ejercen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, en relación con el acuerdo.

Los contratos de operación conjunta se celebran entre el Grupo y terceros para compartir el riesgo, asegurar el capital, maximizar la eficiencia operativa y optimizar la recuperación de las reservas. En estas operaciones, una parte se designa como el operador para ejecutar el presupuesto de gastos e inversiones e informar a los socios de acuerdo con sus intereses de participación. Así mismo, cada uno toma su parte de los hidrocarburos producidos (petróleo crudo o gas) de acuerdo con su participación en la producción.

Cuando el Grupo participa como socio no operador, registra los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos en función del informe de los operadores. Cuando el Grupo es el operador directo de los contratos, registra su porcentaje de activos, pasivos, ingresos, costos y gastos, con base en la participación de cada socio en las líneas correspondientes a activos, pasivos, gastos, costos e ingresos.

Cuando el Grupo adquiere o aumenta una participación en una operación conjunta en la cual la actividad constituye un negocio, dicha transacción se registra aplicando el método de adquisición de acuerdo a la NIIF 3 – Combinación de negocios. El costo de adquisición es la suma de la contraprestación transferida, la cual corresponde al valor razonable, en la fecha de adquisición, de los activos transferidos y los pasivos incurridos.

El exceso del valor de la contraprestación transferida y el importe pagado en la operación se reconoce como goodwill. Si resulta en un exceso el valor razonable de los activos netos adquiridos sobre el importe pagado en la operación, la diferencia se reconoce como un ingreso en el estado de ganancias y pérdidas consolidado en la fecha de reconocimiento de la operación.

4.5 Activos no corrientes mantenidos para la venta

Los activos no corrientes se clasifican como mantenidos para la venta si sus valores en libros se recuperarán principalmente a través de una transacción de venta y no mediante su uso continuado. Así mismo, se clasifican en esta categoría solo cuando

la venta es altamente probable dentro de un año desde la fecha de clasificación y el activo (o grupo de activos) y está disponible para su venta inmediata en su condición actual. Estos activos se miden al menor entre su valor en libros y el valor razonable menos los costos de disposición relacionados.

4.6 Propiedades, planta y equipo

Reconocimiento y medición

Las propiedades, planta y equipo se presentan al costo menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por impairment. Los componentes tangibles de los activos relacionados con recursos naturales y del medio ambiente forman parte de las propiedades, planta y equipo.

El costo inicial de un activo comprende su precio de compra o costo de construcción, incluyendo impuestos de importación e impuestos no reembolsables, cualquier costo directamente atribuible a la puesta en operación del activo, costos de beneficios a los empleados que surjan directamente de la construcción o adquisición, costos de endeudamiento incurridos que son atribuibles a la adquisición y/o construcción de activos calificables y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento y abandono.

Las piezas de repuesto y el equipo auxiliar se registran como inventarios, y se reconocen como gasto en la medida que se consumen. Las piezas de repuesto importantes y el equipo de mantenimiento permanente, que el Grupo espera usar durante más de un período, son reconocidos como propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida en el retiro de algún elemento de propiedades, planta y equipo es reconocida en los resultados del periodo respectivo.

Desembolsos posteriores

Corresponden a todos los desembolsos que se realicen sobre activos existentes con el fin de aumentar o prolongar la vida útil inicial esperada, aumentar la productividad o eficiencia productiva, permitir una reducción significativa de los costos de operación, aumentar el nivel de reservas en áreas de explotación o desarrollo o reemplazar una parte o componente de un activo que sea considerado crítico para la operación.

Los gastos de reparación, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. No obstante, los desembolsos asociados a mantenimientos mayores son capitalizados.

Depreciación

Las propiedades, planta y equipo se deprecian siguiendo el método lineal, excepto los activos asociados a las actividades de Exploración y Producción, los cuales se deprecian usando el método de unidades técnicas de producción. Las vidas útiles técnicas se actualizan anualmente considerando razones tales como: adiciones o mejoras (por reposición de partes o componentes críticos para la operación del activo), avances tecnológicos, obsolescencia u otros factores; el efecto de estos cambios se reconoce a partir del periodo contable en el cual se efectúa. La depreciación de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

La vida útil se define bajo los criterios de utilización prevista del activo, su desgaste físico esperado, la obsolescencia técnica o comercial y los límites legales o restricciones sobre su uso.

Las vidas útiles estimadas oscilan entre los siguientes rangos:

Planta y equipo	11 - 60 años
Ductos, redes y líneas	11 - 50 años
Edificaciones	11 - 50 años
Otros	6 - 40 años

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones y tienen una vida útil indefinida y por lo tanto no son objeto de depreciación.

Los métodos de depreciación y vidas útiles se revisan anualmente y se ajustan, si corresponde.

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible impairment en su valor recuperable. Ver notas 3.2 – Impairment (recuperación de impairment) del valor de los activos de largo plazo y 4.12 - Impairment del valor de los activos de largo plazo.

4.7 Recursos naturales y del medio ambiente

Reconocimiento y medición

El Grupo emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la NIIF 6 - Exploración y evaluación de recursos minerales.

Costos de exploración

Los costos de adquisición y exploración son registrados como activos de exploración y evaluación en curso hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o no; de no ser exitosa, todos los costos incurridos son reconocidos en el estado de ganancias y pérdidas consolidado.

Los costos de exploración incurridos con el objetivo de identificar áreas con perspectivas de contener reservas de petróleo crudo o gas incluyendo geología y geofísica, sísmica, viabilidad y otros, se reconocen como gastos cuando se incurren. Los desembolsos asociados con la perforación de pozos exploratorios y aquellos relacionados con pozos estratigráficos de naturaleza exploratoria son registrados como activos hasta que se determine si son comercialmente viables; de lo contrario, se registran en resultados como gasto de pozos secos. Otros gastos se reconocen en resultados cuando se incurre en ellos.

Un activo de exploración y evaluación ya no se clasificará como tal cuando se demuestre la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer un recurso mineral. Los activos de exploración y evaluación se revisarán por impairment y se reconocerá cualquier pérdida por impairment antes de su reclasificación.

Todos los costos capitalizados están sujetos a revisiones técnicas y comerciales al menos una vez al año para confirmar la continuidad para desarrollar y producir dichos campos; de lo contrario, estos costos se transfieren al resultado.

Los costos de exploración se presentan netos de los ingresos obtenidos de la venta de petróleo crudo durante el periodo de pruebas extensas, neto de los costos de ventas, ya que se consideran necesarios para completar el activo.

Costos de desarrollo

Los costos de desarrollo corresponden a aquellos costos incurridos para acceder a las reservas probadas de hidrocarburos y de proporcionar las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, recogida y almacenamiento. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican como recursos naturales y del medio ambiente, los costos posteriores a la etapa de exploración son capitalizados como costos de desarrollo de las propiedades que comprendan tales activos de recursos naturales. Todos los costos de desarrollo se capitalizan, incluidos los costos de perforación sin éxito de pozos de desarrollo.

Costos de producción

Son aquellos incurridos para operar y mantener los pozos productivos, así como el equipo e instalaciones correspondientes. La actividad de producción incluye la extracción del crudo y del gas a la superficie, su recolección, tratamiento y procesamiento y el almacenamiento en el campo. Los costos de producción son gastos en el momento en que se incurren a menos que adicionen reservas de petróleo crudo y gas, en tal caso son capitalizados.

Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su costo y hacen parte de las propiedades, planta y equipo

sujetos a depreciación.

Los costos capitalizados también incluyen el costo de desmantelamiento, retiro y restauración, así como el valor estimado por obligaciones ambientales futuras. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, se capitalizan en el activo correspondiente.

Los costos capitalizados también incluyen el valor de los ingresos obtenidos netos de los costos por la venta de crudo de pruebas extensas, por cuanto se consideran necesarios para completar el activo.

Amortización

La amortización de los elementos de recursos naturales y del medio ambiente es determinada según el método de unidades técnicas de producción por campo, utilizando como base las reservas probadas desarrolladas, salvo algunos casos excepcionales que demandan un mayor juicio de valor por parte de la Gerencia para determinar un mejor factor de amortización de los beneficios económicos futuros a lo largo de la vida útil del activo. Los factores de amortización se revisan anualmente, con base en el estudio de reservas y el impacto sobre cambios de dichos factores sobre el gasto por amortización, se reconoce de manera prospectiva en los estados financieros consolidados.

Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por la Junta Directiva. Las reservas probadas consisten en las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas con certeza razonable por los datos geológicos y de ingeniería que serán recuperables en años futuros a partir de reservas conocidas bajo condiciones económicas y de operación existentes, es decir, a los precios y costos que se aplican a la fecha de la estimación.

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible impairment en su valor recuperable. Ver notas 3.2 – Impairment (recuperación de impairment) del valor de los activos de largo plazo y 4.12 - Impairment del valor de los activos de largo plazo.

4.8 Capitalización de costos por préstamos

Los costos por préstamos relacionados con la adquisición, construcción o producción de un activo calificado, el cual requiera un período de tiempo sustancial para estar listo para su uso, se capitalizan como parte del costo de ese activo cuando sea probable que los beneficios económicos futuros retornen al Grupo y puedan ser medidos con fiabilidad. Los demás costos por intereses se reconocen como gastos financieros en el período en que se incurren. Los proyectos que han sido suspendidos, pero que el Grupo tiene la intención de continuar a futuro con su ejecución, no son considerados como activos calificados para el propósito de capitalizar los costos por préstamos.

4.9 Activos intangibles

Los activos intangibles con vida útil definida, adquiridos separadamente, son inicialmente registrados al costo menos la amortización acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. La amortización es reconocida bajo el método de línea recta, de acuerdo con sus vidas útiles estimadas. La vida útil estimada y el método de amortización son revisados al final de cada período de reporte; cualquier cambio en la estimación es registrada sobre una base prospectiva.

Los desembolsos originados por las actividades de investigación se reconocen como un gasto en el período en el cual se incurren.

4.10 Goodwill

El goodwill se mide inicialmente al costo (que corresponde al exceso entre la contraprestación transferida y el monto reconocido por intereses no controlantes y cualquier interés anterior mantenido sobre los activos netos identificables de los activos adquiridos y los pasivos asumidos). Después del reconocimiento inicial, el goodwill se mide al costo menos cualquier pérdida por impairment acumulada. El crédito mercantil no se amortiza, pero se revisa anualmente su

impairment.

4.11 Arrendamientos

El Grupo aplicó NIIF 16 – Arrendamientos a partir del 1 de enero de 2019, utilizando el enfoque retrospectivo modificado, bajo el cual el efecto acumulativo de la aplicación inicial se reconoce en las ganancias acumuladas. En consecuencia, la información comparativa presentada para 2018 no se re-expresa, es decir, se presenta, como se informó anteriormente, bajo la NIC 17 e interpretaciones relacionadas. Los detalles de los cambios en las políticas contables se revelan en la Nota 5.1. Adicionalmente, los requisitos de revelación de la NIIF 16 no han sido aplicados a la información comparativa.

4.12 Impairment del valor de los activos de largo plazo

Con el fin de evaluar si los activos tangibles e intangibles están deteriorados, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con el importe recuperable por lo menos en cada fecha de cierre del período, para identificar indicios de que algún activo pudiera estar deteriorado.

Para efectuar el análisis de impairment, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGEs) siempre que los mismos, individualmente considerados, no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGEs. La agrupación de los activos en diferentes UGEs, implica la realización de juicio profesional y la consideración, entre otros parámetros, de los segmentos de negocio. En este sentido, en el segmento de Exploración y Producción, una UGE corresponde a cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas "campos"; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios campos son interdependientes entre sí, dichos campos se agrupan en una única UGE. En el caso del segmento Refinación y Petroquímica, las UGE corresponden a cada una de las refinerías del Grupo y para el segmento de Transporte cada línea es considerada como una UGE independiente.

El valor recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, se reconoce una pérdida por impairment de valor en los resultados consolidados del periodo.

El valor razonable menos los costos de disposición es usualmente mayor que el valor en uso para el segmento de producción debido a algunas restricciones significativas en la estimación de los flujos de caja futuros, como son: a) futuras inversiones de capital que mejoren el desempeño de la UGE y que pueden resultar en un incremento esperado de los flujos netos de efectivo, b) partidas antes de impuestos que reflejan riesgos de negocio específicos, lo que resulta en una mayor tasa de descuento.

El valor razonable menos los costos de disposición, se determina como la suma de los flujos de caja futuros descontados, ajustados al riesgo estimado. Las estimaciones de los flujos de caja futuros se realizan con proyecciones de los precios de los productos básicos, estimaciones de la oferta y la demanda y los márgenes de los productos.

El valor razonable menos los costos de disposición, descrito arriba, es comparado con múltiplos de valoración y precios de cotización de las acciones en empresas comparables al Grupo, con el objetivo de determinar si es razonable. En el caso de los activos o UGEs que participan en la evaluación y exploración de reservas, se consideran reservas probadas, probables y posibles, con un factor de riesgo asociado a las mismas.

Una vez que se ha registrado una pérdida por impairment, el gasto por amortización futura se calcula sobre la base del importe recuperable ajustado. Las pérdidas por impairment solo pueden revertirse si la recuperación está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después de que se reconoció la pérdida. Estas reversiones no deberán exceder el valor en libros de los activos netos de depreciación o amortización que se habrían determinado si el impairment nunca se hubiera registrado.

El valor en libros de los activos no corrientes reclasificados como activos mantenidos para la venta, se compara con el valor razonable menos los contos de disposición. No se registra ninguna otra provisión por depreciación o amortización si el valor razonable menos los costos de disposición es menor que el valor en libros.

4.13 Provisiones y pasivos contingentes

Las provisiones son reconocidas cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado y que sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación y su estimación pueda ser medida con fiabilidad. En los casos aplicables, se registran a su valor presente, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo.

Si el efecto del valor temporal del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones son descontadas utilizando una tasa actual de mercado antes de impuestos que refleje, cuando corresponda, los riesgos específicos del pasivo. Cuando se reconoce el descuento, el aumento de la provisión se reconoce como gasto financiero en el estado de ganancias y pérdidas consolidado.

Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son registrados como gastos.

El reconocimiento de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y el Grupo utiliza toda la información disponible para determinar un estimado razonable de su respectivo costo.

Los pasivos contingentes no son reconocidos, pero están sujetos a revelación en las notas explicativas cuando es posible la salida de recursos; incluyendo aquellos cuyos valores no pueden estimarse.

En los casos en que se espera que la provisión se reembolse en todo o en parte, por ejemplo, en virtud de un contrato de seguros, el reembolso se reconoce como un activo separado únicamente en los casos en que tal reembolso sea prácticamente cierto. El importe reconocido para el activo no debe exceder el importe de la provisión

Obligación de retiro de activos

Los pasivos asociados al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas, relacionadas con el abandono y desmantelamiento pozos, ductos, inmuebles y equipo.

La obligación generalmente se contrae cuando los activos son instalados o cuando la superficie o el ambiente son alterados en los sitios a operar. Estos pasivos son reconocidos utilizando la técnica de flujos de caja descontados a una tasa antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado de un pasivo de riesgo similar y tomando en consideración el límite económico del campo o vida útil del activo respectivo. En el caso en que no se pueda determinar una estimación fiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tenga suficiente información disponible para realizar la mejor estimación.

El valor en libros de la provisión es revisado y ajustado anualmente considerando cambios en las variables utilizadas para su estimación, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo. Cualquier cambio en el valor presente del gasto estimado se refleja como un ajuste a la provisión y su correspondiente propiedad, planta y equipo o recursos naturales y ambientales. Cuando se presenta una disminución en la obligación de retiro de activos relacionada con un activo productivo que excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas consolidado. El costo financiero de actualización de estos pasivos es reconocido en el resultado del periodo, como gasto financiero.

4.14 Impuesto a las ganancias y otros impuestos

El gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto a la renta por pagar del periodo corriente y el efecto del impuesto diferido en cada periodo.

El impuesto a las ganancias es registrado en resultados, excepto cuando estén relacionados con partidas reconocidas en otros resultados integrales, en cuyo caso el impuesto es registrado en el otro resultado integral. Los activos y pasivos por impuestos son presentados de manera separada en los estados de situación financiera consolidados, excepto cuando exista un derecho de compensación dentro de las jurisdicciones fiscales y la intención para cruzar tales saldos sobre una base neta.

Para las entidades que tributan en Colombia, los impuestos son pagados de acuerdo al resultado individual de cada Compañía y no bajo una base consolidada

4.14.1 Impuesto corriente

El Grupo determina la provisión del impuesto a las ganancias con base en el mayor valor entre la utilidad gravable y la renta presuntiva (el valor mínimo estimado de rentabilidad que la ley prevé para cuantificar y liquidar el impuesto a las ganancias). La utilidad fiscal difiere de la utilidad reportada en el estado consolidado de ganancias y pérdidas, debido a: partidas de ingresos o gastos imponibles o deducibles en diferentes periodos fiscales, deducciones tributarias especiales, pérdidas fiscales y partidas contabilizadas que conforme a las normas tributarias aplicables en cada jurisdicción se consideren no gravables o no deducibles

4.14.2 Impuestos diferidos

El impuesto diferido se contabiliza de acuerdo con el método del pasivo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se reconocen por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a las diferencias entre los importes en libros de los activos y pasivos existentes en los estados financieros consolidados y sus bases impositivas respectivas. Se reconoce un pasivo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias imponibles. Se reconoce un activo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias deducibles y para todas las pérdidas fiscales a amortizar, en la medida en que exista una expectativa razonable de que el Grupo tendrá ganancias fiscales futuras con las que pueda compensar dichas diferencias temporales.

Los impuestos diferidos sobre los activos y pasivos se calculan sobre la base de las tasas impositivas que se esperan aplicar durante los años en los que se reviertan las diferencias temporales entre los importes en libros y las bases impositivas.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos está sujeto a revisión al final de cada período de presentación y se disminuye en la medida en que se estima probable que no habrá suficientes ganancias fiscales futuras para realizar el activo en términos individuales para cada entidad que tributa en Colombia.

En el estado de situación financiera consolidado, los activos por impuestos diferidos se compensan con los pasivos por impuestos diferidos, dependiendo de la posición fiscal en la entidad que los genera.

Los impuestos diferidos no se reconocen cuando surgen en el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción (excepto en una combinación de negocios) y por tanto, en el momento de la transacción, no afecta la utilidad contable o fiscal. Tampoco se reconocen sobre la posible distribución futura de utilidades acumuladas de subsidiarias o inversiones contabilizadas por el método de participación, si al momento de la distribución puede ser controlado por Ecopetrol y es probable que las ganancias acumuladas sean reinvertidas y, por lo tanto, no será distribuido a Ecopetrol.

4.14.3 Otros impuestos

El Grupo reconoce en el resultado del periodo costos y gastos por otros impuestos diferentes al impuesto a las ganancias, tales como el impuesto a la riqueza, el cual se determina con base en el patrimonio fiscal, el impuesto de industria y comercio que grava los ingresos obtenidos en los municipios por el desarrollo de actividades comerciales, industriales y de servicios, y el impuesto de transporte que grava los volúmenes cargados en los sistemas de transporte. Los impuestos son calculados de acuerdo con la normatividad fiscal vigente. Para mayor detalle ver Nota 10

4.15 Beneficios a empleados

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo (Acuerdo 01 de 1977) y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de beneficios determinados por la legislación laboral, los empleados de Ecopetrol tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como del salario básico. Se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados por cesantías a favor de cada trabajador y se prevé el pago de indemnizaciones cuando se presenten circunstancias especiales que den lugar a la terminación del contrato, sin justa causa, y en períodos diferentes al de prueba.

Ecopetrol pertenecía al régimen especial de pensiones. Bajo este régimen las mesadas pensionales estaban a cargo de Ecopetrol, no a cargo de una Administradora de Pensiones. Sin embargo, la Ley 797 del 29 de enero de 2003 y el acto legislativo 001 de 2005 establecieron que Ecopetrol no pertenecería más a dicho régimen sino que en adelante sus empleados estarían vinculados al Sistema General de Pensiones. En consecuencia, los empleados que se jubilaron con Ecopetrol hasta el 31 de julio de 2010 siguen recibiendo mesadas a cargo de la Compañía. De igual manera, estos empleados tienen derecho a dicho bono pensional si trabajaron con Ecopetrol antes del 29 de enero de 2003, pero cuyo contrato de trabajo terminó, sin renovación antes de esa fecha.

Todas las prestaciones sociales de empleados ingresados con anterioridad a 1990 son responsabilidad de Ecopetrol sin intervención de organismo o institución de seguridad social. El costo de los servicios de salud del empleado y de sus familiares inscritos se determina mediante la tabla de morbilidad, preparada con base en los hechos acaecidos durante el año.

Para los trabajadores que ingresaron a partir de la vigencia de la Ley 50 de 1990, la Compañía hace aportes periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones.

En 2008, Ecopetrol conmutó parcialmente el valor correspondiente a mesadas de su pasivo pensional, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional (PAP's). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados a la Compañía hasta que se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales. La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

Los beneficios a empleados se dividen en cuatro grupos así:

a) Beneficios a empleados a corto plazo y beneficios post-empleo de aportaciones definidas

Los beneficios a empleados a corto plazo corresponden principalmente a aquellos cuyo pago será totalmente atendido en el término de los doce meses siguientes al cierre del periodo en el cual los empleados han prestado sus servicios. Estos incluyen principalmente salarios, cesantías, vacaciones, bonos y otros beneficios.

Los beneficios post-empleo de aportaciones definidas corresponden a los pagos periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales que la Compañía realiza a los respectivos fondos privados que asumen en su totalidad estas obligaciones.

Los anteriores beneficios se reconocen como un gasto con su pasivo asociado después de deducir cualquier valor ya pagado.

b) Beneficios a empleados post-empleo por beneficios definidos

En los planes de beneficios definidos, el Grupo suministra los beneficios acordados a los empleados actuales y anteriores, y asume los riesgos actuariales y de inversión.

Los siguientes conceptos son clasificados como planes de beneficios definidos de largo plazo y son registrados en los estados financieros consolidados, de acuerdo con los cálculos realizados anualmente por un actuario independiente:

- Pensiones
- Bonos pensionales
- Salud
- Plan educativo
- Cesantías retroactivas

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera consolidado en relación con estos planes de beneficios, corresponde al valor presente de las obligaciones por prestaciones definidas en la fecha del balance, menos el valor razonable de los activos del plan.

La obligación por prestaciones definidas es calculada anualmente por actuarios independientes utilizando el método de la

unidad de crédito proyectado, el cual tiene en cuenta los años de servicio de los empleados y para pensiones, la remuneración promedio o final. Dicha obligación se descuenta al valor presente utilizando los tipos de interés de bonos del Gobierno de alta calidad, denominados en la moneda en que se pagarán los beneficios y con una duración similar a cada plan.

Estas valuaciones actuariales involucran varios supuestos que podrían diferir de los acontecimientos que efectivamente tendrán lugar en el futuro. Estos supuestos incluyen la determinación de la tasa de descuento, los aumentos salariales futuros, los índices de mortalidad y los aumentos futuros de las pensiones. Debido a la complejidad de la valuación y los supuestos subyacentes, y a la naturaleza de largo plazo de estos planes, las obligaciones por beneficios definidos son extremadamente sensibles a los cambios en estos supuestos. Todos estos supuestos clave se revisan a cada fecha de cierre del período sobre el que se informa.

Al determinar la tasa de descuento apropiada, ante la ausencia de un amplio mercado de bonos de alta calidad, la Gerencia considera las tasas de interés correspondientes a los bonos TES clase B negociables emitidos por el Gobierno Colombiano como su mejor referencia a una tasa de descuento apropiada con vencimientos extrapolados en línea con el plazo de duración esperado para cada plan de beneficios. El índice de mortalidad se basa en las tablas de mortalidad del país en particular, de las cuales su última versión es la tabla RV08 publicada en la resolución 1555 de octubre de 2010. Los incrementos futuros de salarios y pensiones se vinculan con los índices de inflación futuros esperados para cada país. La Nota 21 – Provisiones por beneficios a empleados provee más detalles sobre los supuestos clave utilizados.

Los valores reconocidos en el estado de ganancias y pérdidas consolidado de los planes de beneficios definidos comprenden principalmente el costo del servicio y los intereses netos. El costo del servicio comprende principalmente el aumento en el valor presente de la obligación de los beneficios resultantes durante el período (costo del servicio corriente) y los valores resultantes un nuevo plan de beneficios. Las modificaciones del plan corresponden a los cambios en los beneficios y generalmente se reconocen cuando se han recibido todas las aprobaciones legales y reglamentarias y los efectos se han comunicado a los empleados involucrados. El interés neto se calcula utilizando el pasivo neto por beneficios definidos comparado con la curva de rendimiento de la tasa de descuento al inicio de cada año para cada plan. Las remediciones del pasivo neto por beneficios definidos resultante de ganancias y pérdidas actuariales, el efecto del techo de los activos y la rentabilidad de los activos del plan, excluyendo el valor reconocido en el resultado, se reconocen en el otro resultado integral.

Cuando los activos del plan exceden la obligación bruta, el activo reconocido se limita al menor entre el superávit del plan de beneficios definidos y el techo de los activos determinado usando una tasa de descuento basada en bonos del Gobierno Colombiano.

(a) Otros beneficios a largo plazo

Los otros beneficios a largo plazo incluyen la prima por quinquenio que hace parte del cálculo actuarial de la Compañía. Este beneficio es un bono en efectivo que se acumula sobre una base anual y se paga al final de cada cinco años a los empleados. El Grupo reconoce en el estado de ganancias y pérdidas consolidado el costo del servicio, el costo financiero neto y los ajustes a la obligación del plan de beneficio definido.

(b) Beneficios por terminación

Un plan de beneficio por terminación laboral es reconocido sólo cuando existe un plan detallado para dicho proceso y no exista posibilidad de retirar la oferta. El Grupo reconoce un pasivo y un gasto por beneficios de terminación en la fecha más temprana entre la fecha en donde no se puede retirar la oferta de dichos beneficios o aquella en la que se reconocen los costos de restructuración.

4.16 Reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes

El negocio del Grupo Empresarial Ecopetrol se fundamenta en tres fuentes principales de ingresos de contratos con clientes: 1) venta de crudo y gas, 2) servicios asociados al transporte de hidrocarburos y 3) venta de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles. Estas fuentes de ingresos obedecen a modalidades de contratos tales como suministro de productos, nominaciones y órdenes de venta. El ingreso de contratos con clientes generado es reconocido cuando el control de los bienes o servicios son transferidos al cliente en un valor que refleje la contraprestación que el Grupo espera

recibir a cambio de tales productos o servicios.

Venta de crudo y gas

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, esto generalmente ocurre cuando los productos son físicamente entregados a través de carro-tanques, ductos u otros métodos de entrega considerando sus riegos y beneficios cumpliendo así con las obligaciones de desempeño que tiene el Grupo con sus clientes.

Para algunos contratos de suministro de gas con periodo de reposición, se discrimina entre las cantidades de gas consumidas y no consumidas, para reconocer el respectivo ingreso o pasivo por las cantidades que se solicitarán a futuro. Una vez el cliente reclame este gas, se reconoce el ingreso.

Servicios asociados al Transporte de Hidrocarburos

Los ingresos por servicios de transporte se reconocen en la medida en que se presta el servicio al cliente y no existan condiciones contractuales que impidan reconocer el ingreso. Las compañías del Grupo asumen un rol de principal en la prestación de estos servicios.

Los contratos Ship/Take or Pay de venta de productos, almacenamiento y transporte especifican cantidades mínimas de producto o servicio que pagará un cliente, incluso si este no los recibe o los usa (cantidades deficientes). Si el Grupo espera que el cliente recupere todas las cantidades deficientes a las que tiene derecho contractualmente, cualquier cargo recibido relacionado con las deficiencias temporales que se compensarán en un período futuro, se diferirá y se reconocerá ese monto como ingreso cuando ocurra cualquiera de las siguientes situaciones:

a) El cliente ejerce el derecho ó
b) La posibilidad de que el cliente ejerza el derecho a los volúmenes o servicios de deficiencia es remota.

Productos Refinados y Biocombustibles

En el caso de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles, tales como combustóleos, asfaltos, polietilenos, G.L.P. y propanos y gasolinas entre otros, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados y entregados por la refinería; posteriormente, son ajustados por cambio de precios, en el caso de productos con precios regulados.

En los demás casos, el Grupo reconoce los ingresos en el momento en que se satisface la obligación de desempeño y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago.

En cumplimiento con la normatividad local vigente, Ecopetrol comercializa gasolina regular y ACPM a precio regulado.

De conformidad con el Decreto 1068 de 2015, corresponde al Ministerio de Minas y Energía calcular y liquidar la posición neta semestral de Ecopetrol y para cada combustible a ser estabilizado por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). La posición neta corresponde a la sumatoria de los diferenciales a lo largo del semestre, cuyo resultado será el monto en pesos a favor de la Compañía con cargo a los recursos del FEPC. El diferencial corresponde al producto entre el volumen reportado por la Compañía al momento de la venta y la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia, siendo el precio de paridad aquel que corresponde a los precios diarios de la gasolina motor y ACPM observados durante el mes, expresados en pesos, referenciados al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, calculado aplicando la Resolución 18 0522 de 2010 y el precio de referencia es el Ingreso al Productor definido por el Ministerio de Minas y Energía para estos efectos. Por consiguiente, este diferencial constituye un mayor o menor valor del ingreso por ventas para Ecopetrol.

De acuerdo con los perfiles de riesgo, el Grupo Empresarial maneja sistemas de pago anticipado para algunos de sus contratos con clientes.

Componente financiero significativo

Generalmente los pagos recibidos de clientes son en el corto plazo. Haciendo uso de la solución práctica el Grupo no ajusta el valor comprometido como contraprestación para dar cuenta de los efectos de un componente de financiación si se espera, al comienzo del contrato, que el periodo entre el momento en que se transfiere el bien o servicio comprometido al cliente y el momento en que el cliente paga por ese bien o servicio sea de un año o menos.

Consideraciones variables

Al momento cumplir con las obligaciones establecidas en los contratos con clientes, vía la entrega del producto o la prestación del servicio, pueden existir componentes variables del precio de la transacción tales como el tipo de cambio en las exportaciones de crudo o la fluctuación de precios internacionales. En estos casos, el Grupo efectúa la mejor estimación del precio de la transacción que refleje los bienes y servicios transferidos a los clientes.

En cuanto a las cláusulas de los contratos firmados con clientes, no se contemplan consideraciones variables asociadas a derechos de reembolso, rebajas o descuentos.

Consideraciones no monetarias

El Grupo Empresarial establece dentro de sus contratos con clientes que la contraprestación será monetaria en todos sus casos, por lo cual no hay consideraciones asociadas a pagos en especie.

Anticipos de clientes

Corresponden a obligaciones contractuales en las cuales el Grupo recibe recursos monetarios de clientes para efectuar posteriormente la transferencia de los bienes y servicios. Estos anticipos realizados por los clientes hacen parte de las políticas y evaluación de riesgo definidas por el Grupo Empresarial.

4.17 Costos y gastos

Los costos y gastos se presentan de acuerdo a su naturaleza, detallando en las respectivas notas la composición del costo de ventas y los gastos asociados a las actividades de administración, operación, proyectos y otros gastos.

4.18 Ingresos (gastos) financieros

Los ingresos y gastos financieros incluyen principalmente: a) costos por intereses de préstamos y financiaciones, excepto los que son capitalizados como parte del costo del activo, b) valoración de ganancias y pérdidas de instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambio a resultados, c) diferencias en cambio de activos y pasivos financieros, excepto los instrumentos de deuda designados como instrumento de cobertura, d) gastos por actualización financiera de pasivos a largo plazo (costos de abandono y pasivo pensional), e) los dividendos derivados de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable con cambio en el otro resultado integral.

4.19 Información por segmento de negocio

El Grupo presenta las correspondientes revelaciones relacionadas con sus segmentos de negocio en sus estados financieros consolidados de acuerdo con el párrafo 4 de la NIIF 8 – Segmentos de operación.

La operación del Grupo se realiza a través de tres segmentos de negocio: 1) Exploración y producción, 2) Transporte y logística y 3) Refinación, petroquímica y biocombustibles.

Esta segmentación se basa en la gestión de objetivos y plan estratégico de la Compañía teniendo en cuenta que estos negocios: (a) se dedican a actividades comerciales diferenciales, de las que se generan los ingresos y se incurren los costos y gastos; (b) los resultados de operación son revisados regularmente por el Gobierno del Grupo que toma las decisiones de operación para asignar recursos a los segmentos y evaluar su desempeño; y (c) se dispone de información financiera diferenciada. Las transferencias internas representan las ventas a los segmentos entre Compañías y se registran y se

presentan a precios de mercado.

a) **Exploración y producción:** Este segmento incluye las actividades relacionadas con la exploración y producción de petróleo crudo y gas. Los ingresos se derivan de la venta a precios de mercado de petróleo crudo y gas natural a otros segmentos y a terceros (distribuidores locales y extranjeros). Los costos incluyen los costos incurridos en la producción. Los gastos incluyen todos los costos de exploración que no se capitalizan.

b) **Transporte y logística:** Este segmento incluye los ingresos y costos asociados con la operación de transporte y distribución de hidrocarburos, derivados y productos.

c) **Refinación, petroquímica y biocombustibles:** Este segmento incluye las actividades realizadas en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, donde los crudos que llegan de los campos de producción son refinados o procesados. Los ingresos provienen de la venta de productos a otros segmentos y a clientes nacionales y del exterior e incluyen productos refinados y petroquímicos a precios de mercado y en algunos combustibles a precio regulado. Este segmento también incluye ventas de servicios industriales a clientes.

Ver información de segmentos en la Nota 32.

5. Nuevos estándares y cambios normativos

5.1 Nuevos estándares adoptados por el Grupo, efectivos a partir del 1 de enero de 2019

NIIF 16 – Arrendamientos

A partir del 1 de enero de 2019, el Grupo adoptó por primera vez la NIIF 16 "Arrendamientos", la naturaleza y efectos de estos cambios se menciona a continuación:

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 y reemplaza la NIC 17 "Arrendamientos", CINIIF 4 "Determinación de si un acuerdo contiene un contrato de arrendamiento", SIC-15 "Arrendamientos operacionales – Incentivos" y SIC-27 "Evaluación de la parte de las transacciones que involucran de forma legal un arrendamiento". La NIIF 16 fija los principios de reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere a los arrendatarios contabilizar todos sus arrendamientos bajo un modelo de registro en balance similar al registro de los arrendamientos financieros bajo NIC 17. El estándar incluye dos exenciones de reconocimiento para los arrendatarios - los arrendamientos de activos "de bajo valor" y los arrendamientos a corto plazo (término de arriendo de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un arrendamiento, un arrendatario reconocerá una obligación correspondiente al total de pagos del arrendamiento y un activo que representa el derecho de usar el activo subyacente durante el término de arriendo. Se requerirá que los arrendatarios reconozcan separadamente el costo de interés sobre la obligación y el costo de depreciación al activo por derecho de uso.

El Grupo aplicó la NIIF 16 utilizando el enfoque retrospectivo modificado, sobre los contratos anteriormente identificados como arrendamientos bajo NIC 17 y CINIIF 4.

a) Efecto de la adopción

El Grupo reconoció activos por derecho de uso y subarrendamientos por $490,245 al 1 de enero de 2019, cuya contrapartida fueron los pasivos por arrendamiento. No hubo ningún efecto en los resultados acumulados.

b) Resumen de las nuevas políticas contables

Definición de un arrendamiento

Anteriormente, el Grupo determinaba al inicio del contrato si un acuerdo era o contenía un arrendamiento según la CINIIF 4 – "Determinación de si un acuerdo es o contiene un arrendamiento", ahora evalúa si un contrato es, o contiene, un arrendamiento si transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Para evaluar si un contrato transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado, se utiliza la definición de arrendamiento contenido en la NIIF 16.

Arrendamiento como arrendatario:

En la fecha de inicio de un arrendamiento, el Grupo reconoce una obligación correspondiente al total de pagos del arrendamiento y un activo que representa el derecho de usar el activo subyacente durante el término de arriendo. Se reconocen separadamente el costo de interés sobre la obligación y el costo de depreciación al activo por derecho de uso.
En el reconocimiento posterior el Grupo remide la obligación de arrendamiento ante la ocurrencia de acontecimientos como: a) cambios del término del arrendamiento, b) cambios de los futuros pagos de arriendo que son resultado de un cambio de un índice o la tasa usada para determinar los pagos. El monto de la nueva medición de la obligación de arriendo se reconocerá como un ajuste al activo por derecho de uso.

El Grupo en la fecha de aplicación inicial (1 de enero de 2019) optó por utilizar las exenciones de arrendamientos para los contratos en los cuales el periodo de ejecución es menor a 12 meses, activos subyacente es considerado de bajo valor, tasa incremental de endeudamiento en la fecha de aplicación inicial y medición del activo por el mismo valor del pasivo.

Arrendamiento como arrendador:

El Grupo clasifica como financieros cuando los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo. Los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Si el arrendamiento es clasificado como financiero el Grupo registra una cuenta por cobrar en el estado de situación financiera, por importe igual a la inversión neta en el arrendamiento.

En los arrendamientos clasificados como operativos se reconocen en el estado de resultados integral los ingresos por los pagos de forma lineal.

Activos por derecho de uso

El Grupo reconoce los activos de derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos cualquier depreciación acumulada y pérdidas por impairment, y se ajustan si existe alguna nueva medición de los pasivos por arrendamiento. Los activos reconocidos por derecho de uso se amortizan en línea recta durante el plazo del arrendamiento. Los activos por derecho de uso están sujetos a evaluación por impairment.

Pasivos por arrendamiento

En la fecha de inicio del arrendamiento, el Grupo reconoce los pasivos por arrendamiento medidos al valor presente de los pagos por arrendamiento que se realizarán durante el plazo del contrato. Los pagos variables que no dependan de un índice o una tasa se reconocen como gasto en el período en el que un evento o condición indiquen que el pago ocurrirá.

Para el cálculo del valor presente de los pagos por arrendamiento, el Grupo utiliza la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de inicio del arrendamiento. El valor en libros de los pasivos por arrendamiento se vuelve a medir si hay un cambio en el plazo del arrendamiento, en los pagos fijos o en la evaluación para comprar el activo subyacente.

Arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor

El Grupo aplica la exención de reconocimiento a sus arrendamientos para los contratos que tienen un plazo de ejecución de 12 meses o menos a partir de la fecha de inicio y no contienen una opción de compra y los contratos en los cuales el activo subyacente se considera de bajo valor.

Contratos de asociación (JOA)

En los contratos de asociación JOA se analiza quien controla el uso del activo y de acuerdo a ello se determina el método de reconocimiento de los derechos de uso. Si quien controla el uso del activo es el operador, este deberá reconocer en sus estados financieros el 100% del derecho. Si quien controla es el JOA, se analiza si el contrato cumple con las características de un subarrendamiento, y en ese caso cada parte deberá reconocer proporcionalmente a su participación el derecho de uso. Ecopetrol reconoce al 100% los derechos de uso en los contratos de asociación (JOA) en los que participa como

operador.

c) Montos reconocidos en el estado de situación financiera y en el estado de ganancias y pérdidas

A continuación, se detallan los valores en libros de los activos por derecho de uso, los pasivos por arrendamiento y los movimientos del período:

	Activos por derecho de uso					
	Terrenos y edificaciones	Maquinaria y Equipo	Vehículos	Activos por derecho de uso	Subarrendamientos	Pasivos por arrendamiento
Saldo al 31 de diciembre de 2018	-	-	-	-	-	797,889
Implementación IFRS 16 1 enero	236,519	78,412	145,704	**460,635**	29,610	490,245
Adiciones (2)	26,252	123,341	74,900	**224,493**	-	224,493
Amortización del periodo	(44,254)	(50,944)	(80,156)	**(175,354)**	-	-
Deterioro	-	(53,488)	-	**(53,488)**	-	-
Bajas	(4)	(57)	-	**(61)**	-	(50)
Costo financiero	-	-	-	-	3,302	76,139
Pagos de capital e intereses	-	-	-	-	(3,476)	(300,326)
Diferencia en cambio	-	-	-	-	-	2,564
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**218,513**	**97,264**	**140,448**	**456,225**	**29,436**	**1,290,954**

(1) Corresponde al saldo reconocido por el Grupo como arrendamiento financiero bajo NIC 17.

El análisis de impairment realizado por el Grupo incluyó los activos por derecho de uso.

6. Efectivo y equivalentes de efectivo

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
Bancos y corporaciones	5,813,306	4,511,078
Inversiones financieras	1,262,105	1,799,597
Caja	347	1,069
	7,075,758	**6,311,744**

Se incluyen recursos restringidos al 31 de diciembre de 2019 por $85,286 (2018 por $92,331), principalmente destinados para el pago exclusivo de capital e intereses de préstamos incurridos por Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. y Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. El uso de las inversiones financieras a corto plazo depende de los requerimientos de liquidez del Grupo.

El valor razonable del efectivo y equivalentes se aproxima a su valor registrado en libros debido a su naturaleza de corto plazo y su alta liquidez.

La tasa de rendimiento efectiva del efectivo y equivalentes al 31 de diciembre de 2019 fue del 3,2% (2018 – 3%).

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con el efectivo y equivalentes:

	A 31 de diciembre de	
Calificación	**2019**	**2018**
AAA	3,851,656	3,092,236
A-1	1,244,462	512,757
BRC1+	673,342	470,623
BBB	569,514	1,305,037
F1+	244,547	222,454
AA	229,473	107,520
A	167,404	-
A-2	89,996	147,186
BB	43	-
Baa2	10	-
A+	-	-
A1	-	394,696
F1	-	48,566
Sin calificación disponible	5,311	10,669
	7,075,758	**6,311,744**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.7.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	A 31 de diciembre de	
	2019	**2018**
Corriente		
Clientes		
Exterior	2,759,993	2,404,531
Nacionales	2,015,517	1,512,821
Fondo de estabilización de precios (1)	256,303	3,828,691
Servicios industriales	47,691	154,152
Partes relacionadas (Nota 30)	27,449	23,480
Cuentas por cobrar a empleados	95,693	78,459
Deudores varios	497,688	192,109
	5,700,334	**8,194,243**
No corriente		
Cuentas por cobrar a empleados	508,588	470,609
Clientes Nacionales	52,819	-
Partes relacionadas (Nota 30)	93,657	117,824
Deudores varios	131,732	167,141
	786,796	**755,574**

(1) Corresponde a la aplicación del Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). El Grupo recibió durante el 2019 $5,359,869 por parte del Fondo de Estabilización así: Ecopetrol $4,435,974 y Reficar $923,895 correspondientes a las liquidaciones de 2018 y primeros tres trimestres de 2019.

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar se aproxima a su valor razonable.

El movimiento de la provisión por deterioro de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar por deudas de difícil cobro es como sigue:

	A 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Saldo inicial	**268,654**	**170,016**	**144,329**
Adiciones (recuperaciones) de provisiones	14,158	107,725	35,229
Castigo de Cartera y utilizaciones	(21)	(9,087)	(9,542)
Saldo final	**282,791**	**268,654**	**170,016**

8. Inventarios, neto

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
Crudo	1,965,022	1,958,572
Combustibles y petroquímicos	1,876,247	1,524,548
Materiales para producción de bienes	1,816,830	1,617,287
	5,658,099	**5,100,407**

El movimiento de la provisión de inventarios es como sigue:

	A 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Saldo inicial	**86,938**	**194,507**	**265,435**
Adiciones (recuperaciones)	44,191	(115,778)	9,134
Ajuste por conversión	(371)	9,717	(4,266)
Utilizaciones, traslados y reclasificaciones	768	(1,508)	(75,796)
Saldo final	**131,526**	**86,938**	**194,507**

Los inventarios de crudo, combustibles y petroquímicos se ajustan al menor entre el costo y el valor neto de realización, producto de las fluctuaciones de los precios internacionales del crudo. El monto registrado por este concepto en 2019 ascendió a $9,759 (2018 – $30,252).

9. Otros activos financieros

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
Activos medidos a valor razonable con cambio a resultados		
Portafolio de inversiones - Moneda nacional	1,630,149	3,389,869
Portafolio de inversiones - Moneda extranjera	3,340,908	4,754,369
	4,971,057	**8,144,238**
Activos medidos a costo amortizado	3,367	3,577
Instrumentos de cobertura	4,868	-
	4,979,292	**8,147,815**
Corriente	1,624,018	5,321,098
No corriente	3,355,274	2,826,717
	4,979,292	**8,147,815**

La rentabilidad del portafolio de inversiones en pesos colombianos y dólares fue de aproximadamente 5,4% y aproximadamente 3,6%, respectivamente. (2018: 5.4% y 2.1%).

La medición a valor razonable es reconocida contra el resultado financiero (Nota 28).

9.1 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 ningún recurso del portafolio de inversiones se encontraba restringido.

9.2 Vencimientos

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
< 1 año	1,624,018	5,321,098
1 - 2 años	983,571	1,847,241
2 - 5 años	1,791,549	823,425
> 5 años	580,154	156,051
	4,979,292	**8,147,815**

9.3 Valor razonable

La siguiente es la clasificación de los otros activos financieros registrados a valor razonable, correspondiente al portafolio de inversiones:

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
Nivel 1	472,547	372,636
Nivel 2	4,503,378	7,771,602
	4,975,925	**8,144,238**

No se presentaron transferencias entre niveles de jerarquía durante los años 2019 y 2018.

Los títulos del portafolio del Grupo se valoran de manera diaria siguiendo lo estipulado por la Superintendencia Financiera de Colombia. Para lo anterior, se utiliza la información provista por entidades autorizadas para dicho fin, las cuales recogen los datos de mercados activos. Para aquellos casos en los cuales no se cuenta con datos de mercado, se recurre a otros datos observables directa o indirectamente.

Para las inversiones denominadas en dólares se tiene como proveedor de información a Bloomberg y para las denominadas en pesos a Precia, entidad autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia para la prestación de este servicio.

Dentro del proceso de valoración de las inversiones, adicional a la información utilizada para la valoración, se tienen en cuenta otros aspectos relevantes tales como la calificación del emisor, clasificación de la inversión y el análisis de riesgos del emisor realizado por el Grupo, lo que permite llegar a la clasificación de nivel de jerarquía adecuada de las inversiones.

9.4 Calificación crediticia

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con los otros activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados:

	Al 31 de diciembre de	
Calificación	2019	2018
AAA	2,707,019	3,105,894
A+	712,934	161,160
AA	477,423	15,430
F1+	350,325	353,175
AA-	186,325	455,584
AA+	155,012	193,747
A	186,222	80,334
BBB	159,968	-
A1	18,168	3,148,043
BRC1+	-	611,905
BBB+	-	18,731
Otras calificaciones	25,896	235
	4,979,292	**8,144,238**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.7.

10. Impuestos

10.1 Activos y pasivos por impuestos corrientes

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Activos por impuestos corrientes		
Anticipos y otros impuestos (1)	714,197	211,558
Impuesto a las ganancias (2)	190,605	765,399
Saldo a favor en impuestos (3)	614,005	54,350
	1,518,807	**1,031,307**
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (2)	1,967,353	1,065,688
Impuesto de industria y comercio	195,776	174,207
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	145,569	141,408
Impuesto al carbono	54,586	48,520
Impuesto al valor agregado	33,098	168,185
Otros impuestos (4)	174,397	153,292
	2,570,779	**1,751,300**
Pasivos por impuestos no corrientes		
Impuesto a las ganancias - obras por impuestos (5)	70,543	-

(1) Incluye el descuento tributario potencial por IVA incurrido en adquisición de activos fijos reales productivos, de conformidad a lo establecido en el artículo 83 de la Ley 1943 de 2018 – Ley de Financiamiento; y anticipos de impuesto territoriales

(2) Corresponde principalmente a la provisión para el impuesto de renta del año 2019 neto de autorretenciones, saldos a favor, descuentos y anticipos liquidados en la declaración del año inmediatamente anterior.

(3) Contiene principalmente el valor de saldo a favor por IVA, entre otros.

(4) Incluye principalmente regalías, impuesto de transporte entre otros.

(5) Mecanismo de obras por impuestos reglamentado por el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016 – Reforma tributaria, que lo estableció como forma de pago del impuesto de renta de los años 2017 y 2018. En cumplimiento al mencionado artículo, en mayo de 2018 y 2019, las Compañías del Grupo reconocieron un activo y un pasivo por el valor de los proyectos adjudicados para cada vigencia fiscal.

10.2 Impuesto a las ganancias

La Corte Constitucional declaró inexequible la Ley 1943 de 2018 (Ley de Financiamiento) y estableció que dicha decisión tendría efecto a partir del 1 de enero de 2020 y que las situaciones jurídicas consolidadas en virtud de ésta ley deben respetarse. A continuación, indicamos las disposiciones fiscales aplicables en Colombia para el año gravable 2019:

- La tarifa general del impuesto sobre la renta aplicable para sociedades nacionales, establecimientos permanentes y entidades extranjeras será del 33%.

- La tarifa del impuesto sobre la renta para el año gravable 2018 fue del 33% y una sobretasa del 4%, la cual aplicó cuando la base del impuesto sobre la renta fue superior a $800.

- Las compañías ubicadas en zona franca tributan a una tarifa del 20%. Si la compañía ubicada en zona franca posee un Contrato de Estabilidad Jurídica (en adelante, CEJ), la tarifa del impuesto sobre la renta continuará siendo del 15% durante la vigencia de dicho contrato. Este es el caso de Refinería de Cartagena S.A.S. ("Reficar"), Bioenergy Zona Franca S.A.S. ("Bioenergy Zona Franca") y Esenttia Masterbatch Ltda. ("Esenttia MB").

- Para los años 2018 y 2019, la tarifa aplicable para efectos de calcular el impuesto sobre la renta bajo el sistema de renta presuntiva será del 3.5% y 1.5% del patrimonio líquido del contribuyente del año inmediatamente anterior, respectivamente.

- Para el año gravable 2019, el Grupo tiene empresas que liquidan sobre renta líquida a la tarifa del 33%, compañías en zona franca, que tributan a la tarifa del 15% (poseen CEJ) y del 20% y otras con rentas del exterior con tarifas de otros países.

- Se ajustan los sistemas de depreciación fiscal a los contables y establece un límite al porcentaje de depreciación anual con base en la tabla establecida en la reforma tributaria. Por otra parte, La amortización de las inversiones petrolíferas se hará con base en unidades técnicas de producción tal y como se hace contablemente.

- Los gastos de adquisición de derechos de exploración, geología y geofísica, perforaciones exploratorias, entre otros, serán capitalizables para efectos fiscales hasta que se establezca la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer el recurso.

- Las pérdidas fiscales generadas a partir del 1 de enero de 2017 se podrán compensar con las rentas líquidas generadas en los siguientes 12 años.

- De conformidad con el artículo 290 de la Ley 1819 de 2016, los excesos de renta presuntiva sobre renta líquida generados antes de 2017 en el impuesto sobre la renta y el CREE que no hayan sido compensados, están sujetos para su compensación a la aplicación de una fórmula contenida en dicho artículo y sujetas al término establecido en el artículo 189 del Estatuto Tributario.

En 2019, el Gobierno Nacional expidió la Ley 2010, con la cual se modificaron ciertos aspectos sustanciales. (Ver mayor detalle en nota 10.2.4. Reforma tributaria)

Firmeza de las declaraciones del impuesto sobre la renta

A partir del año 2017, el término general de firmeza de las declaraciones tributarias es de 3 años a partir de la fecha de su vencimiento o a partir de la fecha de su presentación, cuando estas hayan sido presentadas de forma extemporánea. Para las Compañías del Grupo que están sujetas al cumplimiento de la normatividad de precios de transferencia, el término de su firmeza es de 6 años.

Respecto de aquellas declaraciones en las cuales se presenten saldos a favor, el término de firmeza es de 3 años, desde la fecha de la presentación de la solicitud de devolución o compensación.

Las declaraciones tributarias en las que se compensen pérdidas fiscales quedarán en firme a los 6 años contados a partir de la fecha de su presentación. Aquellas declaraciones en las que se liquiden pérdidas fiscales, el término de firmeza es de 12 años y si las pérdidas se compensan en los últimos 2 años, de los 12 permitidos, su término de firmeza se extenderá hasta 3 años más, desde el año de su compensación.

Las declaraciones de impuestos que presenten pérdidas fiscales pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los seis (6) años siguientes a la fecha de presentación y/o corrección.

Gasto por impuesto a las ganancias

	Al 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
Corriente	7,117,040	7,539,093	5,108,548
Diferido	(2,487,108)	(153,330)	307,449
Ejercicios anteriores	(33,519)	(63,744)	218,947
Gasto por impuesto a las ganancias	**4,596,413**	**7,322,019**	**5,634,944**

Conciliación del gasto por impuesto a las ganancias

La conciliación entre el gasto por impuesto a las ganancias y el impuesto determinado con base en la tarifa legal aplicable al Grupo en Colombia es la siguiente:

	Al 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
(Pérdida) utilidad antes de impuestos	**19,098,912**	**19,855,851**	**13,036,866**
Tasa de renta nominal	33%	37%	40%
Impuesto de renta a tasa nominal	**6,302,641**	**7,346,665**	**5,214,747**
Ajustes para el cálculo de la tasa efectiva:			
Gastos no deducibles	293,685	62,036	201,776
Ajuste por diferencial de tasa	73,248	410,397	103,350
Ajuste por diferencial de bases gravables, efecto de renta presuntiva y pérdidas fiscales	59,359	7,676	104,082
Impairment de activos fijos	57,646	(128,461)	(189,658)
Ajustes por conversión y diferencia en cambio	26,789	93,503	(4,642)
Impuesto a la riqueza	-	-	85,872
Efecto pozo Leon American LLC	-	281,912	-
Efecto por reforma tributaria	-	(619,143)	-
Efecto por impuesto de renta y sobretasa	(859)	7,907	(99,493)
Efecto aumento participación Invercolsa	(2,943)	-	-
Dividendos no gravados	(17,408)	(2,613)	(9,531)
Gasto de renta de años anteriores y multas	(31,655)	(63,744)	247,672
Descuentos Tributarios y Tax Credit	(110,857)	-	-
Ingresos no gravados y gravados	(503,082)	(74,116)	(19,231)
Impuesto diferido Ecopetrol USA (1)	(1,550,152)	-	-
Impuesto de renta calculado	**4,596,412**	**7,322,019**	**5,634,944**
Corriente	7,127,493	7,416,038	5,076,692
Diferido	(2,531,080)	(94,019)	558,252
	4,596,413	**7,322,019**	**5,634,944**

(1) En el año 2019 para el desarrollo del negocio de hidrocarburos no convencionales se crearon en Estados Unidos dos compañías, Ecopetrol USA Inc. y Ecopetrol Permian. La normatividad fiscal en Estados Unidos sobre reorganizaciones empresariales (Norma IRC Section 368(a)(1)(F)) permite compensar con las declaraciones futuras del impuesto a las ganancias las pérdidas fiscales originadas en años anteriores. A diciembre de 2018, Ecopetrol América generó pérdidas fiscales por USD$2,067 millones y en 2019 se estima incrementar las mismas en USD$107. Dado que Ecopetrol USA Inc. será la sociedad que consolide los resultados de Ecopetrol America LLC y Ecopetrol Permian LLC, está será responsable de los impuestos en Estados Unidos consolidando los resultados de las dos compañías existentes en Estados Unidos. IAS 12 establece que cuando la Compañía cuenta con evidencia contundente que le permitirá compensar las pérdidas fiscales generadas en años anteriores, es dable la constitución de un impuesto diferido activo. Las proyecciones a partir de 2020 en Estados Unidos con la entrada en operación de Ecopetrol Permian, permiten inferir que se generarán las utilidades fiscales requeridas para recuperar las pérdidas de años anteriores, por lo tanto es viable el reconocimiento del impuesto diferido activo

Información de los años 2018 y 2017 fueron objeto de reclasificación para efectos de comparabilidad con 2019.

La tasa efectiva de tributación al 31 de diciembre de 2019 es 24,1% (2018 – 36.9%). La disminución frente al año anterior se debe principalmente a: a) Efecto de la causación de impuesto diferido en Ecopetrol USA y Permian b) la disminución de 4 puntos básicos de la tarifa nominal de tributación (de 37% en el año 2018 al 33% en el año 2019), la utilización del descuento tributario del 50% del ICA, c) la valorización del aumento en la participación de Ecopetrol en Invercolsa, y aplicación de la Ley de Financiamiento en el impuesto diferido, entre otros.

Impuesto sobre las ganancias diferido

	Al 31 de diciembre de 2019	2018
Activo por impuesto diferido	8,622,398	5,746,730
Pasivo por impuesto diferido	(774,059)	(738,407)
	7,848,339	**5,008,323**

El detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos, es el siguiente:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Impuesto diferido activo y pasivo		
Pérdidas fiscales renta (1)	2,849,089	1,002,062
Pasivos estimados (2)	2,405,499	1,958,775
Beneficios a empleados (3)	1,875,872	1,161,860
Obligaciones financieras y préstamos por pagar	920,634	854,695
Cuentas por pagar	711,503	365,646
Cuentas por cobrar	83,965	35,843
Inventarios	80,523	69,039
Préstamos por cobrar	55,445	43,748
Otros pasivos	48,923	37,329
Activos intangibles	498	4,950
Otros activos	(493)	(72,540)
Activos por derecho de uso	(33,401)	-
Inversiones e instrumentos derivados	(46,276)	(170,960)
Cargos diferidos	(63,941)	(67,254)
Crédito mercantil (4)	(288,095)	(324,061)
Propiedades, planta y equipo (5)	(751,406)	109,191
Total	**7,848,339**	**5,008,323**

(1) En el 2019 se está reconociendo impuesto diferido principalmente en las empresas: Ecopetrol Usa Inc por $1,497,375, Refinería de Cartagena por $1,052,848, Bioenergy por $64,343 y excesos de renta presuntiva de Refineria de Cartagena y Bioenergy por $228.569 y $5.361 respectivamente.

(2) Corresponde a las provisiones contables no procedentes fiscalmente, principalmente la provisión para abandono de pozos.

(3) Cálculos actuariales por salud, pensiones de jubilación, educación, bonos pensionales y otros beneficios a empleados a largo plazo.

(4) De acuerdo con la ley tributaria en Colombia el Goodwill es amortizable, mientras que bajo NCIF no son amortizados pero si están sujetos a pruebas de impairment, diferencia que genera como resultado un impuesto diferido pasivo.

(5) Para propósitos fiscales los recursos naturales y del medio ambiente y la propiedad planta y equipo tienen una vida útil y una metodología de cálculo de depreciación y amortización diferentes a las que se determinan bajo normas contables internacionales, dentro de éste rubro se incluye el monto de impuesto por ganancias ocasionales del 10% a los terrenos, la principal variación corresponde a la disminución de la tarifa del impuesto sobre la renta del 33% al 30%.

Detalle del impuesto diferido por los años terminados al 31 de diciembre de:

Movimiento del impuesto diferido activo	Propiedades, planta y equipo	Pasivos estimados	Beneficios a empleados	Pérdidas fiscales	Cuentas por pagar
A 31 de diciembre de 2017	**743,598**	**1,842,051**	**1,373,560**	**611,766**	**167,870**
Reconocido en:					
Resultado del periodo	(634,407)	116,724	(178,160)	390,296	197,776
Otro resultado integral	-	-	(33,540)	-	-
A 31 de diciembre de 2018	**109,191**	**1,958,775**	**1,161,860**	**1,002,062**	**365,646**
Reconocido en:					
Resultado del periodo	(860,597)	446,724	(57,343)	1,847,027	345,857
Otro resultado integral	-	-	771,355	-	-
A 31 de diciembre de 2019	**(751,406)**	**2,405,499**	**1,875,872**	**2,849,089**	**711,503**

Movimiento del impuesto diferido pasivo	Cuentas por cobrar	Obligaciones financieras	Crédito mercantil	Activos por derecho de uso	Otros	Total
A 31 de diciembre de 2017	**95,091**	**37,636**	**(313,296)**	**-**	**(24,756)**	**4,533,520**
Reconocido en:						.
Resultado del periodo	(15,500)	817,059	(10,765)	-	(589,004)	94,019
Otro resultado integral	-	-	-	-	414,324	380,784
A 31 de diciembre de 2018	**79,591**	**854,695**	**(324,061)**	**-**	**(199,436)**	**5,008,323**
Reconocido en:						
Resultado del periodo	59,819	65,939	35,966	(33,401)	681,089	2,531,080
Otro resultado integral	-	-	-	-	(364,414)	406,941
Aumento participación Invercolsa	-	-	-	-	(98,005)	(98,005)
A 31 de diciembre de 2019	**139,410**	**920,634**	**(288,095)**	**(33,401)**	**19,234**	**7,848,339**

El Grupo compensa los activos y pasivos por impuestos únicamente si tiene un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos corrientes; y en el caso de los activos y pasivos por impuesto diferido, en la medida que además correspondan a impuestos a las ganancias requeridos por la misma jurisdicción fiscal y por la misma autoridad fiscal.

Impuesto Diferido Activo Reconocido

El impuesto diferido activo reconocido en estados financieros consolidados asciende a la suma de $8,622,398 principalmente compuesto por los conceptos indicados en "Detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos".

El impuesto diferido activo por las pérdidas fiscales y excesos de renta presuntiva ascienden a $2,849,089 principalmente compuesto por:

Pérdidas fiscales sin fecha de expiración correspondientes a Refinería de Cartagena, Bioenergy y Ecopetrol USA (USD$270 millones) por valor de $6,385,989 que generan un impuesto diferido de $1,052,848, $64,343 y $182,977, respectivamente. Pérdidas fiscales cuya fecha de expiración es de 20 años a partir del año en que se generaron correspondientes a Ecopetrol USA (USD$1,904 millones) por valor de $6,144,400 que origina un impuesto diferido de $1,290,324.

Adicionalmente se tiene una base de excesos de renta presuntiva por $1,332,854 que generan un impuesto diferido de $228,569 en Refinería de Cartagena y $5,361 en Bioenergy y un ARO de Ecopetrol USA por $22,590, entre otros.

Para lo anterior, el Grupo evaluó la forma en cómo podrá realizar el impuesto diferido activo y para ello se soporta en sus proyecciones financieras que permiten predecir que generarán renta líquida suficiente para compensar el impuesto

diferido activo reconocido y en la eliminación de la determinación del impuesto sobre la renta por el sistema de renta presuntiva para las sociedades nacionales.

Frente al gasto corriente por impuesto sobre la renta, Refinería de Cartagena, Bioenergy, Ecopetrol Costa Afuera ("ECAS"), Ecopetrol Usa, Permian y Andean Chemicals Ltd ("Andean") compañías que hacen parte del Grupo presentan pérdidas fiscales por compensar originadas entre los años 2009 y 2018 por valor neto de $12,402,061 a diciembre de 2019 y $4,292,418 a diciembre de 2018.

De acuerdo con las normas fiscales vigentes en Colombia, las pérdidas fiscales originadas a partir del año gravable 2007 podrán ser compensadas, reajustadas fiscalmente, en cualquier tiempo, con las rentas líquidas ordinarias sin perjuicio de la renta presuntiva del ejercicio. Las pérdidas de las sociedades no serán trasladables a los socios. Sin embargo, de conformidad con el artículo 290 de la Ley 1819 de 2016, las pérdidas fiscales acumuladas hasta el 31 de diciembre de 2016 que no hayan sido compensadas están sujetas para su compensación a la aplicación de una fórmula contenida en dicho artículo. Con relación a las pérdidas fiscales originadas en Ecopetrol USA, aquellas que fueron generadas entre los años 2008 a 2017, la Compañía cuenta con un término de 20 años para realizar la respectiva compensación. Aquellas pérdidas generadas a partir del 1° de enero de 2018, no tienen fecha de vencimiento y se limitan al 80% de los ingresos imponibles.

El impacto de las pérdidas fiscales de las sociedades ECAS, Bioenergy y Bioenergy Zona Franca frente al impuesto diferido es objeto de mención en la presente nota en el capítulo denominado "Impuesto a las Ganancias Diferido".

Impuesto Diferido Activo No Reconocido

El activo por impuesto diferido relacionado con las pérdidas fiscales generadas por las sociedades Bioenergy, ECAS y Andean por $105,592, y los excesos de renta presuntiva de Bioenergy, ECAS, Hocol Petroleum Company ("HPL"), Andean por $74,481 no se reconocen, por cuanto la Dirección ha evaluado y llegado a la conclusión de que bajo una posición conservadora no es probable que el activo por impuesto diferido relacionado con estas pérdidas fiscales y excesos de rentas presuntiva sea recuperable en el corto plazo.

Si el Grupo hubiera podido reconocer el activo por impuesto diferido no reconocido, la ganancia por el ejercicio finalizado a 31 de diciembre de 2019 se habría incrementado en $180,073.

El movimiento del impuesto diferido activo y pasivo a las ganancias por los años terminados al 31 de diciembre es el siguiente:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Saldo inicial	**5,008,323**	**4,533,520**
Impuesto diferido reconocido en el resultado del periodo	2,531,080	94,019
Efecto por aumento participación Invercolsa	(98,005)	-
Impuesto diferido reconocido otros resultados integrales (a)	406,941	380,784
Saldo final	**7,848,339**	**5,008,323**

(a) La siguiente es la composición del impuesto a las ganancias registrado contra otros resultados integrales:

A 31 de diciembre de 2019	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	(2,571,184)	771,355	(1,799,829)
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	998,083	(329,784)	668,299
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(87,524)	26,257	(61,267)
Instrumentos financieros derivados	69,220	(22,769)	46,451
Ajustes por conversión	-	(38,118)	(38,118)
	(1,591,405)	**406,941**	**(1,184,464)**

A 31 de diciembre de 2018	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	(29,250)	33,540	4,290
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero, de flujo de efectivo para exportaciones de crudo y flujos de efectivo con instrumentos derivados	1,475,144	(397,420)	1,077,724
Ajustes por conversión	-	(16,904)	(16,904)
	1,445,894	**(380,784)**	**1,065,110**

Impuesto Diferido (Activo) Pasivos No Reconocidos

Al 31 de diciembre de 2019, no se reconocen activos por impuesto diferido sobre la diferencia entre las bases contables y fiscales asociadas a las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos de Ecopetrol (Base: $1.059.943– Impuesto: $105.994), ya que conforme fue documentado, el Grupo no tiene en el futuro previsible intención de venta de ninguna de estas inversiones.

Provisiones, Pasivos Contingentes del Impuesto a las Ganancias

Las declaraciones de impuesto de renta y complementarios de los años gravables 2011, 2012, 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 y CREE de los años gravables 2014, 2015, y 2016 de Compañías del Grupo se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias. La administración de las compañías del Grupo considera que las sumas contabilizadas como pasivo por impuestos por pagar son suficientes y se encuentran soportadas en la normatividad, doctrina y jurisprudencia vigente para atender cualquier reclamación que se pudiera establecer con respecto a tales años. La Compañía tiene por estrategia no tomar decisiones fiscales con posiciones agresivas o riesgosas que puedan colocar en entredicho sus declaraciones tributarias.

Posiciones Fiscales Inciertas CINIIF 23

Las Compañías del Grupo Ecopetrol tienen por estrategia no tomar decisiones fiscales con posiciones agresivas o riesgosas que puedan colocar en entredicho sus declaraciones tributarias, lo anterior con el fin de minimizar el riego de posibles cuestionamientos por parte de la autoridad tributaria.

Sobre aquellas posiciones inciertas en las cuales se ha considerado que pueda existir una eventual controversia con la autoridad tributaria que conlleve un incremento en el impuesto sobre la renta, se ha establecido un porcentaje de éxito superior al 75%, el cual ha sido calculado con base en la normatividad y doctrina vigente.

Por lo tanto y de conformidad con la norma en mención, el Grupo Ecopetrol considera que aquellas posiciones inciertas incluidas en la determinación del impuesto a las ganancias no afectarán el registro contemplado en los estados financieros separados. No obstante lo anterior, se continuará con el seguimiento permanente a la nueva normatividad y doctrina que emita la autoridad tributaria y demás entidades.

10.2.1. Impuesto a los dividendos

Sobre las utilidades generadas a partir del año 2017, aplicará a las sociedades y entidades extranjeras retención en la fuente por concepto de dividendos. La tarifa de retención por dividendos es del 5% para el año 2018 y del 7.5% para el año 2019. De otra parte, el dividendo gravado con el impuesto sobre la renta tendrá una tarifa del 35% en el año 2018 y del 33% en el año 2019. En este escenario, la retención en la fuente sobre dividendos del 5% o del 7.5% aplicará sobre el monto de la distribución gravada, una vez el mismo se haya disminuido con el impuesto sobre la renta a la tarifa del 35% o del 33%.

Los dividendos no gravados que recibirá la Compañía no estarán sujetos a retención en la fuente por expresa disposición de la norma que establece los dividendos que se distribuyan dentro de los grupos empresariales debidamente registrados ante la Cámara de Comercio y a entidades descentralizadas, no estarán sujetos a la retención en la fuente por este concepto.

10.2.2. Precios de transferencia

Los contribuyentes del impuesto sobre la renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y ubicadas en zonas francas o con residentes ubicados en países considerados paraísos fiscales, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, considerando para estas operaciones el principio de plena competencia.

Ecopetrol presentó en el año 2019 la información de precios de transferencia del año 2018 correspondiente a la declaración informativa, la documentación comprobatoria, el reporte país por país y el archivo maestro, de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

Para el año gravable 2019, las transacciones efectuadas con vinculados económicos del exterior, así como las condiciones de negocio bajo las cuales se desarrollaron tales operaciones y la estructura general, no variaron significativamente respecto del año anterior. Por esta razón, es posible inferir que dichas transacciones fueron llevadas a cabo de acuerdo con el principio de plena competencia. Se estima que no se requerirán ajustes derivados del análisis de precios de transferencia del año 2019, que impliquen modificaciones en la provisión de renta del año gravable 2019.

10.2.3. Impuesto sobre las ventas (IVA)

La Ley 1943/2018 estableció que el IVA pagado en la importación, formación, construcción o adquisición de activos fijos reales productivos podrá ser descontado del impuesto sobre la renta. Este IVA no podrá ser tomado simultáneamente como costo o gasto en el impuesto sobre la renta ni será descontable del impuesto sobre las ventas.

10.2.4. Reforma tributaria

La tarifa general del impuesto de renta aplicable para sociedades nacionales, establecimientos permanentes y entidades extranjeras será: 2020 – 32%, 2021 – 31% y 2022 y siguientes – 30%.

De otra parte, para el año 2020, la tarifa aplicable para efectos de calcular el impuesto sobre la renta bajo el sistema de renta presuntiva será del 0.5% del patrimonio líquido del contribuyente del año inmediatamente anterior. A partir del año 2021 la tarifa aplicable será del 0%.

Se mantuvo la regla de subcapitalización contenida en el artículo 118-1 del E.T. que había sido modificado por la Ley 1943/2018. En este sentido, a partir del año 2019 la regla de subcapitalización sólo será aplicable con respecto a intereses generados en la adquisición de deudas contraídas, directa o indirectamente, con vinculados económicos nacionales o extranjeros. Así mismo, se modificó la proporción capital – deuda a 2:1 (anteriormente era 3:1) con lo cual no sólo se podrán deducir intereses generados con ocasión a deudas adquiridas con vinculados económicos cuando el monto total promedio de tales deudas no exceda a dos (2) veces el patrimonio líquido del contribuyente determinado al 31 de diciembre del año gravable inmediatamente anterior.

Impuesto a los dividendos

A partir del 1 de enero de 2020, los dividendos y participaciones pagados o abonados en cuenta provenientes de distribuciones realizadas entre compañías colombianas, estarán sometidos a una retención en la fuente a título del impuesto a los dividendos a una tarifa del 7.5%. De otra parte, si las utilidades con cargo a las cuales se distribuyen los dividendos no estuvieron sujetas a imposición al nivel de la sociedad, dichos dividendos están gravados con el impuesto sobre la renta aplicable en el período de distribución (para el año 2020 la tarifa será del 32%). En este supuesto, la retención del 7,5% aplicará sobre el valor del dividendo una vez disminuido con el impuesto sobre la renta (32% para el año 2020).

La tarifa de retención del 7.5%, se causará sólo en la primera distribución de dividendos entre compañías colombianas y podrá ser acreditada contra el impuesto a los dividendos una vez a cargo del accionista persona natural residente o al inversionista residente en el exterior.

Debe resaltarse que la retención del 7.5% no aplica para: (i) compañías holding colombianas, incluyendo entidades descentralizadas; y (ii) entidades que hagan parte de un grupo empresarial p dentro de sociedades en situación de control

debidamente registrados ante la Cámara de Comercio, de acuerdo con la normativa mercantil.

Impuesto de normalización

Se creó un impuesto a la normalización tributaria por el año 2020, como un impuesto complementario al impuesto sobre la renta y al impuesto al patrimonio, a cargo de los contribuyentes del impuesto sobre la renta que tengan activos omitidos o pasivos inexistentes. Este impuesto se liquidará y pagará en una declaración independiente que será presentada el 25 de septiembre de 2020, la cual, no permite corrección o presentación extemporánea. La tarifa del impuesto de normalización tributaría es del 15%.

Impuesto sobre las ventas

La Ley 2010/2019 estableció que el IVA pagado en la importación, formación, construcción o adquisición de activos fijos reales productivos podrá ser descontado del impuesto sobre la renta. Este IVA no podrá ser tomado simultáneamente como costo o gasto en el impuesto sobre la renta ni será descontable del impuesto sobre las ventas

En materia de Impuesto sobre las ventas, se modificó el listado de bienes y servicios excluidos de IVA consagrados en los artículos 424, 426 y 476 del Estatuto Tributario, se adicionó al artículo 437 del Estatuto Tributario, en lo referente a directrices sobre el cumplimiento de deberes formales en materia de IVA por parte de prestadores de servicios desde el exterior y se indicó que la retención de IVA podrá ser hasta del 50% del valor del impuesto, sujeto a reglamentación del Gobierno Nacional. La tarifa de IVA se mantiene en 19%. (Art. 424, Art. 426, Art. 476 Estatuto Tributario).

Procedimiento tributario

En materia de procedimiento existen modificaciones:(i) declaraciones de retención en la fuente que a pesar de ser ineficaces serán título ejecutivo, (ii) notificación electrónica de actos administrativos; y (iii) pago de glosas en pliego de cargos para evitar intereses moratorios y utilizar los corrientes más dos puntos; (iv) eliminación de extensión de la firmeza a tres (3) años adicionales por compensación de pérdidas fiscales y frete a los años que se tiene obligación de cumplir con el régimen de precios de transferencia se reduce a cinco (5) años.

De igual forma, se incluyó un beneficio de auditoría para los años gravables 2020 y 2021. En virtud de este beneficio, la liquidación privada de los contribuyentes del impuesto sobre la renta y complementarios que incrementen su impuesto neto de renta en por lo menos un porcentaje mínimo del 30%, en relación con el impuesto neto de renta del año inmediatamente anterior, quedará en firme dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de su presentación si no se hubiere notificado emplazamiento para corregir o requerimiento especial o emplazamiento especial o liquidación provisional y , siempre que la declaración sea presentada en forma oportuna y el pago se realice en los plazos establecidos.

Si el incremento del impuesto neto de renta es de al menos del 20%, en relación con el impuesto neto de renta del año inmediatamente anterior, la declaración quedará en firme dentro de los doce (12) meses siguientes a la presentación de la declaración si no se hubiere notificado emplazamiento para corregir o requerimiento especial o emplazamiento especial o liquidación provisional y siempre se presente la declaración de manera oportuna y el pago se realice en los plazos establecidos.

El anterior beneficio no aplica para: (i) contribuyentes que gocen de beneficio tributarios en razón a su ubicación en una zona geográfica determinada; (ii) cuando se demuestre que retenciones en la fuente declaradas son inexistentes; (iii) cuando el impuesto neto de renta sea inferior a 71 UVT ($24). El término previsto en esta norma no se extiende para las declaraciones de retención en la fuente ni para el impuesto sobre las ventas las cuales se regirán por las normas generales.

11. Otros activos

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Corriente		
Asociados en operaciones conjuntas (1)	921,983	519,460
Anticipos a contratistas y proveedores	360,781	191,168
Gastos pagados por anticipado	272,007	221,767
Depósitos entregados en administración (2)	144,798	-
Partes relacionadas (Nota 30)	57,016	19,214
Otros activos	22,393	68,819
	1,778,978	**1,020,428**
No corriente		
Fondo de abandono y pensiones (3)	445,457	392,084
Beneficios a empleados	220,998	213,645
Depósitos entregados en administración (2)	171,008	147,471
Anticipos, avances y depósitos	56,027	61,556
Depósitos judiciales y embargos	40,317	43,137
Otros activos	8,674	2,837
	942,481	**860,730**

(1) Corresponde al importe neto de los anticipos y legalizaciones generados con relación a las operaciones realizadas con socios a través de los contratos de exploración y producción, contratos de evaluaciones técnicas y acuerdos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), así como contratos de asociación y otros tipos de contratos afines.

(2) Incluye principalmente los recursos invertidos en encargo fiduciario con destinación a obras por impuestos, mecanismo de pago del impuesto de renta de 2017 y 2018, constituido en cumplimiento con el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016 – Reforma tributaria.

(3) Corresponde a la participación del Grupo en fiducias constituidas para respaldar costos de abandono de pozos y desmantelamiento de instalaciones, así como el pago de futuras pensiones de jubilación en algunos contratos de asociación.

12. Combinaciones de negocios

El 29 de noviembre de 2019 fue registrada en el libro de accionistas la nueva composición accionaria de Invercolsa S.A. (Ver Nota 2.2 Bases de consolidación), donde Ecopetrol S.A. pasó a tener una participación total de 51,88%, el 8,35% adicional a su participación anterior.

A partir de esa fecha esta última pasó a tener el control de Invercolsa S.A., lo que se configura como una combinación de negocios realizada por etapas, es decir que Invercolsa S.A. pasó de ser una inversión en asociadas contabilizada por el método de la participación a ser consolidada con todas sus subsidiarias y asociadas en el Grupo Ecopetrol.

Esta adquisición de control no requirió el pago de ninguna contraprestación y fue registrada mediante el método de la adquisición realizando la valoración de los activos netos adquiridos.

A continuación se resume el efecto de los cambios en la participación del Grupo en Invercolsa S.A. al 31 de diciembre de 2019:

(en millones de pesos)	2019
Aumento en la participación de la matriz medido a valor razonable	217,974
(+) Valor razonable de la participación inicial en la fecha de adquisición de control	1,107,969
(=) Valor razonable por cambio en la participación en Invercolsa	**1,325,943**
(-) Participación de la matriz en la fecha de la transacción (valor en libros)	(277,019)
Utilidad en adquisición de participación adicional (Nota 27)	**1,048,924**

El efecto del aumento en la participación de la matriz se registró en resultados dado que es una adquisición de control sin contraprestación.

Los ingresos y utilidades incluidos en el resultado integral del Grupo por el mes en el que se consolidaron las Compañías fueron de $72,712 y $18,198 respectivamente. Si la adquisición hubiera ocurrido el 1 de enero de 2019, la administración estima que los ingresos y las utilidades consolidadas atribuibles a los accionistas se habrían incrementado en $459,286 y $134,464, respectivamente.

Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos

La tabla a continuación resume los importes reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos a la fecha de adquisición.

Efectivo y equivalentes de efectivo		20,530
Cuentas por cobrar Corto Plazo		195,225
Inventarios		19,576
Activos impuestos corrientes		10,704
Otros activos corto plazo		2,810
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (1)	13	1,824,552
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		52,820
Propiedad Planta y Equipo	14	1,338,947
Activos impuestos diferidos		9,623
Otros activos		807
Préstamo corto plazo		(137,683)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		(58,423)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados		(7,003)
Pasivos por impuestos corrientes		(23,597)
Provisiones y contingencias		(8,576)
Otros pasivos		(13,650)
Préstamo largo plazo		(186,923)
Pasivos por impuestos diferidos		(107,629)
Total activos netos (2)		**2,932,110**

(1) El detalle de las inversiones a valores razonables en la fecha de adquisición de las asociadas es el siguiente:

Gases del Caribe S.A. E.S.P.	1,527,911
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	166,685
Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	68,608
Extrucol S.A.	28,501
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P.	32,847
Total	**1,824,552**

(2) Estos activos netos corresponden al 100% de Grupo Invercolsa, el valor razonable de la participación no controladora en la fecha de adquisición fue de $1,606,390.

Los valores razonables de propiedad, planta y equipo, intangibles e impuesto diferido han sido determinados provisionalmente los cuales pueden tener ajuste de acuerdo a lo indicado en la NIIF 3 Combinaciones de negocios,

El valor razonable en la fecha de adquisición de las compañías controladas y no controladas con participación de Invercolsa se determinó usando la metodología de flujos de caja descontados.

13. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

El detalle sobre las participaciones, actividad económica, domicilio, área de operaciones e información financiera de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas se encuentra en el Anexo 1.

13.1 Composición y movimientos

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Negocios conjuntos		
Equion Energía Limited (1)	1,527,502	1,392,232
Offshore International Group	709,871	727,194
Ecodiesel Colombia S.A.	46,095	41,304
	2,283,468	**2,160,730**
Menos impairment:		
Equion Energía Limited	(334,823)	(214,935)
Offshore International Group	(530,330)	(346,121)
	1,418,315	**1,599,674**
Asociadas		
Invercolsa S.A. (2)	-	243,294
Serviport S.A.	11,070	11,212
Sociedad Portuaria Olefinas	2,204	1,368
Gases del Caribe S.A. E.S.P. (2)	1,527,911	-
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P. (2)	166,685	-
Gases de la Guajira S.A. E.S.P. (2)	68,608	-
Extrucol S.A. (2)	28,501	-
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P. (2)	32,848	-
	1,837,827	**255,874**
Menos impairment: Serviport S.A.	(11,070)	(11,212)
	1,826,757	**244,662**
	3,245,072	**1,844,336**

(1) Equion Energía Limited: El 14 de diciembre de 2007 Ecopetrol comunicó a Equion su decisión de no extender los contratos de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena, Recetor, Río Chitamena y Piedemonte, confirmando los vencimientos de los mismos el 1 de julio de 2010, 3 de julio de 2016, 30 de mayo de 2017, 31 de enero de 2019 y 29 de febrero de 2020, respectivamente.

(2) Invercolsa S.A. pasó a ser una subsidiaria a partir del 29 de noviembre de 2019 (Ver nota 12), así las inversiones directas de Invercolsa en S.A. en Gases del Caribe S.A. E.S.P., Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P., Gases de la Guajira S.A. E.S.P., Extrucol S.A., E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P., pasaron a ser inversiones directas del Grupo a partir de la consolidación.

Equion Energía Limited y Ecopetrol han venido trabajando en la terminación del contrato de asociación Piedemonte, así como la entrega y recibo de las operaciones que están cubiertas bajo el mismo contrato. Este proceso establece cinco etapas: i) análisis e inicio, ii) planeación, iii) ejecución, iv) entrega y recibo y v) cierre. Al 31 de diciembre de 2019, el proyecto se encuentra en la etapa de entrega y recibo. El siguiente paso es llegar a los acuerdos finales, entregar las operaciones y oficializar el acta de terminación del Contrato, la cual debe ser firmada el 29 de febrero de 2020 y donde se incluirán los acuerdos, indemnidades, cierre de temas, listado de pendientes e inventario de entrega de información.

Movimiento de las inversiones en Asociadas y Negocios conjuntos:

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2019:

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**244,662**	**1,599,674**	**1,844,336**
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	109,538	244,736	354,274
Patrimonio	(174,991)	4,531	(170,460)
Dividendos decretados	(75,674)	(4,192)	(79,866)
Recuperación (impairment)	142	(304,097)	(303,955)
Otros movimientos	1,723,080	(122,337)	1,600,743
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**1,826,757**	**1,418,315**	**3,245,072**

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2018:

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**225,178**	**1,105,282**	**1,330,460**
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	105,908	48,593	154,501
Patrimonio	1,732	125,134	126,866
Dividendos decretados	(86,848)	(3,501)	(90,349)
(Impairment) recuperación	(1,308)	324,166	322,858
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**244,662**	**1,599,674**	**1,844,336**

13.2 Información adicional sobre Compañías asociadas y negocios conjuntos

Detalle de activos, pasivos y resultados de las dos principales inversiones en negocios conjuntos al 31 de diciembre:

	2019		2018	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de situación financiera				
Activo corriente	2,530,453	284,591	2,083,614	354,959
Activo no corriente	106,050	1,481,680	506,133	1,523,549
Total Activo	**2,636,503**	**1,766,271**	**2,589,747**	**1,878,508**
Pasivo corriente	315,002	310,561	550,932	221,606
Pasivo no corriente	63,053	718,863	45,602	885,410
Total Pasivo	**378,055**	**1,029,424**	**596,534**	**1,107,016**
Total Patrimonio	**2,258,448**	**736,847**	**1,993,213**	**771,492**
Otra información complementaria				
Efectivo y equivalente de efectivo	188,820	48,752	185,762	95,592
Pasivos financieros corrientes	-	-	3,176	95,633
Pasivos financieros no corrientes	-	-	-	137,708

	2019		2018	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de pérdidas y ganancias				
Ingresos de actividades ordinarias y otros	1,285,891	529,167	1,490,177	653,054
Costos	(671,179)	(690,484)	(755,656)	(585,192)
Gastos de administración y otros	(624)	(64,115)	29,136	(353,010)
Resultado financiero	(3,660)	(31,288)	(3,659)	(21,227)
Impuesto de renta	(348,477)	208,473	(360,675)	(16,594)
Resultado del ejercicio	261,951	(48,247)	399,323	(322,969)
Otros resultados integrales	1,140,010	-	1,136,725	-
Otra información complementaria				
Depreciación y amortización	404,482	226,654	511,615	243,601

Conciliación entre el patrimonio de las participaciones más significativas y el valor en libros de las inversiones al 31 de diciembre:

	2019		2018	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Patrimonio de la Compañía	**2,258,448**	**736,847**	**1,993,213**	**771,492**
% Participación de Ecopetrol	51%	50%	51%	50%
Participación en patrimonio	1,151,808	368,424	1,016,539	385,746
Mayor valor de la inversión	375,694	341,447	160,758	-
Impairment	(334,823)	(530,330)	-	(4,673)
Valor en libros de la inversión	**1,192,679**	**179,541**	**1,177,297**	**381,073**

14. Propiedades, planta y equipo

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**46,429,815**	**34,349,283**	**4,594,998**	**7,852,278**	**3,984,576**	**2,845,802**	**100,056,752**
Adquisiciones/capitalizaciones	804,570	765,994	2,097,378	243,039	20,098	81,580	4,012,659
Aumento por combinación de negocios (Nota 12)	123,436	1,118,178	44,876	9,062	22,924	20,471	1,338,947
Aumento costos de abandono	148,764	102,402	-	1,248	-	4,337	256,751
Intereses financieros capitalizados (2)	77,627	32,630	12,831	15,800	1,033	2,389	142,310
Diferencia en cambio capitalizada	4,208	1,769	696	857	56	130	7,716
Bajas por retiro o venta	(500,876)	(165,936)	(78,399)	(24,050)	(354)	(71,309)	(840,924)
Ajuste por conversión	244,666	84,357	2,691	10,757	12,869	6,369	361,709
Traslados	618,707	81,970	(445,122)	48,954	13,336	(229,537)	88,308
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**47,950,917**	**36,370,647**	**6,229,949**	**8,157,945**	**4,054,538**	**2,660,232**	**105,424,228**
Depreciación acumulada y pérdidas por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(17,940,862)**	**(14,777,790)**	**(497,441)**	**(3,122,523)**	**(34,302)**	**(913,555)**	**(37,286,473)**
Depreciación del periodo	(1,986,264)	(1,634,783)	-	(326,512)	-	(122,153)	(4,069,712)
Pérdidas por impairment (Nota 17)	519,835	(113,860)	(626,878)	(87,338)	(35,533)	(82,837)	(426,611)
Bajas por retiro o venta	481,384	116,769	-	17,807	-	91,541	707,501
Ajuste por conversión	(103,365)	(36,341)	-	(3,656)	-	(3,323)	(146,685)
Traslados	53,036	(189,105)	9,953	65,968	(10,847)	68,717	(2,278)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(18,976,236)**	**(16,635,110)**	**(1,114,366)**	**(3,456,254)**	**(80,682)**	**(961,610)**	**(41,224,258)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	28,488,953	19,571,493	4,097,557	4,729,755	3,950,274	1,932,247	62,770,279
Saldo neto al 31 de diciembre de 2019	**28,974,681**	**19,735,537**	**5,115,583**	**4,701,691**	**3,973,856**	**1,698,622**	**64,199,970**

(1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre del 2019, incluye principalmente: Modernización de la Refinerías Barranca y Cartagena, Facilidades Castilla y Escalado de Desasfaltado del ICP.
(2) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderada de los costos por préstamos. Ver Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

Garantías:
Los predios de Bioenergy S.A.S. la Esperanza 1 y 2 fueron dados en garantía para obtener financiación para el proyecto (Ver Nota 19.5 – Garantías y covenants)
De acuerdo con el contrato de Leasing de Bioenergy Zona Franca S.A. con Bancolombia para la construcción de la planta industrial, se estableció que la garantía es la misma planta.

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**42,561,894**	**32,000,049**	**3,792,059**	**7,618,586**	**3,839,355**	**2,806,696**	**92,618,639**
Adquisiciones/capitalizaciones	1,151,966	944,797	1,038,371	147,005	14,909	5,881	3,302,929
Aumento costos de abandono	85,580	209,028	-	-	-	-	294,608
Intereses financieros capitalizados (2)	48,351	34,399	14,853	14,350	6,703	5,316	123,972
Diferencia en cambio capitalizada	4,107	2,922	1,262	1,219	569	451	10,530
Bajas por retiro o venta	(135,468)	(112,171)	(14,723)	(11,997)	(9,763)	(56,734)	(340,856)
Ajuste por conversión	2,324,744	849,868	32,585	100,091	124,903	55,983	3,488,174
Traslados (3)	388,641	420,391	(269,409)	(16,976)	7,900	28,209	558,756
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**46,429,815**	**34,349,283**	**4,594,998**	**7,852,278**	**3,984,576**	**2,845,802**	**100,056,752**
Depreciación acumulada y pérdidas por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(14,750,270)**	**(12,461,626)**	**(553,420)**	**(2,668,562)**	**(39,522)**	**(785,420)**	**(31,258,820)**
Depreciación del periodo	(1,993,497)	(1,465,429)	-	(347,510)	-	(123,792)	(3,930,228)
Recuperación (pérdidas) por impairment	(752,534)	(311,080)	55,979	(64,279)	5,220	(16,591)	(1,083,285)
Bajas por retiro o venta	116,225	84,217	2,243	8,996	-	40,957	252,638
Ajuste por conversión	(677,901)	(313,311)	-	(27,782)	-	(23,804)	(1,042,798)
Traslados	117,115	(310,561)	(2,243)	(23,386)	-	(4,905)	(223,980)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(17,940,862)**	**(14,777,790)**	**(497,441)**	**(3,122,523)**	**(34,302)**	**(913,555)**	**(37,286,473)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	27,811,624	19,538,423	3,238,639	4,950,024	3,799,833	2,021,276	61,359,819
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	**28,488,953**	**19,571,493**	**4,097,557**	**4,729,755**	**3,950,274**	**1,932,247**	**62,770,279**

(1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre de 2018, incluye principalmente los trabajos ejecutados en producción por facilidades del campo Castilla, facilidades en Cupiagua, facilidades del piloto de inyección aire en campo Chichimene y recuperación secundaria de Yarigui, y en refinación por el proyecto modernización de Barrancabermeja.

(2) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderado de los costos por préstamos. Ver Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

(3) Corresponde principalmente a traslados por: i) reconocimiento de contratos de arrendamiento financiero, ii) traslados provenientes de recursos naturales y del medio ambiente.

15. Recursos naturales y del medio ambiente

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**53,936,041**	**2,919,146**	**4,806,000**	**61,661,187**
Adquisiciones/capitalizaciones (1)	5,144,295	166,431	4,487,467	9,798,193
Aumento costos de abandono	5,703	1,965,309	(38,835)	1,932,177
Bajas por retiro o venta	(84,052)	(9,253)	(142,127)	(235,432)
Baja en activos exploratorios y pozos secos (2)	17,548	-	(357,819)	(340,271)
Intereses financieros capitalizados (3)	94,995	-	10,834	105,829
Diferencia en cambio capitalizada	5,150	-	587	5,737
Ajuste por conversión	68,793	(3,004)	(112,917)	(47,128)
Traslados	634,093	(1,745)	(290,471)	341,877
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**59,822,566**	**5,036,884**	**8,362,719**	**73,222,169**
Amortización acumulada y pérdidas por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(36,806,667)**	**(1,779,070)**	**-**	**(38,585,737)**
Amortización del periodo	(3,836,479)	(383,360)	-	(4,219,839)
Pérdidas por impairment (Nota 17)	(1,017,061)	-	-	(1,017,061)
Bajas por retiro o venta	83,667	8,511	-	92,178
Ajuste por conversión	(61,862)	(2,256)	-	(64,118)
Traslados	(354,695)	(99)	-	(354,794)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(41,993,097)**	**(2,156,274)**	**-**	**(44,149,371)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	17,129,374	1,140,076	4,806,000	23,075,450
Saldo neto al 31 de diciembre de 2019	**17,829,469**	**2,880,610**	**8,362,719**	**29,072,798**

(1) Las principales capitalizaciones corresponden al desarrollo de activos en la cuenca de Permian.
(2) Incluye pozos secos: 1) Ecopetrol: Tibirita, Provenza 1, La Cira 7000 y Ávila 1 2) Ecopetrol America LLC: Warrior y Molerusa 3) Hocol: Mamey West y Venganza Oeste.
(3) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderado de los costos por préstamos. Ver Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso (1)	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**50,183,858**	**2,215,263**	**4,508,808**	**56,907,929**
Adquisiciones/capitalizaciones	3,579,982	(27,839)	1,499,685	5,051,828
Ajuste al valor razonable de participaciones en operaciones conjuntas (2)	(12,065)	-	-	(12,065)
Aumento costos de abandono	-	733,609	34,063	767,672
Bajas por retiro o venta	(79)	(2,080)	(87,953)	(90,112)
Pozos secos (3)	(1,563)	-	(897,361)	(898,924)
Intereses financieros capitalizados (4)	70,186	-	6,675	76,861
Diferencia en cambio capitalizada	5,961	-	567	6,528
Ajuste por conversión	773,678	24,574	75,203	873,455
Traslados	(663,917)	(24,381)	(333,687)	(1,021,985)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**53,936,041**	**2,919,146**	**4,806,000**	**61,661,187**
Amortización acumulada y pérdidas por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(34,014,963)**	**(1,584,701)**	**-**	**(35,599,664)**
Amortización del periodo	(3,471,803)	(196,286)	-	(3,668,089)
Recuperación (pérdidas) por impairment (Nota 18)	414,208	(106)	-	414,102
Bajas por retiro o venta	79	-	-	79
Ajuste por conversión	(563,229)	(19,080)	-	(582,309)
Traslados	829,041	21,103	-	850,144
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(36,806,667)**	**(1,779,070)**	**-**	**(38,585,737)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	16,168,895	630,562	4,508,808	21,308,265
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	**17,129,374**	**1,140,076**	**4,806,000**	**23,075,450**

(1) El saldo de inversiones petrolíferas en curso, incluye principalmente inversiones realizadas en los proyectos Purple Angel, Tayrona e hidrocarburos no convencionales. En los campos en desarrollo, las más representativas corresponden a Castilla, piloto Chichimene y re sanción CPO09.

(2) Ajuste en el valor de adquisición de la participación de MCX Exploration USA LLC (ver nota 31.3)

(3) Incluye pozos secos: 1) Ecopetrol America LLC: León 2) Hocol: Payero, Bonifacio y Ocelote.

(4) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderado de los costos por préstamos. Ver Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

16. Intangibles

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**1,015,720**	**197,283**	**1,213,003**
Adquisiciones	48,064	120,225	168,289
Bajas por retiro o venta	(114,187)	(1,041)	(115,228)
Ajuste por conversión	3,477	(3,960)	(483)
Traslados	41,525	(27,261)	14,264
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**994,599**	**285,246**	**1,279,845**
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(712,329)**	**(89,927)**	**(802,256)**
Amortización del periodo	(88,044)	(14,982)	(103,026)
Pérdidas (recuperaciones) por deterioro	53	2	55
Bajas por retiro o venta	114,143	1,041	115,184
Ajuste por conversión	(2,333)	(33)	(2,366)
Traslados	(3,707)	(631)	(4,338)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(692,217)**	**(104,530)**	**(796,747)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	303,391	107,356	410,747
Saldo neto al 31 de diciembre de 2019	**302,382**	**180,716**	**483,098**
Vida útil	**< 5 años**	**< 7 años**	

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**960,556**	**168,552**	**1,129,108**
Adquisiciones	69,442	36,227	105,669
Bajas por retiro o venta	(46,007)	(5,643)	(51,650)
Ajuste por conversión	25,339	2,955	28,294
Traslados	6,390	(4,808)	1,582
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**1,015,720**	**197,283**	**1,213,003**
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(665,415)**	**(83,467)**	**(748,882)**
Amortización del periodo	(75,818)	(15,863)	(91,681)
Bajas por retiro o venta	46,004	5,546	51,550
Ajuste por conversión	(20,501)	(184)	(20,685)
Traslados	3,401	4,041	7,442
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(712,329)**	**(89,927)**	**(802,256)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	295,141	85,085	380,226
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	**303,391**	**107,356**	**410,747**
Vida útil	**< 5 años**	**< 7 años**	

(1) Corresponde principalmente a servidumbres.

17. Impairment de activos de largo plazo

De acuerdo a lo mencionado en la Nota 4.12, cada año el Grupo evalúa si existen indicios de impairment de sus activos de largo plazo y unidades generadoras de efectivo (UGEs) o si se requiere la reversión de un gasto por impairment registrado en periodos anteriores.

El impairment de los activos de largo plazo incluye propiedades planta y equipo y recursos naturales, inversiones en compañías, Goodwill y otros activos no corrientes. El Grupo está expuesto a determinados riesgos futuros producto de variaciones en: i) precios del petróleo, ii) márgenes de refinación y de rentabilidad, iii) perfiles de costos, iv) inversión y

mantenimiento, v) monto de las reservas recuperables, vi) riesgo de mercado y país que se reflejan en la tasa de descuento y vii) cambios en la regulación local e internacional, entre otros.

Cualquier cambio en las anteriores variables para calcular el monto recuperable de un activo no corriente puede tener un efecto material en el reconocimiento de pérdidas o recuperación de los cargos por impairment. En los segmentos de negocio del Grupo, las variables altamente sensibles pueden incluir, entre otras: i) en exploración y producción, las variaciones en el precio de los hidrocarburos, ii) en refinación, los cambios en los precios del petróleo crudo y productos, la tasa de descuento, los márgenes de refinación, cambios en la regulación ambiental, la estructura de costos y el nivel de inversiones en activos, y iii) en transporte y logística, los volúmenes transportados y los cambios en tarifas y en regulación.

Con base en las pruebas realizadas por el grupo, se presentan las siguientes recuperaciones (gastos) por impairment de activos de largo plazo:

		Al 31 de diciembre de	
(Gasto) recuperación de impairment por segmento	**2019**	**2018**	**2017**
Exploración y producción	(1,967,179)	807,289	245,611
Refinación y petroquímica	452,163	(984,042)	1,067,965
Transporte y logística	(232,556)	(169,851)	59,455
	(1,747,572)	(346,604)	1,373,031
Reconocido en:			
Propiedades, planta y equipo (Nota 14)	(426,611)	(1,083,285)	977,919
Recursos naturales y del medio ambiente (Nota 15)	(1,017,061)	414,102	376,934
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Nota 13)	(303,955)	322,858	46,834
Otros activos no corrientes	55	(279)	(28,656)
	(1,747,572)	(346,604)	1,373,031

17.1 Exploración y producción

(Gasto) recuperación por tipo de activos de exploración y producción para los años terminados en 2019, 2018 y 2017

		Al 31 de diciembre de	
	2019	**2018**	**2017**
Campos de producción	(1,663,082)	483,122	188,873
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(304,097)	324,166	56,738
Otros activos no corrientes	-	1	-
	(1,967,179)	807,289	245,611

Campos de producción

En 2019, como resultado del actual contexto económico del sector de hidrocarburos, el comportamiento de las variables de mercado, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se generó gasto de impairment en los campos petróleos que operan en Colombia principalmente: Tibú, Casabe, Provincia, Underriver, La Hocha y Andalucía y en el campo en el exterior K2.

En 2018, como resultado de las nuevas variables de mercado, incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se presentó recuperación de impairment reconocido en años anteriores de los campos petróleos que operan en Colombia: Casabe, Provincia, Underriver, Tisquirama y Orito; y en los campos operados en el exterior: Gunflint y K2; y un gasto por impairment principalmente en los campos Tibú y Dina Norte.

En 2017, producto de las nuevas variables de mercado, incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se presentó recuperación de impairment reconocido en años anteriores de los campos petróleos que operan en Colombia CPO09, Casabe y Oripaya; y en los campos operados en el exterior: Gunflitnt, Dalmatian y K2; y un gasto de impairment en los campos Tibú, Underriver, Provincia y Orito, principalmente.

El siguiente es el detalle del (gasto) recuperación por impairment de las unidades generadoras de efectivo relacionas con los campos de producción petroleros por los años terminados al 31 de diciembre:

2019

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos de producción - Colombia			
Recuperación	3,842,819	6,047,345	74,577
Gasto	4,992,462	3,322,284	(1,673,258)
Campos de producción - Exterior			
Recuperación	200,910	539,785	4,391
Gasto	-	-	(68,792)
			(1,663,082)

2018

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos de producción - Colombia			
Recuperación	19,156,326	50,462,080	688,984
Gasto	764,808	405,421	(359,387)
Campos de producción - Exterior			
Recuperación	1,810,618	2,719,086	157,709
Gasto	184,375	180,191	(4,184)
			483,122

2017

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos petroleros en Colombia			
Gasto por impairment	2,172,747	1,588,207	(584,540)
Recuperación por impairment	13,229,212	23,906,828	298,210
Campos operados en el exterior			
Recuperación por impairment	748,510	1,324,010	475,203
			188,873

La agregación de los activos, para identificar las UGEs es consistente con relación al periodo anterior.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores recuperables incluyen:

- El valor razonable menos los costos de disposición de los activos del segmento de exploración y producción fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la gerencia de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda. La jerarquía de valor razonable es nivel 3.

- Balance de reservas de crudo y gas, además de las reservas probadas incluidas en la Nota 33, las reservas probables y posibles también fueron consideradas ajustadas por diferentes factores de riesgo.

- La tasa de descuento en términos reales fue determinada como el costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) y corresponde a un 6.31% (2018: 7.46%).

- Precio de petróleo – Brent: Las proyecciones incluyen USD$55.61/barril para el primer año, USD$54.91/barril para el mediano plazo y USD$70.1/barril para el largo plazo. En 2018, los supuestos realizados tomaron un precio de

USD$81.4/barril para el primer año, USD$67.6/barril promedio para el mediano plazo y USD$71.4/barril a partir de 2030. La proyección de precios internacionales de crudos es realizada por una agencia independiente y especializada en Oil & Gas, la cual tiene en cuenta los actuales escenarios de los acuerdos de cuotas petroleras de la OPEC (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y el impacto de los cambios en especificaciones emitidos por el convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques (Marpol) a partir de 2020 sobre crudos y combustibles con alto contenido de azufre.

Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos, son registradas a través del método de participación. Ecopetrol evalúa si existe alguna evidencia objetiva para determinar si el valor de dichas inversiones se ha deteriorado en el periodo, en especial, aquellas compañías que fueron adquiridas con Goodwill.

Como resultado, Ecopetrol reconoció un (gasto) recuperación por impairment en el valor de sus inversiones en compañías al 31 de diciembre, de la siguiente manera:

	Al 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
Equion Energía Limited	(119,888)	130,822	19,149
Offshore International Group	(184,209)	193,344	37,589
	(304,097)	**324,166**	**56,738**

Los supuestos empleados para determinar el valor recuperable de las compañías evaluadas son los descritos en la sección anterior, excepto por la utilización de una tasa de descuento en términos reales en 2019 para Offshore International Group de 8.50% (2018 – 8.92%).

En 2019, se registró gasto por impairment tanto para Offshore International Group y Equion Energía dadas las variables actuales del mercado, disminución en los precios internacionales, posición conservadora frente a proyectos y aumento en costos.

En 2018, los mercados mostraron mejores condiciones con precios y diferenciales que permitieron mejores valores para el pronóstico de producción de crudo y gas. El desempeño operacional y la evolución técnica han contribuido a fortalecer los flujos de efectivo futuros que, a su vez, aportaron a la recuperación del impairment reconocido en años anteriores para Offshore International Group y Equion Energy.

En 2017, debido a nuevas variables de mercado, nuevas reservas, diferenciales de precios frente a los indicadores de referencia y la información técnica y operativa disponible, hubo una recuperación de impairment reconocido en años anteriores para Offshore International Group y Equion Energy.

17.2 Refinación, petroquímica y biocombustibles

	Al 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
Refinería de Cartagena	911,597	(770,581)	1,434,298
Bioenergy	(234,340)	(213,461)	(92,346)
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	(225,094)	-	(273,987)
	452,163	(984,042)	1,067,965

El siguiente es el detalle de la recuperación (gasto) por impairment de las unidades generadoras de efectivo del segmento de refinación, petroquímica y biocombustibles:

2019

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Refinería de Cartagena	22,292,788	23,204,385	911,597
Bioenergy	575,331	340,991	(234,340)
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	901,517	676,423	(225,094)
			452,163

2018

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Gasto
Refinería de Cartagena	23,411,058	22,640,761	(770,297)
Refinería de Cartagena - Otros activos	-	-	(284)
Bioenergy	774,343	560,882	(213,461)
			(984,042)

2017

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Refinería de Cartagena	20,578,412	22,012,710	1,434,298
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	1,172,773	898,786	(273,987)
Bioenergy	757,741	665,395	(92,346)
			1,067,965

La agregación de los activos, para identificar las UGEs es consistente con relación al periodo anterior.

Refinería de Cartagena

El valor recuperable de la Refinería de Cartagena S.A. (Reficar) se calculó a partir del valor razonable menos costos de disposición, el cual es superior a su valor de uso. El valor razonable menos los costos de disposición, fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la Gerencia del Grupo, los cuales son desarrollados sobre precios de mercado provistos por un tercero, el cual considera variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda de crudos y productos refinados. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados para determinar el valor recuperable incluyeron: i) un margen bruto de refinación determinado con base en el precio del crudo y las perspectivas de precios de los productos proporcionados por un experto externo; ii) una tasa de descuento real de 6.23% (2018 – 6.48%) determinada bajo metodología WACC; iii) condiciones y beneficios actuales, o similares, como usuario industrial de bienes y servicios de zona franca y durante la vigencia de la licencia; iv) nivel de costos y gastos de operación a largo plazo en línea con los estándares internacionales de refinerías de similar configuración y capacidad de conversión, v) volúmenes de cargas de crudo y producción de combustibles, y vi) nivel de inversión continua.

Es relevante mencionar que el negocio de refinación es altamente sensible a la volatilidad de los márgenes y a las variables macroeconómicas implícitas en la determinación de la tasa de descuento, por tanto, cualquier cambio en estos supuestos genera variaciones importantes en el monto de impairment o recuperación calculado.

La recuperación de impairment para 2019, está relacionada principalmente con los cambios macroeconómicos fundamentales que disminuyeron la tasa de descuento utilizada para la valoración de los activos de Reficar, asociados principalmente a la disminución del riesgo y al costo de deuda para la empresa. En conjunto, la gestión operacional y los resultados del 2019 permitieron soportar mejoras operacionales incluidas en la proyección que compensan en alguna medida las afectaciones relacionadas con el impacto que tendrá la regulación MARPOL sobre la proyección de los márgenes de refinados y diferenciales de crudo. Los resultados del 2019 estuvieron demarcados por un mayor conocimiento de las capacidades de la refinería y una eficiente gestión operacional.

El impairment registrado para 2018 está explicado por un marcado ajuste en la expectativas del mercado en relación con el impacto que tendría la implementación de la regulación MARPOL sobre la proyección de márgenes de los productos refinados y el diferencial de crudos livianos y pesados que sirven como materia prima; y cambios macroeconómicos fundamentales que aumentaron la tasa de descuento utilizada para la valoración de los activos de Reficar, asociados principalmente al aumento en la tasa libre de riesgo y mayores primas de riesgo de mercado. Por otro lado, la gestión operacional y los resultados del año permitieron soportar mejoras operacionales incluidas en la proyección que compensan en alguna medida las afectaciones por las variables macroeconómicas.

En 2017, se presentó una recuperación de impairment registrado en periodos anteriores como resultado de: a) una mayor certidumbre en los márgenes de refinación producto de la ratificación de la implementación de Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques (Marpol) a partir de 2020; b) una tasa de descuento más baja; y c) optimizaciones operativas y financieras identificadas como parte de la estabilización de la refinería.

Bioenergy

El valor recuperable de Bioenergy se calculó con base en el valor razonable menos los costos de disposición, el cual es mayor al valor en uso y corresponde a los flujos de caja futuros descontados después de impuesto a las ganancias. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron a) proyección de los precios etanol con base en proyecciones de especialistas del Grupo y b) una tasa de descuento de 6.03% en términos reales (2018 – 6.97%), determinada bajo metodología WACC.

En 2019, se registra un gasto de impairment por $234,340, este valor se generó principalmente por cambios en las variables operativas, cambios en la proyección de los flujos operacionales y necesidad de mayores recursos, principalmente por los resultados de la renovación de cañas de mayor edad. En 2018 y 2017, se presenta una pérdida por impairment originada principalmente por la actualización de las fechas de entrada del proyecto, el proceso de estabilización de la planta industrial y la actualización de variables operativas.

Refinería de Barrancabermeja

Durante 2019, se reconocieron $225,094 por impairment, asociados a los trabajos de ingeniería y PMC para el desarrollo integral del Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, lo anterior considerando el avance en los análisis técnicos de alternativas para el eventual incremento de conversión en la refinería. Una vez reactivado el proyecto, Ecopetrol evaluará nuevamente si cualquier pérdida por impairment reconocida en años anteriores, estaría sujeta a recuperación.

Durante 2018, se evaluó el Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, el cual se encontraba a la fecha suspendido y no se observaron indicios que implicaran el reconocimiento de impairment adicional.

Durante 2017, la Refinería de Barrancabermeja reconoció $273,987 por concepto de impairment, relacionados principalmente con los saldos de la vía Yuma, gestión y cargos financieros capitalizados como parte del proyecto de Modernización de la Refinería, el cual se encuentra actualmente suspendido. Dicha suspensión obedeció a criterios de disciplina de capital definidos para asegurar el crecimiento y la sostenibilidad financiera del Grupo en el contexto adverso que atravesó el sector de hidrocarburos en años anteriores. Este proyecto se encuentra en evaluación dentro del plan estratégico de la Compañía; una vez reactivado el proyecto, cualquier pérdida por impairment reconocida en años anteriores, puede ser sujeta de recuperación.

17.3 Transporte y logística

El valor recuperable de estos activos fue determinado con base en su valor razonable menos costos de disposición, el cual corresponde a los flujos de caja descontados basados en las curvas de producción de hidrocarburos y curvas de transporte de refinados. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron: i) las tarifas reguladas por el Ministerio de Minas y Energía y Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, ii) tasa de descuento real empleada en la valoración fue de 4.88% (2018 – 5.60%) y iii) proyección volumétrica basada en el cierre de volúmenes transportados en 2019 y el balance volumétrico a largo plazo desde el año 2020.

En 2019, se registró un gasto por impairment por $232,556, relacionado principalmente con la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Sur por $106,983, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA), lo cual conlleva a un impairment del 100% del valor en libros y (UGE) Norte por $125,140; lo anterior incluye los activos por arrendamientos reconocidos como derecho de uso por las dos UGE mencionadas anteriormente. Este valor se generó principalmente por una disminución en los volúmenes para determinar la proyección de ingresos y la disminución para capturar eficiencias en costos.

En 2018, el principal impairment registrado fue por $167,917, correspondiente a los sistemas de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Sur, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA) y sus oleoductos aferentes el Oleoducto Mansoyá – Orito (OMO), San Miguel – Orito (OSO), y Churuyaco- Orito (OCHO). Este valor se generó principalmente por una disminución en la proyección del volumen a transportar de los sistemas del sur, y un incremento en la necesidad de inversiones de continuidad para disminuir el riesgo operativo de los sistemas de transporte.

En 2017, se presentó una recuperación de impairment para el segmento de transporte y logística por $59,455 principalmente en el Oleoducto del Sur, que está conformado entre otros, por el Oleoducto Transandino. La recuperación presentada en el año en mención se generó principalmente por un aumento en los flujos del Puerto de Tumaco incluidos en dicha UGE.

18. Goodwill

	A 31 de diciembre de	
	2019	**2018**
Oleoducto Central S.A.	683,496	683,496
Hocol Petroleum Ltd	537,598	537,598
Andean Chemical Limited	127,812	127,812
Esenttia S.A.	108,137	108,137
	1,457,043	**1,457,043**
Menos Impairment Hocol Petroleum Ltd	(537,598)	(537,598)
Total	**919,445**	**919,445**

Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo evaluó el valor en libros del goodwill generado en la adquisición de compañías controladas. El importe recuperable fue determinado con base en el valor razonable menos costos de disposición usando el valor presente de los flujos de caja futuros para cada una de las compañías adquiridas con crédito mercantil. La fuente de información consideró las proyecciones financieras de cada Compañía derivados de los planes de negocios aprobados por la Gerencia, los cuales son desarrollados sobre factores macroeconómicos de largo plazo como la curvas de precios y márgenes y supuestos fundamentales de oferta y demanda. Como resultado del análisis, el Grupo no identificó la necesidad de reconocer impairment sobre el goodwill.

19. Préstamos y financiaciones

En el Anexo 2 se detallan las principales condiciones de los préstamos más significativos del Grupo Empresarial.

19.1 Composición de los préstamos y financiaciones

Saldos de los préstamos y financiaciones, que son registrados a su costo amortizado:

	Tasa de interés*		A 31 de diciembre de	
	2019	2018	2019	2018
Moneda nacional				
Bonos	8.7%	8.0%	1,567,598	1,568,034
Créditos sindicados	8.0%	7.9%	1,115,874	1,439,590
Pasivos por arrendamiento (1)	7.2%		1,039,303	591,153
Créditos comerciales y otros	8.3%	7.6%	737,032	449,998
			4,459,807	**4,048,775**
Moneda extranjera				
Bonos	5.9%	5.7%	25,832,740	25,599,996
Créditos comerciales	7.1%	4.4%	6,586,538	7,352,002
Préstamos partes relacionadas (Nota 30)			1,108,403	855,135
Pasivos por arrendamiento (1)	6.2%		251,651	206,737
			33,779,332	**34,013,870**
			38,239,139	**38,062,645**
Corriente			5,012,173	4,019,927
No corriente			33,226,966	34,042,718
			38,239,139	**38,062,645**

*Tasa de interés efectiva promedio ponderado al cierre de cada periodo

(1) Corresponde principalmente al valor presente de los pagos a ser realizados durante el plazo de los contratos de arrendamiento operativo de oleoductos, tanques, bienes inmuebles y vehículos, reconocidos como resultado de la implementación de la NIIF 16 Arrendamientos. Ver Nota 5.1.

19.2 Perfil de vencimientos

Los siguientes son los vencimientos de los préstamos al 31 de diciembre de 2019:

	Hasta 1 año	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	571,969	403,996	358,976	232,657	1,567,598
Créditos sindicados	361,545	754,329	-	-	1,115,874
Pasivos por arrendamiento	179,448	559,337	235,791	64,727	1,039,303
Otros	218,375	343,049	121,679	53,929	737,032
	1,331,337	**2,060,711**	**716,446**	**351,313**	**4,459,807**
Moneda extranjera					
Bonos	1,386,032	13,873,755	5,574,713	4,998,240	25,832,740
Créditos comerciales	1,129,117	4,163,624	1,253,446	40,351	6,586,538
Pasivos por arrendamiento	57,284	175,962	18,405	-	251,651
Préstamos partes relacionadas	1,108,403	-	-	-	1,108,403
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**3,680,836**	**18,213,341**	**6,846,564**	**5,038,591**	**33,779,332**
	5,012,173	**20,274,052**	**7,563,010**	**5,389,904**	**38,239,139**

Los siguientes son los vencimientos de los préstamos al 31 de diciembre de 2018:

	Hasta 1 año (1)	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	116,693	842,514	362,446	246,381	1,568,034
Créditos sindicados	406,582	1,033,008	-	-	1,439,590
Otros	120,069	491,781	270,920	158,381	1,041,151
	643,344	**2,367,303**	**633,366**	**404,762**	**4,048,775**
Moneda extranjera					
Bonos	1,374,390	10,605,708	8,664,732	4,955,166	25,599,996
Créditos Refinería de Cartagena	1,116,370	4,061,541	2,174,091	-	7,352,002
Otros	885,823	136,574	39,475	-	1,061,872
	3,376,583	**14,803,823**	**10,878,298**	**4,955,166**	**34,013,870**
	4,019,927	**17,171,126**	**11,511,664**	**5,359,928**	**38,062,645**

(1) Incluye créditos de corto plazo y porción corriente de la deuda de largo plazo, según aplique.

19.3 Clasificación según tipo de interés

	Al 31 de diciembre de 2019	2018
Moneda nacional		
Tasa fija	598,802	252,224
Tasa variable	3,861,005	3,796,551
	4,459,807	**4,048,775**
Moneda extranjera		
Tasa fija	31,087,439	31,432,667
Tasa variable	2,691,893	2,581,203
	33,779,332	**34,013,870**
Total préstamos y financiaciones	**38,239,139**	**38,062,645**

Los intereses de los bonos en moneda nacional están indexados al IPC (Índice de Precios al Consumidor) y los créditos bancarios y leasing a tasa variable en pesos colombianos están indexados a la DTF (Depósitos a Término Fijo) e IBR (Indicador Bancario de Referencia), más un diferencial. Los intereses de los préstamos en moneda extranjera se calculan con base en la tasa LIBOR más un diferencial y los intereses de los otros tipos de deuda son a tasa fija.

19.4 Deuda en moneda extranjera designada como instrumento de cobertura

Al 31 de diciembre de 2019, Ecopetrol S.A. tiene designados USD$7,331 millones de la deuda en moneda extranjera como instrumento de cobertura; de los cuales, USD$6,031 millones corresponden a la cobertura de inversiones en compañías con moneda funcional dólar y USD$1,300 millones a la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo. Ver Nota 29 – Gestión de riesgos.

19.5 Garantías y covenants

El financiamiento obtenido por el Grupo en los mercados de capital no tiene garantías otorgadas ni restricciones de convenants financieros.

Existen ciertas garantías y restricciones en los siguientes créditos comerciales nacionales adquiridos por las subsidiarias de Ecopetrol, las cuales se han cumplido al 31 de diciembre del 2019 y 2018 así:

- El crédito adquirido por Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. se encuentra garantizado con los derechos económicos de los contratos de transporte ship or pay firmados con Frontera Energy Colombia Corp. (antes Meta Petroleum Corp.) y contiene algunas restricciones en cuanto a aportes de capital y disposición de activos.

- El crédito sindicado adquirido por Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. establece como requisito que esta subsidiaria mantenga una relación establecida de apalancamiento y solvencia y flujo de caja/servicio a la deuda.

- El crédito adquirido por Bioenergy con Bancolombia se encuentra garantizado con predios denominados La Esperanza 1 y 2 por $6,343.

19.6 Enmienda créditos

A 31 de diciembre se concedieron las siguientes enmiendas de créditos a compañías del Grupo:

- Bancolombia concedió prórroga para los contratos de Leasing 120158 y 148090 de Bioenergy Zona Franca S.A.S. hasta el mes de junio de 2020 considerando la necesidad de gestionar la liquidez de corto plazo de la compañía.

19.7 Valor razonable

El valor razonable de las obligaciones financieras es de $43,261,792 y $38,305,674 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

Para la medición a valor razonable, los bonos en moneda local fueron valorados utilizando los precios de referencia de Precia, mientras que para los bonos denominados en dólares se tomó como fuente Bloomberg. Respecto a las demás obligaciones financieras para las que no existe un referente de mercado se utilizó una técnica de descuento a valor presente. Las tasas de descuento incorporan el riesgo de mercado mediante algún referente (Libor, DTF) y el riesgo de crédito de la Compañía (spread).

19.8 Movimiento de la deuda financiera neta

	Efectivo y equivalentes	Otros activos financieros	Préstamos y financiaciones	Deuda financiera neta
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**7,945,885**	**6,533,725**	**(43,547,835)**	**(29,068,225)**
Flujo de efectivo, neto	(2,040,386)	843,612	11,363,077	10,166,303
Diferencia en cambio				
Registrada en el resultado del periodo	406,245	920,609	(816,840)	510,014
Registrada en el otro resultado integral	-	-	(2,165,569)	(2,165,569)
Costo financiero registrado a proyectos	-	-	(217,891)	(217,891)
(Costo) ingreso financiero reconocido en resultados	-	92,906	(2,399,414)	(2,306,508)
Ajuste por conversión	-	(245,958)	(203,446)	(449,404)
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo	-	2,921	(74,727)	(71,806)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**6,311,744**	**8,147,815**	**(38,062,645)**	**(23,603,086)**
Flujo de efectivo, neto	505,466	(3,117,549)	3,303,303	691,220
Diferencia en cambio				
Registrada en el resultado del periodo	258,548	182,396	(151,518)	289,426
Registrada en el otro resultado integral	-	-	(53,911)	(53,911)
Intereses y diferencia en cambio capitalizada	-	-	(261,592)	(261,592)
Costo financiero reconocido en resultados	-	(18,551)	(1,894,490)	(1,913,041)
Ajuste por conversión	-	(204,441)	(14,627)	(219,068)
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo	-	(10,378)	(1,103,659)	(1,114,037)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**7,075,758**	**4,979,292**	**(38,239,139)**	**(26,184,089)**

20. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Corriente		
Proveedores	8,115,015	6,878,510
Anticipos asociados	925,761	874,010
Retención en la fuente	673,204	246,867
Dividendos por pagar	157,181	84,657
Partes relacionadas (Nota 30)	187,616	116,418
Seguros y reaseguros	136,041	211,883
Acuerdos en contratos de transporte (1)	71,239	210,196
Depósitos recibidos de terceros	39,901	36,655
Acreedores varios	383,288	286,594
	10,689,246	**8,945,790**
No corriente		
Acreedores varios	24,445	30,522
	24,445	**30,522**

(1) Corresponde al valor de la deuda por acuerdos pactados en los contratos de transporte por oleoductos y poliductos, calculados en la compensación volumétrica por calidad y otros acuerdos de manejo de inventarios.

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar es muy cercano a su valor razonable debido a su naturaleza mayoritaria de corto plazo.

21. Provisiones por beneficios a empleados

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Beneficios post-empleo		
Salud	6,908,799	5,507,784
Pensión	2,853,718	1,452,322
Educación	458,441	479,945
Bonos	352,917	331,064
Otros planes	98,729	82,576
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	124,186	137,859
	10,796,790	**7,991,550**
Prestaciones sociales y salarios	587,596	521,802
Otros beneficios a largo plazo	96,678	93,199
	11,481,064	**8,606,551**
Corriente	1,929,087	1,816,882
No corriente	9,551,977	6,789,669
	11,481,064	**8,606,551**

21.1 Movimiento de las obligaciones actuariales

La siguiente tabla muestra el movimiento de los pasivos y activos, netos por beneficios post-empleo y beneficios por terminación al 31 de diciembre:

	Pensión y bonos (1)		Otros		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Pasivos por beneficios post-empleo						
Saldo inicial	**14,131,943**	**14,147,464**	**6,212,118**	**6,105,432**	**20,344,061**	**20,252,896**
Costo del servicio actual	-	-	76,478	77,373	76,478	77,373
Costo del servicio pasado	-	-	-	50,489	-	50,489
Costos por intereses	920,622	888,583	418,553	377,923	1,339,175	1,266,506
(Perdidas) ganancias actuariales	1,755,300	(56,655)	1,273,409	(27,651)	3,028,709	(84,306)
Beneficios pagados	(891,393)	(847,449)	(387,387)	(371,448)	(1,278,780)	(1,218,897)
Saldo final	**15,916,472**	**14,131,943**	**7,593,171**	**6,212,118**	**23,509,643**	**20,344,061**
Activos del plan						
Saldo inicial	**12,348,557**	**12,471,163**	**3,954**	**3,245**	**12,352,511**	**12,474,408**
Rendimiento de los activos	801,065	780,494	217	170	801,282	780,664
Aportes a los fondos	-	-	83,071	371,893	83,071	371,893
Beneficios pagados	(891,393)	(847,449)	(84,243)	(371,448)	(975,636)	(1,218,897)
(Perdidas) ganancias actuariales	451,609	(55,651)	16	94	451,625	(55,557)
Saldo final	**12,709,838**	**12,348,557**	**3,015**	**3,954**	**12,712,853**	**12,352,511**
Pasivo neto	**3,206,634**	**1,783,386**	**7,590,156**	**6,208,164**	**10,796,790**	**7,991,550**

(1) No existe costo por el servicio de pensiones y planes de pensiones, debido a que los beneficiarios fueron retirados al 31 de julio de 2010.

La siguiente tabla muestra el movimiento en los resultados y otros resultados integrales, por los años finalizados al 31 de diciembre:

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Resultado del periodo		
Intereses, neto	537,893	485,842
Costo de servicio actuarial	76,478	77,373
Costo de servicio pasado	-	50,489
Redenciones	10,213	503
	624,584	**614,207**
Otros resultados integrales		
Pensión y bonos	(1,303,693)	1,003
Salud	(1,268,379)	(17,356)
Beneficios plan de retiro voluntario	922	45,509
Pensión y bonos	(34)	93
	(2,571,184)	29,249
Impuesto diferido	771,355	(33,539)
	(1,799,829)	**(4,290)**

21.2 Activos del plan

Los activos del plan están representados por los recursos entregados a Patrimonios Autónomos Pensionales para el pago del pasivo pensional de las obligaciones por mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación está a cargo

de Ecopetrol. La destinación de los recursos de los patrimonios autónomos, así como sus rendimientos, no puede cambiarse de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones.

La siguiente es la composición de los activos del plan por tipo de inversión al 31 de diciembre:

	2019	2018
Títulos emitidos por el Gobierno Nacional	4,301,961	4,307,972
Bonos deuda privada	3,122,630	2,910,071
Otros moneda local	1,899,787	2,219,634
Otros bonos públicos	1,082,815	1,014,663
Otros moneda extranjera	870,859	691,658
Renta variable	823,977	653,828
Otros	610,824	554,685
	12,712,853	**12,352,511**

El 26.6% del saldo de los activos del plan corresponde a nivel 1 de valor razonable y el 73.4 % están bajo nivel de jerarquía 2.

El valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando el precio cotizado en los mercados de activos. La Compañía obtiene estos precios por intermedio de proveedores de datos financieros confiables reconocidos en Colombia o en el extranjero dependiendo de la inversión.

Para los títulos emitidos en moneda local, el valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando la información publicada por Precia. De acuerdo con su metodología, los precios pueden ser calculados a partir de información de mercado del día de valoración o estimados a partir de insumos históricos de acuerdo con los criterios establecidos para el cálculo de cada uno de los tipos de precios.

El precio promedio es calculado principalmente del mercado más representativo de las transacciones llevadas a través de plataformas electrónicas aprobadas y supervisadas por el regulador.

Por otro lado, el precio estimado se calcula para las inversiones que no reflejan la información suficiente para estimar un precio promedio de mercado, replicando los precios cotizados para activos similares o precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa. Este precio estimado también está dado por Precia como resultado de la aplicación de metodologías robustas aprobadas por el regulador financiero y ampliamente utilizado por el sector financiero en Colombia.

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con los patrimonios autónomos:

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
AAA	5,138,279	4,683,190
Nación	4,448,221	4,364,188
AA+	837,009	860,905
BBB-	455,201	426,743
BBB	319,514	193,579
BAA3	219,830	310,788
SP1+	84,933	-
A-1+	78,156	-
BRC1+	68,313	89,211
F1+	56,728	249,361
BBB+	22,113	86,040
A3	17,267	17,075
AA-	16,067	60,382
BAA1	15,538	21,395
AA	6,679	28,367
A	11,841	62,754
Otras calificaciones	30,129	55,768
Sin calificaciones disponibles	887,035	842,765
	12,712,853	**12,352,511**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 27.4.

21.3 Supuestos actuariales

Supuestos actuariales utilizados para determinar el valor presente de la obligación neta por beneficios definidos utilizados para los cálculos actuariales al 31 de diciembre:

2019	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios (1)
Tasa de descuento	5.75%	5.25%	6.00%	5.50%	4.83%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	5.50% / 4.70%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	7.00%	4.00%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

2018	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios (1)
Tasa de descuento	6.75%	6.50%	7.00%	6.75%	5.87%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	5.10% / 4.70%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	7.00%	4.00%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

N/A: No es aplicable para este beneficio

(1) Tasa de descuento promedio ponderada

La tendencia del costo es el incremento proyectado para el año inicial y la tasa incluye la inflación esperada.

La tabla de mortalidad usada para los cálculos fue la tabla de rentistas para hombres y mujeres tomando la experiencia obtenida para el periodo 2005-2008 del Instituto Colombiano de Seguridad Social.

21.4 Perfil de vencimientos de la obligación

Flujos de caja futuros para pago de las obligaciones post-empleo:

Periodo	Pensión y bonos	Otros beneficios	Total
2020	949,034	377,313	1,326,347
2021	967,734	384,233	1,351,967
2022	1,000,730	391,324	1,392,054
2023	1,000,770	401,058	1,401,828
2024	1,038,858	404,691	1,443,549
2025 y ss	5,551,125	2,081,228	7,632,353

21.5 Análisis de sensibilidad de pasivos y activos actuariales

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el valor de la obligación por beneficios definidos, considerando el efecto de posibles cambios sobre las variables del modelo, manteniendo los demás supuestos constantes, al 31 de diciembre de 2019:

	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento					
-50 puntos básicos	15,765,778	1,098,700	7,464,162	478,697	231,732
+50 puntos básicos	14,032,277	1,022,732	6,418,743	440,209	220,426
Tasa de inflación					
-50 puntos básicos	14,045,125	1,021,771	N/A	N/A	125,653
+50 puntos básicos	15,744,316	1,099,381	N/A	N/A	128,775
Tasa de incremento de salarios					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	94,266
+50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	103,434
Tasa tendencia del costo					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	6,425,329	439,471	N/A
+50 puntos básicos	N/A	N/A	7,452,021	478,793	N/A

N/A: No es aplicable para este beneficio.

21.6 Plan de retiro voluntario

La Junta Directiva de Ecopetrol aprobó en octubre de 2019 un plan de retiro voluntario de personal que incluye la desvinculación de empleados a partir de enero de 2020 y hasta diciembre de 2023, mediante 4 modalidades: Cumplimiento del ciclo laboral (pensión), Plan de Retiro A (Renta), Plan de Retiro B (Bonificación) e Indemnización mejorada. Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo no ha reconocido provisión relacionada con este plan, dado que se entenderá como obligación en el momento en que la Compañía ofrezca el plan y cada empleado acepte voluntariamente su retiro acogiéndose a alguna de las modalidades mencionadas.

En agosto de 2016, la Compañía ofreció un plan de retiro voluntario a 200 trabajadores que cumplieran con determinados requisitos. Al 31 de diciembre de 2019, 132 personas se encuentran acogidas a este plan con una obligación asociada de $124,186 (2018 - $137,859). Este plan incluye beneficios de renta mensual, educación y salud hasta que el empleado logre su pensión de jubilación.

21.7 Pasivo pensional fiscal

La siguiente es la comparación entre la obligación por pasivos pensionales (pensiones y bonos) determinada bajo el marco normativo NCIF y el fiscal:

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Pasivo pensional bajo NCIF	15,916,472	14,131,943
Pasivo pensional fiscal	14,219,638	14,226,333
Diferencia	**1,696,834**	**(94,390)**

La diferencia entre el saldo del pasivo pensional bajo NICF y fiscal se genera principalmente por la tasa de descuento, la cual para efectos fiscales es establecida por ley y bajo NCIF calculada según la política contable 4.15 – Beneficios a empleados.

Los supuestos utilizados en cada año fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre de	
Variable (1)	2019	2018
Tasa de interés técnico	4.00%	4.00%
Tasa de descuento nominal	8.07%	9.29%
Tasa de incremento pensional	3.91%	5.09%
Tasa de inflación	3.91%	5.09%
Mortalidad	RV08	RV08

(1) Los supuestos del cálculo actuarial NCIF pueden verse en la Nota 21.3.

22. Provisiones y contingencias

	Costos de abandono y desmantelamiento	Litigios	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**6,719,275**	**127,945**	**906,792**	**7,754,012**
Aumento costos de abandono	2,188,928	-	-	2,188,928
Adiciones	112,486	58,913	90,854	262,253
Utilizaciones	(410,191)	(45,342)	(59,755)	(515,288)
Costo financiero	226,803	-	3	226,806
Ajuste por conversión	(5,240)	79	1,211	(3,950)
Traslados	3,359	(4,166)	6,334	5,527
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**8,835,420**	**137,429**	**945,439**	**9,918,288**
Corriente	589,411	28,662	171,224	789,297
No corriente	8,246,009	108,767	774,215	9,128,991
	8,835,420	**137,429**	**945,439**	**9,918,288**

	Costos de abandono y desmantelamiento	Litigios	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**5,527,324**	**182,966**	**827,159**	**6,537,449**
Aumento costos de abandono	1,062,280	-	-	1,062,280
Adiciones (recuperaciones)	71,015	61,851	174,780	307,646
Utilizaciones	(182,130)	(114,647)	(100,215)	(396,992)
Costo financiero	186,518	-	-	186,518
Ajuste por conversión	54,610	(2,368)	10,983	63,225
Traslados	(342)	143	(5,915)	(6,114)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**6,719,275**	**127,945**	**906,792**	**7,754,012**
Corriente	549,678	88,623	176,108	814,409
No corriente	6,169,597	39,322	730,684	6,939,603
	6,719,275	**127,945**	**906,792**	**7,754,012**

22.1 Costos de abandono y desmantelamiento

El pasivo estimado por costos de abandono corresponde a las obligaciones futuras que tiene el Grupo de restaurar las condiciones ambientales de manera similar a las existentes antes del inicio de proyectos o actividades, de acuerdo a lo descrito en la política *3.5 – Abandono y desmantelamiento de campos y otras facilidades*. Por tratarse de obligaciones a largo plazo, este pasivo se estima proyectando los pagos futuros esperados y descontando a valor presente con una tasa referenciada a las obligaciones financieras del Grupo, teniendo en cuenta la temporalidad y riesgos de esta obligación. Las tasas de descuento utilizadas en la estimación de la obligación al 31 de diciembre de 2019 fueron: Producción 3.01% (2018 – 3.54%), Refinación 3.94% (2018 - 3.84%) y Transporte 2.61% (2018 – 3.69%)

22.2 Litigios

El siguiente cuadro detalla los principales litigios reconocidos en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre, cuyas expectativas de pérdidas son de alta probabilidad y podrían implicar una salida de recursos:

Pretensiones	2019	2018
Provisión en ejecución de contratos	93,992	93,992
Controversia por incumplimiento de contrato con las firmas Consulting Group e Industrial Consulting SAS, con la Refinería de Cartagena y se realizó el pago en el año 2019	-	15,541

22.3 Contingencias ambientales y otros

Corresponde principalmente a contingencias por incidentes ambientales y obligaciones de compensación ambiental e inversión forzosa del 1% por el uso, aprovechamiento o afectación de los recursos naturales impuestas por las autoridades ambientales nacionales, regionales y locales. La inversión forzosa del 1% se genera por el uso del agua tomada directamente de fuentes naturales de acuerdo con lo establecido en la Ley 99 de 1993, artículo 43, el Decreto 1900 de 2006, los Decretos 2099 de 2017 y 075 y 1120 de 2018 y artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 con relación a los proyectos que el Grupo desarrolla en las regiones.

El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, expidió en diciembre de 2016 y en enero de 2017 los Decretos 2099 y 075, mediante los cuales modifica el Decreto Único Reglamentario del sector ambiente y desarrollo sostenible, Decreto 1076 de 2015, en lo relacionado con la inversión forzosa por la utilización del agua tomada directamente de fuentes naturales.

En 2017, los principales cambios que establecieron estos decretos se dieron con relación a las áreas de implementación, líneas de inversión y la base de liquidación de las obligaciones. Igualmente, se definió el 30 de junio de 2017 como fecha máxima para modificar los Planes de Inversión que se encuentran en ejecución. El 30 de junio de 2017, Ecopetrol radicó ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) ciertos planes de inversión del 1% para acogerse a los nuevos decretos, con relación a las líneas de inversión, manteniendo la base de liquidación del Decreto 1900.

Al 31 de diciembre de 2018 la provisión para inversión forzosa del 1% por el uso del agua se estimó con base en los parámetros establecidos en el Decreto 1076 de 2015.

Al 31 de diciembre de 2019 el Grupo culminó la re-certificación de la base de liquidación y el acogimiento al porcentaje de actualización de los valores de inversión del 1%, en cumplimiento del artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 generando una menor provisión de esta obligación.

22.4 Contingencias

Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

Durante julio de 2018, los remitentes que no hacen parte del Grupo Ecopetrol (Frontera Energy Colombia Corp., Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. y Canacol Energy Colombia S.A.S.) (en adelante, los "Remitentes"), enviaron comunicaciones a Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S (en adelante Bicentenario) donde manifestaron pretender dar por terminados de forma anticipada sus respectivos Contratos de Transporte Ship or Pay celebrados en 2012 (los "Contratos de Transporte").

Conforme a lo anterior, esos Remitentes han dejado de cumplir sus obligaciones bajo dichos Contratos de Transporte. Bicentenario rechazó los términos de las comunicaciones señalando que no hay lugar a una terminación anticipada y ha reiterado a los Remitentes que los Contratos de Transporte se encuentran vigentes y que sus obligaciones deben ser oportunamente cumplidas.

Bajo el convencimiento de que los Contratos de Transporte continúan vigentes y que los Remitentes antes mencionados continuaron y continúan incumpliendo sus obligaciones bajo los mismos, Bicentenario constituyó en mora a los Remitentes por el no pago de las cuentas de cobro por concepto del servicio de transporte y ejecutó las cartas de crédito stand by previstas como garantías en los Contratos de Transporte.

Agotadas las etapas de arreglo directo con cada Remitente, Bicentenario retiró las demandas inicialmente presentadas y presentó demandas arbitrales en contra de cada uno de ellos, así: (i) el 12 de noviembre de 2019, Bicentenario demandó a Frontera Energy Colombia Corp. al amparo del pacto arbitral contenido en el Contrato de Transporte; (ii) el 10 de diciembre de 2019, Bicentenario demandó a Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. al amparo del pacto arbitral contenido en el Contrato de Transporte; y (iii) el 26 de diciembre de 2019, Bicentenario demandó a Canacol Energy Colombia S.A.S. al amparo del pacto arbitral contenido en el Contrato de Transporte.

Los tres procesos arbitrales se encuentran en curso.

En paralelo a lo anterior, Bicentenario continuará ejerciendo sus derechos en los términos de los Contratos de Transporte y sus acuerdos relacionados, para garantizar su cumplimiento y reclamar cualquier compensación, indemnización o restitución derivada de la alegada terminación anticipada de dichos contratos, junto con otros incumplimientos.

Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Contratos de transporte Ship or Pay:

Dentro de las cláusulas pactadas en los contratos celebrados con el Grupo Frontera Energy respecto del Oleoducto Caño Limón Coveñas, y en particular la cláusula 13.3 establece que, en caso de suspensión del servicio por causas no imputables a ninguna de las partes, por un período mayor de 180 días calendario continuos, cualquiera de las partes podrá terminar el contrato anticipadamente.

En virtud de lo anterior, el 12 de julio de 2018 CENIT recibió comunicación del Grupo Frontera Energy, en la cual se manifestó la decisión de éste de ejercer la facultad prevista en la cláusula 13.3. de cada uno de los contratos de transporte celebrados respecto del Oleoducto Caño Limón – Coveñas, con el propósito de darlos por terminados anticipadamente. Con relación a lo anterior, CENIT emitió la comunicación CEN-PRE-3451-2018-E de fecha 17 de Julio 2018 en la que se manifiesta que no se ha configurado el supuesto de hecho previsto en la cláusula 13.3 de los contratos en mención, para que el Grupo Frontera Energy tenga la potestad contractual de decidir su terminación anticipada.

En la misma comunicación CENIT manifestó la intención de continuar facturando y cobrando los servicios de transporte establecidos en los contratos mencionados, considerando que los mismos siguen vigentes por lo que Frontera debe cumplir con las obligaciones asumidas en cada uno de ellos.

En el año 2019 CENIT evaluó el reconocimiento de ingresos de acuerdo con los criterios contenidos en la IFRS 15, determinando que no es posible reconocer contablemente los ingresos asociados a este contrato por $163,852, sin perjuicio de lo anterior, subsisten los derechos y obligaciones contractuales y por ende la controversia con el Grupo Frontera Energy.

Al 31 de diciembre de 2019 los valores adeudados por el Grupo Frontera Energy en relación con el caso descrito anteriormente ascienden a $334,582.

22.5 Detalle de los pasivos contingentes

El siguiente es un resumen de los pasivos contingentes no reconocidos en el estado de situación financiera separado, cuya valoración cualitativa está definida como eventual:

	2019		2018	
Tipo de proceso	Cantidad de procesos	Pretensiones	Cantidad de procesos	Pretensiones
Acción constitucional	14	1,092,228	13	1,075,965
Administrativo ordinario	160	780,150	149	701,080
Laboral ordinario	593	49,055	652	76,744
Civil ordinario	52	16,269	54	15,875
Arbitramento	-	-	1	10,608
Laboral especial	13	720	14	1,056
Penal	1	595	1	-
Administrativo ejecutivo	1	28	2	40
Tutela	112	10	105	-
Civil ejecutivo	1	-	2	1,281
	947	**1,939,055**	**993**	**1,882,649**

22.6 Detalle de activos contingentes

A continuación se presenta un resumen de los activos contingentes, cuya entrada de beneficios económicos a la Compañía es probable, pero no prácticamente cierta:

	2019		2018	
Tipo de proceso	Cantidad de procesos	Pretensiones	Cantidad de procesos	Pretensiones
Administrativo ordinario	35	373,555	47	229,935
Civil ordinario	75	86,363	40	12,101
Arbitramento	1	67,232	1	261,754
Penal	156	60,177	189	58,481
Civil ejecutivo	61	4,912	65	3,569
Administrativo ejecutivo	11	4,028	15	4,286
Laboral ordinario	50	3,295	51	6,086
Laboral especial	57	307	59	320
Tutela	4	-	6	-
	450	**599,869**	**473**	**576,532**

Refinería de Cartagena S.A.

El 8 de marzo de 2016, Reficar presentó una solicitud de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional en contra de las sociedades Chicago Bridge & Iron Company N.V., CB&I (UK) Limited y CBI Colombiana S.A. (colectivamente, "CB&I"), relacionada con los incumplimientos de los contratos de ingeniería, procura y construcción celebrados por Reficar y CB&I para la ampliación y modernización de la Refinería de Cartagena, ubicada en Cartagena, Colombia. En su solicitud de Arbitraje, Reficar reclama no menos de USD $2 mil millones a CB&I.

El 25 de mayo de 2016, CB&I presentó su respuesta a la Solicitud de Arbitraje y la versión preliminar de su contrademanda contra Reficar, la cual ascienda a un valor aproximado de USD $213 millones. El 27 junio de 2016, Reficar contestó la contrademanda de CB&I, oponiéndose a todas las pretensiones de CB&I.

El 28 de abril de 2017, Reficar presentó su demanda no detallada y, en la misma fecha, CB&I presentó su contrademanda no detallada, reclamando una suma de aproximadamente USD $116 millones y $387,558 millones, incluyendo USD $ 70 millones de una carta de crédito de cumplimiento. Posteriormente, el 16 de marzo de 2018, CB&I presentó su contrademanda detallada, actualizando el valor reclamado a las sumas de USD $129 millones y $432,303 millones, incluyendo intereses. En esta misma fecha, Reficar presentó su demanda detallada, en la cual reclama, entre otras pretensiones, la suma aproximada de USD $ 139 millones por concepto de facturas pagadas provisionalmente en el marco de los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC.

El 28 de junio de 2019, Chicago Bridge and Iron Company (CB&I) presentó respuesta a la defensa no detallada de Reficar por la demanda de reconvención, actualizando el valor de su reclamación aproximadamente USD $137 millones y $503,241 millones, incluyendo intereses. Asimismo, CB&I presentó su defensa detallada a la demanda de Reficar.

Reficar presentó defensa detallada a la contrademanda de CB&I y su respuesta al memorial de defensa no detallado de CB&I, actualizando su reclamación por concepto de facturas pagadas provisionalmente en el marco de los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC a aproximadamente USD$ 137 millones.

El Tribunal Arbitral está en proceso de definir la fecha en que iniciarán las audiencias en 2020 y, luego de la audiencia, el Tribunal analizará los argumentos de las partes para definir la fecha en la que emitirá el Laudo Arbitral. Hasta el momento en que se profiera el Laudo, el resultado del arbitraje es incierto.

En posible relación con esta materia, a 31 de diciembre de 2019 existe un saldo de USD $122 millones aproximadamente, en facturas pagadas por Reficar a CB&I, bajo los Acuerdos PIP y MOA del contrato EPC, cuyos soportes suministrados hasta la fecha por CB&I no cuentan con la aceptación de AMEC Foster Wheeler – PCIB.

En enero de 2020, McDermott International Inc., matriz de CB&I se declaró en quiebra y anunció que iniciará una reorganización a instancias del Capítulo 11 de la legislación de Estados Unidos. Ante esta situación, Refinería de Cartagena ha adelantado acciones para proteger sus intereses y cuenta con un grupo de expertos con quienes continuará evaluando otras medidas que pueda adoptar ante esta nueva circunstancia.

22.7 Investigaciones de entes de control

Refinería de Cartagena S.A.S.

FISCALIA GENERAL DE LA NACIÓN (FGN):

A la fecha se adelantan 3 procesos penales derivados de los hechos relacionados con el proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena.

Proceso 1 – No. 110016000101201600023 - MOA - PIP y EPC

Este proceso se adelanta en contra de algunos antiguos miembros de Junta Directiva de Reficar, antiguos trabajadores de Reficar, trabajadores de Chicago Bridge and Iron Company (CB&I) y el Revisor Fiscal de Reficar entre los años 2013 y 2015; por los delitos de interés indebido en la celebración de contratos, peculado por apropiación en favor de terceros, enriquecimiento ilícito de particulares en favor de terceros y falsedad ideológica en documento público.

El 31 de mayo de 2018, se dio inicio a la respectiva Audiencia de Formulación de Acusación, que continuó el 29 de noviembre de 2018, momento para el cual la FGN adicionó el escrito de acusación y se le solicitaron aclaraciones al mismo, para lo cual se suspendió la diligencia.

El 28 de enero de 2019 se reanudó la audiencia, la FGN realizó las aclaraciones que consideró pertinentes, los acusados interpusieron nulidad del proceso que fue negada por la juez de conocimiento y, el 1 de febrero de 2019, interpusieron recurso de apelación contra esta decisión, recurso que fue concedido en efecto suspensivo ante el Tribunal Superior de Bogotá. El día 7 de junio de 2019, la Sala Penal del Tribunal Superior de Bogotá decidió negar la solicitud de declaratoria de nulidad presentada en la audiencia de acusación.

El 22 de agosto de 2019 finalizó la audiencia de acusación y se reconoció oficialmente como víctimas a Reficar y Ecopetrol S.A.

El 25 de noviembre de 2019 se instaló la audiencia preparatoria de juicio y se agendó la continuación de la misma para los días 27 al 30 de abril del 2020.

Proceso 2 - No. 110016000101201800132 Línea de Negocio

Los días 22 y 23 de octubre de 2018 ante el Juzgado 24 Penal Municipal con Función de Garantías se llevó a cabo la Audiencia de Imputación por delitos de administración desleal agravada en concurso heterogéneo con obtención de documento público falso contra ex miembros de Junta Directiva de Reficar y un funcionario de Reficar. “Reficar actúa en ambas investigaciones en calidad de víctima”.

El 23, 25 y 31 de octubre de 2018 se llevó a cabo la Audiencia de Medidas de Aseguramiento en la cual la FGN solicitó para algunos de los imputados: (i) Prohibición de salir del país, (ii) Presentaciones periódicas ante autoridad, y (iii) Obligación de guardar buena conducta. Sin embargo, el juez se abstuvo de decretar la medida de aseguramiento por considerar que no hay suficientes elementos de juicio que soporten la necesidad de las medidas solicitadas. Contra la decisión del juez 24, la FGN interpuso recurso de apelación que fue resuelto el 20 de febrero de 2019 por el Juez 50 Penal del Circuito, confirmando la decisión de primera instancia y negando las mencionadas medidas.

El 19 de junio de 2019, se presentó escrito de acusación por parte del Fiscal 110 Especializado. El 5 de agosto de 2019, se

llevó a cabo la audiencia de acusación ante el Juzgado 34 Penal del Circuito de Conocimiento.

El 18 de noviembre de 2019 se instaló la audiencia preparatoria de juicio, la cual fue suspendida y programada del 2 al 6 de marzo de 2020.

Proceso 3 – No. 110016000101201800134 – Celebración Contrato PMC - Foster Wheeler

El 12 de junio de 2019 se llevó a cabo audiencia de imputación ante el Juzgado 21 Penal de Control de Garantías, en contra de dos ex presidentes de Reficar por el delito de celebración de contrato sin requisitos legales, por haber celebrado el Contrato PMC con el Joint Venture conformado por Foster Wheeler USA Corporation y Process Consultants Inc. de manera directa y no mediante un proceso de selección con pluralidad de oferentes.

El 6 de septiembre de 2019 la FGN presentó el escrito de acusación, el 27 de enero de 2020 se llevó a cabo la audiencia de acusación y se programó la audiencia preparatorio del juicio para el 11 y 24 de marzo de 2020.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (CGR)

Auditoría Financiera para la vigencia 2018

La CGR, el 20 de mayo de 2019, radicó en Reficar el Informe Final de Auditoría Financiera para la vigencia 2018. Reficar le solicitó al Contralor General de la República en ejercicio de la facultad que le fue conferida en el numeral 12 del artículo 51 del Decreto Ley 267 de 2000 revisar el mencionado informe y relacionó las motivaciones de la inconformidad; sin embargo, la solicitud no fue acogida.

Auditoría Financiera para la vigencia 2017

El 2 de octubre de 2018, Reficar presentó ante el Consejo de Estado, demanda contencioso-administrativa, en ejercicio del medio de control de nulidad y restablecimiento del derecho en contra del Informe Final de Auditoria Financiera para la vigencia 2017. El 29 de agosto de 2019 el Juez rechazó la demanda por considerar que el informe final de Auditoría es un acto de trámite.

Al respecto, Reficar mediante apoderado judicial presentó recurso de súplica, el cual fue resuelto el 5 de diciembre de 2019 por la Sección Primera, Sala de los Contencioso Administrativa del Consejo de Estado, confirmando el auto que rechazó la demanda.

Proceso de Responsabilidad Fiscal

Mediante Auto No. 773 del 5 de junio de 2018, la CGR dictó auto de archivo e imputación de responsabilidad fiscal dentro del proceso No. PRF-2017-00309_UCC-PRF-005-2017 e imputó responsabilidad a:

Nueve (9) anteriores miembros de la Junta Directiva de Reficar,
Cinco (5) antiguos trabajadores de Reficar (iii) un (1) actual trabajador de Ecopetrol,
Cinco (5) Compañías Contratistas que hicieron parte del proyecto de expansión y modernización de la refinería de Cartagena y,
Cinco (5) Compañías aseguradoras, en calidad de tercero civilmente responsable.

Actualmente la CGR se encuentra practicando las pruebas solicitadas por los sujetos imputados, dentro de los descargos presentados por ellos.

PROCURADURÍA GENERAL DE LA NACIÓN

Se tiene conocimiento de nueve (9) actuaciones disciplinarias adelantadas Procuraduría General de la Nación, cuatro (4) de ellas relacionadas con el Proyecto.

De estas nueve (9) actuaciones, ocho (8) se encuentran en etapas de carácter reservado y una (1) cuenta con información pública.

La investigación cuya información es pública, se adelanta en contra de antiguos funcionarios y miembros de Junta Directiva de Reficar y actualmente se surte la práctica de pruebas de descargos.

La Compañía está cooperando con todos los entes de control y ha dado respuesta de todos los requerimientos de información que han presentado a la fecha.

Dado lo anterior, el Grupo no está en condiciones de pronosticar el resultado de estas investigaciones; como tampoco le es posible evaluar la probabilidad de alguna consecuencia que pueda impactar los estados financieros, tales como provisiones adicionales, multas o desconocimientos de deducciones fiscales que afecten los montos de impuestos diferidos activos, máxime que estas consecuencias no son propias de este tipo de procesos.

A la fecha de este reporte, los estados financieros continúan revelando de manera adecuada la situación financiera y operacional del Grupo en todos los aspectos materiales y sus controles internos se mantienen vigentes.

23. Patrimonio

23.1 Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es $36,540,000 dividido en 60,000,000,000 de acciones nominativas ordinarias, de las cuales se han suscrito 41,116,694,690 acciones representadas en un 11.51% (4,731,906,273 acciones) en personas naturales y jurídicas no estatales y 88.49% (36,384,788,417 acciones) en accionistas correspondientes a entidades estatales. El valor de las acciones en reserva asciende a $11,499,933 conformada por 18,883,305,310 acciones. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el capital suscrito y pagado ascendía a $25,040,067. No existe dilución potencial de acciones.

23.2 Prima en colocación de acciones

Corresponde, principalmente, a: (i) exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el 2007 por $4,457,997, (ii) exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por $2,118,468. (iii) $31,377, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio, y (iv) prima en colocación de acciones por cobrar $(143).

23.3 Reservas patrimoniales

La siguiente es la composición de las reservas al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	A 31 de diciembre de	
	2019	**2018**
Reserva legal	3,243,832	2,088,192
Reservas fiscales y obligatorias	509,082	509,081
Reservas ocasionales	31,744	2,541,622
Total	**3,784,658**	**5,138,895**

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Saldo inicial	5,138,895	2,177,869
Liberación de reservas	(3,050,703)	(751,718)
Apropiación de reservas	5,355,852	3,712,744
Dividendos decretados	(3,659,386)	-
Saldo final	**3,784,658**	**5,138,895**

23.4 Utilidades acumuladas y dividendos

El Grupo distribuye dividendos con base en los estados financieros anuales separados de Ecopetrol S.A., preparados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF).

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas, realizada el día 29 de marzo de 2019, aprobó el proyecto de distribución de utilidades sobre el ejercicio 2018 y definió distribuir dividendos por $9,251,256 (2018 - $3,659,386). Igualmente, la Asamblea Extraordinaria realizada el 16 de diciembre de 2019, aprobó la modificación de la destinación de la reserva ocasional autorizada el 29 de marzo de 2019 con el fin de distribuir un dividendo extraordinario de $3,659,386. El 100% de los dividendos fueron pagados durante el año.

23.5 Otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A.

La siguiente es la composición de los otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de la controlante, netos de impuesto de renta diferido:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Diferencia en cambio en conversiones	10,481,512	10,643,205
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(535,163)	(1,203,460)
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(1,130,583)	(1,069,316)
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido	(2,357,210)	(557,381)
Coberturas flujo de efectivo instrumentos derivados	3,689	(30,962)
Otros	1,899	-
	6,464,144	**7,782,086**

23.6 Utilidad básica por acción

	A 31 de diciembre de 2019	2018	2017
Utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas	13,251,483	11,556,405	6,620,412
Promedio ponderado de acciones en circulación	41,116,694,690	41,116,694,690	41,116,694,690
Ganancia (pérdida) neta básica y diluida por acción (pesos)	**322.3**	**281.1**	**161.0**

24. Ingresos de actividades ordinarias

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Ventas nacionales			
Destilados medios	13,541,756	11,586,192	9,590,326
Gasolinas y turbocombustibles	9,373,030	7,952,852	6,990,187
Servicios	4,138,455	3,531,404	3,589,553
Gas natural	2,305,543	1,885,846	1,815,754
Plástico y caucho	760,301	822,367	833,982
Asfaltos	544,200	335,426	275,803
G.L.P. y propano	372,916	574,639	509,619
Crudos	356,857	550,479	909,871
Aromáticos	228,552	282,545	217,418
Polietileno	190,133	268,200	167,348
Combustóleo	97,907	509,482	354,058
Otros ingresos contratos gas (1)	102,845	156,031	188,195
Otros productos	507,336	731,604	564,025
	32,519,831	**29,187,067**	**26,006,139**
Reconocimiento diferencial precios (2)	1,785,277	3,835,533	2,229,953
	34,305,108	**33,022,600**	**28,236,092**
Ventas al exterior			
Crudos	28,523,596	26,898,737	21,479,063
Diesel	4,391,798	3,050,839	1,213,740
Combustóleo	1,870,929	2,053,594	1,982,408
Plástico y caucho	1,200,668	1,268,582	1,169,101
Gasolinas y turbocombustibles	1,085,392	1,782,194	1,223,994
Gas natural	27,255	27,899	32,303
G.L.P. y propano	13,591	20,212	15,631
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 29.3)	(1,028,516)	(655,533)	(583,232)
Otros productos	456,948	350,811	441,124
	36,541,661	**34,797,335**	**26,974,132**
	70,846,769	**67,819,935**	**55,210,224**

(1) Corresponde al ingreso facturado sobre la participación en las utilidades de las ventas de gas, en el marco del acuerdo suscrito entre Ecopetrol y Chevron en 2004, para la extensión del contrato de asociación para la explotación de gas en la Guajira.

(2) Corresponde a la aplicación del Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo).

Ventas por zona geográfica

	2019	%	2018	%	2017	%
Colombia	34,305,108	48.4%	33,022,600	48.7%	28,236,092	51.1%
Estados Unidos	17,094,786	24.1%	14,765,674	21.8%	12,532,932	22.7%
Asia	13,235,475	18.7%	12,271,225	18.1%	6,136,796	11.1%
Centro América y el Caribe	3,436,823	4.9%	4,449,033	6.6%	6,070,565	11.0%
Sur América y otros	1,494,116	2.1%	2,184,101	3.2%	1,203,222	2.2%
Europa	1,280,461	1.8%	1,127,302	1.7%	1,030,617	1.9%
Total	**70,846,769**	**100%**	**67,819,935**	**100%**	**55,210,224**	**100%**

Concentración de clientes

Durante el 2019, Organización Terpel S.A. representó el 16% de total de las ventas del periodo (2018 – 14.0% y 2017 – 14.3%); ningún otro cliente tiene más del 10% del total de ventas. No existe riesgo de que se afecte la situación financiera del Grupo por una potencial pérdida del cliente. La relación comercial con este cliente es la venta de productos refinados y el servicio de transporte.

25. Costo de ventas

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Costos variables			
Productos importados (1)	12,639,710	11,809,529	11,637,419
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	5,508,454	5,049,666	5,750,334
Compras de crudo asociación y concesión	5,466,496	3,820,746	2,240,704
Compras de hidrocarburos-ANH(2)	5,437,177	5,667,567	4,338,576
Materiales de proceso	1,016,617	968,884	889,122
Energía eléctrica	829,543	662,297	561,424
Servicios de transporte de hidrocarburos	821,654	696,964	665,714
Regalías de gas en dinero	788,924	441,207	449,959
Compras de otros productos y gas	584,507	632,509	488,056
Servicios contratados asociación	267,778	260,207	195,689
Inventario inicial menos final y otras asignaciones (3)	(676,269)	(186,087)	(663,915)
	32,684,591	**29,823,489**	**26,553,082**
Costos fijos			
Depreciaciones y amortizaciones	2,781,446	2,555,176	2,366,849
Mantenimiento	2,497,002	2,260,984	2,038,970
Costos laborales	2,316,567	2,105,803	1,815,213
Servicios contratados	1,841,009	1,796,354	1,414,056
Servicios contratados asociación	1,211,510	1,040,221	1,008,336
Materiales y suministros de operación	574,678	565,601	468,205
Impuestos y contribuciones	516,933	393,690	343,505
Servicios de transporte de hidrocarburos	268,572	261,237	333,671
Costos generales	265,200	366,972	551,587
	12,272,917	**11,346,038**	**10,340,392**
	44,957,508	**41,169,527**	**36,893,474**

(1) Los productos importados corresponden principalmente a ACPM y diluyente para facilitar el transporte de crudo pesado.

(2) Corresponde a las compras de crudo de regalías que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), derivadas de la producción nacional.

(3) Corresponde principalmente a: i) capitalización de costos a los inventarios, producto del proceso de costeo, ii) medición al valor Neto de Realización (VNR) y iii) los préstamos de inventarios por transporte.

26. Gastos de administración, operación y proyectos

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Gastos de administración			
Gastos generales	1,140,975	911,645	723,341
Gastos laborales	759,324	662,258	624,424
Depreciaciones y amortizaciones	202,547	40,838	53,796
Impuestos (1)	48,753	39,117	362,963
	2,151,599	**1,653,858**	**1,764,524**
Gastos de operación y proyectos			
Gastos de exploración	763,452	1,387,379	1,341,940
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	558,370	466,862	471,657
Impuestos	483,330	433,506	324,223
Gastos laborales	402,531	316,386	310,947
Cuota de fiscalización	94,785	98,794	63,470
Depreciaciones y amortizaciones	75,484	44,318	95,516
Mantenimientos	56,333	50,846	122,273
Diversos	197,469	105,041	196,039
	2,631,754	**2,903,132**	**2,926,065**

(1) Incluye principalmente el reconocimiento del impuesto a la riqueza. Ver nota 10 – Impuestos.

27. Otros (gastos) ingresos operacionales, netos

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
(Gasto) por provisiones	(98,020)	(68,398)	(72,408)
(Gasto) por impairment de activos de corto plazo	(90,441)	(105,692)	(68,800)
(Pérdida) utilidad en adquisición de participaciones (1)	1,048,924	(12,065)	451,095
(Pérdida) utilidad en venta de activos	(148,021)	(93,601)	40,227
Gasto disponibilidad gasoductos contratos BOMT's (2)	-	-	(72,318)
Otros ingresos	344,354	244,301	227,607
	1,056,796	**(35,455)**	**505,403**

(1) Corresponde a la utilidad por la combinación de negocios realizada de Invercolsa S.A. (ver Nota 12)

(2) Corresponde a los servicios facturados con relación al contrato BOMT's para la construcción, operación, mantenimiento y transferencia de gasoductos con Transgas, este contrato finalizó en agosto de 2017.

28. Resultado financiero

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Ingresos financieros			
Resultados provenientes de activos financieros	975,245	745,571	739,148
Rendimientos e intereses	481,674	383,624	405,562
Utilidad en valoración de derivados	-	368	13,236
Dividendos (1)	117,260	-	-
Otros ingresos financieros	49,157	-	1,410
	1,623,336	**1,129,563**	**1,159,356**
Gastos financieros			
Intereses (2)	(1,894,490)	(2,399,414)	(2,385,994)
Costo financiero de otros pasivos (3)	(757,509)	(668,782)	(753,047)
Resultados provenientes de activos financieros	(638,767)	(381,445)	(481,308)
Otros gastos financieros	(43,703)	(62,173)	(45,041)
	(3,334,469)	**(3,511,814)**	**(3,665,390)**
Ganancia por diferencia en cambio, neta	**40,639**	**372,223**	**5,514**
	(1,670,494)	**(2,010,028)**	**(2,500,520)**

(1) En el año 2007, Arrendadora Financiera Internacional Bolivariana (AFIB) y Ecopetrol S.A. suscribieron un acuerdo, mediante el cual se constituyó un encargo fiduciario, en el que se depositaron los dividendos correspondientes al 8.53% de la participación en disputa respecto a las acciones de Invercolsa adquiridas en su momento por Fernando Londoño. En 2019, como resultado del fallo de la Corte Suprema de Justicia, Ecopetrol recibió el monto de los dividendos que se encontraban en la fiducia. Ver Nota 12 – Combinaciones de negocios.

(2) Al 31 de diciembre se capitalizaron intereses en recursos naturales y propiedad, planta y equipo por $248,139 (2018 - $200,833 y 2017 - $191,651).

(3) Incluye el gasto financiero de la obligación de abandono de activos y los pasivos por beneficios post-empleo.

29. Gestión de riesgos

29.1 Riesgo de tipo de cambio

El Grupo opera principalmente en Colombia y realiza ventas en el mercado local e internacional, por tal razón, está expuesto al riesgo de tipo de cambio. El impacto de las fluctuaciones en las tasas de cambio, especialmente la tasa de cambio peso/dólar de los Estados Unidos, ha sido material.

El peso colombiano se apreció 0.8%, al pasar de una tasa de cierre al 31 de diciembre de 2018 de $3,249.75 a $3,277.14 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2019.

Cuando el peso colombiano se aprecia, los ingresos por exportaciones, al ser convertidos a pesos disminuyen y las importaciones y servicio de la deuda externa se tornan menos costosos.

El saldo de los activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera se presenta en la siguiente tabla:

(Millones de USD)	A 31 de diciembre de 2019	2018
Efectivo y equivalentes de efectivo	114	514
Otros activos financieros	1,468	2,138
Cuentas comerciales por cobrar y por pagar, neto	81	(202)
Préstamos y financiaciones	(9,429)	(9,689)
Otros activos y pasivos, neto	64	63
Posición pasiva neta	**(7,702)**	**(7,176)**

Del total de la posición neta, USD$(7,769) millones corresponden a pasivos netos de compañías con moneda funcional peso colombiano, de los cuales USD$(7,331) corresponden a préstamos utilizados como instrumentos de cobertura cuya valoración es reconocida en otros resultados integrales, la valoración por diferencia en cambio de los restantes activos netos por USD$(438) millones afectan el estado de ganancias y pérdidas. Así mismo USD$67 millones de la posición neta corresponden a activos y pasivos monetarios de compañías del Grupo con moneda funcional diferente del peso colombiano, cuya valoración es reconocida en el estado de ganancias y pérdidas.

29.2 Análisis de sensibilidad para riesgo de tipo de cambio

El siguiente es el efecto que tendría una variación del 1% y 5% en tipo de cambio de pesos colombianos frente al dólar de los Estados Unidos, relacionado con la exposición de activos y pasivos financieros en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2019:

Escenario/ Variación en la TRM	Efecto en resultados antes de impuestos (+/-)	Efecto en otros resultados integrales (+/-)
1%	(12,158)	(240,247)
5%	(60,791)	(1,201,236)

29.3 Cobertura contable de flujo de efectivo para futuras exportaciones

Con el objetivo de expresar en los estados financieros el efecto de la cobertura existente entre exportaciones y endeudamiento, entendiendo que el riesgo por tasa de cambio se materializa cuando se realizan las exportaciones, el 30 de septiembre de 2015, la Junta Directiva designó la suma de USD$5,440 millones de la deuda de Ecopetrol como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros por exportación de crudo, para el periodo 2015 – 2023, de acuerdo con NIIF 9 – Instrumentos financieros.

De acuerdo con la Resolución 509 de 2015 de la Contaduría General de la Nación, esta política contable de reconocimiento de coberturas fue adoptada por Ecopetrol a partir del 1 de enero del 2015.

A continuación, se presenta el movimiento de este instrumento de cobertura no derivado:

(Millones de USD)	A 31 de diciembre de 2019	2018
Saldo inicial	**1,300**	**3,332**
Reasignación de instrumentos de cobertura	5,551	3,366
Realización de las exportaciones	(5,551)	(3,366)
Amortización del principal (1)	-	(2,032)
Saldo final	**1,300**	**1,300**

(1) El 27 de diciembre de 2018, Ecopetrol S.A. pagó anticipadamente la totalidad del bono internacional a 10 años emitido en 2009, cuyo valor nominal era de USD$1,500 millones.

El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral durante cada año:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Saldo inicial	**1,203,460**	**1,149,865**
Diferencia en cambio	35,608	704,871
Realización de exportaciones (Nota 24)	(1,028,516)	(655,533)
Inefectividad	(5,173)	(35,270)
Impuesto de renta diferido	329,784	39,527
Saldo final	**535,163**	**1,203,460**

La reclasificación esperada de la diferencia en cambio acumulada en el otro resultado integral al estado de ganancias o pérdidas tomando un tipo de cambio de $3,277,14, es la siguiente:

Año	Antes de impuestos	Impuestos	Después de impuestos
2020	247,818	(79,302)	168,516
2021	190,373	(59,016)	131,357
2022	190,373	(57,112)	133,261
2023	145,754	(43,725)	102,029
	774,318	**(239,155)**	**535,163**

29.4 Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero

La Junta Directiva aprobó la aplicación de contabilidad de coberturas de inversión neta a partir del 8 de junio de 2016. La medida busca disminuir la volatilidad del resultado no operacional por efecto de la diferencia en cambio. La cobertura de inversión neta se aplicará a una porción de las inversiones que Ecopetrol S.A. tiene en moneda extranjera, en este caso a las inversiones en filiales con moneda funcional dólar y tiene como instrumento de cobertura una porción de la deuda denominada en dólares.

Ecopetrol designó como partida cubierta las inversiones netas en Ocensa, Ecopetrol América Inc., Hocol Petroleum Ltd. (HPL) y Reficar y como instrumento de cobertura una porción de su deuda denominada en dólares estadounidenses, en un monto total equivalente a USD $5,200 millones.

Al 30 de noviembre de 2019, se realizó la ampliación de esta cobertura por USD $930 millones designando la inversión neta

en Ecopetrol Permian LLC. El saldo del instrumento de cobertura al 31 de diciembre de 2019 es USD $831 millones.

El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral:

	A 31 de diciembre de	
	2019	**2018**
Saldo inicial	**1,069,316**	**97,362**
Diferencia en cambio	87,524	1,381,900
Inefectividad de cobertura	-	378
Impuesto de renta diferido	(26,257)	(410,324)
Saldo final	**1,130,583**	**1,069,316**

29.5 Riesgo de precio de comodities

El negocio del Grupo depende sustancialmente de los precios internacionales del crudo y de los productos refinados. Los precios de estos productos son volátiles y por tanto, cambios drásticos podrían afectar adversamente las perspectivas de negocios y resultados de las operaciones. Una alta proporción de los ingresos provienen de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados que están indexados a precios internacionales de referencia tales como el Brent. En consecuencia, las fluctuaciones en esos índices tienen un efecto directo en la situación financiera y en los resultados del Grupo.

Las fluctuaciones en los precios de crudo, gas natural y productos refinados se presentan como resultado de una variedad de factores fundamentales, internos y externos tales como: la competencia dentro de la industria de hidrocarburos, cambios en los precios internacionales de crudo, gas natural y productos refinados, cambios en el balance oferta/demanda, cambios regulatorios, factores geopolíticos, desarrollo de nuevas tecnologías, cambios en el costo de capital, condiciones económicas adversas, transacciones en instrumentos financieros derivados relacionados con el petróleo y gas y disponibilidad de combustibles alternos.

Ecopetrol cuenta con una guía aprobada por la Junta Directiva que le permite utilizar instrumentos financieros derivados en el mercado organizado *over the counter* (OTC) para cubrirse ante los cambios de los precios del crudo y productos refinados, asociados a las transacciones físicas. Ecopetrol tiene implementados procesos apropiados para el manejo del riesgo que incluyen el monitoreo constante del mercado físico y financiero para identificar riesgos y posteriormente elaborar y ejecutar estrategias de cobertura.

Ecopetrol no utiliza regularmente instrumentos derivados para cubrir exposiciones a riesgo de precios de ventas o compras. El impacto de la liquidación de las coberturas de precios realizadas durante el año 2019 no ha sido material y se ejecutaron como instrumentos de cobertura para mitigar el riesgo a índices de precios diferentes al benchmark de la estrategia de comercio internacional en exportaciones de crudo e importaciones de productos.

Durante el año 2019 se liquidaron coberturas de precios con una utilidad de COP$1,602 y al 31 de diciembre de 2019 se mantiene una posición abierta a favor del Grupo por COP$4,868.

29.6 Coberturas con derivados para cubrir riesgo cambiario

El Grupo realiza operaciones de cobertura forwards con la modalidad *Non-Delivery* cuyo propósito es mitigar la volatilidad de la tasa de cambio en el flujo de caja requerido para las operaciones de Ocensa, cuya moneda funcional es dólar americano.

Los instrumentos de cobertura Forward utilizados permiten fijar el precio de venta de dólares americanos, buscando contrarrestar el efecto de devaluación o revaluación en el momento en que Ocensa monetiza los recursos necesarios para cubrir sus obligaciones mensuales o puntuales de costo y gastos operacionales y pagos de impuestos, los cuales son pagaderos en pesos colombianos.

Al 31 de diciembre de 2019, se tienen contratos forwards con posición neta corta por USD$378 millones (2018 – USD$332 millones) con vencimientos entre enero y diciembre de 2020.

La variación y/o compensación de las operaciones de cobertura realizadas para el pago de impuestos se registran en el estado de resultado integral afectando inicialmente el gasto de renta y su variación posterior en el rubro de diferencia en cambio; la variación de las operaciones de cobertura de costos y gastos se registran en el otro resultado integral siempre y cuando sean efectivas; una vez sea liquidada el resultado de la compensación se registra como menor y/o mayor valor del monto del gasto cubierto.

El impacto en el estado de resultados a diciembre 2019 por la liquidación (realizadas) de estas coberturas ascendió a COP$60,740 de pérdida (2018 – COP$80,636 de utilidad) y el monto reconocido en el otro resultado integral fue de COP$43,141 de utilidad (2018 – COP$52,174 de pérdida).

29.7 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que el Grupo pueda sufrir pérdidas financieras como consecuencia del incumplimiento: a) en el pago por parte de sus clientes en la venta de crudo, gas, productos o servicios; b) por parte de las instituciones financieras en las que se mantienen inversiones, o c) de las contrapartes con las que se tienen contratados instrumentos financieros.

29.8 Riesgo de crédito para clientes

En el proceso de venta de crudos, gas, refinados y productos petroquímicos y servicios de transporte, el Grupo puede estar expuesto al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago. La Gerencia de este riesgo ha demandado el diseño de mecanismos y procedimientos que han permitido minimizar su probabilidad de materialización, salvaguardando así el flujo de efectivo del Grupo Empresarial.

El Grupo realiza un análisis continuo de la fortaleza financiera de las contrapartes, el cual implica su clasificación de acuerdo con su nivel de riesgo y respaldos financieros ante una posible cesación de pagos. Asimismo, se realiza un monitoreo constante de las condiciones del mercado nacional e internacional para establecer alertas tempranas de cambios importantes que puedan impactar las obligaciones de pago oportunos de los clientes.

Para la cartera que es considerada deteriorada, se realiza un análisis individual que permite analizar la situación de cada cliente y así definir las provisiones que haya a lugar. El Grupo lleva a cabo las acciones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el reconocimiento de intereses de clientes que no cumplan con las políticas de pago.

El siguiente es el análisis de antigüedad de la cartera por clientes en mora pero no considerada deteriorada al 31 de diciembre de:

	2019	2018
Vencidos con menos de tres meses	243,893	336,993
Vencidos entre 3 y 6 meses	136,700	487,074
Vencidos con más de 6 meses	267,525	93,656
Total	**648,118**	**917,723**

29.9 Riesgo de crédito para recursos depositados en instituciones financieras

Siguiendo el Decreto 1525 de 2008, que provee las normas generales sobre inversiones para entidades públicas, Ecopetrol estableció las directrices para la gerencia del portafolio de inversión. Estas directrices determinan que las inversiones de portafolio en dólares de Ecopetrol están limitadas a inversiones del excedente de efectivo en títulos de renta fija emitidos por entidades con calificación A o superior a largo plazo y A1 / P1 / F1 o superior en el corto plazo (escala internacional) por Standard & Poor's Ratings Services, Moody's Investors Service o Fitch Ratings.

Adicionalmente, Ecopetrol también puede invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno de los Estados Unidos

o el gobierno colombiano, sin tener en cuenta las calificaciones asignadas a dichos valores. Ecopetrol debe invertir su exceso de efectivo en títulos de renta fija de emisores calificados AAA a largo plazo, y F1 + / BRC1 + en el corto plazo (escala local) por Fitch Ratings Colombia, BRC o Standard & Poor's. Además, la Compañía también podrá invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno nacional sin restricciones de calificación.

Para diversificar el riesgo en la cartera de pesos, Ecopetrol no invierte más del 10% del exceso de efectivo en un determinado emisor. En el caso de portafolio en dólares, no se invierte más del 5% del exceso de efectivo en un emisor específico a corto plazo (hasta 1 año), o 1% a largo plazo.

La calificación crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones que involucran instrumentos financieros se encuentra revelada en las notas 6 – Efectivo y equivalentes de efectivo, Nota 9 – Otros activos financieros y Nota 22 – Provisiones por beneficios a empleados.

29.10 Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés se ocasiona debido a que existen instrumentos indexados a tasas flotantes tanto en el portafolio de inversiones, como en algunas deudas financieras (LIBOR, DTF e IPC). Por lo tanto, la volatilidad en las tasas de interés puede afectar el costo amortizado, el valor razonable y los flujos de efectivo relacionados con las inversiones, la deuda y los patrimonios autónomos pensionales.

Al 31 de diciembre de 2019 el 17% (2018: 17%) del endeudamiento tiene tasa flotante. Con lo cual, si la tasa de interés de mercado sube, los gastos de financiación aumentarán, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de las operaciones.

El Grupo establece controles para la exposición de tasa de interés, implementando controles límites en la duración del portafolio, el Valor en Riesgo – VAR y *tracking error.*

Los patrimonios autónomos vinculados a los pasivos pensionales del Grupo están expuestos a cambios en las tasas de interés, debido a que incluyen instrumentos de tasa fija y tasa variable. La regulación colombiana establece lineamientos sobre patrimonios autónomos destinados a la garantía y pago de pensiones (Decretos 941 de 2002 y 1861 de 2012), donde se indica que el régimen aplicable será el mismo establecido para el Fondo Moderado de los Fondos de Pensiones Obligatorias.

La siguiente tabla detalla el impacto en resultados y en el otro resultado integral, para los 12 meses siguientes, ante una variación en las tasas de interés de 100 puntos básicos:

	Efecto en resultados (+/-)		Efecto en ORI (+/-)
	Activos financieros	**Pasivos financieros**	**Patrimonios autónomos**
+100 puntos básicos	(16,320)	32,276	(590,991)
-100 puntos básicos	16,278	(32,345)	629,633

La sensibilización ante variación de las tasas de descuento de los pasivos por pensiones se muestra en la Nota 22 - Provisiones por beneficios a empleados.

29.11 Riesgo de liquidez

La habilidad para acceder a los mercados de crédito y de capitales para obtener financiación bajo términos favorables para el plan de inversiones del Grupo Empresarial, puede verse limitada debido a impairment de las condiciones de estos mercados. Una nueva crisis financiera podría empeorar la percepción de riesgo en los mercados emergentes.

De otro lado, la ocurrencia de situaciones que puedan afectar el entorno político y regional de Colombia, podrían dificultar a las subsidiarias, el acceso a los mercados de capitales. Estas condiciones, junto con potenciales pérdidas significativas en

el sector de servicios financieros y cambios en las valoraciones del riesgo crediticio, pueden dificultar la obtención de financiación en términos favorables. Como resultado, el Grupo se puede ver forzado a revisar la oportunidad y alcance de las inversiones según sea necesario, o acceder a los mercados financieros bajo términos menos favorables, afectando por lo tanto, negativamente los resultados de operaciones y la situación financiera.

El riesgo de liquidez se gestiona de acuerdo con las políticas destinadas a garantizar que haya fondos netos suficientes para cumplir con los compromisos financieros del Grupo dentro de su cronograma de vencimientos, sin costos adicionales. El principal método para la medición y seguimiento de la liquidez es la previsión de flujo de efectivo.

El siguiente es un resumen de la madurez de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2019, los montos presentados en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar, los pagos previstos en moneda extranjera fueron re expresados tomando como tasa de cambio $3,277.14 pesos/dólar:

	Hasta 1 año	1-5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Préstamos (Pago de principal e intereses)	3,680,187	19,206,790	15,022,371	19,480,277	57,389,625
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	10,689,246	26,621	-	-	10,715,867
Total	**14,369,433**	**19,233,411**	**15,022,371**	**19,480,277**	**68,105,492**

29.12 Gestión del capital

El principal objetivo de la gestión del capital del Grupo Empresarial es asegurar una estructura financiera que optimice el costo de capital, maximice el rendimiento a sus accionistas y permita el acceso a los mercados financieros a un costo competitivo para cubrir sus necesidades de financiación.

El siguiente es el índice de endeudamiento sobre los periodos informados:

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Préstamos y financiaciones (Nota 19)	38,239,139	38,062,645
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	(7,075,758)	(6,311,744)
Otros activos financieros (Nota 9)	(4,979,292)	(8,147,815)
Deuda financiera neta	**26,184,089**	**23,603,086**
Patrimonio	**60,344,122**	**59,304,438**
Apalancamiento (1)	**30.26%**	**28.47%**

(1) Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio)

El movimiento de la deuda financiera neta se detalla en la Nota 19.8.

30. Partes relacionadas

Los saldos con Compañías asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2019 y 2018 son los siguientes:

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited (2)	25,333	-	57,016	153,501	1,108,403	794
Ecodiesel Colombia S.A.	2,116	-	-	29,447	-	1
Offshore International Group Inc (1)	-	93,657	-	-	-	-
Asociadas						
Serviport S.A.	-	-	-	4,668	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**27,449**	**93,657**	**57,016**	**187,616**	**1,108,403**	795
Corriente	27,449	-	57,016	187,616	1,108,403	795
No corriente	-	93,657	-	-	-	-
	27,449	**93,657**	**57,016**	**187,616**	**1,108,403**	**795**
	(Nota 7)	(Nota 7)	(Nota 11)	(Nota 20)	(Nota 19)	

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited	22,958	-	19,214	87,079	855,135	67
Ecodiesel Colombia S.A.	522	-	-	23,857	-	1
Offshore International Group Inc (1)	-	117,824	-	-	-	-
Asociadas						
Serviport S.A.	-	-	-	5,482	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**23,480**	**117,824**	**19,214**	**116,418**	**855,135**	**68**
Corriente	23,480	-	19,214	116,418	855,135	68
No corriente	-	117,824	-	-	-	-
	23,480	**117,824**	**19,214**	**116,418**	**855,135**	**68**
	(Nota 7)	(Nota 7)	(Nota 11)	(Nota 20)	(Nota 19)	

(1) Savia Perú S.A. (filial de Offshore International Group Inc): Préstamo otorgado por Ecopetrol S.A. por USD$57 millones en el año 2016, con una tasa de interés del 4.99% E.A. pagaderos semestralmente a partir del 2017 y vencimiento en el 2021. El saldo en valor nominal de este crédito al 31 de diciembre de 2019 es de USD$28 millones (2018 - USD$35 millones). El 11 de diciembre de 2019, se otorgó a Savia una enmienda al crédito por parte de Ecopetrol S.A, y Korea National Oil Corporation ("KNOC") relacionados con los pagos del principal a vencerse el 16 de diciembre de 2019 por USD$7 millones, 15 de junio de 2020 por USD$7 millones y 15 de diciembre de 2020 por USD$7 millones, para que el deudor cancele dicho monto en la fecha de vencimiento del préstamo, es decir, el 19 de febrero de 2021, momento en el cual se realizará el pago final por USD$28 millones.

(2) La tasa de interés del préstamo con Capital AG es de 2,37%.

Los importes pendientes no están garantizados y se liquidarán en efectivo. No se ha reconocido ningún gasto en el periodo actual ni en periodos anteriores con respecto a incobrables o cuentas de dudoso cobro relacionados con los importes adeudados por partes relacionadas.

Las principales transacciones con partes relacionadas por años finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 se detallan como sigue:

	2019		2018		2017	
	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited	317,382	569,105	67,002	846,284	425,881	598,636
Ecodiesel Colombia S.A.	8,614	280,649	6,860	267,498	6,583	259,269
Offshore International Group Inc	3,245	-	2,386	-	15,188	-
	329,241	**849,754**	**76,248**	**1,113,782**	**447,652**	**857,905**

Los dividendos recibidos de estas Compañías están relacionados en la nota 13 – Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

30.1 Directivos clave de la gerencia

De acuerdo con la aprobación impartida por la Asamblea General de Accionistas del año 2012, los honorarios de los directores por asistencia a las reuniones de la Junta Directiva y/o del Comité aumentaron de cuatro a seis salarios mínimos mensuales legales vigentes, valor que asciende aproximadamente de $4,969,000 pesos para 2019, a $4,687,000 pesos para 2018 y $4,426,000 pesos para 2017. Para las sesiones no presenciales, se fijan en el 50% de la cuota de las reuniones presenciales. Los miembros de la Junta Directiva no tienen ninguna clase de remuneración variable. El monto cancelado en el año 2019 por concepto de honorarios a miembros de Junta Directiva ascendió a $1,847 (2018 - $2,152).

La compensación total pagada a los miembros del Comité Directivo activos al 31 de diciembre del 2019 ascendió a $24,674 (2018 - $21,580). Los directores no son elegibles para recibir los beneficios de pensión y jubilación. El importe total reservado al 31 de diciembre de 2019 para proporcionar los beneficios de pensión y jubilación a nuestros funcionarios ejecutivos elegibles ascendió a $18,740 (2018 - $5,491).

Al 31 de diciembre de 2019, los siguientes Directivos Clave de la gerencia poseían menos del 1% de las acciones en circulación de Ecopetrol S.A así:

Personal clave de la gerencia	% Acciones
Felipe Bayón	<1% acciones en circulación
Jaime Caballero	<1% acciones en circulación
Orlando Díaz	<1% acciones en circulación
Jorge Calvache	<1% acciones en circulación
Maria Consuelo Barrera	<1% acciones en circulación
Rafael Espinosa Rozo	<1% acciones en circulación

30.2 Planes de beneficios post-empleo

La administración y el manejo de los recursos para el pago de la obligación pensional de Ecopetrol están a cargo de los patrimonios autónomos pensionales (PAP's), los cuales sirven como garantía y fuente de pago. En el año 2008, Ecopetrol S.A. recibió la autorización para conmutar parcialmente el valor correspondiente a mesadas, bonos y cuotas partes, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional, de acuerdo a lo estipulado en el Decreto 1833 de 2016.

Desde noviembre de 2016, las entidades que administran los recursos son: Fiduciaria Bancolombia, Fiduciaria de Occidente y Consorcio Ecopetrol PACC (conformado por Fiduciaria La Previsora, Fiduciaria Bancoldex, Fiduagraria y Fiduciaria Central). Estas fiduciarias gestionarán los recursos pensionales por un periodo de cinco años (2016-2021) y como contraprestación reciben una remuneración con componentes fijos y variables, éstos últimos se liquidan sobre los rendimientos brutos de los portafolios y con cargo a los recursos administrados.

30.3 Entidades relacionadas del Gobierno

El Gobierno Colombiano posee el control de Ecopetrol con una participación del 88.49%. Las transacciones más significativas con entidades gubernamentales se detallan a continuación:

a) Compra de hidrocarburos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Por la naturaleza del negocio, la Compañía tiene una relación directa con ANH, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, cuyo objetivo es administrar integralmente las reservas y recursos de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

Ecopetrol compra el crudo que la ANH recibe de todos los productores de Colombia a los precios fijados de acuerdo a una fórmula establecida en conjunto, que refleja los precios de venta de exportación (crudos y productos), ajuste a la calidad de la gravedad API, contenido de azufre, tarifas de transporte de la cabeza del pozo a los puertos de Coveñas y Tumaco, el costo del proceso de refinado y una cuota de comercialización. Este contrato fue prorrogado hasta el 30 de abril de 2020.

Hasta diciembre de 2013, la Compañía comercializó, en nombre de la ANH, el gas natural recibido por ésta en especie de los productores. Desde enero de 2014, la ANH recibe las regalías de producción de gas natural en efectivo.

El valor de compra de hidrocarburos a la ANH se detalla en la Nota 25 - Costo de ventas.

Adicionalmente, Ecopetrol al igual que las demás compañías petroleras, participa en rondas para asignación de bloques exploratorios en territorio colombiano, sin que ello implique un tratamiento especial para Ecopetrol por ser una entidad cuyo accionista mayoritario es el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

b) Diferencial de precios

Los precios de venta del refinador o importador de la gasolina regular y ACPM son regulados por el Gobierno Nacional de manera que varíen máximo un 3% mensual. De esta forma el Gobierno brinda estabilidad al consumidor final. Este precio denominado Ingreso al Productor -IP- no necesariamente refleja el costo de oportunidad de los combustibles siendo necesario reconocerle al refinador/importador esta diferencia. En este sentido, el Gobierno Nacional a través del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles le reconoce al refinador/importador las diferencias en el caso en que el costo de oportunidad sea mayor al IP, o le cobra al refinador/importar la diferencia cuando el IP es mayor al costo de oportunidad. Este esquema asegura que la Compañía siempre reciba el costo de oportunidad de estos combustibles que vende en al país al Distribuidor Mayorista. El valor de este diferencial se encuentra detallado en la Nota 24 – Ingresos de actividades ordinarias.

c) Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales

Ecopetrol como cualquier otra compañía en Colombia, tiene obligaciones de tipo tributario que debe cumplir ante esta entidad, no se tiene ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

d) Contraloría General de la República

Ecopetrol al igual que las demás entidades estatales en Colombia, tiene la obligación de atender los requerimientos de esta entidad de control y realizar el pago anualmente de la cuota de sostenimiento a dicha entidad. No existe ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

31. Operaciones conjuntas

El Grupo realiza parte de sus operaciones a través de los contratos de Exploración y Producción, Evaluación Técnica, contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, así como a través de contratos de asociación y otro tipo de contratos. Las principales operaciones conjuntas en 2019 son las siguientes:

31.1 Contratos en los cuales el Grupo Empresarial no es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
Occidental Andina LLC	Chipirón Cosecha Cravo Norte Rondón	Producción	30-41% 30% 55% 50%	Colombia
Chevron Petroleum Company	Guajira	Producción	57%	Colombia
Mansarovar Energy Colombia Ltd	Nare	Producción	50%	Colombia
Meta Petroleum Corp	Quifa	Producción	40%	Colombia
Equion Energia Limited	Piedemonte	Producción	55%	Colombia
Perenco Colombia Limited	Casanare Corocora Estero Garcero Orocúe	Producción	74.40% 83.91% 95.98% 91.22% 86.47%	Colombia
Petrobras, Repsol & Statoil	Tayrona	Exploración	30%	Offshore Caribe Norte
Shell	Deep Rydberg/Aleatico	Exploración	29%	Golfo de México
Noble Energy	Gunflint	Producción	32%	Golfo de México
Murphy Oil	Dalmatian	Producción	30%	Golfo de México
Anadarko	K2	Producción	21%	Golfo de México
Shell – Parmer	Palmer	Exploración	30%	Golfo de México
OXY (Anadarko)	Warrior	Exploración	30%	Golfo de México
HESS	ESOXX	Exploración	21%	Golfo de México
PEMEX Exploracion Y Produccion	Bloque 8	Exploración	50%	Golfo de México
PETRONAS PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.	Bloque 6	Exploración	50%	Golfo de México
Occidental Petroleum Company	Rodeo Midland Basin	Producción	49%	Texas U.S. - Midland Basin
Equion Energia Limited	Niscota	Producción	20%	Colombia
CNOOC – British Ptroleum	Pau Brasil	Exploración	20%	Brasil
Shell / Chevron	Saturno	Exploración	10%	Brasil
Chevron	CE-M-715_R11	Exploración	50%	Brasil
Lewis	SSJN1	Exploración	50%	Colombia
Interoil Colombia	Mana	Producción	30%	Colombia
Interoil Colombia	Ambrosia	Producción	30%	Colombia
Interoil Colombia	Rio Opia	Producción	30%	Colombia
Canacol	Rancho Hermonso Mirador	Producción	100%	Colombia
Canacol	Rancho Hermoso Otras formaciones	Producción	70%	Colombia
Vetra	La Punta Santo Domingo	Producción	45%	Colombia
Geopark	Llanos 86	Exploración	50%	Colombia
Geopark	Llanos 87	Exploración	50%	Colombia
Geopark	Llanos 104	Exploración	50%	Colombia

31.2 Contratos en los cuales Ecopetrol es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
ExxonMobil Exploration Colombia	VMM29 CR2 C62	Exploración	50%	Colombia
Talisman Colombia Oil	CPO9	Exploración	55%	Colombia
ONGC Videsh Limited Sucursal Colombia	RC9	Exploración	50%	Colombia
CPVEN E&P Corp Sucursal Colombia	VMM32	Exploración	51%	Colombia
Shell Exploration and Production	CR4	Exploración	50%	Colombia
SK Innovation Co Ltd.	San Jacinto	Exploración	70%	Colombia
Repsol Exploración Colombia S.A.	Catleya	Exploración	50%	Colombia
Emerald Energy PLC Suc. Colombia	Cardon	Exploración	50%	Colombia
Parex Resourses Colombia Ltd.	ORC401 CRC-2004-01	Exploración	50%	Colombia
Gas Ltd.	CPO9 - Akacias	Producción	55%	Colombia
Occidental Andina LLC	La Cira Infantas	Producción	58%	Colombia
	Teca		76%	Colombia
Ramshorn International Limited	Guariquies I	Producción	50%	Colombia
Equion Energía Limited	Cusiana Planta de Gas	Producción	98%	Colombia
Perenco Oil And Gas	San Jacinto Rio Paez	Producción	68%	Colombia
Cepsa Colombia				
Total Colombie	Mundo Nuevo	Exploración	15%	Colombia
Talisman Oil & Gas				
ONGC Videsh Limited	Contrato Bloque RC-9- Ronda Caribe No. 37-2007	Exploración	50%	Golfo de Mexico

31.3 Operaciones relevantes durante el periodo

Durante el 2019 y 2018, se presentaron los siguientes hechos relevantes en los contratos de operaciones conjuntas:

a) Alianza estratégica con Occidental Petroleum Corp.

En julio de 2019 Ecopetrol S.A. y Occidental Petroleum Corp. (OXY), acordaron la conformación de un Joint Operation con el fin de ejecutar un plan conjunto para el desarrollo de Yacimientos No Convencionales en la cuenca Permian en el estado de Texas (EE.UU.).

OXY tiene el 51% de participación de la operación conjunta, Ecopetrol el 49% y se vinculó con un pago inicial del 50% al cierre de la transacción en noviembre 13 de 2019, y el 50% restante con una inversión diferida en el tiempo en actividades contempladas en el plan de desarrollo. El pago total de Ecopetrol equivaldrá a USD$1.500 millones.

Para viabilizar la operación, se constituyeron dos compañías: Ecopetrol USA Inc. y Ecopetrol Permian LLC.

b) Adquisición 30% descubrimiento Sul de Gato do Mato

El 21 de octubre de 2019 Ecopetrol S.A. anunció que a través de su subsidiaria Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda. suscribió un acuerdo con Shell Brasil Petróleo Ltda para adquirir el 30% de los intereses, derechos y obligaciones en dos áreas que corresponden al Contrato de Concesión BM-S-54 y al Contrato de Producción Compartida Sul de Gato do Mato, ubicados costa afuera en la cuenca Santos de Brasil, dentro del denominado Presal, en el descubrimiento de hidrocarburos denominado "Gato do Mato" por USD$105 millones. La compañía Shell reducirá su participación del 80% al 50% con este acuerdo y seguirá como operador, mientras la francesa Total conservará el restante 20%.

El acuerdo suscrito por Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda. y Shell Brasil Petróleo Ltda. está sujeto a las respectivas

aprobaciones de cesión a favor de Ecopetrol por parte del Ministerio de Minas y Energía de Brasil y de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil.

c) Acuerdo por la adquisición del 10% en Bloque Saturno

En diciembre de 2018, el Grupo celebró un acuerdo con Shell y Chevron, por una participación del 10% en el bloque Saturno, ubicado en la región central de la cuenca Santos; el cual fue asignado a Shell y Chevron el 28 de septiembre de 2018 en la Quinta Ronda del Pre-Sal realizada por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil (ANP).

El Ministerio de Minas y Energía de Brasil autorizó el 17 de julio de 2019 la cesión del 10% del bloque Saturno por USD$85 millones, ubicado en la cuenca de Santos, a Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil, porcentaje del cual eran titulares, por partes iguales, las compañías Shell Brasil Petróleo Ltda y Chevron Brasil Óleo e Gas Ltda. En la nueva composición, Ecopetrol queda con el 10% de los intereses del bloque, mientras que Shell (operador) y Chevron conservan cada uno un 45% del total.

d) Participación en la Asociación Guajira

El 22 de noviembre Hocol firmó un acuerdo con Chevron Petroleum Company para adquirir su participación en los campos de Chuchupa y Ballena en el departamento de la Guajira. Estos campos son operados por Chevron a través del Contrato de Asociación Guajira (57% Ecopetrol y 43% Chevron). Hocol adquirirá la participación de Chevron (43%), y tomará la posición de operador.

Esta transacción es sujeta a la aprobación por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) y no tiene impacto sobre las cifras contables con corte a 31 de diciembre de 2019.

32. Información por segmentos

La descripción de los segmentos de negocio puede verse en la nota 4.19 - Información por segmentos de negocio.

32.1 Estados de ganancias o pérdidas por segmentos

La siguiente información por segmentos es reportada con base en la información utilizada por la Junta Directiva, cómo máximo órgano para la toma de decisiones estratégicas y operativas de los segmentos de negocio. El desempeño de los segmentos se basa principalmente en análisis de ingresos, costos, gastos y resultado del periodo generados por cada segmento, los cuales son monitoreados de manera periódica.

La información revelada en cada segmento se presenta neta de las de transacciones realizadas entre las empresas del Grupo Ecopetrol.

A continuación se presentan los estados consolidados de ganancias o pérdidas por los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Al 31 de diciembre de 2019				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	30,617,016	36,391,329	3,785,129	53,295	70,846,769
Ventas inter segmentos	21,409,232	2,379,476	9,285,601	(33,074,309)	-
Ingresos por ventas	**52,026,248**	**38,770,805**	**13,070,730**	**(33,021,014)**	**70,846,769**
Costos de ventas	(36,359,013)	(37,856,219)	(3,738,194)	32,995,918	(44,957,508)
Utilidad bruta	**15,667,235**	**914,586**	**9,332,536**	**(25,096)**	**25,889,261**
Gastos de administración	(1,284,560)	(496,155)	(372,942)	2,058	(2,151,599)
Gastos de operación y proyectos	(1,475,710)	(743,378)	(434,904)	22,238	(2,631,754)
(Gasto) recuperación impairment de activos a largo plazo	(1,967,179)	452,163	(232,556)	-	(1,747,572)
Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	49,673	1,014,988	74,607	(82,472)	1,056,796
Resultado de la operación	**10,989,459**	**1,142,204**	**8,366,741**	**(83,272)**	**20,415,132**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,440,440	229,297	273,613	(320,014)	1,623,336
Gastos financieros	(2,311,133)	(996,790)	(306,878)	280,332	(3,334,469)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	287,285	(179,936)	(66,710)	-	40,639
	(583,408)	**(947,429)**	**(99,975)**	**(39,682)**	**(1,670,494)**
Participación en las utilidades de compañías	214,771	17,091	75	122,337	354,274
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**10,620,822**	**211,866**	**8,266,841**	**(617)**	**19,098,912**
Impuesto a las ganancias	(1,753,370)	(96,902)	(2,746,141)	-	(4,596,413)
Utilidad neta del periodo	**8,867,452**	**114,964**	**5,520,700**	**(617)**	**14,502,499**
(Pérdida) utilidad atribuible a:					
A los accionistas	8,929,900	104,310	4,217,890	(617)	13,251,483
Participación no controladora	(62,448)	10,654	1,302,810	-	1,251,016
	8,867,452	**114,964**	**5,520,700**	**(617)**	**14,502,499**

	Al 31 de diciembre de 2018				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	29,328,963	34,947,948	3,543,024	-	67,819,935
Ventas inter segmentos	20,259,864	2,063,425	7,811,143	(30,134,432)	-
Ingresos por ventas	**49,588,827**	**37,011,373**	**11,354,167**	**(30,134,432)**	**67,819,935**
Costos de ventas	(32,224,332)	(35,658,753)	(3,402,087)	30,115,645	(41,169,527)
Utilidad bruta	**17,364,495**	**1,352,620**	**7,952,080**	**(18,787)**	**26,650,408**
Gastos de administración	(889,293)	(443,880)	(320,498)	(187)	(1,653,858)
Gastos de operación y proyectos	(1,993,054)	(668,177)	(263,104)	21,203	(2,903,132)
Impairment de activos a largo plazo	807,970	(984,704)	(169,870)	-	(346,604)
Otros (gastos) ingresos operacionales, neto	(137,836)	(13,652)	118,905	(2,872)	(35,455)
Resultado de la operación	**15,152,282**	**(757,793)**	**7,317,513**	**(643)**	**21,711,359**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,099,893	147,689	110,898	(228,917)	1,129,563
Gastos financieros	(2,037,966)	(1,295,528)	(407,589)	229,269	(3,511,814)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	868,479	(517,410)	21,154		372,223
	(69,594)	**(1,665,249)**	**(275,537)**	**352**	**(2,010,028)**
Participación en las utilidades de compañías	123,949	27,730	2,841	-	154,520
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**15,206,637**	**(2,395,312)**	**7,044,817**	**(291)**	**19,855,851**
Impuesto a las ganancias	(5,829,335)	1,076,923	(2,569,607)	-	(7,322,019)
Utilidad neta del periodo	**9,377,302**	**(1,318,389)**	**4,475,210**	**(291)**	**12,533,832**
Utilidad (pérdida) atribuible a:					
A los accionistas	9,439,750	(1,316,376)	3,433,322	(291)	11,556,405
Participación no controladora	(62,448)	(2,013)	1,041,888		977,427
	9,377,302	**(1,318,389)**	**4,475,210**	**(291)**	**12,533,832**
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	3,976,132	952,886	849,441	-	5,778,459
Deterioro de activos no corrientes	(72,303)	(76,988)	(93)	-	(149,384)

	Al 31 de diciembre de 2017				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	24,260,316	27,343,359	3,606,549	-	55,210,224
Ventas inter segmentos	11,490,614	1,300,657	6,991,515	(19,782,786)	-
Ingresos por ventas	**35,750,930**	**28,644,016**	**10,598,064**	**(19,782,786)**	**55,210,224**
Costos de ventas	(26,295,232)	(26,855,395)	(3,271,836)	19,528,989	(36,893,474)
Utilidad bruta	**9,455,698**	**1,788,621**	**7,326,228**	**(253,797)**	**18,316,750**
Gastos de administración	(781,386)	(516,501)	(466,669)	32	(1,764,524)
Gastos de operación y proyectos	(2,070,916)	(965,457)	(142,847)	253,155	(2,926,065)
Impairment de activos a largo plazo	245,611	1,067,965	59,455	-	1,373,031
Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	545,218	(11,694)	(28,121)	-	505,403
Resultado de la operación	**7,394,225**	**1,362,934**	**6,748,046**	**(610)**	**15,504,595**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,058,912	161,647	105,903	(173,702)	1,152,760
Gastos financieros	(2,289,883)	(1,108,516)	(433,908)	173,513	(3,658,794)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	(101,030)	163,992	(57,448)	-	5,514
	(1,332,001)	**(782,877)**	**(385,453)**	**(189)**	**(2,500,520)**
Participación en las utilidades de compañías	60,039	15,245	(42,493)	-	32,791
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**6,122,263**	**595,302**	**6,320,100**	**(799)**	**13,036,866**
Impuesto a las ganancias	(2,717,128)	(356,563)	(2,561,253)	-	(5,634,944)
Utilidad neta del periodo	**3,405,135**	**238,739**	**3,758,847**	**(799)**	**7,401,922**
(Pérdida) utilidad atribuible a:					
A los accionistas	3,405,135	240,920	2,975,156	(799)	6,620,412
Participación no controladora	-	(2,181)	783,691	-	781,510
	3,405,135	**238,739**	**3,758,847**	**(799)**	**7,401,922**
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	5,966,442	1,188,871	1,111,182	-	8,266,495

32.2 Ventas por producto

Las ventas por producto de cada segmento se detallan a continuación para los años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Al 31 de diciembre de 2019				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	-	13,573,007	-	(31,251)	13,541,756
Gasolinas y turbocombustibles	-	11,269,797	-	(1,896,767)	9,373,030
Servicios	196,527	284,219	13,070,676	(9,412,967)	4,138,455
Gas natural	2,909,770	49,420	-	(653,647)	2,305,543
Plástico y caucho	-	760,301	-	-	760,301
Crudos	21,085,955	-	-	(20,729,098)	356,857
G.L.P. y propano	179,541	193,375	-	-	372,916
Combustóleo	1,464	96,443	-	-	97,907
Asfaltos	24,690	519,510	-	-	544,200
Aromáticos	-	228,552	-	-	228,552
Polietileno	-	190,133	-	-	190,133
Otros ingresos contratos gas	102,845	-	-	-	102,845
Otros productos	25,215	779,405	-	(297,284)	507,336
	24,526,007	**27,944,162**	**13,070,676**	**(33,021,014)**	**32,519,831**
Reconocimiento diferencial precios	-	1,785,277	-	-	1,785,277
	24,526,007	**29,729,439**	**13,070,676**	**(33,021,014)**	**34,305,108**
Ventas al exterior					
Crudos	28,461,601	61,995	-	-	28,523,596
Diésel	-	4,391,798	-	-	4,391,798
Combustóleo	-	1,870,929	-	-	1,870,929
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,085,392	-	-	1,085,392
Plástico y caucho	-	1,200,668	-	-	1,200,668
Gas natural	27,255	-	-	-	27,255
G.L.P. y propano	13,591	-	-	-	13,591
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 25.1.2)	(1,028,516)	-	-	-	(1,028,516)
Otros productos	26,310	430,584	54	-	456,948
	27,500,241	**9,041,366**	**54**	**-**	**36,541,661**
	52,026,248	**38,770,805**	**13,070,730**	**(33,021,014)**	**70,846,769**

	Al 31 de diciembre de 2018				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas nacionales					
Destilados medios	725	11,585,467	-	-	11,586,192
Gasolinas y turbocombustibles	-	9,662,200	-	(1,709,348)	7,952,852
Servicios	140,801	226,933	11,354,071	(7,950,991)	3,770,814
Gas natural	2,535,658	-	-	(649,812)	1,885,846
Plástico y caucho	-	822,367	-	-	822,367
Crudos	20,142,527	-	-	(19,592,048)	550,479
G.L.P. y propano	245,875	329,569	-	(805)	574,639
Combustóleo	20,391	489,091	-	-	509,482
Asfaltos	26,406	309,020	-	-	335,426
Aromáticos	-	282,545	-	-	282,545
Polietileno	-	268,200	-	-	268,200
Otros ingresos contratos gas	156,031	-	-	-	156,031
Otros productos	11,484	712,138	-	(231,428)	492,194
	23,279,898	**24,687,530**	**11,354,071**	**(30,134,432)**	**29,187,067**
Reconocimiento diferencial precios	-	3,835,533	-	-	3,835,533
	23,279,898	**28,523,063**	**11,354,071**	**(30,134,432)**	**33,022,600**
Ventas al exterior					
Crudos	26,898,737	-	-	-	26,898,737
Diésel	-	3,050,839	-	-	3,050,839
Combustóleo	-	2,053,594	-	-	2,053,594
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,782,194	-	-	1,782,194
Plástico y caucho	-	1,268,582	-	-	1,268,582
Gas natural	27,899	-	-	-	27,899
G.L.P. y propano	20,212	-	-	-	20,212
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 25.1.2)	(655,533)	-	-	-	(655,533)
Otros productos	17,614	333,101	96	-	350,811
	26,308,929	**8,488,310**	**96**	**-**	**34,797,335**
	49,588,827	**37,011,373**	**11,354,167**	**(30,134,432)**	**67,819,935**

	Al 31 de diciembre de 2017				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	1,334	9,588,992	-	-	9,590,326
Gasolinas y turbocombustibles	-	8,052,289	-	(1,062,102)	6,990,187
Servicios	181,384	221,910	10,597,698	(7,127,640)	3,873,352
Gas natural	2,540,233	4	-	(724,483)	1,815,754
Plástico y caucho	-	833,982	-		833,982
Crudos	11,668,529	-	-	(10,758,658)	909,871
G.L.P. y propano	199,796	309,823	-	-	509,619
Asfaltos	34,834	240,969	-	-	275,803
Otros productos	214,059	1,103,089	-	(109,903)	1,207,245
	14,840,169	**20,351,058**	**10,597,698**	**(19,782,786)**	**26,006,139**
Reconocimiento diferencial precios (2)	-	2,229,953	-	-	2,229,953
	14,840,169	**22,581,011**	**10,597,698**	**(19,782,786)**	**28,236,092**
Ventas al exterior					
Crudos	21,426,665	52,398	-	-	21,479,063
Diésel	-	1,213,740	-	-	1,213,740
Combustóleo	-	1,982,408	-	-	1,982,408
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,223,994	-	-	1,223,994
Plástico y caucho	-	1,169,101	-	-	1,169,101
Gas natural	32,303	-	-	-	32,303
G.L.P. y propano	15,631	-	-	-	15,631
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 25.1.2)	(583,232)	-	-	-	(583,232)
Otros productos	19,393	421,364	367	-	441,124
	20,910,760	**6,063,005**	**367**	**-**	**26,974,132**
	35,750,929	**28,644,016**	**10,598,065**	**(19,782,786)**	**55,210,224**

32.3 Inversión por segmentos

Los siguientes son los montos de las inversiones realizadas por cada segmento por los años finalizados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

2019	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	2,151,194	497,512	1,363,953	4,012,659
Recursos naturales	9,798,193	-	-	9,798,193
Intangibles	25,775	20,569	121,945	168,289
	11,975,162	**518,081**	**1,485,898**	**13,979,141**

2018	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	2,080,874	692,977	529,078	3,302,929
Recursos naturales	5,051,828	-	-	5,051,828
Intangibles	56,755	20,203	28,711	105,669
	7,189,457	**713,180**	**557,789**	**8,460,426**

2017	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	927,282	606,749	829,252	2,363,283
Recursos naturales	3,568,355	-	–	3,568,355
Intangibles	154,155	4,941	16,772	175,868
	4,649,792	**611,690**	**846,024**	**6,107,506**

33. Reservas de petróleo y gas

El Grupo empresarial se acoge a los estándares internacionales para la estimación, categorización y reporte de reservas, enmarcados en las definiciones de la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC). La Gerencia Corporativa de Reservas de Ecopetrol S.A. presenta en conjunto con la Gerencia de Upstream y la Vicepresidencia de Desarrollo, el balance de reservas a la Junta Directiva para aprobación de divulgación de cifras

Las reservas fueron estimadas en un 99.99% por 5 Compañías especializadas: DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott Company, Gaffney Cline & Associates, Sproule International Limited y Netherland, Sewell & Associates, Inc. De acuerdo con dichas certificaciones, el reporte de reservas se ajusta al contenido y los lineamientos establecidos en la Regla 4-10 de la regulación S-X de la SEC de los Estados Unidos de América.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad del grupo empresarial al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por el Grupo:

	2019*			2018		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)
Reservas probadas:						
Saldo inicial	**1,201**	**3,001**	**1,727**	**1,088**	**3,254**	**1,659**
Revisión de estimaciones (1)	74	52	84	121	(4)	121
Recobro mejorado	94	3	94	128	4	129
Compras	142	126	164	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	66	2	67	54	18	57
Ventas	-	-	-	-	-	-
Producción	(193)	(278)	(242)	(191)	(270)	(239)
Saldo final	**1,384**	**2,906**	**1,894**	**1,200**	**3,002**	**1,727**
Reservas probadas desarrolladas:						
Saldo inicial	883	2,882	1,389	818	3,158	1,372
Saldo final	898	2,662	1,365	883	2,882	1,389
Reservas probadas no desarrolladas:						
Saldo inicial	317	119	338	270	96	287
Saldo final	486	244	529	317	119	338

* Ninguna cifra fue redondeada para efectos de presentación

(1) Representan los cambios en estimados de reservas probadas previos, hacia arriba o hacia abajo, resultado de nueva información (excepto por incremento de área probada), normalmente obtenida de perforación de desarrollo e historia de producción o resultado de cambios en factores económicos.

34. Eventos subsecuentes

- El 31 de enero de 2020 la Asamblea General de Accionistas de Bioenergy SAS y el 27 de enero de 2020 el accionista único de Bioenergy Zona Franca SAS, aprobaron que estas compañías presentaran solicitud de reorganización bajo la ley 1116. Dicho proceso pretende a través de un acuerdo, preservar las empresas viables y normalizar sus relaciones comerciales y crediticias, mediante su reorganización operacional, administrativa, de activos o pasivos.

  Esta decisión se da como consecuencia de las pérdidas contables acumuladas de las compañías, el aumento del nivel de endeudamiento frente a la estructura de capital inicialmente prevista, y el hecho que la planta industrial no lograra trabajar a su máxima capacidad debido a que los cultivos propios y de terceros no han alcanzado la productividad de caña requerida.

- El 7 de febrero de 2020, Ecopetrol informó que en conjunto con Shell, a través de su subsidiaria Shell EP Offshore Ventures Limited ("Shell"), suscribieron un acuerdo mediante el cual Shell adquirirá el 50% de participación en los bloques Fuerte Sur, Purple Angel y COL-5, localizados en aguas profundas del Caribe colombiano, donde se realizó el descubrimiento de una nueva provincia gasífera con los pozos Kronos (2015), Purple Angel y Gorgon (2017).

  Tras el acuerdo comercial, Shell asumirá la operación de los bloques y se realizará la perforación de un pozo delimitador en el área a finales del 2021 y la realización de la primera prueba de producción, una vez se surtan las respectivas aprobaciones de las autoridades.

- El 21 de febrero de 2020, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, autorizó a Ecopetrol S.A. para la gestión de la emisión y colocación de bonos en el mercado internacional de capitales hasta por la suma de dos mil millones de dólares (USD$ 2.000 millones). Esta autorización, junto con las demás fuentes disponibles con las que cuenta la Compañía, permite a Ecopetrol seguir fortaleciendo su posición de liquidez ante fluctuaciones inesperadas de los precios del crudo, financiar potenciales oportunidades de crecimiento, optimizar el portafolio de deuda actual y/o reducir el riesgo de refinanciación.

Anexo 1. Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos

Compañías subsidiarias consolidadas (1/2)

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Subsidiarias									
Refinería de Cartagena S.A.S.	Dólar	100%	Refinación de hidrocarburos, comercialización y distribución de productos	Colombia	Colombia	18,931,295	55,834	28,352,931	9,421,636
Cenit transporte y logística de hidrocarburos S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Almacenamiento y transporte por ductos de hidrocarburos	Colombia	Colombia	15,592,090	4,295,599	17,772,680	2,180,590
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	España	España	7,889,271	1,256,639	7,892,018	2,747
Oleoducto Central S. A. - Ocensa	Dólar	72.65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	4,135,328	2,660,961	7,172,245	3,036,917
Hocol Petroleum Limited.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	3,125,806	348,159	3,125,959	153
Ecopetrol América LLC.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	2,529,782	(64,032)	3,067,856	538,074
Hocol S.A.	Dólar	100%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Islas Caimán	Colombia	2,117,792	335,581	3,411,456	1,293,664
Esenttia S.A.	Dólar	100%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Colombia	Colombia	1,734,930	192,107	2,100,014	365,084
Ecopetrol Capital AG	Dólar	100%	Captación de excedentes y financiamiento para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Suiza	Suiza	1,630,044	124,098	6,885,838	5,255,794
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	Peso Colombiano	55.97%	Actividad transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	1,569,418	575,910	3,792,998	2,223,580
Andean Chemicals Ltd.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	1,210,810	(192,958)	1,211,707	897
Oleoducto de los Llanos Orientales S. A. - ODL	Peso Colombiano	65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Panamá	Colombia	1,079,130	485,516	1,654,772	575,642
Inversiones de Gases de Colombia S.A. Invercolsa S.A. (1)	Peso Colombiano	51.88%	Holding con inversiones en compañías de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia	Colombia	Colombia	817,849	18,198	1,361,333	543,484
Black Gold Re Ltd.	Dólar	100%	Reaseguradora para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Bermuda	Bermuda	751,916	54,547	888,577	136,661
Oleoducto de Colombia S. A. – ODC	Peso Colombiano	73%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	422,898	329,775	663,666	240,768

Compañías subsidiarias consolidadas (2/2)

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Bioenergy S. A. S.	Peso Colombiano	99.61%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	46,756	(270,376)	219,686	172,930
Ecopetrol USA Inc.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	7,070,295	1,483,597	7,070,295	-
Ecopetrol Permian LLC.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	3,043,138	(4,768)	3,044,851	1,713
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	Real	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Brasil	Brasil	728,744	(140,819)	757,348	28,604
Esenttia Masterbatch Ltda.	Peso Colombiano	100%	Fabricación compuestos de polipropileno y masterbatches	Colombia	Colombia	263,152	113,587	347,308	84,156
Bioenergy Zona Franca S. A. S.	Peso Colombiano	99.61%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	(89,565)	(236,088)	358,751	448,316
Ecopetrol del Perú S. A.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Perú	Perú	50,311	(2,025)	52,351	2,040
ECP Hidrocarburos de México S.A. de C.V.	Dólar	100%	Exploración en offshore	México	México	38,144	(73,303)	70,854	32,710
Ecopetrol Costa Afuera S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Exploración en offshore	Colombia	Colombia	12,208	(3,760)	32,130	19,922
Ecopetrol Energía S.A.S E.S.P.	Peso Colombiano	100%	Servicio público de suministro de energía	Colombia	Colombia	7,405	3,990	106,773	99,368
Esenttia Resinas del Perú SAC	Dólar	100%	Comercialización resinas de polipropileno y masterbatches	Perú	Perú	4,830	101	28,831	24,001
Ecopetrol Germany Gmbh (2)	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Alemania	Angola	2,283	(12)	2,283	-
Topili Servicios Administrativos S de RL De CV.	Peso Mexicano	100%	Servicios especializados en el ámbito gerencial y dirección	México	México	46	(4)	49	3
Kalixpan Servicios Técnicos S de RL De CV.	Peso Mexicano	100%	Servicios especializados en la industria del petróleo e hidrocarburos	México	México	(3)	(3)	1	4

(1) Corresponde a EEFF consolidados, la utilidad es de un mes de operación (diciembre), los activos y pasivos se presentan acumulados
(2) Compañías en proceso de liquidación.

Compañías asociadas y negocios conjuntos

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Asociadas									
Serviport S.A. (3)	Peso Colombiano	49%	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga	Colombia	Colombia	22,593	1,164	59,044	36,451
Sociedad Portuaria Olefinas y Derivados S.A. (4)	Peso Colombiano	50%	Construcción, uso, mantenimiento, adecuación y administración de instalaciones portuarias, puertos, muelles privados o de servicio al público en general	Colombia	Colombia	3,816	646	6,753	2,937
Negocios conjuntos									
Equion Energía Limited	Dólar	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Reino Unido	Colombia	2,258,448	261,951	2,636,503	378,055
Offshore International Group Inc.	Dólar	50%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Estados Unidos	Perú	736,847	(48,247)	1,766,271	1,029,424
Ecodiesel Colombia S.A. (4)	Peso Colombiano	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos	Colombia	Colombia	92,191	17,964	147,087	54,896

(3) Información disponible al 30 de septiembre de 2019, la inversión de se encuentra totalmente deteriorada.
(4) Información disponible al 30 de noviembre de 2019.

Anexo 2 - Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales)

Clase de crédito	Compañía	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Moneda	Valor desembolsado	Saldo pendiente 31-dic-2019	Saldo pendiente 31-dic-2018	Tipo de interés	Amortización del principal	Pago de interés
Bonos Moneda Nacional	Ecopetrol S.A.	dic-10	dic-20	COP	479,900	479,900	479,900	Flotante	Bullet	Semestral
		dic-10	dic-40		284,300	284,300	284,300			
		ago-13	ago-23		168,600	168,600	168,600			
		ago-13	ago-28		347,500	347,500	347,500			
		ago-13	ago-43		262,950	262,950	262,950			
Crédito sindicado moneda nacional	Oleoducto Bicentenario	jul-12	jul-24	COP	2,100,000	1,021,890	1,191,150	Flotante	Trimestral	Trimestral
	ODL Finance S.A.	ago-13	ago-20	COP	800,000	312,608	224,000	Flotante	Trimestral	Trimestral
Crédito comercial	Bioenergy	abr-11	dic-31	COP	505,723	530,733	444,157	Flotante	Mensual	Mensual
Bonos moneda extranjera	Ecopetrol S.A.	sep-13	sep-23	USD	1,300	1,300	1,300	Fijo	Bullet	Semestral
		sep-13	sep-43		850	850	850			
		may-14	may-45		2,000	2,000	2,000			
		sep-14	may-25		1,200	1,200	1,200			
		jun-15	jun-26		1,500	1,500	1,500			
		jun-16	sep-23		500	500	500			
	Oleoducto Central S.A.	may-14	may-21	USD	500	506	500	Fijo	Bullet	Semestral
Créditos comerciales internacionales - Refinería de Cartagena	Ecopetrol S.A.	dic-17	dic-27	USD	2,001	1,530	1,742	Fijo	Semestral	Semestral
		dic-17	dic-27		76	58	66	Flotante		
		dic-17	dic-27		73	56	63	Fijo		
		dic-17	dic-27		159	121	138	Flotante		
		dic-17	dic-25		359	288	321	Flotante		

ECOPETROL S. A.

Estados financieros consolidados

31 de diciembre 2019

GRUPO ecopetrol

Ecopetrol S.A.

Contenido

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía 2
Estados de situación financiera consolidados 3
Estados de ganancias y pérdidas consolidados 4
Estados de otros resultados integrales consolidados 5
Estados de cambios en el patrimonio consolidados 6
Estado de flujos de efectivo consolidado 7
1. Entidad reportante 8
2. Bases de preparación y presentación 8
3. Estimaciones y juicios contables significativos 11
4. Políticas contables 15
5. Nuevos estándares y cambios normativos 31
6. Efectivo y equivalentes de efectivo 33
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto 34
8. Inventarios, neto 35
9. Otros activos financieros 35
10. Impuestos 37
11. Otros activos 46
12. Combinaciones de negocios 46
13. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos 48
14. Propiedades, planta y equipo 51
15. Recursos naturales y del medio ambiente 53
16. Intangibles 55
17. Impairment de activos de largo plazo 55
18. Goodwill 61
19. Préstamos y financiaciones 62
20. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar 65
21. Provisiones por beneficios a empleados 65
22. Provisiones y contingencias 70
23. Patrimonio 76
24. Ingresos de actividades ordinarias 78
25. Costo de ventas 79
26. Gastos de administración, operación y proyectos 79
27. Otros (gastos) ingresos operacionales, netos 80
28. Resultado financiero 80
29. Gestión de riesgos 81
30. Partes relacionadas 87
31. Operaciones conjuntas 90
32. Información por segmentos 92
33. Reservas de petróleo y gas 99
34. Eventos subsecuentes 100
Anexo 1. Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos 101
Anexo 2 - Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales) 104

Ecopetrol S.A.

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía

A los señores Accionistas de Ecopetrol S.A.:

21 de febrero de 2020

Los suscritos Representante legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2019 por el periodo de doce meses terminado en esa fecha, han sido fielmente tomados de los libros y que antes de ser puestos a su disposición y de terceros, hemos verificado las siguientes afirmaciones contenidas en ellos:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2019, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante el año terminado en esa fecha.

2. Todos los hechos económicos realizados por la Compañía, durante los años terminados al 31 de diciembre de 2019 se han reconocido en los estados financieros consolidados.

3. Los activos representan probables derechos económicos futuros y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos o a cargo de la Compañía al 31 de diciembre de 2019.

4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.

5. Todos los hechos económicos que afectan la Compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros consolidados.

Felipe Bayón Pardo
Presidente – Representante legal

Javier Leonardo Cárdenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad básica por acción que está expresada en pesos)

Estados de situación financiera consolidados

	Nota	A 31 de diciembre 2019	A 31 de diciembre 2018
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	7,075,758	6,311,744
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	5,700,334	8,194,243
Inventarios, neto	8	5,658,099	5,100,407
Otros activos financieros	9	1,624,018	5,321,098
Activos por impuestos corrientes	10	1,518,807	1,031,307
Otros activos	11	1,778,978	1,020,428
		23,355,994	**26,979,227**
Activos mantenidos para la venta		8,467	51,385
Total activos corrientes		**23,364,461**	**27,030,612**
Activos no corrientes			
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	786,796	755,574
Otros activos financieros	9	3,355,274	2,826,717
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	13	3,245,072	1,844,336
Propiedades, planta y equipo	14	64,199,970	62,770,279
Recursos naturales y del medio ambiente	15	29,072,798	23,075,450
Activos por derecho de uso	5.1	456,225	-
Intangibles	16	483,098	410,747
Activos por impuestos diferidos	10	8,622,398	5,746,730
Goodwill	18	919,445	919,445
Otros activos	11	942,481	860,730
Total activos no corrientes		**112,083,557**	**99,210,008**
Total activos		**135,448,018**	**126,240,620**
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	5,012,173	4,019,927
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	20	10,689,246	8,945,790
Provisiones por beneficios a empleados	21	1,929,087	1,816,882
Pasivos por impuestos corrientes	10	2,570,779	1,751,300
Provisiones y contingencias	22	789,297	814,409
Instrumentos financieros derivados		1,347	82,554
Otros pasivos		750,370	393,760
Total pasivos corrientes		**21,742,299**	**17,824,622**
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	33,226,966	34,042,718
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	20	24,445	30,522
Provisiones por beneficios a empleados	21	9,551,977	6,789,669
Pasivos por impuestos diferidos	10	774,059	738,407
Pasivos por impuestos no corrientes	10	70,543	-
Provisiones y contingencias	22	9,128,991	6,939,603
Otros pasivos		584,616	570,641
Total pasivos no corrientes		**53,361,597**	**49,111,560**
Total pasivos		**75,103,896**	**66,936,182**
Patrimonio			
Capital suscrito y pagado	23.1	25,040,067	25,040,067
Prima en emisión de acciones	23.2	6,607,699	6,607,699
Reservas	23.3	3,784,658	5,138,895
Otros resultados integrales		6,464,144	7,782,086
Resultados acumulados		14,515,762	12,644,860
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Compañía		56,412,330	57,213,607
Interés no controlante		3,931,792	2,090,831
Total patrimonio		**60,344,122**	**59,304,438**
Total pasivos y patrimonio		**135,448,018**	**126,240,620**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Felipe Bayón Pardo
Presidente

Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

ecopetrol
GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad básica por acción que está expresada en pesos)

Estados de ganancias y pérdidas consolidados

	Nota	Por los años terminados a 31 de diciembre de 2019	2018	2017
Ingresos por ventas	24	70,846,769	67,819,935	55,210,224
Costos de ventas	25	(44,957,508)	(41,169,527)	(36,893,474)
Utilidad bruta		**25,889,261**	**26,650,408**	**18,316,750**
Gastos de administración	26	(2,151,599)	(1,653,858)	(1,764,524)
Gastos de operación y proyectos	26	(2,631,754)	(2,903,132)	(2,926,065)
(Gasto) recuperación impairment de activos de largo plazo	17	(1,747,572)	(346,604)	1,373,031
Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	27	1,056,796	(35,455)	505,403
Resultado de la operación		**20,415,132**	**21,711,359**	**15,504,595**
Resultado financiero, neto	28			
Ingresos financieros		1,623,336	1,129,563	1,159,356
Gastos financieros		(3,334,469)	(3,511,814)	(3,665,390)
(Pérdida) utilidad por diferencia en cambio		40,639	372,223	5,514
		(1,670,494)	**(2,010,028)**	**(2,500,520)**
Participación en los resultados de compañías	13	354,274	154,520	32,791
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		**19,098,912**	**19,855,851**	**13,036,866**
Gasto por impuesto a las ganancias	10	(4,596,413)	(7,322,019)	(5,634,944)
Utilidad neta del periodo		**14,502,499**	**12,533,832**	**7,401,922**
Utilidad atribuible:				
A los accionistas		13,251,483	11,556,405	6,620,412
Participación no controladora		1,251,016	977,427	781,510
		14,502,499	**12,533,832**	**7,401,922**
Utilidad básica por acción (pesos)		**322.3**	**281.1**	**161.0**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Felipe Bayón Pardo
Presidente

Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de otros resultados integrales consolidados

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
Utilidad neta del periodo	**14,502,499**	**12,533,832**	**7,401,922**
Otros resultados integrales:			
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
(Pérdidas) utilidades no realizadas en operaciones de coberturas:			
Flujo de efectivo para futuras exportaciones	668,299	(53,596)	291,756
Inversión neta en negocio en el extranjero	(61,267)	(971,954)	57,997
Flujo de efectivo con instrumentos derivados	46,451	(52,174)	35,769
Utilidad instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable:			
(Pérdidas) ganancias no realizadas	-	-	(7,828)
Diferencia en cambio en conversión	(179,382)	2,571,290	(259,877)
	474,101	**1,493,566**	**117,817**
Elementos que no pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
Pérdidas actuariales	(1,799,829)	(4,290)	(1,548,043)
Otras pérdidas	1,897	-	(11,817)
	(1,797,932)	**(4,290)**	**(1,559,860)**
Otros resultados integrales	**(1,323,831)**	**1,489,276**	**(1,442,043)**
Total resultado integral	**13,178,668**	**14,023,108**	**5,959,879**
Resultado integral atribuible a:			
A los accionistas	11,932,117	12,974,362	5,170,461
Participación no controladora	1,246,551	1,048,746	789,418
	13,178,668	**14,023,108**	**5,959,879**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Felipe Bayón Pardo
Presidente

Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estados de cambios en el patrimonio consolidados

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reservas	Otros resultados integrales	Adopción por primera vez	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controlante	Participación no controladora	Total Patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2018		**25,040,067**	**6,607,699**	**5,138,895**	**7,782,086**	**1,095,003**	**11,549,857**	**57,213,607**	**2,090,831**	**59,304,438**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	-	13,251,483	13,251,483	1,251,016	14,502,499
Liberación de reservas		-	-	(3,050,703)	-	-	3,050,703	-	-	-
Dividendos decretados	23.4	-	-	(3,659,386)	-	-	(9,251,256)	(12,910,642)	(1,010,206)	(13,920,848)
Combinación de negocios	12	-	-	-	-	176,608	-	176,608	1,606,390	1,782,998
Cambio en participación en controladas y otros movimientos		-	-	-	-	-	(784)	(784)	(350)	(1,134)
Apropiación de reservas	23.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Legal		-	-	1,155,640	-	-	(1,155,640)	-	-	-
Fiscales y estatutarias		-	-	509,082	-	-	(509,082)	-	-	-
Ocasionales		-	-	3,691,130	-	-	(3,691,130)	-	-	-
Otros resultados integrales		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias en instrumentos de cobertura:		-	-	-	641,683	-	-	641,683	11,800	653,483
Diferencia en cambio en conversión		-	-	-	(161,693)		-	(161,693)	(17,689)	(179,382)
Pérdidas actuariales		-	-	-	(1,799,829)	-	-	(1,799,829)	-	(1,799,829)
Otros movimientos		-	-	-	1,897		-	1,897	-	1,897
Saldo al 31 de diciembre de 2019		**25,040,067**	**6,607,699**	**3,784,658**	**6,464,144**	**1,271,611**	**13,244,151**	**56,412,330**	**3,931,792**	**60,344,122**
Saldo al 31 de diciembre de 2017		**25,040,067**	**6,607,700**	**2,177,869**	**6,364,129**	**1,095,003**	**6,613,863**	**47,898,631**	**1,882,674**	**49,781,305**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	-	11,556,405	11,556,405	977,427	12,533,832
Liberación de reservas		-	-	(751,718)	-	-	751,718	-	-	-
Dividendos decretados	23.4	-	-	-	-	-	(3,659,386)	(3,659,386)	(840,626)	(4,500,012)
Otros movimientos		-	(1)	-	-	-	1	-	37	37
Apropiación de reservas		-	-	3,712,744	-	-	(3,712,744)	-	-	-
Otros resultados integrales		-	-		1,417,957	-	-	1,417,957	71,319	1,489,276
Saldo al 31 de diciembre de 2018		**25,040,067**	**6,607,699**	**5,138,895**	**7,782,086**	**1,095,003**	**11,549,857**	**57,213,607**	**2,090,831**	**59,304,438**
Saldo al 31 de diciembre de 2016		**25,040,067**	**6,607,699**	**1,558,844**	**7,813,012**	**1,095,003**	**1,559,229**	**43,673,854**	**1,645,864**	**45,319,718**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	-	6,620,412	6,620,412	781,510	7,401,922
Liberación de reservas		-	-	619,025	-	-	(619,025)	-	-	-
Dividendos decretados		-	-	-	-	-	(945,684)	(945,684)	(551,494)	(1,497,178)
Otros resultados		-	1	-	2	-	(1,069)	(1,066)	(48)	(1,114)
Otros resultados integrales		-	-	-	(1,448,885)	-	-	(1,448,885)	6,842	(1,442,043)
Saldo al 31 de diciembre de 2017		**25,040,067**	**6,607,700**	**2,177,869**	**6,364,129**	**1,095,003**	**6,613,863**	**47,898,631**	**1,882,674**	**49,781,305**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Felipe Bayón Pardo
Presidente

Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

Estado de flujos de efectivo consolidado

	Nota	Por los años terminados a 31 de diciembre de 2019	2018	2017
Flujos de efectivo de las actividades de operación:				
Utilidad neta del periodo		14,502,499	12,533,832	7,401,922
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo provisto por las operaciones:				
Gasto por impuesto a las ganancias	10	4,596,413	7,322,019	5,634,944
Depreciación, agotamiento y amortización	5.1, 14, 15, 16	8,567,931	7,689,998	8,266,495
Utilidad por diferencia en cambio	28	(40,639)	(372,223)	(5,514)
Costo financiero de préstamos y financiaciones	28	1,894,490	2,399,414	2,385,994
Costo financiero de otros pasivos	28	757,509	668,782	753,047
Baja de activos exploratorios y pozos secos	15	340,271	898,924	898,264
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes		121,121	(504)	26,686
Utilidad (pérdida) en adquisición de participaciones	27	(1,048,924)	12,065	(451,095)
Pérdida por impairment de activos de corto plazo	27	90,441	136,044	30,600
Pérdida (recuperación) por impairment de activos de largo plazo	17	1,747,572	346,604	(1,373,031)
Pérdida (utilidad) por valoración de activos financieros		18,551	(92,906)	(104,706)
Utilidad por método de participación patrimonial		(354,274)	(154,520)	(32,791)
Utilidad en venta de activos mantenidos para la venta		(2,846)	(358)	(166,389)
Utilidad realizada en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	-	(13,236)
Pérdida por inefectividad en coberturas		5,173	34,892	13,707
Pérdida por diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	24	1,028,516	655,533	583,232
Impuesto de renta pagado		(5,295,703)	(6,650,116)	(4,217,303)
Cambios netos en operación con activos y pasivos:				
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		2,381,905	(1,946,745)	(2,189,473)
Inventarios		(597,552)	(448,135)	(323,626)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		1,389,064	1,355,175	21,417
Activos y pasivos por impuestos corrientes		(1,409,334)	(1,413,915)	(493,533)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados		(234,629)	(181,060)	(227,384)
Provisiones y contingencias		(253,043)	(181,761)	104,135
Otros activos y pasivos		(492,745)	(218,543)	451,264
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		**27,711,767**	**22,392,496**	**16,973,626**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:				
Inversión en propiedades, planta y equipo	14	(4,012,659)	(3,302,929)	(2,363,283)
Inversión en recursos naturales y del medio ambiente	15	(9,798,193)	(5,051,828)	(3,426,405)
Adquisición de participaciones en operaciones conjuntas		-	-	(141,950)
Adquisiciones de intangibles	16	(168,289)	(105,669)	(175,868)
Venta (compra) de otros activos financieros		3,117,549	(843,611)	564,754
Intereses recibidos		481,674	383,624	405,562
Dividendos recibidos		189,169	108,991	270,136
Producto de la venta de activos mantenidos para la venta		-	-	159,041
Producto de la venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	-	56,930
Producto de la venta de activos		154,780	169,317	267,324
Efectivo neto usado en actividades de inversión		**(10,035,969)**	**(8,642,105)**	**(4,383,759)**
Flujo de efectivo en actividades de financiación:				
Adquisición de préstamos y financiaciones		359,876	517,747	444,827
Pagos de capital		(1,596,630)	(9,270,262)	(9,007,340)
Pagos de intereses		(1,766,223)	(2,610,562)	(2,696,979)
Pagos por arrendamientos	5.1	(300,326)	-	-
Dividendos pagados		(13,867,029)	(4,427,701)	(1,504,647)
Efectivo neto usado en actividades de financiación		**(17,170,332)**	**(15,790,778)**	**(12,764,139)**
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo		258,548	406,246	(290,310)
Aumento (disminución) neta en el efectivo y equivalentes de efectivo		764,014	(1,634,141)	(464,582)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo		**6,311,744**	**7,945,885**	**8,410,467**
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	6	**7,075,758**	**6,311,744**	**7,945,885**
Transacciones no monetarias				
Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	5.1	**685,128**	-	-
Valor razonable por cambio en la participación de Invercolsa	12	**2,932,110**	-	-

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Felipe Bayón Pardo
Presidente

Javier Cardenas Laiton
Contador Público
T.P. 116770-T

Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

1. Entidad reportante

Ecopetrol S.A. es una Compañía de economía mixta, con naturaleza comercial, constituida en 1948 en Bogotá, Colombia, casa matriz del Grupo Empresarial Ecopetrol. Su objeto social es desarrollar actividades comerciales o industriales relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, directamente o por medio de sus subordinadas (en adelante denominada en conjunto "Ecopetrol", la "Compañía" o "Grupo Empresarial Ecopetrol").

El 11.51% de las acciones de Ecopetrol se cotizan públicamente en las bolsas de valores de Colombia y Nueva York. Las acciones restantes (88.49% de las acciones en circulación) le pertenecen al Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.

El domicilio de la oficina principal de Ecopetrol S.A. es Bogotá, Colombia, Carrera 13 No. 36 - 24.

2. Bases de preparación y presentación

2.1 Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros consolidados

Estos estados financieros consolidados de Ecopetrol y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, han sido preparados de acuerdo con los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia (NCIF), reglamentadas en el Decreto 2420 de 2015, modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2018. Estas normas están fundamentadas en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF y sus Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) y otras disposiciones legales aplicables para las entidades vigiladas y/o controladas por la Contaduría General de la Nación, que pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otros organismos de control del Estado.

Las políticas contables descritas en la Nota 4 han sido aplicadas de manera consistente.

Estos estados financieros consolidados fueron autorizados para su emisión por la Junta Directiva el 21 de febrero del 2019.

2.2 Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados fueron preparados consolidando todas las Compañías descritas en el Anexo 1, en las cuales Ecopetrol ejerce control directa o indirectamente. El control se logra cuando el Grupo:

- Tiene poder sobre la sociedad (derechos existentes que le dan la facultad de dirigir las actividades relevantes);
- Está expuesta a, o tiene derechos sobre, rendimientos variables provenientes de su relación con la sociedad; y
- Tiene la habilidad de usar su poder para afectar sus rendimientos operativos. Esto ocurre cuando la Compañía tiene menos de una mayoría de derechos de voto de una participada, y aún tiene poder sobre la participada para darle la habilidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la sociedad de manera unilateral. El Grupo considera todos los hechos y circunstancias relevantes al evaluar si los derechos de voto en una participada son o no suficientes para darle el poder, incluyendo:

    a) El porcentaje de derechos de voto de la Compañía relativo al tamaño y dispersión de los porcentajes de otros poseedores de voto;
    b) Derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, otros accionistas u otras partes;
    c) Derechos derivados de los acuerdos contractuales; y
    d) Cualquier hecho o circunstancia adicional que indique que la Compañía tiene, o no tiene, la habilidad actual para dirigir las actividades relevantes, al momento que necesite que las decisiones sean tomadas, incluyendo patrones de voto en asambleas de accionistas previas.

Las subsidiarias se consolidan desde la fecha en que se obtiene el control hasta la fecha en que cesa el mismo.

Todos los activos y pasivos intercompañía, el patrimonio, los ingresos, los gastos y los flujos de efectivo relacionados con transacciones entre Compañías del Grupo fueron eliminados en la consolidación. Las utilidades y pérdidas no realizadas también son eliminadas. El interés no controlante representa la porción de utilidad, de otro resultado integral y de los activos netos en subsidiarias que no son atribuibles a los accionistas de Ecopetrol.

Todas las combinaciones de negocios se reconocen mediante el método de la adquisición.

Las siguientes subsidiarias fueron incorporadas:

2019

a) En noviembre de 2019 se realizó la inscripción en el libro de registro de acciones de Invercolsa a Ecopetrol por el 8.53%, quedando con una participación del 51.88% y obteniendo el control de la misma después del fallo proferido por la Corte Suprema de Justicia confirmando la decisión de declarar la ineficacia de la adquisición de acciones a Ecopetrol S.A. del señor Fernando Londoño. El aumento en la participación no requirió el pago de ninguna contraprestación.

Las subsidiarias incorporadas por esta operación en el consolidado son las siguientes:

- Inversiones de Gases de Colombia S.A., cuyo objeto social principal consiste en tener inversiones en compañías que tengan relación con actividades del sector energético; la exploración, explotación, refinación, transformación, transporte, distribución y venta de hidrocarburos y sus derivados en el territorio nacional y promover la fundación de nuevas compañías y tener acciones o cuotas de interés social en ellas.

- Alcanos de Colombia S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en prestación del servicio público domiciliario de gas combustible en Neiva y todo el territorio nacional; la construcción y operación de gasoductos, redes de distribución, estaciones de regulación, medición y compresión y cualquier obra necesaria para el manejo y comercialización de servicios públicos.

- Metrogas de Colombia S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en prestación del servicio público de comercialización y distribución de gas combustible; la exploración, almacenamiento, utilización, transporte, refinación, compra, venta y distribución de hidrocarburos y derivados en todas sus formas y representaciones.

- Gases del Oriente S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible y el desarrollo de todas las actividades complementarias a la prestación de dicho servicio.

- Promotora de Gases del Sur S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en promover la vinculación de capital nacional o extranjero, público o privado, para lograr el proyecto de masificación del gas en el departamento del Huila, a través de un gasoducto desde el municipio de Neiva hasta el municipio de Hobo.

- Gases del Oriente S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en el diseño y construcción de plantas de producción y tratamiento de hidrocarburos, tales como gasoductos, oleoductos y demás, así como la inversión en proyectos relacionados con los mismos.

- Combustibles Líquidos de Colombia S.A. E.S.P., cuyo objeto social principal consiste en la comercialización mayorista de gas combustible, la prestación del servicio público domiciliario de distribución de GLP y el desarrollo de las actividades complementarias a la prestación de dicho servicio, al igual que almacenamiento, transporte, envase, distribución y venta de GLP.

a) En julio de 2019 se constituyeron dos compañías con el objeto de viabilizar la operación celebrada entre Ecopetrol S.A. y Occidental Petroleum Corp. (OXY), donde se acordó la conformación de un Joint Operation para ejecutar un plan conjunto de desarrollo de Yacimientos No Convencionales en la cuenca Permian en el estado de Texas (EE.UU.).
Las dos compañías constituidas fueron las siguientes:

Ecopetrol USA Inc., que tiene por objeto social participar en cualquier acto o actividad legal para el cual las corporaciones pueden ser organizadas bajo la Ley General de Sociedades de Delaware.

Ecopetrol Permian LLC., que tiene por objeto social tramitar cualquiera o todos los negocios legales para los cuales se pueden organizar compañías de responsabilidad limitada de conformidad con la Ley de Sociedades de Responsabilidad Limitada de Delaware.

b) Se constituyeron también dos sociedades en México para prestación de servicios administrativos y tecnológicos de Ecopetrol México, las dos sociedades creadas fueron: Topili Servicios admnistrativos S. de R.L. de C.V. y Kalixpan Servicios Técnicos S. de R.L. de C.V.

2018

- Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P., cuyo objeto social es la comercialización de energía eléctrica para el Grupo Empresarial en los términos de las Leyes 142 y 143 de 1994. Ecopetrol tiene una participación directa del 99% en el capital accionario de la nueva filial, e indirecta del 1% restante a través de Andean Chemicals Ltd.

2.3 Bases de medición

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable con cambios en resultados y/o cambios en otro resultado integral al cierre de cada periodo, como se explica en las políticas contables incluidas más adelante.

Por lo general, el costo histórico se basa en el valor razonable de la contraprestación otorgada a cambio de los bienes y servicios.

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado a la fecha de la medición. Al estimar el valor razonable, el Grupo utiliza los supuestos que los participantes del mercado utilizarían al fijar el precio del activo o pasivo en condiciones de mercado presentes, incluyendo supuestos sobre el riesgo.

2.4 Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros consolidados se presentan en pesos colombianos, la cual es la moneda funcional de Ecopetrol. La moneda funcional de cada una de las Compañías del Grupo es determinada en función al entorno económico principal en el que estas operan.

Los estados de ganancias o pérdidas y de flujos de efectivo de las subsidiarias con monedas funcionales diferentes de la moneda funcional de Ecopetrol son convertidos a los tipos de cambio en las fechas de la transacción o a la tasa promedio mensual. Los activos y pasivos se convierten a la tasa de cierre y otras partidas patrimoniales se convierten a los tipos de cambio en el momento de la transacción. Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen en el otro resultado integral. Al vender la totalidad o parte de la participación en una subsidiaria, la parte acumulada por ajuste por conversión relacionada con la Compañía, es reconocida en el estado de pérdidas y ganancias consolidado.

Los estados financieros se presentan en pesos colombianos redondeados a la unidad de un millón (COP $000,000) más cercana, excepto cuando se indique lo contrario.

2.5 Moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son inicialmente reconocidas por el Grupo en la respectiva moneda funcional al tipo de cambio vigente de la fecha en que se realiza la transacción. Al final de cada período, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes en la fecha de cierre y las variaciones presentadas en la conversión son reconocidas en el resultado financiero, neto, excepto las resultantes de la conversión de

préstamos y financiaciones designados como instrumentos de cobertura de flujo de efectivo o de inversión neta de un negocio en el extranjero, las cuales se reconocen en el otro resultado integral, dentro del patrimonio. Cuando las partidas cubiertas afectan el resultado, las diferencias en cambio acumuladas en el patrimonio se reclasifican al estado de ganancias y pérdidas consolidado como parte del resultado de la operación.

Las partidas no monetarias registradas al valor razonable que están denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a la fecha en que se determinó el valor razonable. La ganancia o pérdida que surge de la conversión de partidas no monetarias medidas a valor razonable se reconoce de la misma manera que de la ganancia o pérdida por valor razonable del bien.

2.6 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

El Grupo presenta activos y pasivos en el estado consolidado de situación financiera con base en la clasificación corriente o no corriente.

Un activo o un pasivo se clasifica como corriente cuando:

- Se espera que se realice o se pretenda vender o consumir en el ciclo normal de la operación
- Se mantiene principalmente con el propósito de negociar
- Se espera que se realice dentro de los doce meses posteriores al período de reporte
- Es efectivo o equivalente a menos que se restrinja el intercambio o se use para liquidar un pasivo durante al menos doce meses después del período de reporte
- En el caso de un pasivo no existe el derecho incondicional de diferir su liquidación durante al menos doce meses después del período de reporte

Los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes.

2.7 Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A. y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período. No existe dilución potencial de acciones.

3. Estimaciones y juicios contables significativos

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Gerencia de la Compañía realice juicios, estimaciones y suposiciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos reconocidos en los estados financieros consolidados y sus revelaciones. Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, la experiencia de la gerencia y otros factores en la fecha de preparación de los estados financieros. La incertidumbre sobre los supuestos y las estimaciones podría resultar en cambios materiales futuros que afecten el valor de activos o pasivos. Los cambios en estas estimaciones son reconocidos prospectivamente en el periodo en el cual se revisan.

En el proceso de aplicación de las políticas contables del Grupo, la Gerencia ha realizado los siguientes juicios y estimaciones, los cuales han tenido el efecto más significativo en los montos reconocidos en los estados financieros consolidados:

3.1 Reservas de petróleo y gas natural

Las reservas de petróleo y gas natural son estimados del monto de hidrocarburos que pueden ser económica y legalmente extraídos de las propiedades de crudo y gas del Grupo.

La estimación de reservas se realiza anualmente al 31 de diciembre, de conformidad con las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC), las normas establecidas en la Regla 4-10(a) del Reglamento S-X y las directrices de divulgación contenida en la regla final SEC de Modernización de Reporte de Petróleo y Gas.

Tal como lo exige la normatividad vigente, la fecha futura estimada en la que un campo dejará de producir por razones económicas, se basa en los costos actuales y en el promedio de los precios del crudo (calculado como el promedio aritmético de los precios del primer día de los últimos 12 meses). La fecha estimada en que terminará la producción afectará el monto de las reservas, a menos que los precios fueran definidos por acuerdos contractuales; por lo tanto, si los precios y los costos cambian de un año a otro, la estimación de las reservas probadas también cambia. Generalmente, las reservas probadas disminuyen en la medida en que los precios bajan y aumentan cuando los precios suben.

La estimación de reservas es un proceso inherentemente complejo e involucra el uso de juicios profesionales. Estas estimaciones se preparan usando factores geológicos, técnicos y económicos, incluyendo proyecciones futuras de tasas de producción, precios del petróleo, datos de ingeniería y la duración y monto de futuras inversiones con cierto grado de incertidumbre. Estas estimaciones reflejan las condiciones regulatorias y de mercado existentes a la fecha de reporte, las cuales podrían diferir significativamente de otras condiciones a lo largo del año o en periodos futuros. Cualquier cambio en los factores regulatorias y/o de mercado y en los supuestos utilizados, puede impactar materialmente la estimación de las reservas.

Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en la depreciación y agotamiento

Los cambios en las estimaciones de reservas probadas pueden afectar los importes del valor en libros de los activos de exploración y producción, de los recursos naturales y del medio ambiente, del goodwill, los pasivos por abandono y desmantelamiento y de la depreciación, agotamiento y amortización. Mantenidas las demás variables constantes, una disminución en la estimación de reservas probadas aumentaría, de forma prospectiva, el valor de los gastos por depreciación y amortización, mientras que un aumento en las reservas resultaría en una reducción del gasto.La depreciación, agotamiento y amortización, es calculada usando el método de unidades de producción.

La información sobre el valor en libros de los activos de exploración y producción y los montos registrados con cargo a resultados, incluyendo la depreciación y amortización, es presentada en las Notas 14 y 15.

3.2 Impairment (recuperación) del valor de los activos no corrientes

La Gerencia del Grupo utiliza su juicio profesional al evaluar la existencia de indicios de gasto (recuperación) de impairment con base en factores internos y externos.

Cuando exista un indicador de gasto o recuperación de impairment de períodos anteriores, el Grupo estima el importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo (UGE), el cual corresponde al mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso.

La evaluación requiere el uso de estimados y supuestos, entre los que se incluyen: (1) estimación de volúmenes y valor de mercado de las reservas de petróleo y gas natural; (2) perfiles de producción de los campos petroleros y producción futura de productos refinados y químicos; (3) inversiones, impuestos y costos futuros; (4) vida útil de los activos; (5) precios futuros, (6) tasa de descuento, la cual es revisada anualmente, y es determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés) y (7) cambios en la regulación ambiental. El importe recuperable es comparado con el valor neto en libros del activo, o de la unidad generadora de efectivo (UGE) para determinar si es sujeto de reconocimiento de impairment o si debe recuperarse algún monto de periodos anteriores.

Una pérdida por impairment reconocida previamente se revierte solo si ha habido un cambio en los supuestos utilizados para determinar el importe recuperable de los activos o UGEs desde que se reconoció la última pérdida por impairment. La reversión está limitada de modo que el valor en libros de un activo o UGE, diferente al goodwill, no exceda su importe recuperable, o el valor en libros que se hubiera determinado (neto de amortización o depreciación) si no se hubiera reconocido una pérdida en periodos anteriores.

Los precios futuros se estiman bajo las condiciones actuales del mercado. Los volúmenes de producción esperados, que comprenden reservas probadas y no probadas, se utilizan para pruebas de impairment debido a que la Gerencia considera

que este es el indicador más apropiado de los flujos de efectivo futuros esperados, los cuales también serían considerados por los participantes del mercado. Las estimaciones de las reservas son intrínsecamente imprecisas y sujetas a riesgo e incertidumbre. Además, las proyecciones sobre reservas no probadas se basan en información que es necesariamente menos robusta que la disponible para reservorios maduros.

Estas estimaciones y supuestos están sujetos a riesgo e incertidumbre. Por tanto, existe la posibilidad que cambios en las circunstancias afecten estas proyecciones, que también puede afectar el monto recuperable de los activos y/o UGEs, así como también puede afectar el reconocimiento de una pérdida por impairment o la reversión de los montos registrados en periodos anteirores..

3.3 Costos de exploración y evaluación

La aplicación de la política contable del Grupo para los costos de exploración y evaluación requiere juicio al determinar si los beneficios económicos futuros son probables, ya sea por una futura explotación o una venta, o si las actividades no han alcanzado una etapa que permita una evaluación razonable de la existencia de reservas. Ciertos costos de exploración y evaluación se capitalizan inicialmente cuando se espera que surjan reservas comercialmente viables. El Grupo utiliza su juicio profesional sobre eventos y circunstancias futuras y hace estimaciones para evaluar anualmente la generación de beneficios económicos futuros para la extracción de recursos petroleros, así como análisis técnicos y comerciales para confirmar su intención de continuar su desarrollo. Los cambios con respecto a la información disponible, como el nivel de éxito de perforación o los cambios en la economía del proyecto, los costos de producción y los niveles de inversión, así como otros factores, pueden resultar a que los costos de perforación de exploración capitalizados, se reconozcan en el resultado del periodo. El Grupo emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y evaluación. Los gastos por pozos secos se incluyen en las actividades de operación en el estado consolidado de flujos de efectivo.

3.4 Determinación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)

La asignación de activos en UGEs requiere juicio significativo, así como también las interpretaciones con respecto a la integración entre los activos, la existencia de mercados activos, la exposición similar a los riesgos de mercado, las infraestructuras compartidas y la forma en la que la Gerencia monitorea las operaciones. Ver nota 4.12 – Impairment del valor de los activos.

3.5 Abandono y desmantelamiento de campos y otras facilidades

De acuerdo con la reglamentación ambiental y de petróleos, el Grupo debe asumir los costos por el abandono de instalaciones de extracción y transporte de petróleo, los cuales incluyen el costo de taponamiento y abandono de pozos, desmantelamiento de instalaciones y recuperación ambiental de las áreas afectadas.

Los costos de abandono y desmantelamiento son registrados en el mismo momento que se registra la instalación de los activos y son revisados anualmente.

Los cálculos de estos montos son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Gerencia. Los costos finales de desmantelamiento son inciertos y las estimaciones pueden variar en respuesta a muchos factores, incluidos los cambios en los requisitos legales pertinentes, el surgimiento de nuevas técnicas de restauración o la experiencia en otros sitios de producción. El tiempo esperado, la extensión y el monto del gasto también pueden cambiar, por ejemplo, en respuesta a cambios en las proyecciones de costos internos, cambios en las estimaciones de reservas, tasas de inflación futuras y tasas de descuento. El Grupo considera que los costos de abandono y desmantelamiento son razonables, según la experiencia y las condiciones del mercado, sin embargo, las variaciones significativas en los factores externos utilizados para el cálculo de la estimación podrían impactar significativamente los montos registrados en los estados financieros consolidados. Ver Nota 4.13 – Provisiones y pasivos contingentes (Obligación de retiro de activos).

3.6 Planes de pensión y otros beneficios

La determinación de gastos, pasivos y ajustes relacionados con los planes de pensión y otros beneficios de retiro definidos requieren que la Gerencia utilice el juicio en la aplicación de los supuestos actuariales utilizados en el cálculo actuarial. Los supuestos actuariales incluyen estimaciones de la mortalidad futura, retiros, cambios en la remuneración y la tasa de descuento para reflejar el valor del dinero en el tiempo; así como la tasa de rendimiento de los activos del plan. Debido a la

complejidad de la valoración, así como a su naturaleza de largo plazo, las obligaciones que se definan son muy sensibles a cualquier cambio en las variables que se utilizan.

Estos supuestos se revisan anualmente para propósitos de las valuaciones actuariales y pueden diferir materialmente de los resultados reales debido a cambios en las condiciones económicas y de mercado, cambios en la regulación, decisiones judiciales, tasas de retiro más altas o más bajas, o expectativas de vida de los empleados más largas o más cortas.

3.7 Impairment de goodwill

El Grupo realiza en diciembre de cada año la prueba anual de impairment del goodwill para evaluar si el valor en libros es recuperable. El goodwill es asignado a cada una de las Unidades Generadoras de Efectivo (o grupos de unidades generadoras de efectivo).

La determinación del importe recuperable se describe en la Nota 4.10 y su cálculo requiere supuestos y estimaciones. El Grupo considera que los supuestos y estimados utilizados son razonables, pueden ser respaldados en las condiciones actuales de mercado y están alineados al perfil de riesgo de los activos relacionados. Sin embargo, al utilizar diferentes supuestos y estimados, se obtendrían resultados diferentes. Los modelos de valoración usados para determinar el valor razonable son sensibles a cambios en los supuestos subyacentes. Por ejemplo, los precios y volúmenes de ventas y los precios que serán pagados por la compra de materias primas son supuestos que pueden variar en el futuro. Los cambios adversos en cualquiera de estos supuestos podrían llevar a reconocer un impairment del goodwill.

3.8 Litigios

El Grupo está sujeto a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La Gerencia evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que se estos materialicen y los montos involucrados, para decidir sobre los importes reconocidos y/o revelados en estados financieros consolidados.

Este análisis, el cual puede requerir juicios considerables, incluye revisar procesos legales instaurados en contra y reclamos aún no iniciados. Una provisión se reconoce cuando el Grupo tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado, es probable que se genere una salida de recursos para liquidar la obligación y se puede hacer una estimación confiable del monto de dicha obligación.

3.9 Impuestos

El cálculo de la provisión por impuesto de renta requiere la interpretación de la normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera el Grupo Empresarial Ecopetrol. Se requieren realizar juicios significativos para la determinación de las estimaciones del impuesto a las ganancias y para evaluar la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos, los cuales se basan en estimaciones de resultados fiscales futuros y en la capacidad para generación de resultados suficientes durante los periodos en los que sean deducibles dichos impuestos diferidos. Los pasivos por impuestos diferidos se registran de acuerdo con las estimaciones realizadas de los activos netos que en un futuro no serán fiscalmente deducibles.

En la medida en que los flujos de efectivo futuros y la renta gravable difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad del Grupo para utilizar los impuestos diferidos activos netos registrados a la fecha de presentación, podría verse afectada.

Adicionalmente, los cambios en las normas fiscales podrían limitar la capacidad del Grupo para obtener deducciones fiscales en ejercicios futuros, así como el reconocimiento de nuevos pasivos por impuestos producto de cuestionamientos por parte de la auditoria del organismo fiscalizador.

Las posiciones fiscales que se adopten suponen la evaluación cuidadosa por parte de la Gerencia, y se revisan y ajustan en respuesta a circunstancias como caducidad en la aplicación de la legislación, cierre de auditorías fiscales, revelaciones adicionales ocasionadas por algún tema legal o alguna decisión de la Corte en un tema tributario en particular. El Grupo registra provisiones con base en la estimación de la posibilidad de una decisión negativa que pueda surgir de una auditoría fiscal. El monto de estas provisiones depende de factores como la experiencia previa en auditorías fiscales y las

interpretaciones de las normas tributarias por las entidades contribuyentes y de la autoridad tributaria. Los resultados reales pueden diferir de las estimaciones registradas.

3.10 Contabilidad de coberturas

El proceso de identificación de las relaciones de cobertura entre las partidas cubiertas y los instrumentos de cobertura derivados y no derivados (tal como la deuda a largo plazo en moneda extranjera), y su correspondiente efectividad, requiere juicios de la Gerencia. El Grupo evalúa periódicamente la alineación entre las coberturas identificadas y su política de gestión de riesgos.

4. Políticas contables

Las políticas contables que se indican a continuación se han aplicado consistentemente para todos los períodos presentados.

4.1 Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar a un activo financiero, a un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra entidad.

La clasificación depende de su naturaleza y propósito por el cual el activo o pasivo financiero fue adquirido y se determina al momento del reconocimiento inicial. Todos los activos y pasivos financieros se miden inicialmente a su valor razonable.

Los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros distintos a los medidos a valor razonable con cambios en resultados, se suman o deducen del valor razonable de los activos y pasivos financieros, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

Los préstamos y cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

Los instrumentos de patrimonio se miden a valor razonable.

Mediciones a valor razonable

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría para transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de valoración. La medición del valor razonable se basa en la presunción de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo tiene lugar en el mercado principal del activo o pasivo o en ausencia de un mercado principal en el mercado más ventajoso.

El valor razonable de un activo o un pasivo es medido utilizando los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar su precio, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico.

La medición del valor razonable de un activo no financiero tiene en cuenta la capacidad de generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso o mediante la venta de éste a otro participante del mercado quien utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

El Grupo utiliza las técnicas de valoración más apropiadas para las circunstancias y con la mejor información disponible, maximizando el uso de los datos de entrada observables y minimizando los no observables.

Todos los activos y pasivos cuyo valor razonable se mide o revela en los estados financieros consolidados se clasifican dentro de la jerarquía, con base en la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable en su conjunto, de la siguiente manera:

- Nivel 1: Precios de cotización (no ajustados) de mercados activos para activos y pasivos idénticos. El valor razonable de los instrumentos negociables del Grupo se basa en entradas de nivel 1.

- Nivel 2: Técnicas de valoración para las cuales se observa directa o indirectamente la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable. Las entradas del nivel 2 incluyen precios de activos similares, precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa, y los precios que pueden ser corroborados substancialmente con otros datos observables con los mismos términos contractuales.

  Para los contratos de derivados que no se dispongan de un precio de mercado cotizado, las estimaciones del valor razonable generalmente se determinan utilizando modelos y otros métodos de valoración basados técnicas de valor presente, cuyos insumos clave incluyen precios futuros, estimaciones de volatilidad, correlación de precios, riesgo de crédito de contraparte y liquidez del mercado, según corresponda.

- Nivel 3: Técnicas de valoración para las cuales la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable no es observable. El Grupo no utiliza entradas a nivel 3 para sus mediciones de activos y pasivos financieros. Para el cálculo del valor recuperable de ciertos activos no financieros para propósitos de determinación del impairment, el Grupo puede utilizar entradas de nivel 32.

Método de la tasa de interés efectiva

El método de la tasa de interés efectiva es una forma de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de registro del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados (incluyendo todas las comisiones, costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial.

Impairment de activos financieros

El Grupo reconoce el valor de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo de acuerdo con el enfoque simplificado. Las pérdidas crediticias del activo se reconocen antes que un instrumento pase a estar en mora. Para determinar el riesgo crediticio se utiliza la información razonable y sustentable que se refiera al comportamiento histórico y variables que indiquen que exista riesgo en el futuro.

Al final de cada periodo sobre el que se informa el Grupo evalúa si hay evidencia objetiva que un activo o un grupo de activos están deteriorados como resultado de uno o más eventos ocurridos desde el reconocimiento inicial, para determinar si los flujos de efectivo futuros han sido afectados.

Para los activos financieros medidos al costo amortizado, el importe de la pérdida por impairment es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

4.1.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo comprende recursos en caja, inversiones financieras altamente líquidas, depósitos bancarios y depósitos especiales con vencimiento dentro de los noventa días desde la fecha de su adquisición y con bajo nivel de riesgo a cambios significativos en su valor.

4.1.2 Activos financieros

El Grupo clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Incluyen activos financieros mantenidos para negociar y activos financieros designados al momento del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Se clasifican como mantenidos para negociar si son adquiridos con el

propósito de vender o recomprar en el corto plazo. Estos activos se reconocen a su valor razonable y las ganancias o pérdidas que surgen en la re-medición son reconocidas en el resultado del periodo.

b) Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en el otro resultado integral

Son instrumentos de patrimonio de otras Compañías no controladas y no estratégicas que no permiten ejercer ningún tipo de control o influencia significativa sobre las mismas y donde la gerencia del Grupo no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las ganancias o pérdidas se reconocen en el otro resultado integral.

c) Activos financieros a costo amortizado

El Grupo mide los activos financieros a costo amortizado si se cumplen las siguientes condiciones:

1. El activo es mantenido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es beneficiarse de los flujos contractuales, y,
2. Los términos contractuales dan lugar a fechas específicas de pago y los flujos de efectivo corresponden únicamente a pagos del principal e intereses.

Los activos financieros a costo amortizado son posteriormente medidos usando el método de interés efectivo menos impairment. Las ganancias o pérdidas son reconocidas en el resultado cuando el activo es dado de baja, ha sido modificado o deteriorado.

Esta categoría es la más relevante para el Grupo. Los activos financieros a costo amortizado incluyen las cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar, préstamos y préstamos a empleados.

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar, incluyen cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar.

Los préstamos a empleados son inicialmente reconocidos al valor presente de los flujos de efectivo futuros, descontados a una tasa de mercado para un préstamo similar. Si la tasa de interés del préstamo es inferior a la tasa de interés de mercado, el valor razonable será menor que la cuantía del préstamo.

Bajas de activos financieros

El Grupo da de baja un activo financiero únicamente al vencimiento de los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo o, cuando ha transferido sus derechos de recibir dichos flujos o ha asumido la obligación de pagar los flujos recibidos en su totalidad sin demora material a un tercero y (a) ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad o (b) no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, sino que ha transferido el control del mismo.

Cuando el Grupo no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo o transferido el control del activo, continúa reconociendo el activo sobre la base de la participación continuada, y también reconoce el pasivo asociado.

4.1.3 Pasivos financieros

Los pasivos financieros corresponden a las fuentes de financiación obtenidas por el Grupo a través de créditos bancarios y emisiones de bonos, cuentas por pagar a proveedores y acreedores.

Los bonos y los créditos bancarios se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. Después del reconocimiento inicial, se miden posteriormente a costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva. La amortización se incluye como gasto financiero en el estado consolidado de pérdidas y ganancias.

Bajas de pasivos financieros

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación especificada en EL correspondiente contrato sea pagada o vencida. Cuando un pasivo existente haya sido reemplazado por otro pasivo proveniente del mismo prestamista bajo condiciones sustancialmente diferentes, o si las condiciones de un pasivo existente se modifican de manera sustancial, tal modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia entre los importes respectivos, se reconoce en el estado consolidado de ganancias y pérdidas.

4.1.4 Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura

Los instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente en el estado consolidado de situación financiera como activos o pasivos por su valor razonable. Los cambios en el valor razonable se registran como resultados en el estado consolidado de ganancias y pérdidas, excepto si son designados dentro de una cobertura de flujo de efectivo, las cuales se reconocen en otros resultados integrales y posteriormente se reclasifican a resultados cuando el elemento cubierto afecte ganancias y pérdidas.

Las ganancias o pérdidas de los contratos derivados, que no están calificados ni designados como coberturas, incluidos los contratos de forward para la compra y venta de commodities en negociación para la entrega o recibo físico del commodity son registrados en el resultado.

4.1.5 Operaciones de cobertura

Para propósitos de contabilidad de cobertura, estas operaciones son clasificadas como:

- Coberturas de valor razonable, cuando se tiene como propósito cubrir la exposición a cambios en el valor razonable del activo o pasivo reconocido o compromiso en firme no reconocido, o parte identificada en dicho activo, pasivo o compromiso firme.

- Coberturas de flujo de efectivo, cuyo propósito es cubrir la exposición a la fluctuación de los flujos de efectivo que se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable.

- Coberturas de una inversión neta de un negocio en el extranjero.

Al inicio de la relación de cobertura, El Grupo designa y documenta formalmente la relación entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto, junto con sus objetivos de gestión de riesgo y su estrategia para llevar a cabo las transacciones de cobertura. Se espera que tales coberturas sean altamente efectivas para lograr compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo; igualmente, se evalúan continuamente para determinar que realmente han sido altamente efectivos a lo largo de los períodos de reporte financiero, para los cuales fueron designados.

4.1.5.1 Cobertura de flujo de efectivo

La porción efectiva de las ganancias o pérdidas de los instrumentos de cobertura se reconocen en otro resultado integral, mientras que la porción inefectiva se reconoce en el resultado del periodo, en la línea del resultado financiero, neto.

Los montos previamente reconocidos en otro resultado integral se transfieren a resultados cuando la partida cubierta afecta los resultados del ejercicio. Cuando la partida cubierta es un activo o pasivo no financiero, los importes previamente reconocidos en otro resultado integral se transfieren y se incluyen en el importe en libros inicial del costo del activo o pasivo no financiero.

Si el instrumento de cobertura expira o se vende, finaliza o se ejerce sin reemplazo o transferencia, o si se revoca su designación como cobertura o cuando la cobertura ya no cumple con los criterios para la contabilidad de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en otro resultado integral consolidado se mantiene por separado en el patrimonio hasta que la transacción se reconozca en el estado de ganancias y pérdidas consolidado. Cuando ya no se espera que ocurra la transacción cubierta inicialmente, cualquier monto acumuladaoen el patrimonio se reconoce

inmediatamente en el resultado del periodo.

Ecopetrol designa préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo tipo de cambio en exportaciones futuras de crudo. Ver Nota 29 para mayor información.

4.1.5.2 Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Son contabilizadas de manera similar a las coberturas de flujo de efectivo.

Las ganancias o pérdidas del instrumento de cobertura relativa a la porción efectiva se reconocen en el otro resultado integral; mientras que los montos relativos a la porción inefectiva se reconoce en el resultado del periodo. Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio son reclasificadas al estado consolidado de ganancias y pérdidas cuando se disponga parcial o totalmente del negocio en el extranjero.

Ecopetrol designó préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo de tipo de cambio en sus inversiones en subsidiarias cuya moneda funcional es dólar. Ver Nota 29 para mayor información.

4.2 Inventarios

Los inventarios se registran al más bajo entre el costo y el valor neto realizable.

Comprenden principalmente petróleo crudo, combustibles y productos petroquímicos e inventarios de bienes de consumo (repuestos y suministros).

El costo del petróleo crudo es el costo de producción, incluido el costo de transporte.

El costo requerido para poner en funcionamiento los oleoductos hace parte del costo del oleoducto relacionado.

El costo de otros inventarios se determina según el método del promedio ponderado, el cual incluye los costos de adquisición (descuentos comerciales, reembolsos y otros similares), transformación y otros costos incurridos para llevar el inventario a su ubicación y condición actual, como los costos de transporte.

Los inventarios de consumibles (repuestos y suministros) se reconocen como inventario y luego se registran como gastos, mantenimiento o proyectos en la medida en que se consuman.

El Grupo estima el valor neto realizable de los inventarios al final de cada período. Cuando las circunstancias que previamente causaron que los inventarios estuvieran por debajo de su costo ya no existan, o cuando se presenta una clara evidencia de un aumento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, el monto provisionado se revierte. La reversión no puede ser mayor al valor registrado originalmente, de modo que el nuevo importe en libros siempre será el menor entre el costo y el valor neto realizable revisado.

4.3 Partes relacionadas

Se consideran partes relacionadas aquellas en donde una de las partes tiene la capacidad de controlar a la otra, tiene control conjunto, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas de la participada o es un miembro del personal clave de la gerencia (o familiar cercano del personal clave). El Grupo ha considerado como partes relacionadas las Compañías asociadas, negocios conjuntos, directivos clave de la gerencia, las entidades administradoras de los recursos para pago de planes de beneficios post-empleo para empleados y algunas transacciones relevantes celebradas con entidades del Gobierno Colombiano, como son la compra de hidrocarburos y el fondo de estabilización petrolera. (Ver Nota 30 – Partes Relacionadas)

4.3.1 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual el Grupo ejerce influencia significativa pero no control. La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, sin llegar a tener control o

control conjunto sobre las mismas. En general, estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria del 20% al 50% de los derechos de voto. (Ver Anexo 1 – Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos)

Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de la participación. Bajo este método, la inversión se reconoce inicialmente al costo, posteriormente es ajustada para reconocer la participación del Grupo en los activos netos de la asociada. El goodwill relacionado se incluye en el importe en libros y no se evalúa su impairment de forma separada.

La participación en los resultados de las operaciones de la asociada se reconoce en el estado consolidado de ganancias y pérdidas. Cualquier cambio en otro resultado integral se registra también en el otro resultado integral del Grupo.

Después de la aplicación del método de participación, el Grupo determina si es necesario reconocer una pérdida por impairment de la inversión, en cada fecha de presentación, el Grupo determina si existe evidencia objetiva de que la inversión está deteriorada, si existe tal evidencia, se calcula el monto del impairment como la diferencia entre el importe recuperable y el valor en libros, y luego reconoce la pérdida en el estado consolidado de ganancias y pérdidas.

Cuando es necesario, se realiza homologación a las políticas contables de las asociadas para garantizar la consistencia con las adoptadas por el Grupo. Adicionalmente, el método de participación se calcula con sus estados financieros más recientes.

4.3.2 Negocios conjuntos

Un negocio conjunto es un acuerdo mediante el cual dos o más partes ejercen control conjunto y tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. El control conjunto se presenta cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. El tratamiento contable para el reconocimiento de los negocios conjuntos es el mismo que el de las inversiones en asociadas.

4.4 Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un tipo de acuerdo conjunto mediante el cual las partes ejercen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, en relación con el acuerdo.

Los contratos de operación conjunta se celebran entre el Grupo y terceros para compartir el riesgo, asegurar el capital, maximizar la eficiencia operativa y optimizar la recuperación de las reservas. En estas operaciones, una parte se designa como el operador para ejecutar el presupuesto de gastos e inversiones e informar a los socios de acuerdo con sus intereses de participación. Así mismo, cada uno toma su parte de los hidrocarburos producidos (petróleo crudo o gas) de acuerdo con su participación en la producción.

Cuando el Grupo participa como socio no operador, registra los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos en función del informe de los operadores. Cuando el Grupo es el operador directo de los contratos, registra su porcentaje de activos, pasivos, ingresos, costos y gastos, con base en la participación de cada socio en las líneas correspondientes a activos, pasivos, gastos, costos e ingresos.

Cuando el Grupo adquiere o aumenta una participación en una operación conjunta en la cual la actividad constituye un negocio, dicha transacción se registra aplicando el método de adquisición de acuerdo a la NIIF 3 – Combinación de negocios. El costo de adquisición es la suma de la contraprestación transferida, la cual corresponde al valor razonable, en la fecha de adquisición, de los activos transferidos y los pasivos incurridos.

El exceso del valor de la contraprestación transferida y el importe pagado en la operación se reconoce como goodwill. Si resulta en un exceso el valor razonable de los activos netos adquiridos sobre el importe pagado en la operación, la diferencia se reconoce como un ingreso en el estado de ganancias y pérdidas consolidado en la fecha de reconocimiento de la operación.

4.5 Activos no corrientes mantenidos para la venta

Los activos no corrientes se clasifican como mantenidos para la venta si sus valores en libros se recuperarán principalmente a través de una transacción de venta y no mediante su uso continuado. Así mismo, se clasifican en esta categoría solo cuando

la venta es altamente probable dentro de un año desde la fecha de clasificación y el activo (o grupo de activos) y está disponible para su venta inmediata en su condición actual. Estos activos se miden al menor entre su valor en libros y el valor razonable menos los costos de disposición relacionados.

4.6 Propiedades, planta y equipo

Reconocimiento y medición

Las propiedades, planta y equipo se presentan al costo menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por impairment. Los componentes tangibles de los activos relacionados con recursos naturales y del medio ambiente forman parte de las propiedades, planta y equipo.

El costo inicial de un activo comprende su precio de compra o costo de construcción, incluyendo impuestos de importación e impuestos no reembolsables, cualquier costo directamente atribuible a la puesta en operación del activo, costos de beneficios a los empleados que surjan directamente de la construcción o adquisición, costos de endeudamiento incurridos que son atribuibles a la adquisición y/o construcción de activos calificables y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento y abandono.

Las piezas de repuesto y el equipo auxiliar se registran como inventarios, y se reconocen como gasto en la medida que se consumen. Las piezas de repuesto importantes y el equipo de mantenimiento permanente, que el Grupo espera usar durante más de un período, son reconocidos como propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida en el retiro de algún elemento de propiedades, planta y equipo es reconocida en los resultados del periodo respectivo.

Desembolsos posteriores

Corresponden a todos los desembolsos que se realicen sobre activos existentes con el fin de aumentar o prolongar la vida útil inicial esperada, aumentar la productividad o eficiencia productiva, permitir una reducción significativa de los costos de operación, aumentar el nivel de reservas en áreas de explotación o desarrollo o reemplazar una parte o componente de un activo que sea considerado crítico para la operación.

Los gastos de reparación, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. No obstante, los desembolsos asociados a mantenimientos mayores son capitalizados.

Depreciación

Las propiedades, planta y equipo se deprecian siguiendo el método lineal, excepto los activos asociados a las actividades de Exploración y Producción, los cuales se deprecian usando el método de unidades técnicas de producción. Las vidas útiles técnicas se actualizan anualmente considerando razones tales como: adiciones o mejoras (por reposición de partes o componentes críticos para la operación del activo), avances tecnológicos, obsolescencia u otros factores; el efecto de estos cambios se reconoce a partir del periodo contable en el cual se efectúa. La depreciación de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

La vida útil se define bajo los criterios de utilización prevista del activo, su desgaste físico esperado, la obsolescencia técnica o comercial y los límites legales o restricciones sobre su uso.

Las vidas útiles estimadas oscilan entre los siguientes rangos:

Planta y equipo	11 - 60 años
Ductos, redes y líneas	11 - 50 años
Edificaciones	11 - 50 años
Otros	6 - 40 años

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones y tienen una vida útil indefinida y por lo tanto no son objeto de depreciación.

Los métodos de depreciación y vidas útiles se revisan anualmente y se ajustan, si corresponde.

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible impairment en su valor recuperable. Ver notas 3.2 – Impairment (recuperación de impairment) del valor de los activos de largo plazo y 4.12 - Impairment del valor de los activos de largo plazo.

4.7 Recursos naturales y del medio ambiente

Reconocimiento y medición

El Grupo emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la NIIF 6 - Exploración y evaluación de recursos minerales.

Costos de exploración

Los costos de adquisición y exploración son registrados como activos de exploración y evaluación en curso hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o no; de no ser exitosa, todos los costos incurridos son reconocidos en el estado de ganancias y pérdidas consolidado.

Los costos de exploración incurridos con el objetivo de identificar áreas con perspectivas de contener reservas de petróleo crudo o gas incluyendo geología y geofísica, sísmica, viabilidad y otros, se reconocen como gastos cuando se incurren. Los desembolsos asociados con la perforación de pozos exploratorios y aquellos relacionados con pozos estratigráficos de naturaleza exploratoria son registrados como activos hasta que se determine si son comercialmente viables; de lo contrario, se registran en resultados como gasto de pozos secos. Otros gastos se reconocen en resultados cuando se incurre en ellos.

Un activo de exploración y evaluación ya no se clasificará como tal cuando se demuestre la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer un recurso mineral. Los activos de exploración y evaluación se revisarán por impairment y se reconocerá cualquier pérdida por impairment antes de su reclasificación.

Todos los costos capitalizados están sujetos a revisiones técnicas y comerciales al menos una vez al año para confirmar la continuidad para desarrollar y producir dichos campos; de lo contrario, estos costos se transfieren al resultado.

Los costos de exploración se presentan netos de los ingresos obtenidos de la venta de petróleo crudo durante el periodo de pruebas extensas, neto de los costos de ventas, ya que se consideran necesarios para completar el activo.

Costos de desarrollo

Los costos de desarrollo corresponden a aquellos costos incurridos para acceder a las reservas probadas de hidrocarburos y de proporcionar las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, recogida y almacenamiento. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican como recursos naturales y del medio ambiente, los costos posteriores a la etapa de exploración son capitalizados como costos de desarrollo de las propiedades que comprendan tales activos de recursos naturales. Todos los costos de desarrollo se capitalizan, incluidos los costos de perforación sin éxito de pozos de desarrollo.

Costos de producción

Son aquellos incurridos para operar y mantener los pozos productivos, así como el equipo e instalaciones correspondientes. La actividad de producción incluye la extracción del crudo y del gas a la superficie, su recolección, tratamiento y procesamiento y el almacenamiento en el campo. Los costos de producción son gastos en el momento en que se incurren a menos que adicionen reservas de petróleo crudo y gas, en tal caso son capitalizados.

Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su costo y hacen parte de las propiedades, planta y equipo

sujetos a depreciación.

Los costos capitalizados también incluyen el costo de desmantelamiento, retiro y restauración, así como el valor estimado por obligaciones ambientales futuras. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, se capitalizan en el activo correspondiente.

Los costos capitalizados también incluyen el valor de los ingresos obtenidos netos de los costos por la venta de crudo de pruebas extensas, por cuanto se consideran necesarios para completar el activo.

Amortización

La amortización de los elementos de recursos naturales y del medio ambiente es determinada según el método de unidades técnicas de producción por campo, utilizando como base las reservas probadas desarrolladas, salvo algunos casos excepcionales que demandan un mayor juicio de valor por parte de la Gerencia para determinar un mejor factor de amortización de los beneficios económicos futuros a lo largo de la vida útil del activo. Los factores de amortización se revisan anualmente, con base en el estudio de reservas y el impacto sobre cambios de dichos factores sobre el gasto por amortización, se reconoce de manera prospectiva en los estados financieros consolidados.

Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por la Junta Directiva. Las reservas probadas consisten en las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas con certeza razonable por los datos geológicos y de ingeniería que serán recuperables en años futuros a partir de reservas conocidas bajo condiciones económicas y de operación existentes, es decir, a los precios y costos que se aplican a la fecha de la estimación.

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible impairment en su valor recuperable. Ver notas 3.2 – Impairment (recuperación de impairment) del valor de los activos de largo plazo y 4.12 - Impairment del valor de los activos de largo plazo.

4.8 Capitalización de costos por préstamos

Los costos por préstamos relacionados con la adquisición, construcción o producción de un activo calificado, el cual requiera un período de tiempo sustancial para estar listo para su uso, se capitalizan como parte del costo de ese activo cuando sea probable que los beneficios económicos futuros retornen al Grupo y puedan ser medidos con fiabilidad. Los demás costos por intereses se reconocen como gastos financieros en el período en que se incurren. Los proyectos que han sido suspendidos, pero que el Grupo tiene la intención de continuar a futuro con su ejecución, no son considerados como activos calificados para el propósito de capitalizar los costos por préstamos.

4.9 Activos intangibles

Los activos intangibles con vida útil definida, adquiridos separadamente, son inicialmente registrados al costo menos la amortización acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. La amortización es reconocida bajo el método de línea recta, de acuerdo con sus vidas útiles estimadas. La vida útil estimada y el método de amortización son revisados al final de cada período de reporte; cualquier cambio en la estimación es registrada sobre una base prospectiva.

Los desembolsos originados por las actividades de investigación se reconocen como un gasto en el período en el cual se incurren.

4.10 Goodwill

El goodwill se mide inicialmente al costo (que corresponde al exceso entre la contraprestación transferida y el monto reconocido por intereses no controlantes y cualquier interés anterior mantenido sobre los activos netos identificables de los activos adquiridos y los pasivos asumidos). Después del reconocimiento inicial, el goodwill se mide al costo menos cualquier pérdida por impairment acumulada. El crédito mercantil no se amortiza, pero se revisa anualmente su

impairment.

4.11 Arrendamientos

El Grupo aplicó NIIF 16 – Arrendamientos a partir del 1 de enero de 2019, utilizando el enfoque retrospectivo modificado, bajo el cual el efecto acumulativo de la aplicación inicial se reconoce en las ganancias acumuladas. En consecuencia, la información comparativa presentada para 2018 no se re-expresa, es decir, se presenta, como se informó anteriormente, bajo la NIC 17 e interpretaciones relacionadas. Los detalles de los cambios en las políticas contables se revelan en la Nota 5.1. Adicionalmente, los requisitos de revelación de la NIIF 16 no han sido aplicados a la información comparativa.

4.12 Impairment del valor de los activos de largo plazo

Con el fin de evaluar si los activos tangibles e intangibles están deteriorados, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con el importe recuperable por lo menos en cada fecha de cierre del período, para identificar indicios de que algún activo pudiera estar deteriorado.

Para efectuar el análisis de impairment, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGEs) siempre que los mismos, individualmente considerados, no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGEs. La agrupación de los activos en diferentes UGEs, implica la realización de juicio profesional y la consideración, entre otros parámetros, de los segmentos de negocio. En este sentido, en el segmento de Exploración y Producción, una UGE corresponde a cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas "campos"; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios campos son interdependientes entre sí, dichos campos se agrupan en una única UGE. En el caso del segmento Refinación y Petroquímica, las UGE corresponden a cada una de las refinerías del Grupo y para el segmento de Transporte cada línea es considerada como una UGE independiente.

El valor recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, se reconoce una pérdida por impairment de valor en los resultados consolidados del periodo.

El valor razonable menos los costos de disposición es usualmente mayor que el valor en uso para el segmento de producción debido a algunas restricciones significativas en la estimación de los flujos de caja futuros, como son: a) futuras inversiones de capital que mejoren el desempeño de la UGE y que pueden resultar en un incremento esperado de los flujos netos de efectivo, b) partidas antes de impuestos que reflejan riesgos de negocio específicos, lo que resulta en una mayor tasa de descuento.

El valor razonable menos los costos de disposición, se determina como la suma de los flujos de caja futuros descontados, ajustados al riesgo estimado. Las estimaciones de los flujos de caja futuros se realizan con proyecciones de los precios de los productos básicos, estimaciones de la oferta y la demanda y los márgenes de los productos.

El valor razonable menos los costos de disposición, descrito arriba, es comparado con múltiplos de valoración y precios de cotización de las acciones en empresas comparables al Grupo, con el objetivo de determinar si es razonable. En el caso de los activos o UGEs que participan en la evaluación y exploración de reservas, se consideran reservas probadas, probables y posibles, con un factor de riesgo asociado a las mismas.

Una vez que se ha registrado una pérdida por impairment, el gasto por amortización futura se calcula sobre la base del importe recuperable ajustado. Las pérdidas por impairment solo pueden revertirse si la recuperación está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después de que se reconoció la pérdida. Estas reversiones no deberán exceder el valor en libros de los activos netos de depreciación o amortización que se habrían determinado si el impairment nunca se hubiera registrado.

El valor en libros de los activos no corrientes reclasificados como activos mantenidos para la venta, se compara con el valor razonable menos los contos de disposición. No se registra ninguna otra provisión por depreciación o amortización si el valor razonable menos los costos de disposición es menor que el valor en libros.

4.13 Provisiones y pasivos contingentes

Las provisiones son reconocidas cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado y que sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación y su estimación pueda ser medida con fiabilidad. En los casos aplicables, se registran a su valor presente, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo.

Si el efecto del valor temporal del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones son descontadas utilizando una tasa actual de mercado antes de impuestos que refleje, cuando corresponda, los riesgos específicos del pasivo. Cuando se reconoce el descuento, el aumento de la provisión se reconoce como gasto financiero en el estado de ganancias y pérdidas consolidado.

Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son registrados como gastos.

El reconocimiento de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y el Grupo utiliza toda la información disponible para determinar un estimado razonable de su respectivo costo.

Los pasivos contingentes no son reconocidos, pero están sujetos a revelación en las notas explicativas cuando es posible la salida de recursos; incluyendo aquellos cuyos valores no pueden estimarse.

En los casos en que se espera que la provisión se reembolse en todo o en parte, por ejemplo, en virtud de un contrato de seguros, el reembolso se reconoce como un activo separado únicamente en los casos en que tal reembolso sea prácticamente cierto. El importe reconocido para el activo no debe exceder el importe de la provisión

Obligación de retiro de activos

Los pasivos asociados al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas, relacionadas con el abandono y desmantelamiento pozos, ductos, inmuebles y equipo.

La obligación generalmente se contrae cuando los activos son instalados o cuando la superficie o el ambiente son alterados en los sitios a operar. Estos pasivos son reconocidos utilizando la técnica de flujos de caja descontados a una tasa antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado de un pasivo de riesgo similar y tomando en consideración el límite económico del campo o vida útil del activo respectivo. En el caso en que no se pueda determinar una estimación fiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tenga suficiente información disponible para realizar la mejor estimación.

El valor en libros de la provisión es revisado y ajustado anualmente considerando cambios en las variables utilizadas para su estimación, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo. Cualquier cambio en el valor presente del gasto estimado se refleja como un ajuste a la provisión y su correspondiente propiedad, planta y equipo o recursos naturales y ambientales. Cuando se presenta una disminución en la obligación de retiro de activos relacionada con un activo productivo que excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas consolidado. El costo financiero de actualización de estos pasivos es reconocido en el resultado del periodo, como gasto financiero.

4.14 Impuesto a las ganancias y otros impuestos

El gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto a la renta por pagar del periodo corriente y el efecto del impuesto diferido en cada periodo.

El impuesto a las ganancias es registrado en resultados, excepto cuando estén relacionados con partidas reconocidas en otros resultados integrales, en cuyo caso el impuesto es registrado en el otro resultado integral. Los activos y pasivos por impuestos son presentados de manera separada en los estados de situación financiera consolidados, excepto cuando exista un derecho de compensación dentro de las jurisdicciones fiscales y la intención para cruzar tales saldos sobre una base neta.

Para las entidades que tributan en Colombia, los impuestos son pagados de acuerdo al resultado individual de cada Compañía y no bajo una base consolidada

4.14.1 Impuesto corriente

El Grupo determina la provisión del impuesto a las ganancias con base en el mayor valor entre la utilidad gravable y la renta presuntiva (el valor mínimo estimado de rentabilidad que la ley prevé para cuantificar y liquidar el impuesto a las ganancias). La utilidad fiscal difiere de la utilidad reportada en el estado consolidado de ganancias y pérdidas, debido a: partidas de ingresos o gastos imponibles o deducibles en diferentes periodos fiscales, deducciones tributarias especiales, pérdidas fiscales y partidas contabilizadas que conforme a las normas tributarias aplicables en cada jurisdicción se consideren no gravables o no deducibles

4.14.2 Impuestos diferidos

El impuesto diferido se contabiliza de acuerdo con el método del pasivo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se reconocen por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a las diferencias entre los importes en libros de los activos y pasivos existentes en los estados financieros consolidados y sus bases impositivas respectivas. Se reconoce un pasivo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias imponibles. Se reconoce un activo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias deducibles y para todas las pérdidas fiscales a amortizar, en la medida en que exista una expectativa razonable de que el Grupo tendrá ganancias fiscales futuras con las que pueda compensar dichas diferencias temporales.

Los impuestos diferidos sobre los activos y pasivos se calculan sobre la base de las tasas impositivas que se esperan aplicar durante los años en los que se reviertan las diferencias temporales entre los importes en libros y las bases impositivas.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos está sujeto a revisión al final de cada período de presentación y se disminuye en la medida en que se estima probable que no habrá suficientes ganancias fiscales futuras para realizar el activo en términos individuales para cada entidad que tributa en Colombia.

En el estado de situación financiera consolidado, los activos por impuestos diferidos se compensan con los pasivos por impuestos diferidos, dependiendo de la posición fiscal en la entidad que los genera.

Los impuestos diferidos no se reconocen cuando surgen en el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción (excepto en una combinación de negocios) y por tanto, en el momento de la transacción, no afecta la utilidad contable o fiscal. Tampoco se reconocen sobre la posible distribución futura de utilidades acumuladas de subsidiarias o inversiones contabilizadas por el método de participación, si al momento de la distribución puede ser controlado por Ecopetrol y es probable que las ganancias acumuladas sean reinvertidas y, por lo tanto, no será distribuido a Ecopetrol.

4.14.3 Otros impuestos

El Grupo reconoce en el resultado del periodo costos y gastos por otros impuestos diferentes al impuesto a las ganancias, tales como el impuesto a la riqueza, el cual se determina con base en el patrimonio fiscal, el impuesto de industria y comercio que grava los ingresos obtenidos en los municipios por el desarrollo de actividades comerciales, industriales y de servicios, y el impuesto de transporte que grava los volúmenes cargados en los sistemas de transporte. Los impuestos son calculados de acuerdo con la normatividad fiscal vigente. Para mayor detalle ver Nota 10

4.15 Beneficios a empleados

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo (Acuerdo 01 de 1977) y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de beneficios determinados por la legislación laboral, los empleados de Ecopetrol tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como del salario básico. Se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados por cesantías a favor de cada trabajador y se prevé el pago de indemnizaciones cuando se presenten circunstancias especiales que den lugar a la terminación del contrato, sin justa causa, y en períodos diferentes al de prueba.

Ecopetrol pertenecía al régimen especial de pensiones. Bajo este régimen las mesadas pensionales estaban a cargo de Ecopetrol, no a cargo de una Administradora de Pensiones. Sin embargo, la Ley 797 del 29 de enero de 2003 y el acto legislativo 001 de 2005 establecieron que Ecopetrol no pertenecería más a dicho régimen sino que en adelante sus empleados estarían vinculados al Sistema General de Pensiones. En consecuencia, los empleados que se jubilaron con Ecopetrol hasta el 31 de julio de 2010 siguen recibiendo mesadas a cargo de la Compañía. De igual manera, estos empleados tienen derecho a dicho bono pensional si trabajaron con Ecopetrol antes del 29 de enero de 2003, pero cuyo contrato de trabajo terminó, sin renovación antes de esa fecha.

Todas las prestaciones sociales de empleados ingresados con anterioridad a 1990 son responsabilidad de Ecopetrol sin intervención de organismo o institución de seguridad social. El costo de los servicios de salud del empleado y de sus familiares inscritos se determina mediante la tabla de morbilidad, preparada con base en los hechos acaecidos durante el año.

Para los trabajadores que ingresaron a partir de la vigencia de la Ley 50 de 1990, la Compañía hace aportes periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones.

En 2008, Ecopetrol conmutó parcialmente el valor correspondiente a mesadas de su pasivo pensional, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional (PAP's). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados a la Compañía hasta que se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales. La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

Los beneficios a empleados se dividen en cuatro grupos así:

a) Beneficios a empleados a corto plazo y beneficios post-empleo de aportaciones definidas

Los beneficios a empleados a corto plazo corresponden principalmente a aquellos cuyo pago será totalmente atendido en el término de los doce meses siguientes al cierre del periodo en el cual los empleados han prestado sus servicios. Estos incluyen principalmente salarios, cesantías, vacaciones, bonos y otros beneficios.

Los beneficios post-empleo de aportaciones definidas corresponden a los pagos periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales que la Compañía realiza a los respectivos fondos privados que asumen en su totalidad estas obligaciones.

Los anteriores beneficios se reconocen como un gasto con su pasivo asociado después de deducir cualquier valor ya pagado.

b) Beneficios a empleados post-empleo por beneficios definidos

En los planes de beneficios definidos, el Grupo suministra los beneficios acordados a los empleados actuales y anteriores, y asume los riesgos actuariales y de inversión.

Los siguientes conceptos son clasificados como planes de beneficios definidos de largo plazo y son registrados en los estados financieros consolidados, de acuerdo con los cálculos realizados anualmente por un actuario independiente:

- Pensiones
- Bonos pensionales
- Salud
- Plan educativo
- Cesantías retroactivas

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera consolidado en relación con estos planes de beneficios, corresponde al valor presente de las obligaciones por prestaciones definidas en la fecha del balance, menos el valor razonable de los activos del plan.

La obligación por prestaciones definidas es calculada anualmente por actuarios independientes utilizando el método de la

unidad de crédito proyectado, el cual tiene en cuenta los años de servicio de los empleados y para pensiones, la remuneración promedio o final. Dicha obligación se descuenta al valor presente utilizando los tipos de interés de bonos del Gobierno de alta calidad, denominados en la moneda en que se pagarán los beneficios y con una duración similar a cada plan.

Estas valuaciones actuariales involucran varios supuestos que podrían diferir de los acontecimientos que efectivamente tendrán lugar en el futuro. Estos supuestos incluyen la determinación de la tasa de descuento, los aumentos salariales futuros, los índices de mortalidad y los aumentos futuros de las pensiones. Debido a la complejidad de la valuación y los supuestos subyacentes, y a la naturaleza de largo plazo de estos planes, las obligaciones por beneficios definidos son extremadamente sensibles a los cambios en estos supuestos. Todos estos supuestos clave se revisan a cada fecha de cierre del período sobre el que se informa.

Al determinar la tasa de descuento apropiada, ante la ausencia de un amplio mercado de bonos de alta calidad, la Gerencia considera las tasas de interés correspondientes a los bonos TES clase B negociables emitidos por el Gobierno Colombiano como su mejor referencia a una tasa de descuento apropiada con vencimientos extrapolados en línea con el plazo de duración esperado para cada plan de beneficios. El índice de mortalidad se basa en las tablas de mortalidad del país en particular, de las cuales su última versión es la tabla RV08 publicada en la resolución 1555 de octubre de 2010. Los incrementos futuros de salarios y pensiones se vinculan con los índices de inflación futuros esperados para cada país. La Nota 21 – Provisiones por beneficios a empleados provee más detalles sobre los supuestos clave utilizados.

Los valores reconocidos en el estado de ganancias y pérdidas consolidado de los planes de beneficios definidos comprenden principalmente el costo del servicio y los intereses netos. El costo del servicio comprende principalmente el aumento en el valor presente de la obligación de los beneficios resultantes durante el período (costo del servicio corriente) y los valores resultantes un nuevo plan de beneficios. Las modificaciones del plan corresponden a los cambios en los beneficios y generalmente se reconocen cuando se han recibido todas las aprobaciones legales y reglamentarias y los efectos se han comunicado a los empleados involucrados. El interés neto se calcula utilizando el pasivo neto por beneficios definidos comparado con la curva de rendimiento de la tasa de descuento al inicio de cada año para cada plan. Las remediciones del pasivo neto por beneficios definidos resultante de ganancias y pérdidas actuariales, el efecto del techo de los activos y la rentabilidad de los activos del plan, excluyendo el valor reconocido en el resultado, se reconocen en el otro resultado integral.

Cuando los activos del plan exceden la obligación bruta, el activo reconocido se limita al menor entre el superávit del plan de beneficios definidos y el techo de los activos determinado usando una tasa de descuento basada en bonos del Gobierno Colombiano.

(a) Otros beneficios a largo plazo

Los otros beneficios a largo plazo incluyen la prima por quinquenio que hace parte del cálculo actuarial de la Compañía. Este beneficio es un bono en efectivo que se acumula sobre una base anual y se paga al final de cada cinco años a los empleados. El Grupo reconoce en el estado de ganancias y pérdidas consolidado el costo del servicio, el costo financiero neto y los ajustes a la obligación del plan de beneficio definido.

(b) Beneficios por terminación

Un plan de beneficio por terminación laboral es reconocido sólo cuando existe un plan detallado para dicho proceso y no exista posibilidad de retirar la oferta. El Grupo reconoce un pasivo y un gasto por beneficios de terminación en la fecha más temprana entre la fecha en donde no se puede retirar la oferta de dichos beneficios o aquella en la que se reconocen los costos de restructuración.

4.16 Reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes

El negocio del Grupo Empresarial Ecopetrol se fundamenta en tres fuentes principales de ingresos de contratos con clientes: 1) venta de crudo y gas, 2) servicios asociados al transporte de hidrocarburos y 3) venta de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles. Estas fuentes de ingresos obedecen a modalidades de contratos tales como suministro de productos, nominaciones y órdenes de venta. El ingreso de contratos con clientes generado es reconocido cuando el control de los bienes o servicios son transferidos al cliente en un valor que refleje la contraprestación que el Grupo espera

recibir a cambio de tales productos o servicios.

Venta de crudo y gas

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, esto generalmente ocurre cuando los productos son físicamente entregados a través de carro-tanques, ductos u otros métodos de entrega considerando sus riegos y beneficios cumpliendo así con las obligaciones de desempeño que tiene el Grupo con sus clientes.

Para algunos contratos de suministro de gas con periodo de reposición, se discrimina entre las cantidades de gas consumidas y no consumidas, para reconocer el respectivo ingreso o pasivo por las cantidades que se solicitarán a futuro. Una vez el cliente reclame este gas, se reconoce el ingreso.

Servicios asociados al Transporte de Hidrocarburos

Los ingresos por servicios de transporte se reconocen en la medida en que se presta el servicio al cliente y no existan condiciones contractuales que impidan reconocer el ingreso. Las compañías del Grupo asumen un rol de principal en la prestación de estos servicios.

Los contratos Ship/Take or Pay de venta de productos, almacenamiento y transporte especifican cantidades mínimas de producto o servicio que pagará un cliente, incluso si este no los recibe o los usa (cantidades deficientes). Si el Grupo espera que el cliente recupere todas las cantidades deficientes a las que tiene derecho contractualmente, cualquier cargo recibido relacionado con las deficiencias temporales que se compensarán en un período futuro, se diferirá y se reconocerá ese monto como ingreso cuando ocurra cualquiera de las siguientes situaciones:

a) El cliente ejerce el derecho ó
b) La posibilidad de que el cliente ejerza el derecho a los volúmenes o servicios de deficiencia es remota.

Productos Refinados y Biocombustibles

En el caso de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles, tales como combustóleos, asfaltos, polietilenos, G.L.P. y propanos y gasolinas entre otros, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados y entregados por la refinería; posteriormente, son ajustados por cambio de precios, en el caso de productos con precios regulados.

En los demás casos, el Grupo reconoce los ingresos en el momento en que se satisface la obligación de desempeño y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago.

En cumplimiento con la normatividad local vigente, Ecopetrol comercializa gasolina regular y ACPM a precio regulado.

De conformidad con el Decreto 1068 de 2015, corresponde al Ministerio de Minas y Energía calcular y liquidar la posición neta semestral de Ecopetrol y para cada combustible a ser estabilizado por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). La posición neta corresponde a la sumatoria de los diferenciales a lo largo del semestre, cuyo resultado será el monto en pesos a favor de la Compañía con cargo a los recursos del FEPC. El diferencial corresponde al producto entre el volumen reportado por la Compañía al momento de la venta y la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia, siendo el precio de paridad aquel que corresponde a los precios diarios de la gasolina motor y ACPM observados durante el mes, expresados en pesos, referenciados al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, calculado aplicando la Resolución 18 0522 de 2010 y el precio de referencia es el Ingreso al Productor definido por el Ministerio de Minas y Energía para estos efectos. Por consiguiente, este diferencial constituye un mayor o menor valor del ingreso por ventas para Ecopetrol.

De acuerdo con los perfiles de riesgo, el Grupo Empresarial maneja sistemas de pago anticipado para algunos de sus contratos con clientes.

Componente financiero significativo

Generalmente los pagos recibidos de clientes son en el corto plazo. Haciendo uso de la solución práctica el Grupo no ajusta el valor comprometido como contraprestación para dar cuenta de los efectos de un componente de financiación si se espera, al comienzo del contrato, que el periodo entre el momento en que se transfiere el bien o servicio comprometido al cliente y el momento en que el cliente paga por ese bien o servicio sea de un año o menos.

Consideraciones variables

Al momento cumplir con las obligaciones establecidas en los contratos con clientes, vía la entrega del producto o la prestación del servicio, pueden existir componentes variables del precio de la transacción tales como el tipo de cambio en las exportaciones de crudo o la fluctuación de precios internacionales. En estos casos, el Grupo efectúa la mejor estimación del precio de la transacción que refleje los bienes y servicios transferidos a los clientes.

En cuanto a las cláusulas de los contratos firmados con clientes, no se contemplan consideraciones variables asociadas a derechos de reembolso, rebajas o descuentos.

Consideraciones no monetarias

El Grupo Empresarial establece dentro de sus contratos con clientes que la contraprestación será monetaria en todos sus casos, por lo cual no hay consideraciones asociadas a pagos en especie.

Anticipos de clientes

Corresponden a obligaciones contractuales en las cuales el Grupo recibe recursos monetarios de clientes para efectuar posteriormente la transferencia de los bienes y servicios. Estos anticipos realizados por los clientes hacen parte de las políticas y evaluación de riesgo definidas por el Grupo Empresarial.

4.17 Costos y gastos

Los costos y gastos se presentan de acuerdo a su naturaleza, detallando en las respectivas notas la composición del costo de ventas y los gastos asociados a las actividades de administración, operación, proyectos y otros gastos.

4.18 Ingresos (gastos) financieros

Los ingresos y gastos financieros incluyen principalmente: a) costos por intereses de préstamos y financiaciones, excepto los que son capitalizados como parte del costo del activo, b) valoración de ganancias y pérdidas de instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambio a resultados, c) diferencias en cambio de activos y pasivos financieros, excepto los instrumentos de deuda designados como instrumento de cobertura, d) gastos por actualización financiera de pasivos a largo plazo (costos de abandono y pasivo pensional), e) los dividendos derivados de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable con cambio en el otro resultado integral.

4.19 Información por segmento de negocio

El Grupo presenta las correspondientes revelaciones relacionadas con sus segmentos de negocio en sus estados financieros consolidados de acuerdo con el párrafo 4 de la NIIF 8 – Segmentos de operación.

La operación del Grupo se realiza a través de tres segmentos de negocio: 1) Exploración y producción, 2) Transporte y logística y 3) Refinación, petroquímica y biocombustibles.

Esta segmentación se basa en la gestión de objetivos y plan estratégico de la Compañía teniendo en cuenta que estos negocios: (a) se dedican a actividades comerciales diferenciales, de las que se generan los ingresos y se incurren los costos y gastos; (b) los resultados de operación son revisados regularmente por el Gobierno del Grupo que toma las decisiones de operación para asignar recursos a los segmentos y evaluar su desempeño; y (c) se dispone de información financiera diferenciada. Las transferencias internas representan las ventas a los segmentos entre Compañías y se registran y se

presentan a precios de mercado.

a) **Exploración y producción:** Este segmento incluye las actividades relacionadas con la exploración y producción de petróleo crudo y gas. Los ingresos se derivan de la venta a precios de mercado de petróleo crudo y gas natural a otros segmentos y a terceros (distribuidores locales y extranjeros). Los costos incluyen los costos incurridos en la producción. Los gastos incluyen todos los costos de exploración que no se capitalizan.

b) **Transporte y logística:** Este segmento incluye los ingresos y costos asociados con la operación de transporte y distribución de hidrocarburos, derivados y productos.

c) **Refinación, petroquímica y biocombustibles:** Este segmento incluye las actividades realizadas en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, donde los crudos que llegan de los campos de producción son refinados o procesados. Los ingresos provienen de la venta de productos a otros segmentos y a clientes nacionales y del exterior e incluyen productos refinados y petroquímicos a precios de mercado y en algunos combustibles a precio regulado. Este segmento también incluye ventas de servicios industriales a clientes.

Ver información de segmentos en la Nota 32.

5. Nuevos estándares y cambios normativos

5.1 Nuevos estándares adoptados por el Grupo, efectivos a partir del 1 de enero de 2019

NIIF 16 – Arrendamientos

A partir del 1 de enero de 2019, el Grupo adoptó por primera vez la NIIF 16 "Arrendamientos", la naturaleza y efectos de estos cambios se menciona a continuación:

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 y reemplaza la NIC 17 "Arrendamientos", CINIIF 4 "Determinación de si un acuerdo contiene un contrato de arrendamiento", SIC-15 "Arrendamientos operacionales – Incentivos" y SIC-27 "Evaluación de la parte de las transacciones que involucran de forma legal un arrendamiento". La NIIF 16 fija los principios de reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere a los arrendatarios contabilizar todos sus arrendamientos bajo un modelo de registro en balance similar al registro de los arrendamientos financieros bajo NIC 17. El estándar incluye dos exenciones de reconocimiento para los arrendatarios - los arrendamientos de activos "de bajo valor" y los arrendamientos a corto plazo (término de arriendo de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un arrendamiento, un arrendatario reconocerá una obligación correspondiente al total de pagos del arrendamiento y un activo que representa el derecho de usar el activo subyacente durante el término de arriendo. Se requerirá que los arrendatarios reconozcan separadamente el costo de interés sobre la obligación y el costo de depreciación al activo por derecho de uso.

El Grupo aplicó la NIIF 16 utilizando el enfoque retrospectivo modificado, sobre los contratos anteriormente identificados como arrendamientos bajo NIC 17 y CINIIF 4.

a) Efecto de la adopción

El Grupo reconoció activos por derecho de uso y subarrendamientos por $490,245 al 1 de enero de 2019, cuya contrapartida fueron los pasivos por arrendamiento. No hubo ningún efecto en los resultados acumulados.

b) Resumen de las nuevas políticas contables

Definición de un arrendamiento

Anteriormente, el Grupo determinaba al inicio del contrato si un acuerdo era o contenía un arrendamiento según la CINIIF 4 – "Determinación de si un acuerdo es o contiene un arrendamiento", ahora evalúa si un contrato es, o contiene, un arrendamiento si transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Para evaluar si un contrato transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado, se utiliza la definición de arrendamiento contenido en la NIIF 16.

Arrendamiento como arrendatario:

En la fecha de inicio de un arrendamiento, el Grupo reconoce una obligación correspondiente al total de pagos del arrendamiento y un activo que representa el derecho de usar el activo subyacente durante el término de arriendo. Se reconocen separadamente el costo de interés sobre la obligación y el costo de depreciación al activo por derecho de uso.
En el reconocimiento posterior el Grupo remide la obligación de arrendamiento ante la ocurrencia de acontecimientos como: a) cambios del término del arrendamiento, b) cambios de los futuros pagos de arriendo que son resultado de un cambio de un índice o la tasa usada para determinar los pagos. El monto de la nueva medición de la obligación de arriendo se reconocerá como un ajuste al activo por derecho de uso.

El Grupo en la fecha de aplicación inicial (1 de enero de 2019) optó por utilizar las exenciones de arrendamientos para los contratos en los cuales el periodo de ejecución es menor a 12 meses, activos subyacente es considerado de bajo valor, tasa incremental de endeudamiento en la fecha de aplicación inicial y medición del activo por el mismo valor del pasivo.

Arrendamiento como arrendador:

El Grupo clasifica como financieros cuando los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo. Los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Si el arrendamiento es clasificado como financiero el Grupo registra una cuenta por cobrar en el estado de situación financiera, por importe igual a la inversión neta en el arrendamiento.

En los arrendamientos clasificados como operativos se reconocen en el estado de resultados integral los ingresos por los pagos de forma lineal.

Activos por derecho de uso

El Grupo reconoce los activos de derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos cualquier depreciación acumulada y pérdidas por impairment, y se ajustan si existe alguna nueva medición de los pasivos por arrendamiento. Los activos reconocidos por derecho de uso se amortizan en línea recta durante el plazo del arrendamiento. Los activos por derecho de uso están sujetos a evaluación por impairment.

Pasivos por arrendamiento

En la fecha de inicio del arrendamiento, el Grupo reconoce los pasivos por arrendamiento medidos al valor presente de los pagos por arrendamiento que se realizarán durante el plazo del contrato. Los pagos variables que no dependan de un índice o una tasa se reconocen como gasto en el período en el que un evento o condición indiquen que el pago ocurrirá.

Para el cálculo del valor presente de los pagos por arrendamiento, el Grupo utiliza la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de inicio del arrendamiento. El valor en libros de los pasivos por arrendamiento se vuelve a medir si hay un cambio en el plazo del arrendamiento, en los pagos fijos o en la evaluación para comprar el activo subyacente.

Arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor

El Grupo aplica la exención de reconocimiento a sus arrendamientos para los contratos que tienen un plazo de ejecución de 12 meses o menos a partir de la fecha de inicio y no contienen una opción de compra y los contratos en los cuales el activo subyacente se considera de bajo valor.

Contratos de asociación (JOA)

En los contratos de asociación JOA se analiza quien controla el uso del activo y de acuerdo a ello se determina el método de reconocimiento de los derechos de uso. Si quien controla el uso del activo es el operador, este deberá reconocer en sus estados financieros el 100% del derecho. Si quien controla es el JOA, se analiza si el contrato cumple con las características de un subarrendamiento, y en ese caso cada parte deberá reconocer proporcionalmente a su participación el derecho de uso. Ecopetrol reconoce al 100% los derechos de uso en los contratos de asociación (JOA) en los que participa como

operador.

c) Montos reconocidos en el estado de situación financiera y en el estado de ganancias y pérdidas

A continuación, se detallan los valores en libros de los activos por derecho de uso, los pasivos por arrendamiento y los movimientos del período:

	Activos por derecho de uso					
	Terrenos y edificaciones	Maquinaria y Equipo	Vehículos	Activos por derecho de uso	Subarrendamientos	Pasivos por arrendamiento
Saldo al 31 de diciembre de 2018	-	-	-	-	-	797,889
Implementación IFRS 16 1 enero	236,519	78,412	145,704	**460,635**	29,610	490,245
Adiciones (2)	26,252	123,341	74,900	**224,493**	-	224,493
Amortización del periodo	(44,254)	(50,944)	(80,156)	**(175,354)**	-	-
Deterioro	-	(53,488)	-	**(53,488)**	-	-
Bajas	(4)	(57)	-	**(61)**	-	(50)
Costo financiero	-	-	-	-	3,302	76,139
Pagos de capital e intereses	-	-	-	-	(3,476)	(300,326)
Diferencia en cambio	-	-	-	-	-	2,564
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**218,513**	**97,264**	**140,448**	**456,225**	**29,436**	**1,290,954**

(1) Corresponde al saldo reconocido por el Grupo como arrendamiento financiero bajo NIC 17.

El análisis de impairment realizado por el Grupo incluyó los activos por derecho de uso.

6. Efectivo y equivalentes de efectivo

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
Bancos y corporaciones	5,813,306	4,511,078
Inversiones financieras	1,262,105	1,799,597
Caja	347	1,069
	7,075,758	**6,311,744**

Se incluyen recursos restringidos al 31 de diciembre de 2019 por $85,286 (2018 por $92,331), principalmente destinados para el pago exclusivo de capital e intereses de préstamos incurridos por Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. y Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. El uso de las inversiones financieras a corto plazo depende de los requerimientos de liquidez del Grupo.

El valor razonable del efectivo y equivalentes se aproxima a su valor registrado en libros debido a su naturaleza de corto plazo y su alta liquidez.

La tasa de rendimiento efectiva del efectivo y equivalentes al 31 de diciembre de 2019 fue del 3,2% (2018 – 3%).

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con el efectivo y equivalentes:

	A 31 de diciembre de	
Calificación	**2019**	**2018**
AAA	3,851,656	3,092,236
A-1	1,244,462	512,757
BRC1+	673,342	470,623
BBB	569,514	1,305,037
F1+	244,547	222,454
AA	229,473	107,520
A	167,404	-
A-2	89,996	147,186
BB	43	-
Baa2	10	-
A+	-	-
A1	-	394,696
F1	-	48,566
Sin calificación disponible	5,311	10,669
	7,075,758	**6,311,744**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.7.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	A 31 de diciembre de	
	2019	**2018**
Corriente		
Clientes		
Exterior	2,759,993	2,404,531
Nacionales	2,015,517	1,512,821
Fondo de estabilización de precios (1)	256,303	3,828,691
Servicios industriales	47,691	154,152
Partes relacionadas (Nota 30)	27,449	23,480
Cuentas por cobrar a empleados	95,693	78,459
Deudores varios	497,688	192,109
	5,700,334	**8,194,243**
No corriente		
Cuentas por cobrar a empleados	508,588	470,609
Clientes Nacionales	52,819	-
Partes relacionadas (Nota 30)	93,657	117,824
Deudores varios	131,732	167,141
	786,796	**755,574**

(1) Corresponde a la aplicación del Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). El Grupo recibió durante el 2019 $5,359,869 por parte del Fondo de Estabilización así: Ecopetrol $4,435,974 y Reficar $923,895 correspondientes a las liquidaciones de 2018 y primeros tres trimestres de 2019.

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar se aproxima a su valor razonable.

El movimiento de la provisión por deterioro de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar por deudas de difícil cobro es como sigue:

	A 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Saldo inicial	**268,654**	**170,016**	**144,329**
Adiciones (recuperaciones) de provisiones	14,158	107,725	35,229
Castigo de Cartera y utilizaciones	(21)	(9,087)	(9,542)
Saldo final	**282,791**	**268,654**	**170,016**

8. Inventarios, neto

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
Crudo	1,965,022	1,958,572
Combustibles y petroquímicos	1,876,247	1,524,548
Materiales para producción de bienes	1,816,830	1,617,287
	5,658,099	**5,100,407**

El movimiento de la provisión de inventarios es como sigue:

	A 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Saldo inicial	**86,938**	**194,507**	**265,435**
Adiciones (recuperaciones)	44,191	(115,778)	9,134
Ajuste por conversión	(371)	9,717	(4,266)
Utilizaciones, traslados y reclasificaciones	768	(1,508)	(75,796)
Saldo final	**131,526**	**86,938**	**194,507**

Los inventarios de crudo, combustibles y petroquímicos se ajustan al menor entre el costo y el valor neto de realización, producto de las fluctuaciones de los precios internacionales del crudo. El monto registrado por este concepto en 2019 ascendió a $9,759 (2018 – $30,252).

9. Otros activos financieros

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
Activos medidos a valor razonable con cambio a resultados		
Portafolio de inversiones - Moneda nacional	1,630,149	3,389,869
Portafolio de inversiones - Moneda extranjera	3,340,908	4,754,369
	4,971,057	**8,144,238**
Activos medidos a costo amortizado	3,367	3,577
Instrumentos de cobertura	4,868	-
	4,979,292	**8,147,815**
Corriente	1,624,018	5,321,098
No corriente	3,355,274	2,826,717
	4,979,292	**8,147,815**

La rentabilidad del portafolio de inversiones en pesos colombianos y dólares fue de aproximadamente 5,4% y aproximadamente 3,6%, respectivamente. (2018: 5.4% y 2.1%).

La medición a valor razonable es reconocida contra el resultado financiero (Nota 28).

9.1 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 ningún recurso del portafolio de inversiones se encontraba restringido.

9.2 Vencimientos

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
< 1 año	1,624,018	5,321,098
1 - 2 años	983,571	1,847,241
2 - 5 años	1,791,549	823,425
> 5 años	580,154	156,051
	4,979,292	**8,147,815**

9.3 Valor razonable

La siguiente es la clasificación de los otros activos financieros registrados a valor razonable, correspondiente al portafolio de inversiones:

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
Nivel 1	472,547	372,636
Nivel 2	4,503,378	7,771,602
	4,975,925	**8,144,238**

No se presentaron transferencias entre niveles de jerarquía durante los años 2019 y 2018.

Los títulos del portafolio del Grupo se valoran de manera diaria siguiendo lo estipulado por la Superintendencia Financiera de Colombia. Para lo anterior, se utiliza la información provista por entidades autorizadas para dicho fin, las cuales recogen los datos de mercados activos. Para aquellos casos en los cuales no se cuenta con datos de mercado, se recurre a otros datos observables directa o indirectamente.

Para las inversiones denominadas en dólares se tiene como proveedor de información a Bloomberg y para las denominadas en pesos a Precia, entidad autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia para la prestación de este servicio.

Dentro del proceso de valoración de las inversiones, adicional a la información utilizada para la valoración, se tienen en cuenta otros aspectos relevantes tales como la calificación del emisor, clasificación de la inversión y el análisis de riesgos del emisor realizado por el Grupo, lo que permite llegar a la clasificación de nivel de jerarquía adecuada de las inversiones.

9.4 Calificación crediticia

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con los otros activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados:

	Al 31 de diciembre de	
Calificación	2019	2018
AAA	2,707,019	3,105,894
A+	712,934	161,160
AA	477,423	15,430
F1+	350,325	353,175
AA-	186,325	455,584
AA+	155,012	193,747
A	186,222	80,334
BBB	159,968	-
A1	18,168	3,148,043
BRC1+	-	611,905
BBB+	-	18,731
Otras calificaciones	25,896	235
	4,979,292	**8,144,238**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.7.

10. Impuestos

10.1 Activos y pasivos por impuestos corrientes

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Activos por impuestos corrientes		
Anticipos y otros impuestos (1)	714,197	211,558
Impuesto a las ganancias (2)	190,605	765,399
Saldo a favor en impuestos (3)	614,005	54,350
	1,518,807	**1,031,307**
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (2)	1,967,353	1,065,688
Impuesto de industria y comercio	195,776	174,207
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	145,569	141,408
Impuesto al carbono	54,586	48,520
Impuesto al valor agregado	33,098	168,185
Otros impuestos (4)	174,397	153,292
	2,570,779	**1,751,300**
Pasivos por impuestos no corrientes		
Impuesto a las ganancias - obras por impuestos (5)	70,543	-

(1) Incluye el descuento tributario potencial por IVA incurrido en adquisición de activos fijos reales productivos, de conformidad a lo establecido en el artículo 83 de la Ley 1943 de 2018 – Ley de Financiamiento; y anticipos de impuesto territoriales

(2) Corresponde principalmente a la provisión para el impuesto de renta del año 2019 neto de autorretenciones, saldos a favor, descuentos y anticipos liquidados en la declaración del año inmediatamente anterior.

(3) Contiene principalmente el valor de saldo a favor por IVA, entre otros.

(4) Incluye principalmente regalías, impuesto de transporte entre otros.

(5) Mecanismo de obras por impuestos reglamentado por el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016 – Reforma tributaria, que lo estableció como forma de pago del impuesto de renta de los años 2017 y 2018. En cumplimiento al mencionado artículo, en mayo de 2018 y 2019, las Compañías del Grupo reconocieron un activo y un pasivo por el valor de los proyectos adjudicados para cada vigencia fiscal.

10.2 Impuesto a las ganancias

La Corte Constitucional declaró inexequible la Ley 1943 de 2018 (Ley de Financiamiento) y estableció que dicha decisión tendría efecto a partir del 1 de enero de 2020 y que las situaciones jurídicas consolidadas en virtud de ésta ley deben respetarse. A continuación, indicamos las disposiciones fiscales aplicables en Colombia para el año gravable 2019:

- La tarifa general del impuesto sobre la renta aplicable para sociedades nacionales, establecimientos permanentes y entidades extranjeras será del 33%.

- La tarifa del impuesto sobre la renta para el año gravable 2018 fue del 33% y una sobretasa del 4%, la cual aplicó cuando la base del impuesto sobre la renta fue superior a $800.

- Las compañías ubicadas en zona franca tributan a una tarifa del 20%. Si la compañía ubicada en zona franca posee un Contrato de Estabilidad Jurídica (en adelante, CEJ), la tarifa del impuesto sobre la renta continuará siendo del 15% durante la vigencia de dicho contrato. Este es el caso de Refinería de Cartagena S.A.S. ("Reficar"), Bioenergy Zona Franca S.A.S. ("Bioenergy Zona Franca") y Esenttia Masterbatch Ltda. ("Esenttia MB").

- Para los años 2018 y 2019, la tarifa aplicable para efectos de calcular el impuesto sobre la renta bajo el sistema de renta presuntiva será del 3.5% y 1.5% del patrimonio líquido del contribuyente del año inmediatamente anterior, respectivamente.

- Para el año gravable 2019, el Grupo tiene empresas que liquidan sobre renta líquida a la tarifa del 33%, compañías en zona franca, que tributan a la tarifa del 15% (poseen CEJ) y del 20% y otras con rentas del exterior con tarifas de otros países.

- Se ajustan los sistemas de depreciación fiscal a los contables y establece un límite al porcentaje de depreciación anual con base en la tabla establecida en la reforma tributaria. Por otra parte, La amortización de las inversiones petrolíferas se hará con base en unidades técnicas de producción tal y como se hace contablemente.

- Los gastos de adquisición de derechos de exploración, geología y geofísica, perforaciones exploratorias, entre otros, serán capitalizables para efectos fiscales hasta que se establezca la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer el recurso.

- Las pérdidas fiscales generadas a partir del 1 de enero de 2017 se podrán compensar con las rentas líquidas generadas en los siguientes 12 años.

- De conformidad con el artículo 290 de la Ley 1819 de 2016, los excesos de renta presuntiva sobre renta líquida generados antes de 2017 en el impuesto sobre la renta y el CREE que no hayan sido compensados, están sujetos para su compensación a la aplicación de una fórmula contenida en dicho artículo y sujetas al término establecido en el artículo 189 del Estatuto Tributario.

En 2019, el Gobierno Nacional expidió la Ley 2010, con la cual se modificaron ciertos aspectos sustanciales. (Ver mayor detalle en nota 10.2.4. Reforma tributaria)

Firmeza de las declaraciones del impuesto sobre la renta

A partir del año 2017, el término general de firmeza de las declaraciones tributarias es de 3 años a partir de la fecha de su vencimiento o a partir de la fecha de su presentación, cuando estas hayan sido presentadas de forma extemporánea. Para las Compañías del Grupo que están sujetas al cumplimiento de la normatividad de precios de transferencia, el término de su firmeza es de 6 años.

Respecto de aquellas declaraciones en las cuales se presenten saldos a favor, el término de firmeza es de 3 años, desde la fecha de la presentación de la solicitud de devolución o compensación.

Las declaraciones tributarias en las que se compensen pérdidas fiscales quedarán en firme a los 6 años contados a partir de la fecha de su presentación. Aquellas declaraciones en las que se liquiden pérdidas fiscales, el término de firmeza es de 12 años y si las pérdidas se compensan en los últimos 2 años, de los 12 permitidos, su término de firmeza se extenderá hasta 3 años más, desde el año de su compensación.

Las declaraciones de impuestos que presenten pérdidas fiscales pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los seis (6) años siguientes a la fecha de presentación y/o corrección.

Gasto por impuesto a las ganancias

	Al 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
Corriente	7,117,040	7,539,093	5,108,548
Diferido	(2,487,108)	(153,330)	307,449
Ejercicios anteriores	(33,519)	(63,744)	218,947
Gasto por impuesto a las ganancias	**4,596,413**	**7,322,019**	**5,634,944**

Conciliación del gasto por impuesto a las ganancias

La conciliación entre el gasto por impuesto a las ganancias y el impuesto determinado con base en la tarifa legal aplicable al Grupo en Colombia es la siguiente:

	Al 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
(Pérdida) utilidad antes de impuestos	**19,098,912**	**19,855,851**	**13,036,866**
Tasa de renta nominal	33%	37%	40%
Impuesto de renta a tasa nominal	**6,302,641**	**7,346,665**	**5,214,747**
Ajustes para el cálculo de la tasa efectiva:			
Gastos no deducibles	293,685	62,036	201,776
Ajuste por diferencial de tasa	73,248	410,397	103,350
Ajuste por diferencial de bases gravables, efecto de renta presuntiva y pérdidas fiscales	59,359	7,676	104,082
Impairment de activos fijos	57,646	(128,461)	(189,658)
Ajustes por conversión y diferencia en cambio	26,789	93,503	(4,642)
Impuesto a la riqueza	-	-	85,872
Efecto pozo Leon American LLC	-	281,912	-
Efecto por reforma tributaria	-	(619,143)	-
Efecto por impuesto de renta y sobretasa	(859)	7,907	(99,493)
Efecto aumento participación Invercolsa	(2,943)	-	-
Dividendos no gravados	(17,408)	(2,613)	(9,531)
Gasto de renta de años anteriores y multas	(31,655)	(63,744)	247,672
Descuentos Tributarios y Tax Credit	(110,857)	-	-
Ingresos no gravados y gravados	(503,082)	(74,116)	(19,231)
Impuesto diferido Ecopetrol USA (1)	(1,550,152)	-	-
Impuesto de renta calculado	**4,596,412**	**7,322,019**	**5,634,944**
Corriente	7,127,493	7,416,038	5,076,692
Diferido	(2,531,080)	(94,019)	558,252
	4,596,413	**7,322,019**	**5,634,944**

(1) En el año 2019 para el desarrollo del negocio de hidrocarburos no convencionales se crearon en Estados Unidos dos compañías, Ecopetrol USA Inc. y Ecopetrol Permian. La normatividad fiscal en Estados Unidos sobre reorganizaciones empresariales (Norma IRC Section 368(a)(1)(F)) permite compensar con las declaraciones futuras del impuesto a las ganancias las pérdidas fiscales originadas en años anteriores. A diciembre de 2018, Ecopetrol América generó pérdidas fiscales por USD$2,067 millones y en 2019 se estima incrementar las mismas en USD$107. Dado que Ecopetrol USA Inc. será la sociedad que consolide los resultados de Ecopetrol America LLC y Ecopetrol Permian LLC, está será responsable de los impuestos en Estados Unidos consolidando los resultados de las dos compañías existentes en Estados Unidos. IAS 12 establece que cuando la Compañía cuenta con evidencia contundente que le permitirá compensar las pérdidas fiscales generadas en años anteriores, es dable la constitución de un impuesto diferido activo. Las proyecciones a partir de 2020 en Estados Unidos con la entrada en operación de Ecopetrol Permian, permiten inferir que se generarán las utilidades fiscales requeridas para recuperar las pérdidas de años anteriores, por lo tanto es viable el reconocimiento del impuesto diferido activo

Información de los años 2018 y 2017 fueron objeto de reclasificación para efectos de comparabilidad con 2019.

La tasa efectiva de tributación al 31 de diciembre de 2019 es 24,1% (2018 – 36.9%). La disminución frente al año anterior se debe principalmente a: a) Efecto de la causación de impuesto diferido en Ecopetrol USA y Permian b) la disminución de 4 puntos básicos de la tarifa nominal de tributación (de 37% en el año 2018 al 33% en el año 2019), la utilización del descuento tributario del 50% del ICA, c) la valorización del aumento en la participación de Ecopetrol en Invercolsa, y aplicación de la Ley de Financiamiento en el impuesto diferido, entre otros.

Impuesto sobre las ganancias diferido

	Al 31 de diciembre de 2019	2018
Activo por impuesto diferido	8,622,398	5,746,730
Pasivo por impuesto diferido	(774,059)	(738,407)
	7,848,339	**5,008,323**

El detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos, es el siguiente:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Impuesto diferido activo y pasivo		
Pérdidas fiscales renta (1)	2,849,089	1,002,062
Pasivos estimados (2)	2,405,499	1,958,775
Beneficios a empleados (3)	1,875,872	1,161,860
Obligaciones financieras y préstamos por pagar	920,634	854,695
Cuentas por pagar	711,503	365,646
Cuentas por cobrar	83,965	35,843
Inventarios	80,523	69,039
Préstamos por cobrar	55,445	43,748
Otros pasivos	48,923	37,329
Activos intangibles	498	4,950
Otros activos	(493)	(72,540)
Activos por derecho de uso	(33,401)	-
Inversiones e instrumentos derivados	(46,276)	(170,960)
Cargos diferidos	(63,941)	(67,254)
Crédito mercantil (4)	(288,095)	(324,061)
Propiedades, planta y equipo (5)	(751,406)	109,191
Total	**7,848,339**	**5,008,323**

(1) En el 2019 se está reconociendo impuesto diferido principalmente en las empresas: Ecopetrol Usa Inc por $1,497,375, Refinería de Cartagena por $1,052,848, Bioenergy por $64,343 y excesos de renta presuntiva de Refineria de Cartagena y Bioenergy por $228.569 y $5.361 respectivamente.

(2) Corresponde a las provisiones contables no procedentes fiscalmente, principalmente la provisión para abandono de pozos.

(3) Cálculos actuariales por salud, pensiones de jubilación, educación, bonos pensionales y otros beneficios a empleados a largo plazo.

(4) De acuerdo con la ley tributaria en Colombia el Goodwill es amortizable, mientras que bajo NCIF no son amortizados pero si están sujetos a pruebas de impairment, diferencia que genera como resultado un impuesto diferido pasivo.

(5) Para propósitos fiscales los recursos naturales y del medio ambiente y la propiedad planta y equipo tienen una vida útil y una metodología de cálculo de depreciación y amortización diferentes a las que se determinan bajo normas contables internacionales, dentro de éste rubro se incluye el monto de impuesto por ganancias ocasionales del 10% a los terrenos, la principal variación corresponde a la disminución de la tarifa del impuesto sobre la renta del 33% al 30%.

Detalle del impuesto diferido por los años terminados al 31 de diciembre de:

Movimiento del impuesto diferido activo	Propiedades, planta y equipo	Pasivos estimados	Beneficios a empleados	Pérdidas fiscales	Cuentas por pagar
A 31 de diciembre de 2017	**743,598**	**1,842,051**	**1,373,560**	**611,766**	**167,870**
Reconocido en:					
Resultado del periodo	(634,407)	116,724	(178,160)	390,296	197,776
Otro resultado integral	-	-	(33,540)	-	-
A 31 de diciembre de 2018	**109,191**	**1,958,775**	**1,161,860**	**1,002,062**	**365,646**
Reconocido en:					
Resultado del periodo	(860,597)	446,724	(57,343)	1,847,027	345,857
Otro resultado integral	-	-	771,355	-	-
A 31 de diciembre de 2019	**(751,406)**	**2,405,499**	**1,875,872**	**2,849,089**	**711,503**

Movimiento del impuesto diferido pasivo	Cuentas por cobrar	Obligaciones financieras	Crédito mercantil	Activos por derecho de uso	Otros	Total
A 31 de diciembre de 2017	**95,091**	**37,636**	**(313,296)**	**-**	**(24,756)**	**4,533,520**
Reconocido en:						.
Resultado del periodo	(15,500)	817,059	(10,765)	-	(589,004)	94,019
Otro resultado integral	-	-	-	-	414,324	380,784
A 31 de diciembre de 2018	**79,591**	**854,695**	**(324,061)**	**-**	**(199,436)**	**5,008,323**
Reconocido en:						
Resultado del periodo	59,819	65,939	35,966	(33,401)	681,089	2,531,080
Otro resultado integral	-	-	-	-	(364,414)	406,941
Aumento participación Invercolsa	-	-	-	-	(98,005)	(98,005)
A 31 de diciembre de 2019	**139,410**	**920,634**	**(288,095)**	**(33,401)**	**19,234**	**7,848,339**

El Grupo compensa los activos y pasivos por impuestos únicamente si tiene un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos corrientes; y en el caso de los activos y pasivos por impuesto diferido, en la medida que además correspondan a impuestos a las ganancias requeridos por la misma jurisdicción fiscal y por la misma autoridad fiscal.

Impuesto Diferido Activo Reconocido

El impuesto diferido activo reconocido en estados financieros consolidados asciende a la suma de $8,622,398 principalmente compuesto por los conceptos indicados en "Detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos".

El impuesto diferido activo por las pérdidas fiscales y excesos de renta presuntiva ascienden a $2,849,089 principalmente compuesto por:

Pérdidas fiscales sin fecha de expiración correspondientes a Refinería de Cartagena, Bioenergy y Ecopetrol USA (USD$270 millones) por valor de $6,385,989 que generan un impuesto diferido de $1,052,848, $64,343 y $182,977, respectivamente. Pérdidas fiscales cuya fecha de expiración es de 20 años a partir del año en que se generaron correspondientes a Ecopetrol USA (USD$1,904 millones) por valor de $6,144,400 que origina un impuesto diferido de $1,290,324.

Adicionalmente se tiene una base de excesos de renta presuntiva por $1,332,854 que generan un impuesto diferido de $228,569 en Refinería de Cartagena y $5,361 en Bioenergy y un ARO de Ecopetrol USA por $22,590, entre otros.

Para lo anterior, el Grupo evaluó la forma en cómo podrá realizar el impuesto diferido activo y para ello se soporta en sus proyecciones financieras que permiten predecir que generarán renta líquida suficiente para compensar el impuesto

diferido activo reconocido y en la eliminación de la determinación del impuesto sobre la renta por el sistema de renta presuntiva para las sociedades nacionales.

Frente al gasto corriente por impuesto sobre la renta, Refinería de Cartagena, Bioenergy, Ecopetrol Costa Afuera ("ECAS"), Ecopetrol Usa, Permian y Andean Chemicals Ltd ("Andean") compañías que hacen parte del Grupo presentan pérdidas fiscales por compensar originadas entre los años 2009 y 2018 por valor neto de $12,402,061 a diciembre de 2019 y $4,292,418 a diciembre de 2018.

De acuerdo con las normas fiscales vigentes en Colombia, las pérdidas fiscales originadas a partir del año gravable 2007 podrán ser compensadas, reajustadas fiscalmente, en cualquier tiempo, con las rentas líquidas ordinarias sin perjuicio de la renta presuntiva del ejercicio. Las pérdidas de las sociedades no serán trasladables a los socios. Sin embargo, de conformidad con el artículo 290 de la Ley 1819 de 2016, las pérdidas fiscales acumuladas hasta el 31 de diciembre de 2016 que no hayan sido compensadas están sujetas para su compensación a la aplicación de una fórmula contenida en dicho artículo. Con relación a las pérdidas fiscales originadas en Ecopetrol USA, aquellas que fueron generadas entre los años 2008 a 2017, la Compañía cuenta con un término de 20 años para realizar la respectiva compensación. Aquellas pérdidas generadas a partir del 1° de enero de 2018, no tienen fecha de vencimiento y se limitan al 80% de los ingresos imponibles.

El impacto de las pérdidas fiscales de las sociedades ECAS, Bioenergy y Bioenergy Zona Franca frente al impuesto diferido es objeto de mención en la presente nota en el capítulo denominado "Impuesto a las Ganancias Diferido".

Impuesto Diferido Activo No Reconocido

El activo por impuesto diferido relacionado con las pérdidas fiscales generadas por las sociedades Bioenergy, ECAS y Andean por $105,592, y los excesos de renta presuntiva de Bioenergy, ECAS, Hocol Petroleum Company ("HPL"), Andean por $74,481 no se reconocen, por cuanto la Dirección ha evaluado y llegado a la conclusión de que bajo una posición conservadora no es probable que el activo por impuesto diferido relacionado con estas pérdidas fiscales y excesos de rentas presuntiva sea recuperable en el corto plazo.

Si el Grupo hubiera podido reconocer el activo por impuesto diferido no reconocido, la ganancia por el ejercicio finalizado a 31 de diciembre de 2019 se habría incrementado en $180,073.

El movimiento del impuesto diferido activo y pasivo a las ganancias por los años terminados al 31 de diciembre es el siguiente:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Saldo inicial	**5,008,323**	**4,533,520**
Impuesto diferido reconocido en el resultado del periodo	2,531,080	94,019
Efecto por aumento participación Invercolsa	(98,005)	-
Impuesto diferido reconocido otros resultados integrales (a)	406,941	380,784
Saldo final	**7,848,339**	**5,008,323**

(a) La siguiente es la composición del impuesto a las ganancias registrado contra otros resultados integrales:

A 31 de diciembre de 2019	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	(2,571,184)	771,355	(1,799,829)
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	998,083	(329,784)	668,299
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(87,524)	26,257	(61,267)
Instrumentos financieros derivados	69,220	(22,769)	46,451
Ajustes por conversión	-	(38,118)	(38,118)
	(1,591,405)	**406,941**	**(1,184,464)**

A 31 de diciembre de 2018	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	(29,250)	33,540	4,290
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero, de flujo de efectivo para exportaciones de crudo y flujos de efectivo con instrumentos derivados	1,475,144	(397,420)	1,077,724
Ajustes por conversión	-	(16,904)	(16,904)
	1,445,894	**(380,784)**	**1,065,110**

Impuesto Diferido (Activo) Pasivos No Reconocidos

Al 31 de diciembre de 2019, no se reconocen activos por impuesto diferido sobre la diferencia entre las bases contables y fiscales asociadas a las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos de Ecopetrol (Base: $1.059.943– Impuesto: $105.994), ya que conforme fue documentado, el Grupo no tiene en el futuro previsible intención de venta de ninguna de estas inversiones.

Provisiones, Pasivos Contingentes del Impuesto a las Ganancias

Las declaraciones de impuesto de renta y complementarios de los años gravables 2011, 2012, 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 y CREE de los años gravables 2014, 2015, y 2016 de Compañías del Grupo se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias. La administración de las compañías del Grupo considera que las sumas contabilizadas como pasivo por impuestos por pagar son suficientes y se encuentran soportadas en la normatividad, doctrina y jurisprudencia vigente para atender cualquier reclamación que se pudiera establecer con respecto a tales años. La Compañía tiene por estrategia no tomar decisiones fiscales con posiciones agresivas o riesgosas que puedan colocar en entredicho sus declaraciones tributarias.

Posiciones Fiscales Inciertas CINIIF 23

Las Compañías del Grupo Ecopetrol tienen por estrategia no tomar decisiones fiscales con posiciones agresivas o riesgosas que puedan colocar en entredicho sus declaraciones tributarias, lo anterior con el fin de minimizar el riego de posibles cuestionamientos por parte de la autoridad tributaria.

Sobre aquellas posiciones inciertas en las cuales se ha considerado que pueda existir una eventual controversia con la autoridad tributaria que conlleve un incremento en el impuesto sobre la renta, se ha establecido un porcentaje de éxito superior al 75%, el cual ha sido calculado con base en la normatividad y doctrina vigente.

Por lo tanto y de conformidad con la norma en mención, el Grupo Ecopetrol considera que aquellas posiciones inciertas incluidas en la determinación del impuesto a las ganancias no afectarán el registro contemplado en los estados financieros separados. No obstante lo anterior, se continuará con el seguimiento permanente a la nueva normatividad y doctrina que emita la autoridad tributaria y demás entidades.

10.2.1. Impuesto a los dividendos

Sobre las utilidades generadas a partir del año 2017, aplicará a las sociedades y entidades extranjeras retención en la fuente por concepto de dividendos. La tarifa de retención por dividendos es del 5% para el año 2018 y del 7.5% para el año 2019. De otra parte, el dividendo gravado con el impuesto sobre la renta tendrá una tarifa del 35% en el año 2018 y del 33% en el año 2019. En este escenario, la retención en la fuente sobre dividendos del 5% o del 7.5% aplicará sobre el monto de la distribución gravada, una vez el mismo se haya disminuido con el impuesto sobre la renta a la tarifa del 35% o del 33%.

Los dividendos no gravados que recibirá la Compañía no estarán sujetos a retención en la fuente por expresa disposición de la norma que establece los dividendos que se distribuyan dentro de los grupos empresariales debidamente registrados ante la Cámara de Comercio y a entidades descentralizadas, no estarán sujetos a la retención en la fuente por este concepto.

10.2.2. Precios de transferencia

Los contribuyentes del impuesto sobre la renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y ubicadas en zonas francas o con residentes ubicados en países considerados paraísos fiscales, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, considerando para estas operaciones el principio de plena competencia.

Ecopetrol presentó en el año 2019 la información de precios de transferencia del año 2018 correspondiente a la declaración informativa, la documentación comprobatoria, el reporte país por país y el archivo maestro, de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

Para el año gravable 2019, las transacciones efectuadas con vinculados económicos del exterior, así como las condiciones de negocio bajo las cuales se desarrollaron tales operaciones y la estructura general, no variaron significativamente respecto del año anterior. Por esta razón, es posible inferir que dichas transacciones fueron llevadas a cabo de acuerdo con el principio de plena competencia. Se estima que no se requerirán ajustes derivados del análisis de precios de transferencia del año 2019, que impliquen modificaciones en la provisión de renta del año gravable 2019.

10.2.3. Impuesto sobre las ventas (IVA)

La Ley 1943/2018 estableció que el IVA pagado en la importación, formación, construcción o adquisición de activos fijos reales productivos podrá ser descontado del impuesto sobre la renta. Este IVA no podrá ser tomado simultáneamente como costo o gasto en el impuesto sobre la renta ni será descontable del impuesto sobre las ventas.

10.2.4. Reforma tributaria

La tarifa general del impuesto de renta aplicable para sociedades nacionales, establecimientos permanentes y entidades extranjeras será: 2020 – 32%, 2021 – 31% y 2022 y siguientes – 30%.

De otra parte, para el año 2020, la tarifa aplicable para efectos de calcular el impuesto sobre la renta bajo el sistema de renta presuntiva será del 0.5% del patrimonio líquido del contribuyente del año inmediatamente anterior. A partir del año 2021 la tarifa aplicable será del 0%.

Se mantuvo la regla de subcapitalización contenida en el artículo 118-1 del E.T. que había sido modificado por la Ley 1943/2018. En este sentido, a partir del año 2019 la regla de subcapitalización sólo será aplicable con respecto a intereses generados en la adquisición de deudas contraídas, directa o indirectamente, con vinculados económicos nacionales o extranjeros. Así mismo, se modificó la proporción capital – deuda a 2:1 (anteriormente era 3:1) con lo cual no sólo se podrán deducir intereses generados con ocasión a deudas adquiridas con vinculados económicos cuando el monto total promedio de tales deudas no exceda a dos (2) veces el patrimonio líquido del contribuyente determinado al 31 de diciembre del año gravable inmediatamente anterior.

Impuesto a los dividendos

A partir del 1 de enero de 2020, los dividendos y participaciones pagados o abonados en cuenta provenientes de distribuciones realizadas entre compañías colombianas, estarán sometidos a una retención en la fuente a título del impuesto a los dividendos a una tarifa del 7.5%. De otra parte, si las utilidades con cargo a las cuales se distribuyen los dividendos no estuvieron sujetas a imposición al nivel de la sociedad, dichos dividendos están gravados con el impuesto sobre la renta aplicable en el período de distribución (para el año 2020 la tarifa será del 32%). En este supuesto, la retención del 7,5% aplicará sobre el valor del dividendo una vez disminuido con el impuesto sobre la renta (32% para el año 2020).

La tarifa de retención del 7.5%, se causará sólo en la primera distribución de dividendos entre compañías colombianas y podrá ser acreditada contra el impuesto a los dividendos una vez a cargo del accionista persona natural residente o al inversionista residente en el exterior.

Debe resaltarse que la retención del 7.5% no aplica para: (i) compañías holding colombianas, incluyendo entidades descentralizadas; y (ii) entidades que hagan parte de un grupo empresarial p dentro de sociedades en situación de control

debidamente registrados ante la Cámara de Comercio, de acuerdo con la normativa mercantil.

Impuesto de normalización

Se creó un impuesto a la normalización tributaria por el año 2020, como un impuesto complementario al impuesto sobre la renta y al impuesto al patrimonio, a cargo de los contribuyentes del impuesto sobre la renta que tengan activos omitidos o pasivos inexistentes. Este impuesto se liquidará y pagará en una declaración independiente que será presentada el 25 de septiembre de 2020, la cual, no permite corrección o presentación extemporánea. La tarifa del impuesto de normalización tributaría es del 15%.

Impuesto sobre las ventas

La Ley 2010/2019 estableció que el IVA pagado en la importación, formación, construcción o adquisición de activos fijos reales productivos podrá ser descontado del impuesto sobre la renta. Este IVA no podrá ser tomado simultáneamente como costo o gasto en el impuesto sobre la renta ni será descontable del impuesto sobre las ventas

En materia de Impuesto sobre las ventas, se modificó el listado de bienes y servicios excluidos de IVA consagrados en los artículos 424, 426 y 476 del Estatuto Tributario, se adicionó al artículo 437 del Estatuto Tributario, en lo referente a directrices sobre el cumplimiento de deberes formales en materia de IVA por parte de prestadores de servicios desde el exterior y se indicó que la retención de IVA podrá ser hasta del 50% del valor del impuesto, sujeto a reglamentación del Gobierno Nacional. La tarifa de IVA se mantiene en 19%. (Art. 424, Art. 426, Art. 476 Estatuto Tributario).

Procedimiento tributario

En materia de procedimiento existen modificaciones:(i) declaraciones de retención en la fuente que a pesar de ser ineficaces serán título ejecutivo, (ii) notificación electrónica de actos administrativos; y (iii) pago de glosas en pliego de cargos para evitar intereses moratorios y utilizar los corrientes más dos puntos; (iv) eliminación de extensión de la firmeza a tres (3) años adicionales por compensación de pérdidas fiscales y frete a los años que se tiene obligación de cumplir con el régimen de precios de transferencia se reduce a cinco (5) años.

De igual forma, se incluyó un beneficio de auditoría para los años gravables 2020 y 2021. En virtud de este beneficio, la liquidación privada de los contribuyentes del impuesto sobre la renta y complementarios que incrementen su impuesto neto de renta en por lo menos un porcentaje mínimo del 30%, en relación con el impuesto neto de renta del año inmediatamente anterior, quedará en firme dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de su presentación si no se hubiere notificado emplazamiento para corregir o requerimiento especial o emplazamiento especial o liquidación provisional y , siempre que la declaración sea presentada en forma oportuna y el pago se realice en los plazos establecidos.

Si el incremento del impuesto neto de renta es de al menos del 20%, en relación con el impuesto neto de renta del año inmediatamente anterior, la declaración quedará en firme dentro de los doce (12) meses siguientes a la presentación de la declaración si no se hubiere notificado emplazamiento para corregir o requerimiento especial o emplazamiento especial o liquidación provisional y siempre se presente la declaración de manera oportuna y el pago se realice en los plazos establecidos.

El anterior beneficio no aplica para: (i) contribuyentes que gocen de beneficio tributarios en razón a su ubicación en una zona geográfica determinada; (ii) cuando se demuestre que retenciones en la fuente declaradas son inexistentes; (iii) cuando el impuesto neto de renta sea inferior a 71 UVT ($24). El término previsto en esta norma no se extiende para las declaraciones de retención en la fuente ni para el impuesto sobre las ventas las cuales se regirán por las normas generales.

11. Otros activos

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Corriente		
Asociados en operaciones conjuntas (1)	921,983	519,460
Anticipos a contratistas y proveedores	360,781	191,168
Gastos pagados por anticipado	272,007	221,767
Depósitos entregados en administración (2)	144,798	-
Partes relacionadas (Nota 30)	57,016	19,214
Otros activos	22,393	68,819
	1,778,978	**1,020,428**
No corriente		
Fondo de abandono y pensiones (3)	445,457	392,084
Beneficios a empleados	220,998	213,645
Depósitos entregados en administración (2)	171,008	147,471
Anticipos, avances y depósitos	56,027	61,556
Depósitos judiciales y embargos	40,317	43,137
Otros activos	8,674	2,837
	942,481	**860,730**

(1) Corresponde al importe neto de los anticipos y legalizaciones generados con relación a las operaciones realizadas con socios a través de los contratos de exploración y producción, contratos de evaluaciones técnicas y acuerdos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), así como contratos de asociación y otros tipos de contratos afines.

(2) Incluye principalmente los recursos invertidos en encargo fiduciario con destinación a obras por impuestos, mecanismo de pago del impuesto de renta de 2017 y 2018, constituido en cumplimiento con el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016 – Reforma tributaria.

(3) Corresponde a la participación del Grupo en fiducias constituidas para respaldar costos de abandono de pozos y desmantelamiento de instalaciones, así como el pago de futuras pensiones de jubilación en algunos contratos de asociación.

12. Combinaciones de negocios

El 29 de noviembre de 2019 fue registrada en el libro de accionistas la nueva composición accionaria de Invercolsa S.A. (Ver Nota 2.2 Bases de consolidación), donde Ecopetrol S.A. pasó a tener una participación total de 51,88%, el 8,35% adicional a su participación anterior.

A partir de esa fecha esta última pasó a tener el control de Invercolsa S.A., lo que se configura como una combinación de negocios realizada por etapas, es decir que Invercolsa S.A. pasó de ser una inversión en asociadas contabilizada por el método de la participación a ser consolidada con todas sus subsidiarias y asociadas en el Grupo Ecopetrol.

Esta adquisición de control no requirió el pago de ninguna contraprestación y fue registrada mediante el método de la adquisición realizando la valoración de los activos netos adquiridos.

A continuación se resume el efecto de los cambios en la participación del Grupo en Invercolsa S.A. al 31 de diciembre de 2019:

(en millones de pesos)	2019
Aumento en la participación de la matriz medido a valor razonable	217,974
(+) Valor razonable de la participación inicial en la fecha de adquisición de control	1,107,969
(=) Valor razonable por cambio en la participación en Invercolsa	**1,325,943**
(-) Participación de la matriz en la fecha de la transacción (valor en libros)	(277,019)
Utilidad en adquisición de participación adicional (Nota 27)	**1,048,924**

El efecto del aumento en la participación de la matriz se registró en resultados dado que es una adquisición de control sin contraprestación.

Los ingresos y utilidades incluidos en el resultado integral del Grupo por el mes en el que se consolidaron las Compañías fueron de $72,712 y $18,198 respectivamente. Si la adquisición hubiera ocurrido el 1 de enero de 2019, la administración estima que los ingresos y las utilidades consolidadas atribuibles a los accionistas se habrían incrementado en $459,286 y $134,464, respectivamente.

Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos

La tabla a continuación resume los importes reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos a la fecha de adquisición.

Efectivo y equivalentes de efectivo		20,530
Cuentas por cobrar Corto Plazo		195,225
Inventarios		19,576
Activos impuestos corrientes		10,704
Otros activos corto plazo		2,810
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (1)	13	1,824,552
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		52,820
Propiedad Planta y Equipo	14	1,338,947
Activos impuestos diferidos		9,623
Otros activos		807
Préstamo corto plazo		(137,683)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		(58,423)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados		(7,003)
Pasivos por impuestos corrientes		(23,597)
Provisiones y contingencias		(8,576)
Otros pasivos		(13,650)
Préstamo largo plazo		(186,923)
Pasivos por impuestos diferidos		(107,629)
Total activos netos (2)		**2,932,110**

(1) El detalle de las inversiones a valores razonables en la fecha de adquisición de las asociadas es el siguiente:

Gases del Caribe S.A. E.S.P.	1,527,911
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	166,685
Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	68,608
Extrucol S.A.	28,501
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P.	32,847
Total	**1,824,552**

(2) Estos activos netos corresponden al 100% de Grupo Invercolsa, el valor razonable de la participación no controladora en la fecha de adquisición fue de $1,606,390.

Los valores razonables de propiedad, planta y equipo, intangibles e impuesto diferido han sido determinados provisionalmente los cuales pueden tener ajuste de acuerdo a lo indicado en la NIIF 3 Combinaciones de negocios,

El valor razonable en la fecha de adquisición de las compañías controladas y no controladas con participación de Invercolsa se determinó usando la metodología de flujos de caja descontados.

13. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

El detalle sobre las participaciones, actividad económica, domicilio, área de operaciones e información financiera de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas se encuentra en el Anexo 1.

13.1 Composición y movimientos

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Negocios conjuntos		
Equion Energía Limited (1)	1,527,502	1,392,232
Offshore International Group	709,871	727,194
Ecodiesel Colombia S.A.	46,095	41,304
	2,283,468	**2,160,730**
Menos impairment:		
Equion Energía Limited	(334,823)	(214,935)
Offshore International Group	(530,330)	(346,121)
	1,418,315	**1,599,674**
Asociadas		
Invercolsa S.A. (2)	-	243,294
Serviport S.A.	11,070	11,212
Sociedad Portuaria Olefinas	2,204	1,368
Gases del Caribe S.A. E.S.P. (2)	1,527,911	-
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P. (2)	166,685	-
Gases de la Guajira S.A. E.S.P. (2)	68,608	-
Extrucol S.A. (2)	28,501	-
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P. (2)	32,848	-
	1,837,827	**255,874**
Menos impairment: Serviport S.A.	(11,070)	(11,212)
	1,826,757	**244,662**
	3,245,072	**1,844,336**

(1) Equion Energía Limited: El 14 de diciembre de 2007 Ecopetrol comunicó a Equion su decisión de no extender los contratos de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena, Recetor, Río Chitamena y Piedemonte, confirmando los vencimientos de los mismos el 1 de julio de 2010, 3 de julio de 2016, 30 de mayo de 2017, 31 de enero de 2019 y 29 de febrero de 2020, respectivamente.

(2) Invercolsa S.A. pasó a ser una subsidiaria a partir del 29 de noviembre de 2019 (Ver nota 12), así las inversiones directas de Invercolsa en S.A. en Gases del Caribe S.A. E.S.P., Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P., Gases de la Guajira S.A. E.S.P., Extrucol S.A., E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P., pasaron a ser inversiones directas del Grupo a partir de la consolidación.

Equion Energía Limited y Ecopetrol han venido trabajando en la terminación del contrato de asociación Piedemonte, así como la entrega y recibo de las operaciones que están cubiertas bajo el mismo contrato. Este proceso establece cinco etapas: i) análisis e inicio, ii) planeación, iii) ejecución, iv) entrega y recibo y v) cierre. Al 31 de diciembre de 2019, el proyecto se encuentra en la etapa de entrega y recibo. El siguiente paso es llegar a los acuerdos finales, entregar las operaciones y oficializar el acta de terminación del Contrato, la cual debe ser firmada el 29 de febrero de 2020 y donde se incluirán los acuerdos, indemnidades, cierre de temas, listado de pendientes e inventario de entrega de información.

Movimiento de las inversiones en Asociadas y Negocios conjuntos:

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2019:

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**244,662**	**1,599,674**	**1,844,336**
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	109,538	244,736	354,274
Patrimonio	(174,991)	4,531	(170,460)
Dividendos decretados	(75,674)	(4,192)	(79,866)
Recuperación (impairment)	142	(304,097)	(303,955)
Otros movimientos	1,723,080	(122,337)	1,600,743
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**1,826,757**	**1,418,315**	**3,245,072**

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2018:

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**225,178**	**1,105,282**	**1,330,460**
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	105,908	48,593	154,501
Patrimonio	1,732	125,134	126,866
Dividendos decretados	(86,848)	(3,501)	(90,349)
(Impairment) recuperación	(1,308)	324,166	322,858
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**244,662**	**1,599,674**	**1,844,336**

13.2 Información adicional sobre Compañías asociadas y negocios conjuntos

Detalle de activos, pasivos y resultados de las dos principales inversiones en negocios conjuntos al 31 de diciembre:

	2019		2018	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de situación financiera				
Activo corriente	2,530,453	284,591	2,083,614	354,959
Activo no corriente	106,050	1,481,680	506,133	1,523,549
Total Activo	**2,636,503**	**1,766,271**	**2,589,747**	**1,878,508**
Pasivo corriente	315,002	310,561	550,932	221,606
Pasivo no corriente	63,053	718,863	45,602	885,410
Total Pasivo	**378,055**	**1,029,424**	**596,534**	**1,107,016**
Total Patrimonio	**2,258,448**	**736,847**	**1,993,213**	**771,492**
Otra información complementaria				
Efectivo y equivalente de efectivo	188,820	48,752	185,762	95,592
Pasivos financieros corrientes	-	-	3,176	95,633
Pasivos financieros no corrientes	-	-	-	137,708

	2019		2018	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de pérdidas y ganancias				
Ingresos de actividades ordinarias y otros	1,285,891	529,167	1,490,177	653,054
Costos	(671,179)	(690,484)	(755,656)	(585,192)
Gastos de administración y otros	(624)	(64,115)	29,136	(353,010)
Resultado financiero	(3,660)	(31,288)	(3,659)	(21,227)
Impuesto de renta	(348,477)	208,473	(360,675)	(16,594)
Resultado del ejercicio	261,951	(48,247)	399,323	(322,969)
Otros resultados integrales	1,140,010	-	1,136,725	-
Otra información complementaria				
Depreciación y amortización	404,482	226,654	511,615	243,601

Conciliación entre el patrimonio de las participaciones más significativas y el valor en libros de las inversiones al 31 de diciembre:

	2019		2018	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Patrimonio de la Compañía	**2,258,448**	**736,847**	**1,993,213**	**771,492**
% Participación de Ecopetrol	51%	50%	51%	50%
Participación en patrimonio	1,151,808	368,424	1,016,539	385,746
Mayor valor de la inversión	375,694	341,447	160,758	-
Impairment	(334,823)	(530,330)	-	(4,673)
Valor en libros de la inversión	**1,192,679**	**179,541**	**1,177,297**	**381,073**

14. Propiedades, planta y equipo

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**46,429,815**	**34,349,283**	**4,594,998**	**7,852,278**	**3,984,576**	**2,845,802**	**100,056,752**
Adquisiciones/capitalizaciones	804,570	765,994	2,097,378	243,039	20,098	81,580	4,012,659
Aumento por combinación de negocios (Nota 12)	123,436	1,118,178	44,876	9,062	22,924	20,471	1,338,947
Aumento costos de abandono	148,764	102,402	-	1,248	-	4,337	256,751
Intereses financieros capitalizados (2)	77,627	32,630	12,831	15,800	1,033	2,389	142,310
Diferencia en cambio capitalizada	4,208	1,769	696	857	56	130	7,716
Bajas por retiro o venta	(500,876)	(165,936)	(78,399)	(24,050)	(354)	(71,309)	(840,924)
Ajuste por conversión	244,666	84,357	2,691	10,757	12,869	6,369	361,709
Traslados	618,707	81,970	(445,122)	48,954	13,336	(229,537)	88,308
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**47,950,917**	**36,370,647**	**6,229,949**	**8,157,945**	**4,054,538**	**2,660,232**	**105,424,228**
Depreciación acumulada y pérdidas por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(17,940,862)**	**(14,777,790)**	**(497,441)**	**(3,122,523)**	**(34,302)**	**(913,555)**	**(37,286,473)**
Depreciación del periodo	(1,986,264)	(1,634,783)	-	(326,512)	-	(122,153)	(4,069,712)
Pérdidas por impairment (Nota 17)	519,835	(113,860)	(626,878)	(87,338)	(35,533)	(82,837)	(426,611)
Bajas por retiro o venta	481,384	116,769	-	17,807	-	91,541	707,501
Ajuste por conversión	(103,365)	(36,341)	-	(3,656)	-	(3,323)	(146,685)
Traslados	53,036	(189,105)	9,953	65,968	(10,847)	68,717	(2,278)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(18,976,236)**	**(16,635,110)**	**(1,114,366)**	**(3,456,254)**	**(80,682)**	**(961,610)**	**(41,224,258)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	28,488,953	19,571,493	4,097,557	4,729,755	3,950,274	1,932,247	62,770,279
Saldo neto al 31 de diciembre de 2019	**28,974,681**	**19,735,537**	**5,115,583**	**4,701,691**	**3,973,856**	**1,698,622**	**64,199,970**

(1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre del 2019, incluye principalmente: Modernización de la Refinerías Barranca y Cartagena, Facilidades Castilla y Escalado de Desasfaltado del ICP.
(2) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderada de los costos por préstamos. Ver Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

Garantías:
Los predios de Bioenergy S.A.S. la Esperanza 1 y 2 fueron dados en garantía para obtener financiación para el proyecto (Ver Nota 19.5 – Garantías y covenants)
De acuerdo con el contrato de Leasing de Bioenergy Zona Franca S.A. con Bancolombia para la construcción de la planta industrial, se estableció que la garantía es la misma planta.

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**42,561,894**	**32,000,049**	**3,792,059**	**7,618,586**	**3,839,355**	**2,806,696**	**92,618,639**
Adquisiciones/capitalizaciones	1,151,966	944,797	1,038,371	147,005	14,909	5,881	3,302,929
Aumento costos de abandono	85,580	209,028	-	-	-	-	294,608
Intereses financieros capitalizados (2)	48,351	34,399	14,853	14,350	6,703	5,316	123,972
Diferencia en cambio capitalizada	4,107	2,922	1,262	1,219	569	451	10,530
Bajas por retiro o venta	(135,468)	(112,171)	(14,723)	(11,997)	(9,763)	(56,734)	(340,856)
Ajuste por conversión	2,324,744	849,868	32,585	100,091	124,903	55,983	3,488,174
Traslados (3)	388,641	420,391	(269,409)	(16,976)	7,900	28,209	558,756
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**46,429,815**	**34,349,283**	**4,594,998**	**7,852,278**	**3,984,576**	**2,845,802**	**100,056,752**
Depreciación acumulada y pérdidas por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(14,750,270)**	**(12,461,626)**	**(553,420)**	**(2,668,562)**	**(39,522)**	**(785,420)**	**(31,258,820)**
Depreciación del periodo	(1,993,497)	(1,465,429)	-	(347,510)	-	(123,792)	(3,930,228)
Recuperación (pérdidas) por impairment	(752,534)	(311,080)	55,979	(64,279)	5,220	(16,591)	(1,083,285)
Bajas por retiro o venta	116,225	84,217	2,243	8,996	-	40,957	252,638
Ajuste por conversión	(677,901)	(313,311)	-	(27,782)	-	(23,804)	(1,042,798)
Traslados	117,115	(310,561)	(2,243)	(23,386)	-	(4,905)	(223,980)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(17,940,862)**	**(14,777,790)**	**(497,441)**	**(3,122,523)**	**(34,302)**	**(913,555)**	**(37,286,473)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	27,811,624	19,538,423	3,238,639	4,950,024	3,799,833	2,021,276	61,359,819
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	**28,488,953**	**19,571,493**	**4,097,557**	**4,729,755**	**3,950,274**	**1,932,247**	**62,770,279**

(1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre de 2018, incluye principalmente los trabajos ejecutados en producción por facilidades del campo Castilla, facilidades en Cupiagua, facilidades del piloto de inyección aire en campo Chichimene y recuperación secundaria de Yarigui, y en refinación por el proyecto modernización de Barrancabermeja.

(2) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderado de los costos por préstamos. Ver Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

(3) Corresponde principalmente a traslados por: i) reconocimiento de contratos de arrendamiento financiero, ii) traslados provenientes de recursos naturales y del medio ambiente.

15. Recursos naturales y del medio ambiente

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**53,936,041**	**2,919,146**	**4,806,000**	**61,661,187**
Adquisiciones/capitalizaciones (1)	5,144,295	166,431	4,487,467	9,798,193
Aumento costos de abandono	5,703	1,965,309	(38,835)	1,932,177
Bajas por retiro o venta	(84,052)	(9,253)	(142,127)	(235,432)
Baja en activos exploratorios y pozos secos (2)	17,548	-	(357,819)	(340,271)
Intereses financieros capitalizados (3)	94,995	-	10,834	105,829
Diferencia en cambio capitalizada	5,150	-	587	5,737
Ajuste por conversión	68,793	(3,004)	(112,917)	(47,128)
Traslados	634,093	(1,745)	(290,471)	341,877
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**59,822,566**	**5,036,884**	**8,362,719**	**73,222,169**
Amortización acumulada y pérdidas por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(36,806,667)**	**(1,779,070)**	**-**	**(38,585,737)**
Amortización del periodo	(3,836,479)	(383,360)	-	(4,219,839)
Pérdidas por impairment (Nota 17)	(1,017,061)	-	-	(1,017,061)
Bajas por retiro o venta	83,667	8,511	-	92,178
Ajuste por conversión	(61,862)	(2,256)	-	(64,118)
Traslados	(354,695)	(99)	-	(354,794)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(41,993,097)**	**(2,156,274)**	**-**	**(44,149,371)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	17,129,374	1,140,076	4,806,000	23,075,450
Saldo neto al 31 de diciembre de 2019	**17,829,469**	**2,880,610**	**8,362,719**	**29,072,798**

(1) Las principales capitalizaciones corresponden al desarrollo de activos en la cuenca de Permian.
(2) Incluye pozos secos: 1) Ecopetrol: Tibirita, Provenza 1, La Cira 7000 y Ávila 1 2) Ecopetrol America LLC: Warrior y Molerusa 3) Hocol: Mamey West y Venganza Oeste.
(3) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderado de los costos por préstamos. Ver Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso (1)	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**50,183,858**	**2,215,263**	**4,508,808**	**56,907,929**
Adquisiciones/capitalizaciones	3,579,982	(27,839)	1,499,685	5,051,828
Ajuste al valor razonable de participaciones en operaciones conjuntas (2)	(12,065)	-	-	(12,065)
Aumento costos de abandono	-	733,609	34,063	767,672
Bajas por retiro o venta	(79)	(2,080)	(87,953)	(90,112)
Pozos secos (3)	(1,563)	-	(897,361)	(898,924)
Intereses financieros capitalizados (4)	70,186	-	6,675	76,861
Diferencia en cambio capitalizada	5,961	-	567	6,528
Ajuste por conversión	773,678	24,574	75,203	873,455
Traslados	(663,917)	(24,381)	(333,687)	(1,021,985)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**53,936,041**	**2,919,146**	**4,806,000**	**61,661,187**
Amortización acumulada y pérdidas por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(34,014,963)**	**(1,584,701)**	**-**	**(35,599,664)**
Amortización del periodo	(3,471,803)	(196,286)	-	(3,668,089)
Recuperación (pérdidas) por impairment (Nota 18)	414,208	(106)	-	414,102
Bajas por retiro o venta	79	-	-	79
Ajuste por conversión	(563,229)	(19,080)	-	(582,309)
Traslados	829,041	21,103	-	850,144
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(36,806,667)**	**(1,779,070)**	**-**	**(38,585,737)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	16,168,895	630,562	4,508,808	21,308,265
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	**17,129,374**	**1,140,076**	**4,806,000**	**23,075,450**

(1) El saldo de inversiones petrolíferas en curso, incluye principalmente inversiones realizadas en los proyectos Purple Angel, Tayrona e hidrocarburos no convencionales. En los campos en desarrollo, las más representativas corresponden a Castilla, piloto Chichimene y re sanción CPO09.

(2) Ajuste en el valor de adquisición de la participación de MCX Exploration USA LLC (ver nota 31.3)

(3) Incluye pozos secos: 1) Ecopetrol America LLC: León 2) Hocol: Payero, Bonifacio y Ocelote.

(4) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderado de los costos por préstamos. Ver Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

16. Intangibles

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**1,015,720**	**197,283**	**1,213,003**
Adquisiciones	48,064	120,225	168,289
Bajas por retiro o venta	(114,187)	(1,041)	(115,228)
Ajuste por conversión	3,477	(3,960)	(483)
Traslados	41,525	(27,261)	14,264
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**994,599**	**285,246**	**1,279,845**
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(712,329)**	**(89,927)**	**(802,256)**
Amortización del periodo	(88,044)	(14,982)	(103,026)
Pérdidas (recuperaciones) por deterioro	53	2	55
Bajas por retiro o venta	114,143	1,041	115,184
Ajuste por conversión	(2,333)	(33)	(2,366)
Traslados	(3,707)	(631)	(4,338)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**(692,217)**	**(104,530)**	**(796,747)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	303,391	107,356	410,747
Saldo neto al 31 de diciembre de 2019	**302,382**	**180,716**	**483,098**
Vida útil	**< 5 años**	**< 7 años**	

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**960,556**	**168,552**	**1,129,108**
Adquisiciones	69,442	36,227	105,669
Bajas por retiro o venta	(46,007)	(5,643)	(51,650)
Ajuste por conversión	25,339	2,955	28,294
Traslados	6,390	(4,808)	1,582
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**1,015,720**	**197,283**	**1,213,003**
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(665,415)**	**(83,467)**	**(748,882)**
Amortización del periodo	(75,818)	(15,863)	(91,681)
Bajas por retiro o venta	46,004	5,546	51,550
Ajuste por conversión	(20,501)	(184)	(20,685)
Traslados	3,401	4,041	7,442
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(712,329)**	**(89,927)**	**(802,256)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	295,141	85,085	380,226
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	**303,391**	**107,356**	**410,747**
Vida útil	**< 5 años**	**< 7 años**	

(1) Corresponde principalmente a servidumbres.

17. Impairment de activos de largo plazo

De acuerdo a lo mencionado en la Nota 4.12, cada año el Grupo evalúa si existen indicios de impairment de sus activos de largo plazo y unidades generadoras de efectivo (UGEs) o si se requiere la reversión de un gasto por impairment registrado en periodos anteriores.

El impairment de los activos de largo plazo incluye propiedades planta y equipo y recursos naturales, inversiones en compañías, Goodwill y otros activos no corrientes. El Grupo está expuesto a determinados riesgos futuros producto de variaciones en: i) precios del petróleo, ii) márgenes de refinación y de rentabilidad, iii) perfiles de costos, iv) inversión y

mantenimiento, v) monto de las reservas recuperables, vi) riesgo de mercado y país que se reflejan en la tasa de descuento y vii) cambios en la regulación local e internacional, entre otros.

Cualquier cambio en las anteriores variables para calcular el monto recuperable de un activo no corriente puede tener un efecto material en el reconocimiento de pérdidas o recuperación de los cargos por impairment. En los segmentos de negocio del Grupo, las variables altamente sensibles pueden incluir, entre otras: i) en exploración y producción, las variaciones en el precio de los hidrocarburos, ii) en refinación, los cambios en los precios del petróleo crudo y productos, la tasa de descuento, los márgenes de refinación, cambios en la regulación ambiental, la estructura de costos y el nivel de inversiones en activos, y iii) en transporte y logística, los volúmenes transportados y los cambios en tarifas y en regulación.

Con base en las pruebas realizadas por el grupo, se presentan las siguientes recuperaciones (gastos) por impairment de activos de largo plazo:

		Al 31 de diciembre de	
(Gasto) recuperación de impairment por segmento	**2019**	**2018**	**2017**
Exploración y producción	(1,967,179)	807,289	245,611
Refinación y petroquímica	452,163	(984,042)	1,067,965
Transporte y logística	(232,556)	(169,851)	59,455
	(1,747,572)	(346,604)	1,373,031
Reconocido en:			
Propiedades, planta y equipo (Nota 14)	(426,611)	(1,083,285)	977,919
Recursos naturales y del medio ambiente (Nota 15)	(1,017,061)	414,102	376,934
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Nota 13)	(303,955)	322,858	46,834
Otros activos no corrientes	55	(279)	(28,656)
	(1,747,572)	(346,604)	1,373,031

17.1 Exploración y producción

(Gasto) recuperación por tipo de activos de exploración y producción para los años terminados en 2019, 2018 y 2017

		Al 31 de diciembre de	
	2019	**2018**	**2017**
Campos de producción	(1,663,082)	483,122	188,873
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(304,097)	324,166	56,738
Otros activos no corrientes	-	1	-
	(1,967,179)	807,289	245,611

Campos de producción

En 2019, como resultado del actual contexto económico del sector de hidrocarburos, el comportamiento de las variables de mercado, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se generó gasto de impairment en los campos petróleos que operan en Colombia principalmente: Tibú, Casabe, Provincia, Underriver, La Hocha y Andalucía y en el campo en el exterior K2.

En 2018, como resultado de las nuevas variables de mercado, incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se presentó recuperación de impairment reconocido en años anteriores de los campos petróleos que operan en Colombia: Casabe, Provincia, Underriver, Tisquirama y Orito; y en los campos operados en el exterior: Gunflint y K2; y un gasto por impairment principalmente en los campos Tibú y Dina Norte.

En 2017, producto de las nuevas variables de mercado, incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se presentó recuperación de impairment reconocido en años anteriores de los campos petróleos que operan en Colombia CPO09, Casabe y Oripaya; y en los campos operados en el exterior: Gunflitnt, Dalmatian y K2; y un gasto de impairment en los campos Tibú, Underriver, Provincia y Orito, principalmente.

El siguiente es el detalle del (gasto) recuperación por impairment de las unidades generadoras de efectivo relacionas con los campos de producción petroleros por los años terminados al 31 de diciembre:

2019

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos de producción - Colombia			
Recuperación	3,842,819	6,047,345	74,577
Gasto	4,992,462	3,322,284	(1,673,258)
Campos de producción - Exterior			
Recuperación	200,910	539,785	4,391
Gasto	-	-	(68,792)
			(1,663,082)

2018

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos de producción - Colombia			
Recuperación	19,156,326	50,462,080	688,984
Gasto	764,808	405,421	(359,387)
Campos de producción - Exterior			
Recuperación	1,810,618	2,719,086	157,709
Gasto	184,375	180,191	(4,184)
			483,122

2017

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos petroleros en Colombia			
Gasto por impairment	2,172,747	1,588,207	(584,540)
Recuperación por impairment	13,229,212	23,906,828	298,210
Campos operados en el exterior			
Recuperación por impairment	748,510	1,324,010	475,203
			188,873

La agregación de los activos, para identificar las UGEs es consistente con relación al periodo anterior.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores recuperables incluyen:

- El valor razonable menos los costos de disposición de los activos del segmento de exploración y producción fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la gerencia de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda. La jerarquía de valor razonable es nivel 3.

- Balance de reservas de crudo y gas, además de las reservas probadas incluidas en la Nota 33, las reservas probables y posibles también fueron consideradas ajustadas por diferentes factores de riesgo.

- La tasa de descuento en términos reales fue determinada como el costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) y corresponde a un 6.31% (2018: 7.46%).

- Precio de petróleo – Brent: Las proyecciones incluyen USD$55.61/barril para el primer año, USD$54.91/barril para el mediano plazo y USD$70.1/barril para el largo plazo. En 2018, los supuestos realizados tomaron un precio de

USD$81.4/barril para el primer año, USD$67.6/barril promedio para el mediano plazo y USD$71.4/barril a partir de 2030. La proyección de precios internacionales de crudos es realizada por una agencia independiente y especializada en Oil & Gas, la cual tiene en cuenta los actuales escenarios de los acuerdos de cuotas petroleras de la OPEC (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y el impacto de los cambios en especificaciones emitidos por el convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques (Marpol) a partir de 2020 sobre crudos y combustibles con alto contenido de azufre.

Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos, son registradas a través del método de participación. Ecopetrol evalúa si existe alguna evidencia objetiva para determinar si el valor de dichas inversiones se ha deteriorado en el periodo, en especial, aquellas compañías que fueron adquiridas con Goodwill.

Como resultado, Ecopetrol reconoció un (gasto) recuperación por impairment en el valor de sus inversiones en compañías al 31 de diciembre, de la siguiente manera:

	Al 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
Equion Energía Limited	(119,888)	130,822	19,149
Offshore International Group	(184,209)	193,344	37,589
	(304,097)	**324,166**	**56,738**

Los supuestos empleados para determinar el valor recuperable de las compañías evaluadas son los descritos en la sección anterior, excepto por la utilización de una tasa de descuento en términos reales en 2019 para Offshore International Group de 8.50% (2018 – 8.92%).

En 2019, se registró gasto por impairment tanto para Offshore International Group y Equion Energía dadas las variables actuales del mercado, disminución en los precios internacionales, posición conservadora frente a proyectos y aumento en costos.

En 2018, los mercados mostraron mejores condiciones con precios y diferenciales que permitieron mejores valores para el pronóstico de producción de crudo y gas. El desempeño operacional y la evolución técnica han contribuido a fortalecer los flujos de efectivo futuros que, a su vez, aportaron a la recuperación del impairment reconocido en años anteriores para Offshore International Group y Equion Energy.

En 2017, debido a nuevas variables de mercado, nuevas reservas, diferenciales de precios frente a los indicadores de referencia y la información técnica y operativa disponible, hubo una recuperación de impairment reconocido en años anteriores para Offshore International Group y Equion Energy.

17.2 Refinación, petroquímica y biocombustibles

	Al 31 de diciembre de		
	2019	**2018**	**2017**
Refinería de Cartagena	911,597	(770,581)	1,434,298
Bioenergy	(234,340)	(213,461)	(92,346)
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	(225,094)	-	(273,987)
	452,163	(984,042)	1,067,965

El siguiente es el detalle de la recuperación (gasto) por impairment de las unidades generadoras de efectivo del segmento de refinación, petroquímica y biocombustibles:

2019

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Refinería de Cartagena	22,292,788	23,204,385	911,597
Bioenergy	575,331	340,991	(234,340)
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	901,517	676,423	(225,094)
			452,163

2018

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Gasto
Refinería de Cartagena	23,411,058	22,640,761	(770,297)
Refinería de Cartagena - Otros activos	-	-	(284)
Bioenergy	774,343	560,882	(213,461)
			(984,042)

2017

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Refinería de Cartagena	20,578,412	22,012,710	1,434,298
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	1,172,773	898,786	(273,987)
Bioenergy	757,741	665,395	(92,346)
			1,067,965

La agregación de los activos, para identificar las UGEs es consistente con relación al periodo anterior.

Refinería de Cartagena

El valor recuperable de la Refinería de Cartagena S.A. (Reficar) se calculó a partir del valor razonable menos costos de disposición, el cual es superior a su valor de uso. El valor razonable menos los costos de disposición, fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la Gerencia del Grupo, los cuales son desarrollados sobre precios de mercado provistos por un tercero, el cual considera variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda de crudos y productos refinados. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados para determinar el valor recuperable incluyeron: i) un margen bruto de refinación determinado con base en el precio del crudo y las perspectivas de precios de los productos proporcionados por un experto externo; ii) una tasa de descuento real de 6.23% (2018 – 6.48%) determinada bajo metodología WACC; iii) condiciones y beneficios actuales, o similares, como usuario industrial de bienes y servicios de zona franca y durante la vigencia de la licencia; iv) nivel de costos y gastos de operación a largo plazo en línea con los estándares internacionales de refinerías de similar configuración y capacidad de conversión, v) volúmenes de cargas de crudo y producción de combustibles, y vi) nivel de inversión continua.

Es relevante mencionar que el negocio de refinación es altamente sensible a la volatilidad de los márgenes y a las variables macroeconómicas implícitas en la determinación de la tasa de descuento, por tanto, cualquier cambio en estos supuestos genera variaciones importantes en el monto de impairment o recuperación calculado.

La recuperación de impairment para 2019, está relacionada principalmente con los cambios macroeconómicos fundamentales que disminuyeron la tasa de descuento utilizada para la valoración de los activos de Reficar, asociados principalmente a la disminución del riesgo y al costo de deuda para la empresa. En conjunto, la gestión operacional y los resultados del 2019 permitieron soportar mejoras operacionales incluidas en la proyección que compensan en alguna medida las afectaciones relacionadas con el impacto que tendrá la regulación MARPOL sobre la proyección de los márgenes de refinados y diferenciales de crudo. Los resultados del 2019 estuvieron demarcados por un mayor conocimiento de las capacidades de la refinería y una eficiente gestión operacional.

El impairment registrado para 2018 está explicado por un marcado ajuste en la expectativas del mercado en relación con el impacto que tendría la implementación de la regulación MARPOL sobre la proyección de márgenes de los productos refinados y el diferencial de crudos livianos y pesados que sirven como materia prima; y cambios macroeconómicos fundamentales que aumentaron la tasa de descuento utilizada para la valoración de los activos de Reficar, asociados principalmente al aumento en la tasa libre de riesgo y mayores primas de riesgo de mercado. Por otro lado, la gestión operacional y los resultados del año permitieron soportar mejoras operacionales incluidas en la proyección que compensan en alguna medida las afectaciones por las variables macroeconómicas.

En 2017, se presentó una recuperación de impairment registrado en periodos anteriores como resultado de: a) una mayor certidumbre en los márgenes de refinación producto de la ratificación de la implementación de Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques (Marpol) a partir de 2020; b) una tasa de descuento más baja; y c) optimizaciones operativas y financieras identificadas como parte de la estabilización de la refinería.

Bioenergy

El valor recuperable de Bioenergy se calculó con base en el valor razonable menos los costos de disposición, el cual es mayor al valor en uso y corresponde a los flujos de caja futuros descontados después de impuesto a las ganancias. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron a) proyección de los precios etanol con base en proyecciones de especialistas del Grupo y b) una tasa de descuento de 6.03% en términos reales (2018 – 6.97%), determinada bajo metodología WACC.

En 2019, se registra un gasto de impairment por $234,340, este valor se generó principalmente por cambios en las variables operativas, cambios en la proyección de los flujos operacionales y necesidad de mayores recursos, principalmente por los resultados de la renovación de cañas de mayor edad. En 2018 y 2017, se presenta una pérdida por impairment originada principalmente por la actualización de las fechas de entrada del proyecto, el proceso de estabilización de la planta industrial y la actualización de variables operativas.

Refinería de Barrancabermeja

Durante 2019, se reconocieron $225,094 por impairment, asociados a los trabajos de ingeniería y PMC para el desarrollo integral del Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, lo anterior considerando el avance en los análisis técnicos de alternativas para el eventual incremento de conversión en la refinería. Una vez reactivado el proyecto, Ecopetrol evaluará nuevamente si cualquier pérdida por impairment reconocida en años anteriores, estaría sujeta a recuperación.

Durante 2018, se evaluó el Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, el cual se encontraba a la fecha suspendido y no se observaron indicios que implicaran el reconocimiento de impairment adicional.

Durante 2017, la Refinería de Barrancabermeja reconoció $273,987 por concepto de impairment, relacionados principalmente con los saldos de la vía Yuma, gestión y cargos financieros capitalizados como parte del proyecto de Modernización de la Refinería, el cual se encuentra actualmente suspendido. Dicha suspensión obedeció a criterios de disciplina de capital definidos para asegurar el crecimiento y la sostenibilidad financiera del Grupo en el contexto adverso que atravesó el sector de hidrocarburos en años anteriores. Este proyecto se encuentra en evaluación dentro del plan estratégico de la Compañía; una vez reactivado el proyecto, cualquier pérdida por impairment reconocida en años anteriores, puede ser sujeta de recuperación.

17.3 Transporte y logística

El valor recuperable de estos activos fue determinado con base en su valor razonable menos costos de disposición, el cual corresponde a los flujos de caja descontados basados en las curvas de producción de hidrocarburos y curvas de transporte de refinados. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron: i) las tarifas reguladas por el Ministerio de Minas y Energía y Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, ii) tasa de descuento real empleada en la valoración fue de 4.88% (2018 – 5.60%) y iii) proyección volumétrica basada en el cierre de volúmenes transportados en 2019 y el balance volumétrico a largo plazo desde el año 2020.

En 2019, se registró un gasto por impairment por $232,556, relacionado principalmente con la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Sur por $106,983, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA), lo cual conlleva a un impairment del 100% del valor en libros y (UGE) Norte por $125,140; lo anterior incluye los activos por arrendamientos reconocidos como derecho de uso por las dos UGE mencionadas anteriormente. Este valor se generó principalmente por una disminución en los volúmenes para determinar la proyección de ingresos y la disminución para capturar eficiencias en costos.

En 2018, el principal impairment registrado fue por $167,917, correspondiente a los sistemas de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Sur, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA) y sus oleoductos aferentes el Oleoducto Mansoyá – Orito (OMO), San Miguel – Orito (OSO), y Churuyaco- Orito (OCHO). Este valor se generó principalmente por una disminución en la proyección del volumen a transportar de los sistemas del sur, y un incremento en la necesidad de inversiones de continuidad para disminuir el riesgo operativo de los sistemas de transporte.

En 2017, se presentó una recuperación de impairment para el segmento de transporte y logística por $59,455 principalmente en el Oleoducto del Sur, que está conformado entre otros, por el Oleoducto Transandino. La recuperación presentada en el año en mención se generó principalmente por un aumento en los flujos del Puerto de Tumaco incluidos en dicha UGE.

18. Goodwill

	A 31 de diciembre de	
	2019	**2018**
Oleoducto Central S.A.	683,496	683,496
Hocol Petroleum Ltd	537,598	537,598
Andean Chemical Limited	127,812	127,812
Esenttia S.A.	108,137	108,137
	1,457,043	**1,457,043**
Menos Impairment Hocol Petroleum Ltd	(537,598)	(537,598)
Total	**919,445**	**919,445**

Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo evaluó el valor en libros del goodwill generado en la adquisición de compañías controladas. El importe recuperable fue determinado con base en el valor razonable menos costos de disposición usando el valor presente de los flujos de caja futuros para cada una de las compañías adquiridas con crédito mercantil. La fuente de información consideró las proyecciones financieras de cada Compañía derivados de los planes de negocios aprobados por la Gerencia, los cuales son desarrollados sobre factores macroeconómicos de largo plazo como la curvas de precios y márgenes y supuestos fundamentales de oferta y demanda. Como resultado del análisis, el Grupo no identificó la necesidad de reconocer impairment sobre el goodwill.

19. Préstamos y financiaciones

En el Anexo 2 se detallan las principales condiciones de los préstamos más significativos del Grupo Empresarial.

19.1 Composición de los préstamos y financiaciones

Saldos de los préstamos y financiaciones, que son registrados a su costo amortizado:

	Tasa de interés*		A 31 de diciembre de	
	2019	2018	2019	2018
Moneda nacional				
Bonos	8.7%	8.0%	1,567,598	1,568,034
Créditos sindicados	8.0%	7.9%	1,115,874	1,439,590
Pasivos por arrendamiento (1)	7.2%		1,039,303	591,153
Créditos comerciales y otros	8.3%	7.6%	737,032	449,998
			4,459,807	**4,048,775**
Moneda extranjera				
Bonos	5.9%	5.7%	25,832,740	25,599,996
Créditos comerciales	7.1%	4.4%	6,586,538	7,352,002
Préstamos partes relacionadas (Nota 30)			1,108,403	855,135
Pasivos por arrendamiento (1)	6.2%		251,651	206,737
			33,779,332	**34,013,870**
			38,239,139	**38,062,645**
Corriente			5,012,173	4,019,927
No corriente			33,226,966	34,042,718
			38,239,139	**38,062,645**

*Tasa de interés efectiva promedio ponderado al cierre de cada periodo

(1) Corresponde principalmente al valor presente de los pagos a ser realizados durante el plazo de los contratos de arrendamiento operativo de oleoductos, tanques, bienes inmuebles y vehículos, reconocidos como resultado de la implementación de la NIIF 16 Arrendamientos. Ver Nota 5.1.

19.2 Perfil de vencimientos

Los siguientes son los vencimientos de los préstamos al 31 de diciembre de 2019:

	Hasta 1 año	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	571,969	403,996	358,976	232,657	1,567,598
Créditos sindicados	361,545	754,329	-	-	1,115,874
Pasivos por arrendamiento	179,448	559,337	235,791	64,727	1,039,303
Otros	218,375	343,049	121,679	53,929	737,032
	1,331,337	**2,060,711**	**716,446**	**351,313**	**4,459,807**
Moneda extranjera					
Bonos	1,386,032	13,873,755	5,574,713	4,998,240	25,832,740
Créditos comerciales	1,129,117	4,163,624	1,253,446	40,351	6,586,538
Pasivos por arrendamiento	57,284	175,962	18,405	-	251,651
Préstamos partes relacionadas	1,108,403	-	-	-	1,108,403
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**3,680,836**	**18,213,341**	**6,846,564**	**5,038,591**	**33,779,332**
	5,012,173	**20,274,052**	**7,563,010**	**5,389,904**	**38,239,139**

Los siguientes son los vencimientos de los préstamos al 31 de diciembre de 2018:

	Hasta 1 año (1)	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	116,693	842,514	362,446	246,381	1,568,034
Créditos sindicados	406,582	1,033,008	-	-	1,439,590
Otros	120,069	491,781	270,920	158,381	1,041,151
	643,344	**2,367,303**	**633,366**	**404,762**	**4,048,775**
Moneda extranjera					
Bonos	1,374,390	10,605,708	8,664,732	4,955,166	25,599,996
Créditos Refinería de Cartagena	1,116,370	4,061,541	2,174,091	-	7,352,002
Otros	885,823	136,574	39,475	-	1,061,872
	3,376,583	**14,803,823**	**10,878,298**	**4,955,166**	**34,013,870**
	4,019,927	**17,171,126**	**11,511,664**	**5,359,928**	**38,062,645**

(1) Incluye créditos de corto plazo y porción corriente de la deuda de largo plazo, según aplique.

19.3 Clasificación según tipo de interés

	Al 31 de diciembre de 2019	2018
Moneda nacional		
Tasa fija	598,802	252,224
Tasa variable	3,861,005	3,796,551
	4,459,807	**4,048,775**
Moneda extranjera		
Tasa fija	31,087,439	31,432,667
Tasa variable	2,691,893	2,581,203
	33,779,332	**34,013,870**
Total préstamos y financiaciones	**38,239,139**	**38,062,645**

Los intereses de los bonos en moneda nacional están indexados al IPC (Índice de Precios al Consumidor) y los créditos bancarios y leasing a tasa variable en pesos colombianos están indexados a la DTF (Depósitos a Término Fijo) e IBR (Indicador Bancario de Referencia), más un diferencial. Los intereses de los préstamos en moneda extranjera se calculan con base en la tasa LIBOR más un diferencial y los intereses de los otros tipos de deuda son a tasa fija.

19.4 Deuda en moneda extranjera designada como instrumento de cobertura

Al 31 de diciembre de 2019, Ecopetrol S.A. tiene designados USD$7,331 millones de la deuda en moneda extranjera como instrumento de cobertura; de los cuales, USD$6,031 millones corresponden a la cobertura de inversiones en compañías con moneda funcional dólar y USD$1,300 millones a la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo. Ver Nota 29 – Gestión de riesgos.

19.5 Garantías y covenants

El financiamiento obtenido por el Grupo en los mercados de capital no tiene garantías otorgadas ni restricciones de convenants financieros.

Existen ciertas garantías y restricciones en los siguientes créditos comerciales nacionales adquiridos por las subsidiarias de Ecopetrol, las cuales se han cumplido al 31 de diciembre del 2019 y 2018 así:

- El crédito adquirido por Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. se encuentra garantizado con los derechos económicos de los contratos de transporte ship or pay firmados con Frontera Energy Colombia Corp. (antes Meta Petroleum Corp.) y contiene algunas restricciones en cuanto a aportes de capital y disposición de activos.

- El crédito sindicado adquirido por Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. establece como requisito que esta subsidiaria mantenga una relación establecida de apalancamiento y solvencia y flujo de caja/servicio a la deuda.

- El crédito adquirido por Bioenergy con Bancolombia se encuentra garantizado con predios denominados La Esperanza 1 y 2 por $6,343.

19.6 Enmienda créditos

A 31 de diciembre se concedieron las siguientes enmiendas de créditos a compañías del Grupo:

- Bancolombia concedió prórroga para los contratos de Leasing 120158 y 148090 de Bioenergy Zona Franca S.A.S. hasta el mes de junio de 2020 considerando la necesidad de gestionar la liquidez de corto plazo de la compañía.

19.7 Valor razonable

El valor razonable de las obligaciones financieras es de $43,261,792 y $38,305,674 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

Para la medición a valor razonable, los bonos en moneda local fueron valorados utilizando los precios de referencia de Precia, mientras que para los bonos denominados en dólares se tomó como fuente Bloomberg. Respecto a las demás obligaciones financieras para las que no existe un referente de mercado se utilizó una técnica de descuento a valor presente. Las tasas de descuento incorporan el riesgo de mercado mediante algún referente (Libor, DTF) y el riesgo de crédito de la Compañía (spread).

19.8 Movimiento de la deuda financiera neta

	Efectivo y equivalentes	Otros activos financieros	Préstamos y financiaciones	Deuda financiera neta
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**7,945,885**	**6,533,725**	**(43,547,835)**	**(29,068,225)**
Flujo de efectivo, neto	(2,040,386)	843,612	11,363,077	10,166,303
Diferencia en cambio				
Registrada en el resultado del periodo	406,245	920,609	(816,840)	510,014
Registrada en el otro resultado integral	-	-	(2,165,569)	(2,165,569)
Costo financiero registrado a proyectos	-	-	(217,891)	(217,891)
(Costo) ingreso financiero reconocido en resultados	-	92,906	(2,399,414)	(2,306,508)
Ajuste por conversión	-	(245,958)	(203,446)	(449,404)
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo	-	2,921	(74,727)	(71,806)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**6,311,744**	**8,147,815**	**(38,062,645)**	**(23,603,086)**
Flujo de efectivo, neto	505,466	(3,117,549)	3,303,303	691,220
Diferencia en cambio				
Registrada en el resultado del periodo	258,548	182,396	(151,518)	289,426
Registrada en el otro resultado integral	-	-	(53,911)	(53,911)
Intereses y diferencia en cambio capitalizada	-	-	(261,592)	(261,592)
Costo financiero reconocido en resultados	-	(18,551)	(1,894,490)	(1,913,041)
Ajuste por conversión	-	(204,441)	(14,627)	(219,068)
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo	-	(10,378)	(1,103,659)	(1,114,037)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**7,075,758**	**4,979,292**	**(38,239,139)**	**(26,184,089)**

20. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Corriente		
Proveedores	8,115,015	6,878,510
Anticipos asociados	925,761	874,010
Retención en la fuente	673,204	246,867
Dividendos por pagar	157,181	84,657
Partes relacionadas (Nota 30)	187,616	116,418
Seguros y reaseguros	136,041	211,883
Acuerdos en contratos de transporte (1)	71,239	210,196
Depósitos recibidos de terceros	39,901	36,655
Acreedores varios	383,288	286,594
	10,689,246	**8,945,790**
No corriente		
Acreedores varios	24,445	30,522
	24,445	**30,522**

(1) Corresponde al valor de la deuda por acuerdos pactados en los contratos de transporte por oleoductos y poliductos, calculados en la compensación volumétrica por calidad y otros acuerdos de manejo de inventarios.

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar es muy cercano a su valor razonable debido a su naturaleza mayoritaria de corto plazo.

21. Provisiones por beneficios a empleados

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Beneficios post-empleo		
Salud	6,908,799	5,507,784
Pensión	2,853,718	1,452,322
Educación	458,441	479,945
Bonos	352,917	331,064
Otros planes	98,729	82,576
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	124,186	137,859
	10,796,790	**7,991,550**
Prestaciones sociales y salarios	587,596	521,802
Otros beneficios a largo plazo	96,678	93,199
	11,481,064	**8,606,551**
Corriente	1,929,087	1,816,882
No corriente	9,551,977	6,789,669
	11,481,064	**8,606,551**

21.1 Movimiento de las obligaciones actuariales

La siguiente tabla muestra el movimiento de los pasivos y activos, netos por beneficios post-empleo y beneficios por terminación al 31 de diciembre:

	Pensión y bonos (1)		Otros		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Pasivos por beneficios post-empleo						
Saldo inicial	**14,131,943**	**14,147,464**	**6,212,118**	**6,105,432**	**20,344,061**	**20,252,896**
Costo del servicio actual	-	-	76,478	77,373	76,478	77,373
Costo del servicio pasado	-	-	-	50,489	-	50,489
Costos por intereses	920,622	888,583	418,553	377,923	1,339,175	1,266,506
(Perdidas) ganancias actuariales	1,755,300	(56,655)	1,273,409	(27,651)	3,028,709	(84,306)
Beneficios pagados	(891,393)	(847,449)	(387,387)	(371,448)	(1,278,780)	(1,218,897)
Saldo final	**15,916,472**	**14,131,943**	**7,593,171**	**6,212,118**	**23,509,643**	**20,344,061**
Activos del plan						
Saldo inicial	**12,348,557**	**12,471,163**	**3,954**	**3,245**	**12,352,511**	**12,474,408**
Rendimiento de los activos	801,065	780,494	217	170	801,282	780,664
Aportes a los fondos	-	-	83,071	371,893	83,071	371,893
Beneficios pagados	(891,393)	(847,449)	(84,243)	(371,448)	(975,636)	(1,218,897)
(Perdidas) ganancias actuariales	451,609	(55,651)	16	94	451,625	(55,557)
Saldo final	**12,709,838**	**12,348,557**	**3,015**	**3,954**	**12,712,853**	**12,352,511**
Pasivo neto	**3,206,634**	**1,783,386**	**7,590,156**	**6,208,164**	**10,796,790**	**7,991,550**

(1) No existe costo por el servicio de pensiones y planes de pensiones, debido a que los beneficiarios fueron retirados al 31 de julio de 2010.

La siguiente tabla muestra el movimiento en los resultados y otros resultados integrales, por los años finalizados al 31 de diciembre:

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Resultado del periodo		
Intereses, neto	537,893	485,842
Costo de servicio actuarial	76,478	77,373
Costo de servicio pasado	-	50,489
Redenciones	10,213	503
	624,584	**614,207**
Otros resultados integrales		
Pensión y bonos	(1,303,693)	1,003
Salud	(1,268,379)	(17,356)
Beneficios plan de retiro voluntario	922	45,509
Pensión y bonos	(34)	93
	(2,571,184)	29,249
Impuesto diferido	771,355	(33,539)
	(1,799,829)	**(4,290)**

21.2 Activos del plan

Los activos del plan están representados por los recursos entregados a Patrimonios Autónomos Pensionales para el pago del pasivo pensional de las obligaciones por mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación está a cargo

de Ecopetrol. La destinación de los recursos de los patrimonios autónomos, así como sus rendimientos, no puede cambiarse de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones.

La siguiente es la composición de los activos del plan por tipo de inversión al 31 de diciembre:

	2019	2018
Títulos emitidos por el Gobierno Nacional	4,301,961	4,307,972
Bonos deuda privada	3,122,630	2,910,071
Otros moneda local	1,899,787	2,219,634
Otros bonos públicos	1,082,815	1,014,663
Otros moneda extranjera	870,859	691,658
Renta variable	823,977	653,828
Otros	610,824	554,685
	12,712,853	**12,352,511**

El 26.6% del saldo de los activos del plan corresponde a nivel 1 de valor razonable y el 73.4 % están bajo nivel de jerarquía 2.

El valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando el precio cotizado en los mercados de activos. La Compañía obtiene estos precios por intermedio de proveedores de datos financieros confiables reconocidos en Colombia o en el extranjero dependiendo de la inversión.

Para los títulos emitidos en moneda local, el valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando la información publicada por Precia. De acuerdo con su metodología, los precios pueden ser calculados a partir de información de mercado del día de valoración o estimados a partir de insumos históricos de acuerdo con los criterios establecidos para el cálculo de cada uno de los tipos de precios.

El precio promedio es calculado principalmente del mercado más representativo de las transacciones llevadas a través de plataformas electrónicas aprobadas y supervisadas por el regulador.

Por otro lado, el precio estimado se calcula para las inversiones que no reflejan la información suficiente para estimar un precio promedio de mercado, replicando los precios cotizados para activos similares o precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa. Este precio estimado también está dado por Precia como resultado de la aplicación de metodologías robustas aprobadas por el regulador financiero y ampliamente utilizado por el sector financiero en Colombia.

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con los patrimonios autónomos:

	A 31 de diciembre de	
	2019	2018
AAA	5,138,279	4,683,190
Nación	4,448,221	4,364,188
AA+	837,009	860,905
BBB-	455,201	426,743
BBB	319,514	193,579
BAA3	219,830	310,788
SP1+	84,933	-
A-1+	78,156	-
BRC1+	68,313	89,211
F1+	56,728	249,361
BBB+	22,113	86,040
A3	17,267	17,075
AA-	16,067	60,382
BAA1	15,538	21,395
AA	6,679	28,367
A	11,841	62,754
Otras calificaciones	30,129	55,768
Sin calificaciones disponibles	887,035	842,765
	12,712,853	**12,352,511**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 27.4.

21.3 Supuestos actuariales

Supuestos actuariales utilizados para determinar el valor presente de la obligación neta por beneficios definidos utilizados para los cálculos actuariales al 31 de diciembre:

2019	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios (1)
Tasa de descuento	5.75%	5.25%	6.00%	5.50%	4.83%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	5.50% / 4.70%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	7.00%	4.00%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

2018	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios (1)
Tasa de descuento	6.75%	6.50%	7.00%	6.75%	5.87%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	5.10% / 4.70%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	7.00%	4.00%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

N/A: No es aplicable para este beneficio

(1) Tasa de descuento promedio ponderada

La tendencia del costo es el incremento proyectado para el año inicial y la tasa incluye la inflación esperada.

La tabla de mortalidad usada para los cálculos fue la tabla de rentistas para hombres y mujeres tomando la experiencia obtenida para el periodo 2005-2008 del Instituto Colombiano de Seguridad Social.

21.4 Perfil de vencimientos de la obligación

Flujos de caja futuros para pago de las obligaciones post-empleo:

Periodo	Pensión y bonos	Otros beneficios	Total
2020	949,034	377,313	1,326,347
2021	967,734	384,233	1,351,967
2022	1,000,730	391,324	1,392,054
2023	1,000,770	401,058	1,401,828
2024	1,038,858	404,691	1,443,549
2025 y ss	5,551,125	2,081,228	7,632,353

21.5 Análisis de sensibilidad de pasivos y activos actuariales

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el valor de la obligación por beneficios definidos, considerando el efecto de posibles cambios sobre las variables del modelo, manteniendo los demás supuestos constantes, al 31 de diciembre de 2019:

	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento					
-50 puntos básicos	15,765,778	1,098,700	7,464,162	478,697	231,732
+50 puntos básicos	14,032,277	1,022,732	6,418,743	440,209	220,426
Tasa de inflación					
-50 puntos básicos	14,045,125	1,021,771	N/A	N/A	125,653
+50 puntos básicos	15,744,316	1,099,381	N/A	N/A	128,775
Tasa de incremento de salarios					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	94,266
+50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	103,434
Tasa tendencia del costo					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	6,425,329	439,471	N/A
+50 puntos básicos	N/A	N/A	7,452,021	478,793	N/A

N/A: No es aplicable para este beneficio.

21.6 Plan de retiro voluntario

La Junta Directiva de Ecopetrol aprobó en octubre de 2019 un plan de retiro voluntario de personal que incluye la desvinculación de empleados a partir de enero de 2020 y hasta diciembre de 2023, mediante 4 modalidades: Cumplimiento del ciclo laboral (pensión), Plan de Retiro A (Renta), Plan de Retiro B (Bonificación) e Indemnización mejorada. Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo no ha reconocido provisión relacionada con este plan, dado que se entenderá como obligación en el momento en que la Compañía ofrezca el plan y cada empleado acepte voluntariamente su retiro acogiéndose a alguna de las modalidades mencionadas.

En agosto de 2016, la Compañía ofreció un plan de retiro voluntario a 200 trabajadores que cumplieran con determinados requisitos. Al 31 de diciembre de 2019, 132 personas se encuentran acogidas a este plan con una obligación asociada de $124,186 (2018 - $137,859). Este plan incluye beneficios de renta mensual, educación y salud hasta que el empleado logre su pensión de jubilación.

21.7 Pasivo pensional fiscal

La siguiente es la comparación entre la obligación por pasivos pensionales (pensiones y bonos) determinada bajo el marco normativo NCIF y el fiscal:

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Pasivo pensional bajo NCIF	15,916,472	14,131,943
Pasivo pensional fiscal	14,219,638	14,226,333
Diferencia	**1,696,834**	**(94,390)**

La diferencia entre el saldo del pasivo pensional bajo NICF y fiscal se genera principalmente por la tasa de descuento, la cual para efectos fiscales es establecida por ley y bajo NCIF calculada según la política contable 4.15 – Beneficios a empleados.

Los supuestos utilizados en cada año fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre de	
Variable (1)	2019	2018
Tasa de interés técnico	4.00%	4.00%
Tasa de descuento nominal	8.07%	9.29%
Tasa de incremento pensional	3.91%	5.09%
Tasa de inflación	3.91%	5.09%
Mortalidad	RV08	RV08

(1) Los supuestos del cálculo actuarial NCIF pueden verse en la Nota 21.3.

22. Provisiones y contingencias

	Costos de abandono y desmantelamiento	Litigios	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**6,719,275**	**127,945**	**906,792**	**7,754,012**
Aumento costos de abandono	2,188,928	-	-	2,188,928
Adiciones	112,486	58,913	90,854	262,253
Utilizaciones	(410,191)	(45,342)	(59,755)	(515,288)
Costo financiero	226,803	-	3	226,806
Ajuste por conversión	(5,240)	79	1,211	(3,950)
Traslados	3,359	(4,166)	6,334	5,527
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**8,835,420**	**137,429**	**945,439**	**9,918,288**
Corriente	589,411	28,662	171,224	789,297
No corriente	8,246,009	108,767	774,215	9,128,991
	8,835,420	**137,429**	**945,439**	**9,918,288**

	Costos de abandono y desmantelamiento	Litigios	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**5,527,324**	**182,966**	**827,159**	**6,537,449**
Aumento costos de abandono	1,062,280	-	-	1,062,280
Adiciones (recuperaciones)	71,015	61,851	174,780	307,646
Utilizaciones	(182,130)	(114,647)	(100,215)	(396,992)
Costo financiero	186,518	-	-	186,518
Ajuste por conversión	54,610	(2,368)	10,983	63,225
Traslados	(342)	143	(5,915)	(6,114)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**6,719,275**	**127,945**	**906,792**	**7,754,012**
Corriente	549,678	88,623	176,108	814,409
No corriente	6,169,597	39,322	730,684	6,939,603
	6,719,275	**127,945**	**906,792**	**7,754,012**

22.1 Costos de abandono y desmantelamiento

El pasivo estimado por costos de abandono corresponde a las obligaciones futuras que tiene el Grupo de restaurar las condiciones ambientales de manera similar a las existentes antes del inicio de proyectos o actividades, de acuerdo a lo descrito en la política *3.5 – Abandono y desmantelamiento de campos y otras facilidades*. Por tratarse de obligaciones a largo plazo, este pasivo se estima proyectando los pagos futuros esperados y descontando a valor presente con una tasa referenciada a las obligaciones financieras del Grupo, teniendo en cuenta la temporalidad y riesgos de esta obligación. Las tasas de descuento utilizadas en la estimación de la obligación al 31 de diciembre de 2019 fueron: Producción 3.01% (2018 – 3.54%), Refinación 3.94% (2018 - 3.84%) y Transporte 2.61% (2018 – 3.69%)

22.2 Litigios

El siguiente cuadro detalla los principales litigios reconocidos en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre, cuyas expectativas de pérdidas son de alta probabilidad y podrían implicar una salida de recursos:

Pretensiones	2019	2018
Provisión en ejecución de contratos	93,992	93,992
Controversia por incumplimiento de contrato con las firmas Consulting Group e Industrial Consulting SAS, con la Refinería de Cartagena y se realizó el pago en el año 2019	-	15,541

22.3 Contingencias ambientales y otros

Corresponde principalmente a contingencias por incidentes ambientales y obligaciones de compensación ambiental e inversión forzosa del 1% por el uso, aprovechamiento o afectación de los recursos naturales impuestas por las autoridades ambientales nacionales, regionales y locales. La inversión forzosa del 1% se genera por el uso del agua tomada directamente de fuentes naturales de acuerdo con lo establecido en la Ley 99 de 1993, artículo 43, el Decreto 1900 de 2006, los Decretos 2099 de 2017 y 075 y 1120 de 2018 y artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 con relación a los proyectos que el Grupo desarrolla en las regiones.

El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, expidió en diciembre de 2016 y en enero de 2017 los Decretos 2099 y 075, mediante los cuales modifica el Decreto Único Reglamentario del sector ambiente y desarrollo sostenible, Decreto 1076 de 2015, en lo relacionado con la inversión forzosa por la utilización del agua tomada directamente de fuentes naturales.

En 2017, los principales cambios que establecieron estos decretos se dieron con relación a las áreas de implementación, líneas de inversión y la base de liquidación de las obligaciones. Igualmente, se definió el 30 de junio de 2017 como fecha máxima para modificar los Planes de Inversión que se encuentran en ejecución. El 30 de junio de 2017, Ecopetrol radicó ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) ciertos planes de inversión del 1% para acogerse a los nuevos decretos, con relación a las líneas de inversión, manteniendo la base de liquidación del Decreto 1900.

Al 31 de diciembre de 2018 la provisión para inversión forzosa del 1% por el uso del agua se estimó con base en los parámetros establecidos en el Decreto 1076 de 2015.

Al 31 de diciembre de 2019 el Grupo culminó la re-certificación de la base de liquidación y el acogimiento al porcentaje de actualización de los valores de inversión del 1%, en cumplimiento del artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 generando una menor provisión de esta obligación.

22.4 Contingencias

Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

Durante julio de 2018, los remitentes que no hacen parte del Grupo Ecopetrol (Frontera Energy Colombia Corp., Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. y Canacol Energy Colombia S.A.S.) (en adelante, los "Remitentes"), enviaron comunicaciones a Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S (en adelante Bicentenario) donde manifestaron pretender dar por terminados de forma anticipada sus respectivos Contratos de Transporte Ship or Pay celebrados en 2012 (los "Contratos de Transporte").

Conforme a lo anterior, esos Remitentes han dejado de cumplir sus obligaciones bajo dichos Contratos de Transporte. Bicentenario rechazó los términos de las comunicaciones señalando que no hay lugar a una terminación anticipada y ha reiterado a los Remitentes que los Contratos de Transporte se encuentran vigentes y que sus obligaciones deben ser oportunamente cumplidas.

Bajo el convencimiento de que los Contratos de Transporte continúan vigentes y que los Remitentes antes mencionados continuaron y continúan incumpliendo sus obligaciones bajo los mismos, Bicentenario constituyó en mora a los Remitentes por el no pago de las cuentas de cobro por concepto del servicio de transporte y ejecutó las cartas de crédito stand by previstas como garantías en los Contratos de Transporte.

Agotadas las etapas de arreglo directo con cada Remitente, Bicentenario retiró las demandas inicialmente presentadas y presentó demandas arbitrales en contra de cada uno de ellos, así: (i) el 12 de noviembre de 2019, Bicentenario demandó a Frontera Energy Colombia Corp. al amparo del pacto arbitral contenido en el Contrato de Transporte; (ii) el 10 de diciembre de 2019, Bicentenario demandó a Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. al amparo del pacto arbitral contenido en el Contrato de Transporte; y (iii) el 26 de diciembre de 2019, Bicentenario demandó a Canacol Energy Colombia S.A.S. al amparo del pacto arbitral contenido en el Contrato de Transporte.

Los tres procesos arbitrales se encuentran en curso.

En paralelo a lo anterior, Bicentenario continuará ejerciendo sus derechos en los términos de los Contratos de Transporte y sus acuerdos relacionados, para garantizar su cumplimiento y reclamar cualquier compensación, indemnización o restitución derivada de la alegada terminación anticipada de dichos contratos, junto con otros incumplimientos.

Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Contratos de transporte Ship or Pay:

Dentro de las cláusulas pactadas en los contratos celebrados con el Grupo Frontera Energy respecto del Oleoducto Caño Limón Coveñas, y en particular la cláusula 13.3 establece que, en caso de suspensión del servicio por causas no imputables a ninguna de las partes, por un período mayor de 180 días calendario continuos, cualquiera de las partes podrá terminar el contrato anticipadamente.

En virtud de lo anterior, el 12 de julio de 2018 CENIT recibió comunicación del Grupo Frontera Energy, en la cual se manifestó la decisión de éste de ejercer la facultad prevista en la cláusula 13.3. de cada uno de los contratos de transporte celebrados respecto del Oleoducto Caño Limón – Coveñas, con el propósito de darlos por terminados anticipadamente. Con relación a lo anterior, CENIT emitió la comunicación CEN-PRE-3451-2018-E de fecha 17 de Julio 2018 en la que se manifiesta que no se ha configurado el supuesto de hecho previsto en la cláusula 13.3 de los contratos en mención, para que el Grupo Frontera Energy tenga la potestad contractual de decidir su terminación anticipada.

En la misma comunicación CENIT manifestó la intención de continuar facturando y cobrando los servicios de transporte establecidos en los contratos mencionados, considerando que los mismos siguen vigentes por lo que Frontera debe cumplir con las obligaciones asumidas en cada uno de ellos.

En el año 2019 CENIT evaluó el reconocimiento de ingresos de acuerdo con los criterios contenidos en la IFRS 15, determinando que no es posible reconocer contablemente los ingresos asociados a este contrato por $163,852, sin perjuicio de lo anterior, subsisten los derechos y obligaciones contractuales y por ende la controversia con el Grupo Frontera Energy.

Al 31 de diciembre de 2019 los valores adeudados por el Grupo Frontera Energy en relación con el caso descrito anteriormente ascienden a $334,582.

22.5 Detalle de los pasivos contingentes

El siguiente es un resumen de los pasivos contingentes no reconocidos en el estado de situación financiera separado, cuya valoración cualitativa está definida como eventual:

	2019		2018	
Tipo de proceso	Cantidad de procesos	Pretensiones	Cantidad de procesos	Pretensiones
Acción constitucional	14	1,092,228	13	1,075,965
Administrativo ordinario	160	780,150	149	701,080
Laboral ordinario	593	49,055	652	76,744
Civil ordinario	52	16,269	54	15,875
Arbitramento	-	-	1	10,608
Laboral especial	13	720	14	1,056
Penal	1	595	1	-
Administrativo ejecutivo	1	28	2	40
Tutela	112	10	105	-
Civil ejecutivo	1	-	2	1,281
	947	**1,939,055**	**993**	**1,882,649**

22.6 Detalle de activos contingentes

A continuación se presenta un resumen de los activos contingentes, cuya entrada de beneficios económicos a la Compañía es probable, pero no prácticamente cierta:

	2019		2018	
Tipo de proceso	Cantidad de procesos	Pretensiones	Cantidad de procesos	Pretensiones
Administrativo ordinario	35	373,555	47	229,935
Civil ordinario	75	86,363	40	12,101
Arbitramento	1	67,232	1	261,754
Penal	156	60,177	189	58,481
Civil ejecutivo	61	4,912	65	3,569
Administrativo ejecutivo	11	4,028	15	4,286
Laboral ordinario	50	3,295	51	6,086
Laboral especial	57	307	59	320
Tutela	4	-	6	-
	450	**599,869**	**473**	**576,532**

Refinería de Cartagena S.A.

El 8 de marzo de 2016, Reficar presentó una solicitud de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional en contra de las sociedades Chicago Bridge & Iron Company N.V., CB&I (UK) Limited y CBI Colombiana S.A. (colectivamente, "CB&I"), relacionada con los incumplimientos de los contratos de ingeniería, procura y construcción celebrados por Reficar y CB&I para la ampliación y modernización de la Refinería de Cartagena, ubicada en Cartagena, Colombia. En su solicitud de Arbitraje, Reficar reclama no menos de USD $2 mil millones a CB&I.

El 25 de mayo de 2016, CB&I presentó su respuesta a la Solicitud de Arbitraje y la versión preliminar de su contrademanda contra Reficar, la cual ascienda a un valor aproximado de USD $213 millones. El 27 junio de 2016, Reficar contestó la contrademanda de CB&I, oponiéndose a todas las pretensiones de CB&I.

El 28 de abril de 2017, Reficar presentó su demanda no detallada y, en la misma fecha, CB&I presentó su contrademanda no detallada, reclamando una suma de aproximadamente USD $116 millones y $387,558 millones, incluyendo USD $ 70 millones de una carta de crédito de cumplimiento. Posteriormente, el 16 de marzo de 2018, CB&I presentó su contrademanda detallada, actualizando el valor reclamado a las sumas de USD $129 millones y $432,303 millones, incluyendo intereses. En esta misma fecha, Reficar presentó su demanda detallada, en la cual reclama, entre otras pretensiones, la suma aproximada de USD $ 139 millones por concepto de facturas pagadas provisionalmente en el marco de los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC.

El 28 de junio de 2019, Chicago Bridge and Iron Company (CB&I) presentó respuesta a la defensa no detallada de Reficar por la demanda de reconvención, actualizando el valor de su reclamación aproximadamente USD $137 millones y $503,241 millones, incluyendo intereses. Asimismo, CB&I presentó su defensa detallada a la demanda de Reficar.

Reficar presentó defensa detallada a la contrademanda de CB&I y su respuesta al memorial de defensa no detallado de CB&I, actualizando su reclamación por concepto de facturas pagadas provisionalmente en el marco de los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC a aproximadamente USD$ 137 millones.

El Tribunal Arbitral está en proceso de definir la fecha en que iniciarán las audiencias en 2020 y, luego de la audiencia, el Tribunal analizará los argumentos de las partes para definir la fecha en la que emitirá el Laudo Arbitral. Hasta el momento en que se profiera el Laudo, el resultado del arbitraje es incierto.

En posible relación con esta materia, a 31 de diciembre de 2019 existe un saldo de USD $122 millones aproximadamente, en facturas pagadas por Reficar a CB&I, bajo los Acuerdos PIP y MOA del contrato EPC, cuyos soportes suministrados hasta la fecha por CB&I no cuentan con la aceptación de AMEC Foster Wheeler – PCIB.

En enero de 2020, McDermott International Inc., matriz de CB&I se declaró en quiebra y anunció que iniciará una reorganización a instancias del Capítulo 11 de la legislación de Estados Unidos. Ante esta situación, Refinería de Cartagena ha adelantado acciones para proteger sus intereses y cuenta con un grupo de expertos con quienes continuará evaluando otras medidas que pueda adoptar ante esta nueva circunstancia.

22.7 Investigaciones de entes de control

Refinería de Cartagena S.A.S.

FISCALIA GENERAL DE LA NACIÓN (FGN):

A la fecha se adelantan 3 procesos penales derivados de los hechos relacionados con el proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena.

Proceso 1 – No. 110016000101201600023 - MOA - PIP y EPC

Este proceso se adelanta en contra de algunos antiguos miembros de Junta Directiva de Reficar, antiguos trabajadores de Reficar, trabajadores de Chicago Bridge and Iron Company (CB&I) y el Revisor Fiscal de Reficar entre los años 2013 y 2015; por los delitos de interés indebido en la celebración de contratos, peculado por apropiación en favor de terceros, enriquecimiento ilícito de particulares en favor de terceros y falsedad ideológica en documento público.

El 31 de mayo de 2018, se dio inicio a la respectiva Audiencia de Formulación de Acusación, que continuó el 29 de noviembre de 2018, momento para el cual la FGN adicionó el escrito de acusación y se le solicitaron aclaraciones al mismo, para lo cual se suspendió la diligencia.

El 28 de enero de 2019 se reanudó la audiencia, la FGN realizó las aclaraciones que consideró pertinentes, los acusados interpusieron nulidad del proceso que fue negada por la juez de conocimiento y, el 1 de febrero de 2019, interpusieron recurso de apelación contra esta decisión, recurso que fue concedido en efecto suspensivo ante el Tribunal Superior de Bogotá. El día 7 de junio de 2019, la Sala Penal del Tribunal Superior de Bogotá decidió negar la solicitud de declaratoria de nulidad presentada en la audiencia de acusación.

El 22 de agosto de 2019 finalizó la audiencia de acusación y se reconoció oficialmente como víctimas a Reficar y Ecopetrol S.A.

El 25 de noviembre de 2019 se instaló la audiencia preparatoria de juicio y se agendó la continuación de la misma para los días 27 al 30 de abril del 2020.

Proceso 2 - No. 110016000101201800132 Línea de Negocio

Los días 22 y 23 de octubre de 2018 ante el Juzgado 24 Penal Municipal con Función de Garantías se llevó a cabo la Audiencia de Imputación por delitos de administración desleal agravada en concurso heterogéneo con obtención de documento público falso contra ex miembros de Junta Directiva de Reficar y un funcionario de Reficar. “Reficar actúa en ambas investigaciones en calidad de víctima”.

El 23, 25 y 31 de octubre de 2018 se llevó a cabo la Audiencia de Medidas de Aseguramiento en la cual la FGN solicitó para algunos de los imputados: (i) Prohibición de salir del país, (ii) Presentaciones periódicas ante autoridad, y (iii) Obligación de guardar buena conducta. Sin embargo, el juez se abstuvo de decretar la medida de aseguramiento por considerar que no hay suficientes elementos de juicio que soporten la necesidad de las medidas solicitadas. Contra la decisión del juez 24, la FGN interpuso recurso de apelación que fue resuelto el 20 de febrero de 2019 por el Juez 50 Penal del Circuito, confirmando la decisión de primera instancia y negando las mencionadas medidas.

El 19 de junio de 2019, se presentó escrito de acusación por parte del Fiscal 110 Especializado. El 5 de agosto de 2019, se

llevó a cabo la audiencia de acusación ante el Juzgado 34 Penal del Circuito de Conocimiento.

El 18 de noviembre de 2019 se instaló la audiencia preparatoria de juicio, la cual fue suspendida y programada del 2 al 6 de marzo de 2020.

Proceso 3 – No. 110016000101201800134 – Celebración Contrato PMC - Foster Wheeler

El 12 de junio de 2019 se llevó a cabo audiencia de imputación ante el Juzgado 21 Penal de Control de Garantías, en contra de dos ex presidentes de Reficar por el delito de celebración de contrato sin requisitos legales, por haber celebrado el Contrato PMC con el Joint Venture conformado por Foster Wheeler USA Corporation y Process Consultants Inc. de manera directa y no mediante un proceso de selección con pluralidad de oferentes.

El 6 de septiembre de 2019 la FGN presentó el escrito de acusación, el 27 de enero de 2020 se llevó a cabo la audiencia de acusación y se programó la audiencia preparatorio del juicio para el 11 y 24 de marzo de 2020.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (CGR)

Auditoría Financiera para la vigencia 2018

La CGR, el 20 de mayo de 2019, radicó en Reficar el Informe Final de Auditoría Financiera para la vigencia 2018. Reficar le solicitó al Contralor General de la República en ejercicio de la facultad que le fue conferida en el numeral 12 del artículo 51 del Decreto Ley 267 de 2000 revisar el mencionado informe y relacionó las motivaciones de la inconformidad; sin embargo, la solicitud no fue acogida.

Auditoría Financiera para la vigencia 2017

El 2 de octubre de 2018, Reficar presentó ante el Consejo de Estado, demanda contencioso-administrativa, en ejercicio del medio de control de nulidad y restablecimiento del derecho en contra del Informe Final de Auditoria Financiera para la vigencia 2017. El 29 de agosto de 2019 el Juez rechazó la demanda por considerar que el informe final de Auditoría es un acto de trámite.

Al respecto, Reficar mediante apoderado judicial presentó recurso de súplica, el cual fue resuelto el 5 de diciembre de 2019 por la Sección Primera, Sala de los Contencioso Administrativa del Consejo de Estado, confirmando el auto que rechazó la demanda.

Proceso de Responsabilidad Fiscal

Mediante Auto No. 773 del 5 de junio de 2018, la CGR dictó auto de archivo e imputación de responsabilidad fiscal dentro del proceso No. PRF-2017-00309_UCC-PRF-005-2017 e imputó responsabilidad a:

Nueve (9) anteriores miembros de la Junta Directiva de Reficar,
Cinco (5) antiguos trabajadores de Reficar (iii) un (1) actual trabajador de Ecopetrol,
Cinco (5) Compañías Contratistas que hicieron parte del proyecto de expansión y modernización de la refinería de Cartagena y,
Cinco (5) Compañías aseguradoras, en calidad de tercero civilmente responsable.

Actualmente la CGR se encuentra practicando las pruebas solicitadas por los sujetos imputados, dentro de los descargos presentados por ellos.

PROCURADURÍA GENERAL DE LA NACIÓN

Se tiene conocimiento de nueve (9) actuaciones disciplinarias adelantadas Procuraduría General de la Nación, cuatro (4) de ellas relacionadas con el Proyecto.

De estas nueve (9) actuaciones, ocho (8) se encuentran en etapas de carácter reservado y una (1) cuenta con información pública.

La investigación cuya información es pública, se adelanta en contra de antiguos funcionarios y miembros de Junta Directiva de Reficar y actualmente se surte la práctica de pruebas de descargos.

La Compañía está cooperando con todos los entes de control y ha dado respuesta de todos los requerimientos de información que han presentado a la fecha.

Dado lo anterior, el Grupo no está en condiciones de pronosticar el resultado de estas investigaciones; como tampoco le es posible evaluar la probabilidad de alguna consecuencia que pueda impactar los estados financieros, tales como provisiones adicionales, multas o desconocimientos de deducciones fiscales que afecten los montos de impuestos diferidos activos, máxime que estas consecuencias no son propias de este tipo de procesos.

A la fecha de este reporte, los estados financieros continúan revelando de manera adecuada la situación financiera y operacional del Grupo en todos los aspectos materiales y sus controles internos se mantienen vigentes.

23. Patrimonio

23.1 Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es $36,540,000 dividido en 60,000,000,000 de acciones nominativas ordinarias, de las cuales se han suscrito 41,116,694,690 acciones representadas en un 11.51% (4,731,906,273 acciones) en personas naturales y jurídicas no estatales y 88.49% (36,384,788,417 acciones) en accionistas correspondientes a entidades estatales. El valor de las acciones en reserva asciende a $11,499,933 conformada por 18,883,305,310 acciones. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el capital suscrito y pagado ascendía a $25,040,067. No existe dilución potencial de acciones.

23.2 Prima en colocación de acciones

Corresponde, principalmente, a: (i) exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el 2007 por $4,457,997, (ii) exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por $2,118,468. (iii) $31,377, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio, y (iv) prima en colocación de acciones por cobrar $(143).

23.3 Reservas patrimoniales

La siguiente es la composición de las reservas al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	A 31 de diciembre de	
	2019	**2018**
Reserva legal	3,243,832	2,088,192
Reservas fiscales y obligatorias	509,082	509,081
Reservas ocasionales	31,744	2,541,622
Total	**3,784,658**	**5,138,895**

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Saldo inicial	5,138,895	2,177,869
Liberación de reservas	(3,050,703)	(751,718)
Apropiación de reservas	5,355,852	3,712,744
Dividendos decretados	(3,659,386)	-
Saldo final	**3,784,658**	**5,138,895**

23.4 Utilidades acumuladas y dividendos

El Grupo distribuye dividendos con base en los estados financieros anuales separados de Ecopetrol S.A., preparados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF).

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas, realizada el día 29 de marzo de 2019, aprobó el proyecto de distribución de utilidades sobre el ejercicio 2018 y definió distribuir dividendos por $9,251,256 (2018 - $3,659,386). Igualmente, la Asamblea Extraordinaria realizada el 16 de diciembre de 2019, aprobó la modificación de la destinación de la reserva ocasional autorizada el 29 de marzo de 2019 con el fin de distribuir un dividendo extraordinario de $3,659,386. El 100% de los dividendos fueron pagados durante el año.

23.5 Otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A.

La siguiente es la composición de los otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de la controlante, netos de impuesto de renta diferido:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Diferencia en cambio en conversiones	10,481,512	10,643,205
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(535,163)	(1,203,460)
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(1,130,583)	(1,069,316)
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido	(2,357,210)	(557,381)
Coberturas flujo de efectivo instrumentos derivados	3,689	(30,962)
Otros	1,899	-
	6,464,144	**7,782,086**

23.6 Utilidad básica por acción

	A 31 de diciembre de 2019	2018	2017
Utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas	13,251,483	11,556,405	6,620,412
Promedio ponderado de acciones en circulación	41,116,694,690	41,116,694,690	41,116,694,690
Ganancia (pérdida) neta básica y diluida por acción (pesos)	**322.3**	**281.1**	**161.0**

24. Ingresos de actividades ordinarias

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Ventas nacionales			
Destilados medios	13,541,756	11,586,192	9,590,326
Gasolinas y turbocombustibles	9,373,030	7,952,852	6,990,187
Servicios	4,138,455	3,531,404	3,589,553
Gas natural	2,305,543	1,885,846	1,815,754
Plástico y caucho	760,301	822,367	833,982
Asfaltos	544,200	335,426	275,803
G.L.P. y propano	372,916	574,639	509,619
Crudos	356,857	550,479	909,871
Aromáticos	228,552	282,545	217,418
Polietileno	190,133	268,200	167,348
Combustóleo	97,907	509,482	354,058
Otros ingresos contratos gas (1)	102,845	156,031	188,195
Otros productos	507,336	731,604	564,025
	32,519,831	**29,187,067**	**26,006,139**
Reconocimiento diferencial precios (2)	1,785,277	3,835,533	2,229,953
	34,305,108	**33,022,600**	**28,236,092**
Ventas al exterior			
Crudos	28,523,596	26,898,737	21,479,063
Diesel	4,391,798	3,050,839	1,213,740
Combustóleo	1,870,929	2,053,594	1,982,408
Plástico y caucho	1,200,668	1,268,582	1,169,101
Gasolinas y turbocombustibles	1,085,392	1,782,194	1,223,994
Gas natural	27,255	27,899	32,303
G.L.P. y propano	13,591	20,212	15,631
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 29.3)	(1,028,516)	(655,533)	(583,232)
Otros productos	456,948	350,811	441,124
	36,541,661	**34,797,335**	**26,974,132**
	70,846,769	**67,819,935**	**55,210,224**

(1) Corresponde al ingreso facturado sobre la participación en las utilidades de las ventas de gas, en el marco del acuerdo suscrito entre Ecopetrol y Chevron en 2004, para la extensión del contrato de asociación para la explotación de gas en la Guajira.

(2) Corresponde a la aplicación del Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Decreto 1068 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo).

Ventas por zona geográfica

	2019	%	2018	%	2017	%
Colombia	34,305,108	48.4%	33,022,600	48.7%	28,236,092	51.1%
Estados Unidos	17,094,786	24.1%	14,765,674	21.8%	12,532,932	22.7%
Asia	13,235,475	18.7%	12,271,225	18.1%	6,136,796	11.1%
Centro América y el Caribe	3,436,823	4.9%	4,449,033	6.6%	6,070,565	11.0%
Sur América y otros	1,494,116	2.1%	2,184,101	3.2%	1,203,222	2.2%
Europa	1,280,461	1.8%	1,127,302	1.7%	1,030,617	1.9%
Total	**70,846,769**	**100%**	**67,819,935**	**100%**	**55,210,224**	**100%**

Concentración de clientes

Durante el 2019, Organización Terpel S.A. representó el 16% de total de las ventas del periodo (2018 – 14.0% y 2017 – 14.3%); ningún otro cliente tiene más del 10% del total de ventas. No existe riesgo de que se afecte la situación financiera del Grupo por una potencial pérdida del cliente. La relación comercial con este cliente es la venta de productos refinados y el servicio de transporte.

25. Costo de ventas

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Costos variables			
Productos importados (1)	12,639,710	11,809,529	11,637,419
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	5,508,454	5,049,666	5,750,334
Compras de crudo asociación y concesión	5,466,496	3,820,746	2,240,704
Compras de hidrocarburos-ANH(2)	5,437,177	5,667,567	4,338,576
Materiales de proceso	1,016,617	968,884	889,122
Energía eléctrica	829,543	662,297	561,424
Servicios de transporte de hidrocarburos	821,654	696,964	665,714
Regalías de gas en dinero	788,924	441,207	449,959
Compras de otros productos y gas	584,507	632,509	488,056
Servicios contratados asociación	267,778	260,207	195,689
Inventario inicial menos final y otras asignaciones (3)	(676,269)	(186,087)	(663,915)
	32,684,591	**29,823,489**	**26,553,082**
Costos fijos			
Depreciaciones y amortizaciones	2,781,446	2,555,176	2,366,849
Mantenimiento	2,497,002	2,260,984	2,038,970
Costos laborales	2,316,567	2,105,803	1,815,213
Servicios contratados	1,841,009	1,796,354	1,414,056
Servicios contratados asociación	1,211,510	1,040,221	1,008,336
Materiales y suministros de operación	574,678	565,601	468,205
Impuestos y contribuciones	516,933	393,690	343,505
Servicios de transporte de hidrocarburos	268,572	261,237	333,671
Costos generales	265,200	366,972	551,587
	12,272,917	**11,346,038**	**10,340,392**
	44,957,508	**41,169,527**	**36,893,474**

(1) Los productos importados corresponden principalmente a ACPM y diluyente para facilitar el transporte de crudo pesado.

(2) Corresponde a las compras de crudo de regalías que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), derivadas de la producción nacional.

(3) Corresponde principalmente a: i) capitalización de costos a los inventarios, producto del proceso de costeo, ii) medición al valor Neto de Realización (VNR) y iii) los préstamos de inventarios por transporte.

26. Gastos de administración, operación y proyectos

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Gastos de administración			
Gastos generales	1,140,975	911,645	723,341
Gastos laborales	759,324	662,258	624,424
Depreciaciones y amortizaciones	202,547	40,838	53,796
Impuestos (1)	48,753	39,117	362,963
	2,151,599	**1,653,858**	**1,764,524**
Gastos de operación y proyectos			
Gastos de exploración	763,452	1,387,379	1,341,940
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	558,370	466,862	471,657
Impuestos	483,330	433,506	324,223
Gastos laborales	402,531	316,386	310,947
Cuota de fiscalización	94,785	98,794	63,470
Depreciaciones y amortizaciones	75,484	44,318	95,516
Mantenimientos	56,333	50,846	122,273
Diversos	197,469	105,041	196,039
	2,631,754	**2,903,132**	**2,926,065**

(1) Incluye principalmente el reconocimiento del impuesto a la riqueza. Ver nota 10 – Impuestos.

27. Otros (gastos) ingresos operacionales, netos

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
(Gasto) por provisiones	(98,020)	(68,398)	(72,408)
(Gasto) por impairment de activos de corto plazo	(90,441)	(105,692)	(68,800)
(Pérdida) utilidad en adquisición de participaciones (1)	1,048,924	(12,065)	451,095
(Pérdida) utilidad en venta de activos	(148,021)	(93,601)	40,227
Gasto disponibilidad gasoductos contratos BOMT's (2)	-	-	(72,318)
Otros ingresos	344,354	244,301	227,607
	1,056,796	**(35,455)**	**505,403**

(1) Corresponde a la utilidad por la combinación de negocios realizada de Invercolsa S.A. (ver Nota 12)

(2) Corresponde a los servicios facturados con relación al contrato BOMT's para la construcción, operación, mantenimiento y transferencia de gasoductos con Transgas, este contrato finalizó en agosto de 2017.

28. Resultado financiero

	Por los años terminados a 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Ingresos financieros			
Resultados provenientes de activos financieros	975,245	745,571	739,148
Rendimientos e intereses	481,674	383,624	405,562
Utilidad en valoración de derivados	-	368	13,236
Dividendos (1)	117,260	-	-
Otros ingresos financieros	49,157	-	1,410
	1,623,336	**1,129,563**	**1,159,356**
Gastos financieros			
Intereses (2)	(1,894,490)	(2,399,414)	(2,385,994)
Costo financiero de otros pasivos (3)	(757,509)	(668,782)	(753,047)
Resultados provenientes de activos financieros	(638,767)	(381,445)	(481,308)
Otros gastos financieros	(43,703)	(62,173)	(45,041)
	(3,334,469)	**(3,511,814)**	**(3,665,390)**
Ganancia por diferencia en cambio, neta	**40,639**	**372,223**	**5,514**
	(1,670,494)	**(2,010,028)**	**(2,500,520)**

(1) En el año 2007, Arrendadora Financiera Internacional Bolivariana (AFIB) y Ecopetrol S.A. suscribieron un acuerdo, mediante el cual se constituyó un encargo fiduciario, en el que se depositaron los dividendos correspondientes al 8.53% de la participación en disputa respecto a las acciones de Invercolsa adquiridas en su momento por Fernando Londoño. En 2019, como resultado del fallo de la Corte Suprema de Justicia, Ecopetrol recibió el monto de los dividendos que se encontraban en la fiducia. Ver Nota 12 – Combinaciones de negocios.

(2) Al 31 de diciembre se capitalizaron intereses en recursos naturales y propiedad, planta y equipo por $248,139 (2018 - $200,833 y 2017 - $191,651).

(3) Incluye el gasto financiero de la obligación de abandono de activos y los pasivos por beneficios post-empleo.

29. Gestión de riesgos

29.1 Riesgo de tipo de cambio

El Grupo opera principalmente en Colombia y realiza ventas en el mercado local e internacional, por tal razón, está expuesto al riesgo de tipo de cambio. El impacto de las fluctuaciones en las tasas de cambio, especialmente la tasa de cambio peso/dólar de los Estados Unidos, ha sido material.

El peso colombiano se apreció 0.8%, al pasar de una tasa de cierre al 31 de diciembre de 2018 de $3,249.75 a $3,277.14 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2019.

Cuando el peso colombiano se aprecia, los ingresos por exportaciones, al ser convertidos a pesos disminuyen y las importaciones y servicio de la deuda externa se tornan menos costosos.

El saldo de los activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera se presenta en la siguiente tabla:

(Millones de USD)	A 31 de diciembre de 2019	2018
Efectivo y equivalentes de efectivo	114	514
Otros activos financieros	1,468	2,138
Cuentas comerciales por cobrar y por pagar, neto	81	(202)
Préstamos y financiaciones	(9,429)	(9,689)
Otros activos y pasivos, neto	64	63
Posición pasiva neta	**(7,702)**	**(7,176)**

Del total de la posición neta, USD$(7,769) millones corresponden a pasivos netos de compañías con moneda funcional peso colombiano, de los cuales USD$(7,331) corresponden a préstamos utilizados como instrumentos de cobertura cuya valoración es reconocida en otros resultados integrales, la valoración por diferencia en cambio de los restantes activos netos por USD$(438) millones afectan el estado de ganancias y pérdidas. Así mismo USD$67 millones de la posición neta corresponden a activos y pasivos monetarios de compañías del Grupo con moneda funcional diferente del peso colombiano, cuya valoración es reconocida en el estado de ganancias y pérdidas.

29.2 Análisis de sensibilidad para riesgo de tipo de cambio

El siguiente es el efecto que tendría una variación del 1% y 5% en tipo de cambio de pesos colombianos frente al dólar de los Estados Unidos, relacionado con la exposición de activos y pasivos financieros en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2019:

Escenario/ Variación en la TRM	Efecto en resultados antes de impuestos (+/-)	Efecto en otros resultados integrales (+/-)
1%	(12,158)	(240,247)
5%	(60,791)	(1,201,236)

29.3 Cobertura contable de flujo de efectivo para futuras exportaciones

Con el objetivo de expresar en los estados financieros el efecto de la cobertura existente entre exportaciones y endeudamiento, entendiendo que el riesgo por tasa de cambio se materializa cuando se realizan las exportaciones, el 30 de septiembre de 2015, la Junta Directiva designó la suma de USD$5,440 millones de la deuda de Ecopetrol como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros por exportación de crudo, para el periodo 2015 – 2023, de acuerdo con NIIF 9 – Instrumentos financieros.

De acuerdo con la Resolución 509 de 2015 de la Contaduría General de la Nación, esta política contable de reconocimiento de coberturas fue adoptada por Ecopetrol a partir del 1 de enero del 2015.

A continuación, se presenta el movimiento de este instrumento de cobertura no derivado:

(Millones de USD)	A 31 de diciembre de 2019	2018
Saldo inicial	**1,300**	**3,332**
Reasignación de instrumentos de cobertura	5,551	3,366
Realización de las exportaciones	(5,551)	(3,366)
Amortización del principal (1)	-	(2,032)
Saldo final	**1,300**	**1,300**

(1) El 27 de diciembre de 2018, Ecopetrol S.A. pagó anticipadamente la totalidad del bono internacional a 10 años emitido en 2009, cuyo valor nominal era de USD$1,500 millones.

El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral durante cada año:

	A 31 de diciembre de 2019	2018
Saldo inicial	**1,203,460**	**1,149,865**
Diferencia en cambio	35,608	704,871
Realización de exportaciones (Nota 24)	(1,028,516)	(655,533)
Inefectividad	(5,173)	(35,270)
Impuesto de renta diferido	329,784	39,527
Saldo final	**535,163**	**1,203,460**

La reclasificación esperada de la diferencia en cambio acumulada en el otro resultado integral al estado de ganancias o pérdidas tomando un tipo de cambio de $3,277,14, es la siguiente:

Año	Antes de impuestos	Impuestos	Después de impuestos
2020	247,818	(79,302)	168,516
2021	190,373	(59,016)	131,357
2022	190,373	(57,112)	133,261
2023	145,754	(43,725)	102,029
	774,318	**(239,155)**	**535,163**

29.4 Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero

La Junta Directiva aprobó la aplicación de contabilidad de coberturas de inversión neta a partir del 8 de junio de 2016. La medida busca disminuir la volatilidad del resultado no operacional por efecto de la diferencia en cambio. La cobertura de inversión neta se aplicará a una porción de las inversiones que Ecopetrol S.A. tiene en moneda extranjera, en este caso a las inversiones en filiales con moneda funcional dólar y tiene como instrumento de cobertura una porción de la deuda denominada en dólares.

Ecopetrol designó como partida cubierta las inversiones netas en Ocensa, Ecopetrol América Inc., Hocol Petroleum Ltd. (HPL) y Reficar y como instrumento de cobertura una porción de su deuda denominada en dólares estadounidenses, en un monto total equivalente a USD $5,200 millones.

Al 30 de noviembre de 2019, se realizó la ampliación de esta cobertura por USD $930 millones designando la inversión neta

en Ecopetrol Permian LLC. El saldo del instrumento de cobertura al 31 de diciembre de 2019 es USD $831 millones.

El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral:

	A 31 de diciembre de	
	2019	**2018**
Saldo inicial	**1,069,316**	**97,362**
Diferencia en cambio	87,524	1,381,900
Inefectividad de cobertura	-	378
Impuesto de renta diferido	(26,257)	(410,324)
Saldo final	**1,130,583**	**1,069,316**

29.5 Riesgo de precio de comodities

El negocio del Grupo depende sustancialmente de los precios internacionales del crudo y de los productos refinados. Los precios de estos productos son volátiles y por tanto, cambios drásticos podrían afectar adversamente las perspectivas de negocios y resultados de las operaciones. Una alta proporción de los ingresos provienen de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados que están indexados a precios internacionales de referencia tales como el Brent. En consecuencia, las fluctuaciones en esos índices tienen un efecto directo en la situación financiera y en los resultados del Grupo.

Las fluctuaciones en los precios de crudo, gas natural y productos refinados se presentan como resultado de una variedad de factores fundamentales, internos y externos tales como: la competencia dentro de la industria de hidrocarburos, cambios en los precios internacionales de crudo, gas natural y productos refinados, cambios en el balance oferta/demanda, cambios regulatorios, factores geopolíticos, desarrollo de nuevas tecnologías, cambios en el costo de capital, condiciones económicas adversas, transacciones en instrumentos financieros derivados relacionados con el petróleo y gas y disponibilidad de combustibles alternos.

Ecopetrol cuenta con una guía aprobada por la Junta Directiva que le permite utilizar instrumentos financieros derivados en el mercado organizado *over the counter* (OTC) para cubrirse ante los cambios de los precios del crudo y productos refinados, asociados a las transacciones físicas. Ecopetrol tiene implementados procesos apropiados para el manejo del riesgo que incluyen el monitoreo constante del mercado físico y financiero para identificar riesgos y posteriormente elaborar y ejecutar estrategias de cobertura.

Ecopetrol no utiliza regularmente instrumentos derivados para cubrir exposiciones a riesgo de precios de ventas o compras. El impacto de la liquidación de las coberturas de precios realizadas durante el año 2019 no ha sido material y se ejecutaron como instrumentos de cobertura para mitigar el riesgo a índices de precios diferentes al benchmark de la estrategia de comercio internacional en exportaciones de crudo e importaciones de productos.

Durante el año 2019 se liquidaron coberturas de precios con una utilidad de COP$1,602 y al 31 de diciembre de 2019 se mantiene una posición abierta a favor del Grupo por COP$4,868.

29.6 Coberturas con derivados para cubrir riesgo cambiario

El Grupo realiza operaciones de cobertura forwards con la modalidad *Non-Delivery* cuyo propósito es mitigar la volatilidad de la tasa de cambio en el flujo de caja requerido para las operaciones de Ocensa, cuya moneda funcional es dólar americano.

Los instrumentos de cobertura Forward utilizados permiten fijar el precio de venta de dólares americanos, buscando contrarrestar el efecto de devaluación o revaluación en el momento en que Ocensa monetiza los recursos necesarios para cubrir sus obligaciones mensuales o puntuales de costo y gastos operacionales y pagos de impuestos, los cuales son pagaderos en pesos colombianos.

Al 31 de diciembre de 2019, se tienen contratos forwards con posición neta corta por USD$378 millones (2018 – USD$332 millones) con vencimientos entre enero y diciembre de 2020.

La variación y/o compensación de las operaciones de cobertura realizadas para el pago de impuestos se registran en el estado de resultado integral afectando inicialmente el gasto de renta y su variación posterior en el rubro de diferencia en cambio; la variación de las operaciones de cobertura de costos y gastos se registran en el otro resultado integral siempre y cuando sean efectivas; una vez sea liquidada el resultado de la compensación se registra como menor y/o mayor valor del monto del gasto cubierto.

El impacto en el estado de resultados a diciembre 2019 por la liquidación (realizadas) de estas coberturas ascendió a COP$60,740 de pérdida (2018 – COP$80,636 de utilidad) y el monto reconocido en el otro resultado integral fue de COP$43,141 de utilidad (2018 – COP$52,174 de pérdida).

29.7 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que el Grupo pueda sufrir pérdidas financieras como consecuencia del incumplimiento: a) en el pago por parte de sus clientes en la venta de crudo, gas, productos o servicios; b) por parte de las instituciones financieras en las que se mantienen inversiones, o c) de las contrapartes con las que se tienen contratados instrumentos financieros.

29.8 Riesgo de crédito para clientes

En el proceso de venta de crudos, gas, refinados y productos petroquímicos y servicios de transporte, el Grupo puede estar expuesto al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago. La Gerencia de este riesgo ha demandado el diseño de mecanismos y procedimientos que han permitido minimizar su probabilidad de materialización, salvaguardando así el flujo de efectivo del Grupo Empresarial.

El Grupo realiza un análisis continuo de la fortaleza financiera de las contrapartes, el cual implica su clasificación de acuerdo con su nivel de riesgo y respaldos financieros ante una posible cesación de pagos. Asimismo, se realiza un monitoreo constante de las condiciones del mercado nacional e internacional para establecer alertas tempranas de cambios importantes que puedan impactar las obligaciones de pago oportunos de los clientes.

Para la cartera que es considerada deteriorada, se realiza un análisis individual que permite analizar la situación de cada cliente y así definir las provisiones que haya a lugar. El Grupo lleva a cabo las acciones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el reconocimiento de intereses de clientes que no cumplan con las políticas de pago.

El siguiente es el análisis de antigüedad de la cartera por clientes en mora pero no considerada deteriorada al 31 de diciembre de:

	2019	2018
Vencidos con menos de tres meses	243,893	336,993
Vencidos entre 3 y 6 meses	136,700	487,074
Vencidos con más de 6 meses	267,525	93,656
Total	**648,118**	**917,723**

29.9 Riesgo de crédito para recursos depositados en instituciones financieras

Siguiendo el Decreto 1525 de 2008, que provee las normas generales sobre inversiones para entidades públicas, Ecopetrol estableció las directrices para la gerencia del portafolio de inversión. Estas directrices determinan que las inversiones de portafolio en dólares de Ecopetrol están limitadas a inversiones del excedente de efectivo en títulos de renta fija emitidos por entidades con calificación A o superior a largo plazo y A1 / P1 / F1 o superior en el corto plazo (escala internacional) por Standard & Poor's Ratings Services, Moody's Investors Service o Fitch Ratings.

Adicionalmente, Ecopetrol también puede invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno de los Estados Unidos

o el gobierno colombiano, sin tener en cuenta las calificaciones asignadas a dichos valores. Ecopetrol debe invertir su exceso de efectivo en títulos de renta fija de emisores calificados AAA a largo plazo, y F1 + / BRC1 + en el corto plazo (escala local) por Fitch Ratings Colombia, BRC o Standard & Poor's. Además, la Compañía también podrá invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno nacional sin restricciones de calificación.

Para diversificar el riesgo en la cartera de pesos, Ecopetrol no invierte más del 10% del exceso de efectivo en un determinado emisor. En el caso de portafolio en dólares, no se invierte más del 5% del exceso de efectivo en un emisor específico a corto plazo (hasta 1 año), o 1% a largo plazo.

La calificación crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones que involucran instrumentos financieros se encuentra revelada en las notas 6 – Efectivo y equivalentes de efectivo, Nota 9 – Otros activos financieros y Nota 22 – Provisiones por beneficios a empleados.

29.10 Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés se ocasiona debido a que existen instrumentos indexados a tasas flotantes tanto en el portafolio de inversiones, como en algunas deudas financieras (LIBOR, DTF e IPC). Por lo tanto, la volatilidad en las tasas de interés puede afectar el costo amortizado, el valor razonable y los flujos de efectivo relacionados con las inversiones, la deuda y los patrimonios autónomos pensionales.

Al 31 de diciembre de 2019 el 17% (2018: 17%) del endeudamiento tiene tasa flotante. Con lo cual, si la tasa de interés de mercado sube, los gastos de financiación aumentarán, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de las operaciones.

El Grupo establece controles para la exposición de tasa de interés, implementando controles límites en la duración del portafolio, el Valor en Riesgo – VAR y *tracking error.*

Los patrimonios autónomos vinculados a los pasivos pensionales del Grupo están expuestos a cambios en las tasas de interés, debido a que incluyen instrumentos de tasa fija y tasa variable. La regulación colombiana establece lineamientos sobre patrimonios autónomos destinados a la garantía y pago de pensiones (Decretos 941 de 2002 y 1861 de 2012), donde se indica que el régimen aplicable será el mismo establecido para el Fondo Moderado de los Fondos de Pensiones Obligatorias.

La siguiente tabla detalla el impacto en resultados y en el otro resultado integral, para los 12 meses siguientes, ante una variación en las tasas de interés de 100 puntos básicos:

	Efecto en resultados (+/-)		Efecto en ORI (+/-)
	Activos financieros	**Pasivos financieros**	**Patrimonios autónomos**
+100 puntos básicos	(16,320)	32,276	(590,991)
-100 puntos básicos	16,278	(32,345)	629,633

La sensibilización ante variación de las tasas de descuento de los pasivos por pensiones se muestra en la Nota 22 - Provisiones por beneficios a empleados.

29.11 Riesgo de liquidez

La habilidad para acceder a los mercados de crédito y de capitales para obtener financiación bajo términos favorables para el plan de inversiones del Grupo Empresarial, puede verse limitada debido a impairment de las condiciones de estos mercados. Una nueva crisis financiera podría empeorar la percepción de riesgo en los mercados emergentes.

De otro lado, la ocurrencia de situaciones que puedan afectar el entorno político y regional de Colombia, podrían dificultar a las subsidiarias, el acceso a los mercados de capitales. Estas condiciones, junto con potenciales pérdidas significativas en

el sector de servicios financieros y cambios en las valoraciones del riesgo crediticio, pueden dificultar la obtención de financiación en términos favorables. Como resultado, el Grupo se puede ver forzado a revisar la oportunidad y alcance de las inversiones según sea necesario, o acceder a los mercados financieros bajo términos menos favorables, afectando por lo tanto, negativamente los resultados de operaciones y la situación financiera.

El riesgo de liquidez se gestiona de acuerdo con las políticas destinadas a garantizar que haya fondos netos suficientes para cumplir con los compromisos financieros del Grupo dentro de su cronograma de vencimientos, sin costos adicionales. El principal método para la medición y seguimiento de la liquidez es la previsión de flujo de efectivo.

El siguiente es un resumen de la madurez de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2019, los montos presentados en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar, los pagos previstos en moneda extranjera fueron re expresados tomando como tasa de cambio $3,277.14 pesos/dólar:

	Hasta 1 año	1-5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Préstamos (Pago de principal e intereses)	3,680,187	19,206,790	15,022,371	19,480,277	57,389,625
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	10,689,246	26,621	-	-	10,715,867
Total	**14,369,433**	**19,233,411**	**15,022,371**	**19,480,277**	**68,105,492**

29.12 Gestión del capital

El principal objetivo de la gestión del capital del Grupo Empresarial es asegurar una estructura financiera que optimice el costo de capital, maximice el rendimiento a sus accionistas y permita el acceso a los mercados financieros a un costo competitivo para cubrir sus necesidades de financiación.

El siguiente es el índice de endeudamiento sobre los periodos informados:

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Préstamos y financiaciones (Nota 19)	38,239,139	38,062,645
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	(7,075,758)	(6,311,744)
Otros activos financieros (Nota 9)	(4,979,292)	(8,147,815)
Deuda financiera neta	**26,184,089**	**23,603,086**
Patrimonio	**60,344,122**	**59,304,438**
Apalancamiento (1)	**30.26%**	**28.47%**

(1) Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio)

El movimiento de la deuda financiera neta se detalla en la Nota 19.8.

30. Partes relacionadas

Los saldos con Compañías asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2019 y 2018 son los siguientes:

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited (2)	25,333	-	57,016	153,501	1,108,403	794
Ecodiesel Colombia S.A.	2,116	-	-	29,447	-	1
Offshore International Group Inc (1)	-	93,657	-	-	-	-
Asociadas						
Serviport S.A.	-	-	-	4,668	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**27,449**	**93,657**	**57,016**	**187,616**	**1,108,403**	795
Corriente	27,449	-	57,016	187,616	1,108,403	795
No corriente	-	93,657	-	-	-	-
	27,449	**93,657**	**57,016**	**187,616**	**1,108,403**	**795**
	(Nota 7)	(Nota 7)	(Nota 11)	(Nota 20)	(Nota 19)	

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited	22,958	-	19,214	87,079	855,135	67
Ecodiesel Colombia S.A.	522	-	-	23,857	-	1
Offshore International Group Inc (1)	-	117,824	-	-	-	-
Asociadas						
Serviport S.A.	-	-	-	5,482	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**23,480**	**117,824**	**19,214**	**116,418**	**855,135**	**68**
Corriente	23,480	-	19,214	116,418	855,135	68
No corriente	-	117,824	-	-	-	-
	23,480	**117,824**	**19,214**	**116,418**	**855,135**	**68**
	(Nota 7)	(Nota 7)	(Nota 11)	(Nota 20)	(Nota 19)	

(1) Savia Perú S.A. (filial de Offshore International Group Inc): Préstamo otorgado por Ecopetrol S.A. por USD$57 millones en el año 2016, con una tasa de interés del 4.99% E.A. pagaderos semestralmente a partir del 2017 y vencimiento en el 2021. El saldo en valor nominal de este crédito al 31 de diciembre de 2019 es de USD$28 millones (2018 - USD$35 millones). El 11 de diciembre de 2019, se otorgó a Savia una enmienda al crédito por parte de Ecopetrol S.A, y Korea National Oil Corporation ("KNOC") relacionados con los pagos del principal a vencerse el 16 de diciembre de 2019 por USD$7 millones, 15 de junio de 2020 por USD$7 millones y 15 de diciembre de 2020 por USD$7 millones, para que el deudor cancele dicho monto en la fecha de vencimiento del préstamo, es decir, el 19 de febrero de 2021, momento en el cual se realizará el pago final por USD$28 millones.

(2) La tasa de interés del préstamo con Capital AG es de 2,37%.

Los importes pendientes no están garantizados y se liquidarán en efectivo. No se ha reconocido ningún gasto en el periodo actual ni en periodos anteriores con respecto a incobrables o cuentas de dudoso cobro relacionados con los importes adeudados por partes relacionadas.

Las principales transacciones con partes relacionadas por años finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 se detallan como sigue:

	2019		2018		2017	
	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited	317,382	569,105	67,002	846,284	425,881	598,636
Ecodiesel Colombia S.A.	8,614	280,649	6,860	267,498	6,583	259,269
Offshore International Group Inc	3,245	-	2,386	-	15,188	-
	329,241	**849,754**	**76,248**	**1,113,782**	**447,652**	**857,905**

Los dividendos recibidos de estas Compañías están relacionados en la nota 13 – Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

30.1 Directivos clave de la gerencia

De acuerdo con la aprobación impartida por la Asamblea General de Accionistas del año 2012, los honorarios de los directores por asistencia a las reuniones de la Junta Directiva y/o del Comité aumentaron de cuatro a seis salarios mínimos mensuales legales vigentes, valor que asciende aproximadamente de $4,969,000 pesos para 2019, a $4,687,000 pesos para 2018 y $4,426,000 pesos para 2017. Para las sesiones no presenciales, se fijan en el 50% de la cuota de las reuniones presenciales. Los miembros de la Junta Directiva no tienen ninguna clase de remuneración variable. El monto cancelado en el año 2019 por concepto de honorarios a miembros de Junta Directiva ascendió a $1,847 (2018 - $2,152).

La compensación total pagada a los miembros del Comité Directivo activos al 31 de diciembre del 2019 ascendió a $24,674 (2018 - $21,580). Los directores no son elegibles para recibir los beneficios de pensión y jubilación. El importe total reservado al 31 de diciembre de 2019 para proporcionar los beneficios de pensión y jubilación a nuestros funcionarios ejecutivos elegibles ascendió a $18,740 (2018 - $5,491).

Al 31 de diciembre de 2019, los siguientes Directivos Clave de la gerencia poseían menos del 1% de las acciones en circulación de Ecopetrol S.A así:

Personal clave de la gerencia	% Acciones
Felipe Bayón	<1% acciones en circulación
Jaime Caballero	<1% acciones en circulación
Orlando Díaz	<1% acciones en circulación
Jorge Calvache	<1% acciones en circulación
Maria Consuelo Barrera	<1% acciones en circulación
Rafael Espinosa Rozo	<1% acciones en circulación

30.2 Planes de beneficios post-empleo

La administración y el manejo de los recursos para el pago de la obligación pensional de Ecopetrol están a cargo de los patrimonios autónomos pensionales (PAP's), los cuales sirven como garantía y fuente de pago. En el año 2008, Ecopetrol S.A. recibió la autorización para conmutar parcialmente el valor correspondiente a mesadas, bonos y cuotas partes, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional, de acuerdo a lo estipulado en el Decreto 1833 de 2016.

Desde noviembre de 2016, las entidades que administran los recursos son: Fiduciaria Bancolombia, Fiduciaria de Occidente y Consorcio Ecopetrol PACC (conformado por Fiduciaria La Previsora, Fiduciaria Bancoldex, Fiduagraria y Fiduciaria Central). Estas fiduciarias gestionarán los recursos pensionales por un periodo de cinco años (2016-2021) y como contraprestación reciben una remuneración con componentes fijos y variables, éstos últimos se liquidan sobre los rendimientos brutos de los portafolios y con cargo a los recursos administrados.

30.3 Entidades relacionadas del Gobierno

El Gobierno Colombiano posee el control de Ecopetrol con una participación del 88.49%. Las transacciones más significativas con entidades gubernamentales se detallan a continuación:

a) Compra de hidrocarburos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Por la naturaleza del negocio, la Compañía tiene una relación directa con ANH, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, cuyo objetivo es administrar integralmente las reservas y recursos de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

Ecopetrol compra el crudo que la ANH recibe de todos los productores de Colombia a los precios fijados de acuerdo a una fórmula establecida en conjunto, que refleja los precios de venta de exportación (crudos y productos), ajuste a la calidad de la gravedad API, contenido de azufre, tarifas de transporte de la cabeza del pozo a los puertos de Coveñas y Tumaco, el costo del proceso de refinado y una cuota de comercialización. Este contrato fue prorrogado hasta el 30 de abril de 2020.

Hasta diciembre de 2013, la Compañía comercializó, en nombre de la ANH, el gas natural recibido por ésta en especie de los productores. Desde enero de 2014, la ANH recibe las regalías de producción de gas natural en efectivo.

El valor de compra de hidrocarburos a la ANH se detalla en la Nota 25 - Costo de ventas.

Adicionalmente, Ecopetrol al igual que las demás compañías petroleras, participa en rondas para asignación de bloques exploratorios en territorio colombiano, sin que ello implique un tratamiento especial para Ecopetrol por ser una entidad cuyo accionista mayoritario es el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

b) Diferencial de precios

Los precios de venta del refinador o importador de la gasolina regular y ACPM son regulados por el Gobierno Nacional de manera que varíen máximo un 3% mensual. De esta forma el Gobierno brinda estabilidad al consumidor final. Este precio denominado Ingreso al Productor -IP- no necesariamente refleja el costo de oportunidad de los combustibles siendo necesario reconocerle al refinador/importador esta diferencia. En este sentido, el Gobierno Nacional a través del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles le reconoce al refinador/importador las diferencias en el caso en que el costo de oportunidad sea mayor al IP, o le cobra al refinador/importar la diferencia cuando el IP es mayor al costo de oportunidad. Este esquema asegura que la Compañía siempre reciba el costo de oportunidad de estos combustibles que vende en al país al Distribuidor Mayorista. El valor de este diferencial se encuentra detallado en la Nota 24 – Ingresos de actividades ordinarias.

c) Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales

Ecopetrol como cualquier otra compañía en Colombia, tiene obligaciones de tipo tributario que debe cumplir ante esta entidad, no se tiene ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

d) Contraloría General de la República

Ecopetrol al igual que las demás entidades estatales en Colombia, tiene la obligación de atender los requerimientos de esta entidad de control y realizar el pago anualmente de la cuota de sostenimiento a dicha entidad. No existe ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

31. Operaciones conjuntas

El Grupo realiza parte de sus operaciones a través de los contratos de Exploración y Producción, Evaluación Técnica, contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, así como a través de contratos de asociación y otro tipo de contratos. Las principales operaciones conjuntas en 2019 son las siguientes:

31.1 Contratos en los cuales el Grupo Empresarial no es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
Occidental Andina LLC	Chipirón Cosecha Cravo Norte Rondón	Producción	30-41% 30% 55% 50%	Colombia
Chevron Petroleum Company	Guajira	Producción	57%	Colombia
Mansarovar Energy Colombia Ltd	Nare	Producción	50%	Colombia
Meta Petroleum Corp	Quifa	Producción	40%	Colombia
Equion Energia Limited	Piedemonte	Producción	55%	Colombia
Perenco Colombia Limited	Casanare Corocora Estero Garcero Orocúe	Producción	74.40% 83.91% 95.98% 91.22% 86.47%	Colombia
Petrobras, Repsol & Statoil	Tayrona	Exploración	30%	Offshore Caribe Norte
Shell	Deep Rydberg/Aleatico	Exploración	29%	Golfo de México
Noble Energy	Gunflint	Producción	32%	Golfo de México
Murphy Oil	Dalmatian	Producción	30%	Golfo de México
Anadarko	K2	Producción	21%	Golfo de México
Shell – Parmer	Palmer	Exploración	30%	Golfo de México
OXY (Anadarko)	Warrior	Exploración	30%	Golfo de México
HESS	ESOXX	Exploración	21%	Golfo de México
PEMEX Exploracion Y Produccion	Bloque 8	Exploración	50%	Golfo de México
PETRONAS PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.	Bloque 6	Exploración	50%	Golfo de México
Occidental Petroleum Company	Rodeo Midland Basin	Producción	49%	Texas U.S. - Midland Basin
Equion Energia Limited	Niscota	Producción	20%	Colombia
CNOOC – British Ptroleum	Pau Brasil	Exploración	20%	Brasil
Shell / Chevron	Saturno	Exploración	10%	Brasil
Chevron	CE-M-715_R11	Exploración	50%	Brasil
Lewis	SSJN1	Exploración	50%	Colombia
Interoil Colombia	Mana	Producción	30%	Colombia
Interoil Colombia	Ambrosia	Producción	30%	Colombia
Interoil Colombia	Rio Opia	Producción	30%	Colombia
Canacol	Rancho Hermonso Mirador	Producción	100%	Colombia
Canacol	Rancho Hermoso Otras formaciones	Producción	70%	Colombia
Vetra	La Punta Santo Domingo	Producción	45%	Colombia
Geopark	Llanos 86	Exploración	50%	Colombia
Geopark	Llanos 87	Exploración	50%	Colombia
Geopark	Llanos 104	Exploración	50%	Colombia

31.2 Contratos en los cuales Ecopetrol es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
ExxonMobil Exploration Colombia	VMM29 CR2 C62	Exploración	50%	Colombia
Talisman Colombia Oil	CPO9	Exploración	55%	Colombia
ONGC Videsh Limited Sucursal Colombia	RC9	Exploración	50%	Colombia
CPVEN E&P Corp Sucursal Colombia	VMM32	Exploración	51%	Colombia
Shell Exploration and Production	CR4	Exploración	50%	Colombia
SK Innovation Co Ltd.	San Jacinto	Exploración	70%	Colombia
Repsol Exploración Colombia S.A.	Catleya	Exploración	50%	Colombia
Emerald Energy PLC Suc. Colombia	Cardon	Exploración	50%	Colombia
Parex Resourses Colombia Ltd.	ORC401 CRC-2004-01	Exploración	50%	Colombia
Gas Ltd.	CPO9 - Akacias	Producción	55%	Colombia
Occidental Andina LLC	La Cira Infantas	Producción	58%	Colombia
	Teca		76%	Colombia
Ramshorn International Limited	Guariquies I	Producción	50%	Colombia
Equion Energía Limited	Cusiana Planta de Gas	Producción	98%	Colombia
Perenco Oil And Gas	San Jacinto Rio Paez	Producción	68%	Colombia
Cepsa Colombia				
Total Colombie	Mundo Nuevo	Exploración	15%	Colombia
Talisman Oil & Gas				
ONGC Videsh Limited	Contrato Bloque RC-9- Ronda Caribe No. 37-2007	Exploración	50%	Golfo de Mexico

31.3 Operaciones relevantes durante el periodo

Durante el 2019 y 2018, se presentaron los siguientes hechos relevantes en los contratos de operaciones conjuntas:

a) Alianza estratégica con Occidental Petroleum Corp.

En julio de 2019 Ecopetrol S.A. y Occidental Petroleum Corp. (OXY), acordaron la conformación de un Joint Operation con el fin de ejecutar un plan conjunto para el desarrollo de Yacimientos No Convencionales en la cuenca Permian en el estado de Texas (EE.UU.).

OXY tiene el 51% de participación de la operación conjunta, Ecopetrol el 49% y se vinculó con un pago inicial del 50% al cierre de la transacción en noviembre 13 de 2019, y el 50% restante con una inversión diferida en el tiempo en actividades contempladas en el plan de desarrollo. El pago total de Ecopetrol equivaldrá a USD$1.500 millones.

Para viabilizar la operación, se constituyeron dos compañías: Ecopetrol USA Inc. y Ecopetrol Permian LLC.

b) Adquisición 30% descubrimiento Sul de Gato do Mato

El 21 de octubre de 2019 Ecopetrol S.A. anunció que a través de su subsidiaria Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda. suscribió un acuerdo con Shell Brasil Petróleo Ltda para adquirir el 30% de los intereses, derechos y obligaciones en dos áreas que corresponden al Contrato de Concesión BM-S-54 y al Contrato de Producción Compartida Sul de Gato do Mato, ubicados costa afuera en la cuenca Santos de Brasil, dentro del denominado Presal, en el descubrimiento de hidrocarburos denominado "Gato do Mato" por USD$105 millones. La compañía Shell reducirá su participación del 80% al 50% con este acuerdo y seguirá como operador, mientras la francesa Total conservará el restante 20%.

El acuerdo suscrito por Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda. y Shell Brasil Petróleo Ltda. está sujeto a las respectivas

aprobaciones de cesión a favor de Ecopetrol por parte del Ministerio de Minas y Energía de Brasil y de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil.

c) Acuerdo por la adquisición del 10% en Bloque Saturno

En diciembre de 2018, el Grupo celebró un acuerdo con Shell y Chevron, por una participación del 10% en el bloque Saturno, ubicado en la región central de la cuenca Santos; el cual fue asignado a Shell y Chevron el 28 de septiembre de 2018 en la Quinta Ronda del Pre-Sal realizada por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil (ANP).

El Ministerio de Minas y Energía de Brasil autorizó el 17 de julio de 2019 la cesión del 10% del bloque Saturno por USD$85 millones, ubicado en la cuenca de Santos, a Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil, porcentaje del cual eran titulares, por partes iguales, las compañías Shell Brasil Petróleo Ltda y Chevron Brasil Óleo e Gas Ltda. En la nueva composición, Ecopetrol queda con el 10% de los intereses del bloque, mientras que Shell (operador) y Chevron conservan cada uno un 45% del total.

d) Participación en la Asociación Guajira

El 22 de noviembre Hocol firmó un acuerdo con Chevron Petroleum Company para adquirir su participación en los campos de Chuchupa y Ballena en el departamento de la Guajira. Estos campos son operados por Chevron a través del Contrato de Asociación Guajira (57% Ecopetrol y 43% Chevron). Hocol adquirirá la participación de Chevron (43%), y tomará la posición de operador.

Esta transacción es sujeta a la aprobación por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) y no tiene impacto sobre las cifras contables con corte a 31 de diciembre de 2019.

32. Información por segmentos

La descripción de los segmentos de negocio puede verse en la nota 4.19 - Información por segmentos de negocio.

32.1 Estados de ganancias o pérdidas por segmentos

La siguiente información por segmentos es reportada con base en la información utilizada por la Junta Directiva, cómo máximo órgano para la toma de decisiones estratégicas y operativas de los segmentos de negocio. El desempeño de los segmentos se basa principalmente en análisis de ingresos, costos, gastos y resultado del periodo generados por cada segmento, los cuales son monitoreados de manera periódica.

La información revelada en cada segmento se presenta neta de las de transacciones realizadas entre las empresas del Grupo Ecopetrol.

A continuación se presentan los estados consolidados de ganancias o pérdidas por los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Al 31 de diciembre de 2019				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	30,617,016	36,391,329	3,785,129	53,295	70,846,769
Ventas inter segmentos	21,409,232	2,379,476	9,285,601	(33,074,309)	-
Ingresos por ventas	**52,026,248**	**38,770,805**	**13,070,730**	**(33,021,014)**	**70,846,769**
Costos de ventas	(36,359,013)	(37,856,219)	(3,738,194)	32,995,918	(44,957,508)
Utilidad bruta	**15,667,235**	**914,586**	**9,332,536**	**(25,096)**	**25,889,261**
Gastos de administración	(1,284,560)	(496,155)	(372,942)	2,058	(2,151,599)
Gastos de operación y proyectos	(1,475,710)	(743,378)	(434,904)	22,238	(2,631,754)
(Gasto) recuperación impairment de activos a largo plazo	(1,967,179)	452,163	(232,556)	-	(1,747,572)
Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	49,673	1,014,988	74,607	(82,472)	1,056,796
Resultado de la operación	**10,989,459**	**1,142,204**	**8,366,741**	**(83,272)**	**20,415,132**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,440,440	229,297	273,613	(320,014)	1,623,336
Gastos financieros	(2,311,133)	(996,790)	(306,878)	280,332	(3,334,469)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	287,285	(179,936)	(66,710)	-	40,639
	(583,408)	**(947,429)**	**(99,975)**	**(39,682)**	**(1,670,494)**
Participación en las utilidades de compañías	214,771	17,091	75	122,337	354,274
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**10,620,822**	**211,866**	**8,266,841**	**(617)**	**19,098,912**
Impuesto a las ganancias	(1,753,370)	(96,902)	(2,746,141)	-	(4,596,413)
Utilidad neta del periodo	**8,867,452**	**114,964**	**5,520,700**	**(617)**	**14,502,499**
(Pérdida) utilidad atribuible a:					
A los accionistas	8,929,900	104,310	4,217,890	(617)	13,251,483
Participación no controladora	(62,448)	10,654	1,302,810	-	1,251,016
	8,867,452	**114,964**	**5,520,700**	**(617)**	**14,502,499**

	Al 31 de diciembre de 2018				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	29,328,963	34,947,948	3,543,024	-	67,819,935
Ventas inter segmentos	20,259,864	2,063,425	7,811,143	(30,134,432)	-
Ingresos por ventas	**49,588,827**	**37,011,373**	**11,354,167**	**(30,134,432)**	**67,819,935**
Costos de ventas	(32,224,332)	(35,658,753)	(3,402,087)	30,115,645	(41,169,527)
Utilidad bruta	**17,364,495**	**1,352,620**	**7,952,080**	**(18,787)**	**26,650,408**
Gastos de administración	(889,293)	(443,880)	(320,498)	(187)	(1,653,858)
Gastos de operación y proyectos	(1,993,054)	(668,177)	(263,104)	21,203	(2,903,132)
Impairment de activos a largo plazo	807,970	(984,704)	(169,870)	-	(346,604)
Otros (gastos) ingresos operacionales, neto	(137,836)	(13,652)	118,905	(2,872)	(35,455)
Resultado de la operación	**15,152,282**	**(757,793)**	**7,317,513**	**(643)**	**21,711,359**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,099,893	147,689	110,898	(228,917)	1,129,563
Gastos financieros	(2,037,966)	(1,295,528)	(407,589)	229,269	(3,511,814)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	868,479	(517,410)	21,154		372,223
	(69,594)	**(1,665,249)**	**(275,537)**	**352**	**(2,010,028)**
Participación en las utilidades de compañías	123,949	27,730	2,841	-	154,520
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**15,206,637**	**(2,395,312)**	**7,044,817**	**(291)**	**19,855,851**
Impuesto a las ganancias	(5,829,335)	1,076,923	(2,569,607)	-	(7,322,019)
Utilidad neta del periodo	**9,377,302**	**(1,318,389)**	**4,475,210**	**(291)**	**12,533,832**
Utilidad (pérdida) atribuible a:					
A los accionistas	9,439,750	(1,316,376)	3,433,322	(291)	11,556,405
Participación no controladora	(62,448)	(2,013)	1,041,888		977,427
	9,377,302	**(1,318,389)**	**4,475,210**	**(291)**	**12,533,832**
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	3,976,132	952,886	849,441	-	5,778,459
Deterioro de activos no corrientes	(72,303)	(76,988)	(93)	-	(149,384)

	Al 31 de diciembre de 2017				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	24,260,316	27,343,359	3,606,549	-	55,210,224
Ventas inter segmentos	11,490,614	1,300,657	6,991,515	(19,782,786)	-
Ingresos por ventas	**35,750,930**	**28,644,016**	**10,598,064**	**(19,782,786)**	**55,210,224**
Costos de ventas	(26,295,232)	(26,855,395)	(3,271,836)	19,528,989	(36,893,474)
Utilidad bruta	**9,455,698**	**1,788,621**	**7,326,228**	**(253,797)**	**18,316,750**
Gastos de administración	(781,386)	(516,501)	(466,669)	32	(1,764,524)
Gastos de operación y proyectos	(2,070,916)	(965,457)	(142,847)	253,155	(2,926,065)
Impairment de activos a largo plazo	245,611	1,067,965	59,455	-	1,373,031
Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	545,218	(11,694)	(28,121)	-	505,403
Resultado de la operación	**7,394,225**	**1,362,934**	**6,748,046**	**(610)**	**15,504,595**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,058,912	161,647	105,903	(173,702)	1,152,760
Gastos financieros	(2,289,883)	(1,108,516)	(433,908)	173,513	(3,658,794)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	(101,030)	163,992	(57,448)	-	5,514
	(1,332,001)	**(782,877)**	**(385,453)**	**(189)**	**(2,500,520)**
Participación en las utilidades de compañías	60,039	15,245	(42,493)	-	32,791
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**6,122,263**	**595,302**	**6,320,100**	**(799)**	**13,036,866**
Impuesto a las ganancias	(2,717,128)	(356,563)	(2,561,253)	-	(5,634,944)
Utilidad neta del periodo	**3,405,135**	**238,739**	**3,758,847**	**(799)**	**7,401,922**
(Pérdida) utilidad atribuible a:					
A los accionistas	3,405,135	240,920	2,975,156	(799)	6,620,412
Participación no controladora	-	(2,181)	783,691	-	781,510
	3,405,135	**238,739**	**3,758,847**	**(799)**	**7,401,922**
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	5,966,442	1,188,871	1,111,182	-	8,266,495

32.2 Ventas por producto

Las ventas por producto de cada segmento se detallan a continuación para los años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Al 31 de diciembre de 2019				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	-	13,573,007	-	(31,251)	13,541,756
Gasolinas y turbocombustibles	-	11,269,797	-	(1,896,767)	9,373,030
Servicios	196,527	284,219	13,070,676	(9,412,967)	4,138,455
Gas natural	2,909,770	49,420	-	(653,647)	2,305,543
Plástico y caucho	-	760,301	-	-	760,301
Crudos	21,085,955	-	-	(20,729,098)	356,857
G.L.P. y propano	179,541	193,375	-	-	372,916
Combustóleo	1,464	96,443	-	-	97,907
Asfaltos	24,690	519,510	-	-	544,200
Aromáticos	-	228,552	-	-	228,552
Polietileno	-	190,133	-	-	190,133
Otros ingresos contratos gas	102,845	-	-	-	102,845
Otros productos	25,215	779,405	-	(297,284)	507,336
	24,526,007	**27,944,162**	**13,070,676**	**(33,021,014)**	**32,519,831**
Reconocimiento diferencial precios	-	1,785,277	-	-	1,785,277
	24,526,007	**29,729,439**	**13,070,676**	**(33,021,014)**	**34,305,108**
Ventas al exterior					
Crudos	28,461,601	61,995	-	-	28,523,596
Diésel	-	4,391,798	-	-	4,391,798
Combustóleo	-	1,870,929	-	-	1,870,929
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,085,392	-	-	1,085,392
Plástico y caucho	-	1,200,668	-	-	1,200,668
Gas natural	27,255	-	-	-	27,255
G.L.P. y propano	13,591	-	-	-	13,591
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 25.1.2)	(1,028,516)	-	-	-	(1,028,516)
Otros productos	26,310	430,584	54	-	456,948
	27,500,241	**9,041,366**	**54**	**-**	**36,541,661**
	52,026,248	**38,770,805**	**13,070,730**	**(33,021,014)**	**70,846,769**

	Al 31 de diciembre de 2018				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas nacionales					
Destilados medios	725	11,585,467	-	-	11,586,192
Gasolinas y turbocombustibles	-	9,662,200	-	(1,709,348)	7,952,852
Servicios	140,801	226,933	11,354,071	(7,950,991)	3,770,814
Gas natural	2,535,658	-	-	(649,812)	1,885,846
Plástico y caucho	-	822,367	-	-	822,367
Crudos	20,142,527	-	-	(19,592,048)	550,479
G.L.P. y propano	245,875	329,569	-	(805)	574,639
Combustóleo	20,391	489,091	-	-	509,482
Asfaltos	26,406	309,020	-	-	335,426
Aromáticos	-	282,545	-	-	282,545
Polietileno	-	268,200	-	-	268,200
Otros ingresos contratos gas	156,031	-	-	-	156,031
Otros productos	11,484	712,138	-	(231,428)	492,194
	23,279,898	**24,687,530**	**11,354,071**	**(30,134,432)**	**29,187,067**
Reconocimiento diferencial precios	-	3,835,533	-	-	3,835,533
	23,279,898	**28,523,063**	**11,354,071**	**(30,134,432)**	**33,022,600**
Ventas al exterior					
Crudos	26,898,737	-	-	-	26,898,737
Diésel	-	3,050,839	-	-	3,050,839
Combustóleo	-	2,053,594	-	-	2,053,594
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,782,194	-	-	1,782,194
Plástico y caucho	-	1,268,582	-	-	1,268,582
Gas natural	27,899	-	-	-	27,899
G.L.P. y propano	20,212	-	-	-	20,212
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 25.1.2)	(655,533)	-	-	-	(655,533)
Otros productos	17,614	333,101	96	-	350,811
	26,308,929	**8,488,310**	**96**	**-**	**34,797,335**
	49,588,827	**37,011,373**	**11,354,167**	**(30,134,432)**	**67,819,935**

	Al 31 de diciembre de 2017				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	1,334	9,588,992	-	-	9,590,326
Gasolinas y turbocombustibles	-	8,052,289	-	(1,062,102)	6,990,187
Servicios	181,384	221,910	10,597,698	(7,127,640)	3,873,352
Gas natural	2,540,233	4	-	(724,483)	1,815,754
Plástico y caucho	-	833,982	-		833,982
Crudos	11,668,529	-	-	(10,758,658)	909,871
G.L.P. y propano	199,796	309,823	-	-	509,619
Asfaltos	34,834	240,969	-	-	275,803
Otros productos	214,059	1,103,089	-	(109,903)	1,207,245
	14,840,169	**20,351,058**	**10,597,698**	**(19,782,786)**	**26,006,139**
Reconocimiento diferencial precios (2)	-	2,229,953	-	-	2,229,953
	14,840,169	**22,581,011**	**10,597,698**	**(19,782,786)**	**28,236,092**
Ventas al exterior					
Crudos	21,426,665	52,398	-	-	21,479,063
Diésel	-	1,213,740	-	-	1,213,740
Combustóleo	-	1,982,408	-	-	1,982,408
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,223,994	-	-	1,223,994
Plástico y caucho	-	1,169,101	-	-	1,169,101
Gas natural	32,303	-	-	-	32,303
G.L.P. y propano	15,631	-	-	-	15,631
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 25.1.2)	(583,232)	-	-	-	(583,232)
Otros productos	19,393	421,364	367	-	441,124
	20,910,760	**6,063,005**	**367**	**-**	**26,974,132**
	35,750,929	**28,644,016**	**10,598,065**	**(19,782,786)**	**55,210,224**

32.3 Inversión por segmentos

Los siguientes son los montos de las inversiones realizadas por cada segmento por los años finalizados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

2019	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	2,151,194	497,512	1,363,953	4,012,659
Recursos naturales	9,798,193	-	-	9,798,193
Intangibles	25,775	20,569	121,945	168,289
	11,975,162	**518,081**	**1,485,898**	**13,979,141**

2018	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	2,080,874	692,977	529,078	3,302,929
Recursos naturales	5,051,828	-	-	5,051,828
Intangibles	56,755	20,203	28,711	105,669
	7,189,457	**713,180**	**557,789**	**8,460,426**

2017	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	927,282	606,749	829,252	2,363,283
Recursos naturales	3,568,355	-	–	3,568,355
Intangibles	154,155	4,941	16,772	175,868
	4,649,792	**611,690**	**846,024**	**6,107,506**

33. Reservas de petróleo y gas

El Grupo empresarial se acoge a los estándares internacionales para la estimación, categorización y reporte de reservas, enmarcados en las definiciones de la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC). La Gerencia Corporativa de Reservas de Ecopetrol S.A. presenta en conjunto con la Gerencia de Upstream y la Vicepresidencia de Desarrollo, el balance de reservas a la Junta Directiva para aprobación de divulgación de cifras

Las reservas fueron estimadas en un 99.99% por 5 Compañías especializadas: DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott Company, Gaffney Cline & Associates, Sproule International Limited y Netherland, Sewell & Associates, Inc. De acuerdo con dichas certificaciones, el reporte de reservas se ajusta al contenido y los lineamientos establecidos en la Regla 4-10 de la regulación S-X de la SEC de los Estados Unidos de América.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad del grupo empresarial al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por el Grupo:

	2019*			2018		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)
Reservas probadas:						
Saldo inicial	**1,201**	**3,001**	**1,727**	**1,088**	**3,254**	**1,659**
Revisión de estimaciones (1)	74	52	84	121	(4)	121
Recobro mejorado	94	3	94	128	4	129
Compras	142	126	164	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	66	2	67	54	18	57
Ventas	-	-	-	-	-	-
Producción	(193)	(278)	(242)	(191)	(270)	(239)
Saldo final	**1,384**	**2,906**	**1,894**	**1,200**	**3,002**	**1,727**
Reservas probadas desarrolladas:						
Saldo inicial	883	2,882	1,389	818	3,158	1,372
Saldo final	898	2,662	1,365	883	2,882	1,389
Reservas probadas no desarrolladas:						
Saldo inicial	317	119	338	270	96	287
Saldo final	486	244	529	317	119	338

* Ninguna cifra fue redondeada para efectos de presentación

(1) Representan los cambios en estimados de reservas probadas previos, hacia arriba o hacia abajo, resultado de nueva información (excepto por incremento de área probada), normalmente obtenida de perforación de desarrollo e historia de producción o resultado de cambios en factores económicos.

34. Eventos subsecuentes

- El 31 de enero de 2020 la Asamblea General de Accionistas de Bioenergy SAS y el 27 de enero de 2020 el accionista único de Bioenergy Zona Franca SAS, aprobaron que estas compañías presentaran solicitud de reorganización bajo la ley 1116. Dicho proceso pretende a través de un acuerdo, preservar las empresas viables y normalizar sus relaciones comerciales y crediticias, mediante su reorganización operacional, administrativa, de activos o pasivos.

  Esta decisión se da como consecuencia de las pérdidas contables acumuladas de las compañías, el aumento del nivel de endeudamiento frente a la estructura de capital inicialmente prevista, y el hecho que la planta industrial no lograra trabajar a su máxima capacidad debido a que los cultivos propios y de terceros no han alcanzado la productividad de caña requerida.

- El 7 de febrero de 2020, Ecopetrol informó que en conjunto con Shell, a través de su subsidiaria Shell EP Offshore Ventures Limited ("Shell"), suscribieron un acuerdo mediante el cual Shell adquirirá el 50% de participación en los bloques Fuerte Sur, Purple Angel y COL-5, localizados en aguas profundas del Caribe colombiano, donde se realizó el descubrimiento de una nueva provincia gasífera con los pozos Kronos (2015), Purple Angel y Gorgon (2017).

  Tras el acuerdo comercial, Shell asumirá la operación de los bloques y se realizará la perforación de un pozo delimitador en el área a finales del 2021 y la realización de la primera prueba de producción, una vez se surtan las respectivas aprobaciones de las autoridades.

- El 21 de febrero de 2020, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, autorizó a Ecopetrol S.A. para la gestión de la emisión y colocación de bonos en el mercado internacional de capitales hasta por la suma de dos mil millones de dólares (USD$ 2.000 millones). Esta autorización, junto con las demás fuentes disponibles con las que cuenta la Compañía, permite a Ecopetrol seguir fortaleciendo su posición de liquidez ante fluctuaciones inesperadas de los precios del crudo, financiar potenciales oportunidades de crecimiento, optimizar el portafolio de deuda actual y/o reducir el riesgo de refinanciación.

Anexo 1. Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos

Compañías subsidiarias consolidadas (1/2)

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Subsidiarias									
Refinería de Cartagena S.A.S.	Dólar	100%	Refinación de hidrocarburos, comercialización y distribución de productos	Colombia	Colombia	18,931,295	55,834	28,352,931	9,421,636
Cenit transporte y logística de hidrocarburos S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Almacenamiento y transporte por ductos de hidrocarburos	Colombia	Colombia	15,592,090	4,295,599	17,772,680	2,180,590
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	España	España	7,889,271	1,256,639	7,892,018	2,747
Oleoducto Central S. A. - Ocensa	Dólar	72.65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	4,135,328	2,660,961	7,172,245	3,036,917
Hocol Petroleum Limited.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	3,125,806	348,159	3,125,959	153
Ecopetrol América LLC.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	2,529,782	(64,032)	3,067,856	538,074
Hocol S.A.	Dólar	100%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Islas Caimán	Colombia	2,117,792	335,581	3,411,456	1,293,664
Esenttia S.A.	Dólar	100%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Colombia	Colombia	1,734,930	192,107	2,100,014	365,084
Ecopetrol Capital AG	Dólar	100%	Captación de excedentes y financiamiento para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Suiza	Suiza	1,630,044	124,098	6,885,838	5,255,794
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	Peso Colombiano	55.97%	Actividad transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	1,569,418	575,910	3,792,998	2,223,580
Andean Chemicals Ltd.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	1,210,810	(192,958)	1,211,707	897
Oleoducto de los Llanos Orientales S. A. - ODL	Peso Colombiano	65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Panamá	Colombia	1,079,130	485,516	1,654,772	575,642
Inversiones de Gases de Colombia S.A. Invercolsa S.A. (1)	Peso Colombiano	51.88%	Holding con inversiones en compañías de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia	Colombia	Colombia	817,849	18,198	1,361,333	543,484
Black Gold Re Ltd.	Dólar	100%	Reaseguradora para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Bermuda	Bermuda	751,916	54,547	888,577	136,661
Oleoducto de Colombia S. A. – ODC	Peso Colombiano	73%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	422,898	329,775	663,666	240,768

Compañías subsidiarias consolidadas (2/2)

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Bioenergy S. A. S.	Peso Colombiano	99.61%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	46,756	(270,376)	219,686	172,930
Ecopetrol USA Inc.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	7,070,295	1,483,597	7,070,295	-
Ecopetrol Permian LLC.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	3,043,138	(4,768)	3,044,851	1,713
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	Real	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Brasil	Brasil	728,744	(140,819)	757,348	28,604
Esenttia Masterbatch Ltda.	Peso Colombiano	100%	Fabricación compuestos de polipropileno y masterbatches	Colombia	Colombia	263,152	113,587	347,308	84,156
Bioenergy Zona Franca S. A. S.	Peso Colombiano	99.61%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	(89,565)	(236,088)	358,751	448,316
Ecopetrol del Perú S. A.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Perú	Perú	50,311	(2,025)	52,351	2,040
ECP Hidrocarburos de México S.A. de C.V.	Dólar	100%	Exploración en offshore	México	México	38,144	(73,303)	70,854	32,710
Ecopetrol Costa Afuera S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Exploración en offshore	Colombia	Colombia	12,208	(3,760)	32,130	19,922
Ecopetrol Energía S.A.S E.S.P.	Peso Colombiano	100%	Servicio público de suministro de energía	Colombia	Colombia	7,405	3,990	106,773	99,368
Esenttia Resinas del Perú SAC	Dólar	100%	Comercialización resinas de polipropileno y masterbatches	Perú	Perú	4,830	101	28,831	24,001
Ecopetrol Germany Gmbh (2)	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Alemania	Angola	2,283	(12)	2,283	-
Topili Servicios Administrativos S de RL De CV.	Peso Mexicano	100%	Servicios especializados en el ámbito gerencial y dirección	México	México	46	(4)	49	3
Kalixpan Servicios Técnicos S de RL De CV.	Peso Mexicano	100%	Servicios especializados en la industria del petróleo e hidrocarburos	México	México	(3)	(3)	1	4

(1) Corresponde a EEFF consolidados, la utilidad es de un mes de operación (diciembre), los activos y pasivos se presentan acumulados
(2) Compañías en proceso de liquidación.

Compañías asociadas y negocios conjuntos

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Asociadas									
Serviport S.A. (3)	Peso Colombiano	49%	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga	Colombia	Colombia	22,593	1,164	59,044	36,451
Sociedad Portuaria Olefinas y Derivados S.A. (4)	Peso Colombiano	50%	Construcción, uso, mantenimiento, adecuación y administración de instalaciones portuarias, puertos, muelles privados o de servicio al público en general	Colombia	Colombia	3,816	646	6,753	2,937
Negocios conjuntos									
Equion Energía Limited	Dólar	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Reino Unido	Colombia	2,258,448	261,951	2,636,503	378,055
Offshore International Group Inc.	Dólar	50%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Estados Unidos	Perú	736,847	(48,247)	1,766,271	1,029,424
Ecodiesel Colombia S.A. (4)	Peso Colombiano	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos	Colombia	Colombia	92,191	17,964	147,087	54,896

(3) Información disponible al 30 de septiembre de 2019, la inversión de se encuentra totalmente deteriorada.
(4) Información disponible al 30 de noviembre de 2019.

Anexo 2 - Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales)

Clase de crédito	Compañía	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Moneda	Valor desembolsado	Saldo pendiente 31-dic-2019	Saldo pendiente 31-dic-2018	Tipo de interés	Amortización del principal	Pago de interés
Bonos Moneda Nacional	Ecopetrol S.A.	dic-10	dic-20	COP	479,900	479,900	479,900	Flotante	Bullet	Semestral
		dic-10	dic-40		284,300	284,300	284,300			
		ago-13	ago-23		168,600	168,600	168,600			
		ago-13	ago-28		347,500	347,500	347,500			
		ago-13	ago-43		262,950	262,950	262,950			
Crédito sindicado moneda nacional	Oleoducto Bicentenario	jul-12	jul-24	COP	2,100,000	1,021,890	1,191,150	Flotante	Trimestral	Trimestral
	ODL Finance S.A.	ago-13	ago-20	COP	800,000	312,608	224,000	Flotante	Trimestral	Trimestral
Crédito comercial	Bioenergy	abr-11	dic-31	COP	505,723	530,733	444,157	Flotante	Mensual	Mensual
Bonos moneda extranjera	Ecopetrol S.A.	sep-13	sep-23	USD	1,300	1,300	1,300	Fijo	Bullet	Semestral
		sep-13	sep-43		850	850	850			
		may-14	may-45		2,000	2,000	2,000			
		sep-14	may-25		1,200	1,200	1,200			
		jun-15	jun-26		1,500	1,500	1,500			
		jun-16	sep-23		500	500	500			
	Oleoducto Central S.A.	may-14	may-21	USD	500	506	500	Fijo	Bullet	Semestral
Créditos comerciales internacionales - Refinería de Cartagena	Ecopetrol S.A.	dic-17	dic-27	USD	2,001	1,530	1,742	Fijo	Semestral	Semestral
		dic-17	dic-27		76	58	66	Flotante		
		dic-17	dic-27		73	56	63	Fijo		
		dic-17	dic-27		159	121	138	Flotante		
		dic-17	dic-25		359	288	321	Flotante		

Ecopetrol S.A.

Estados financieros consolidados

Al 31 de diciembre de 2018

Building a better
working world

Informe del Revisor Fiscal

A la asamblea de accionistas de
Ecopetrol S.A.

Informe sobre los Estados Financieros Consolidados

He auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Ecopetrol S.A. y sus compañías subordinadas, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2018 y los correspondientes estados consolidados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de doce meses terminado en esa fecha, y el resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidades de la Administración en Relación con los Estados Financieros Consolidados

La Administración es responsable por la preparación y correcta presentación de los estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, adoptadas por la Contaduría General de la Nación; de diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y correcta presentación de los estados financieros consolidados libres de errores materiales, bien sea por fraude o error; de seleccionar y de aplicar las políticas contables apropiadas; y, de establecer estimaciones contables razonables en las circunstancias.

Responsabilidad del Auditor

Mi responsabilidad es la de expresar una opinión sobre los mencionados estados financieros consolidados fundamentado en mi auditoría. He llevado a cabo mi auditoría de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia. Dichas normas exigen que cumpla con requisitos éticos, planifique y lleve a cabo mi auditoría para obtener seguridad razonable en cuanto a si los estados financieros consolidados están libres de errores materiales.

Una auditoría incluye desarrollar procedimientos para obtener la evidencia de auditoría que respalda las cifras y las revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de errores materiales en los estados financieros consolidados. En el proceso de evaluar estos riesgos, el auditor considera los controles internos relevantes para la preparación y presentación de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Así mismo, incluye una evaluación de las políticas contables adoptadas y de las estimaciones de importancia efectuadas por la Administración, así como de la presentación en su conjunto de los estados financieros consolidados.

Considero que la evidencia de auditoría obtenida proporciona una base razonable para emitir mi opinión.

Ernst & Young Audit S.A.S
Bogotá D.C.
Carrera 11 No. 98 - 07
Tercer piso
Tel: + 571 484 70 00
Fax: + 571 484 74 74

Ernst & Young Audit S.A.S
Medellín - Antioquia
Carrera 43 A # 3 Sur - 130
Edificio Milla de Oro
Torre 1 - Piso 14
Tel: +574 369 84 00
Fax: +574 369 84 84

Ernst & Young Audit S.A.S
Cali - Valle del Cauca
Avenida 4 Norte No. 6N - 61
Edificio Siglo XXI, Oficina 502 | 503
Tel: +572 485 62 80
Fax: +572 661 80 07

Ernst & Young Audit S.A.S
Barranquilla - Atlántico
Calle 77B No. 59 - 61
C.E. de Las Américas II, Oficina 311
Tel: +575 385 22 01
Fax: +575 369 05 80

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Building a better
working world

Opinión

En mi opinión, los estados financieros consolidados adjuntos, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera consolidada de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, los resultados consolidados de sus operaciones y los flujos consolidados de efectivo por el periodo de doce meses terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, adoptadas por la Contaduría General de la Nación.

Otros Asuntos

Los estados financieros consolidados preparados bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia de Ecopetrol S.A. y sus compañías subordinadas al 31 de diciembre de 2017, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros consolidados adjuntos, fueron auditados por otro revisor fiscal designado por Ernst & Young Audit S.A.S., de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia, sobre los cuales expresó su opinión sin salvedades el 22 de febrero de 2018.

(Original firmado)
Victor Hugo Rodriguez Vargas
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 57851-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530

Bogotá, Colombia
25 de febrero de 2019

Contenido

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía 2
Estados de situación financiera consolidados 3
Estados de ganancias y pérdidas consolidados 4
Estados de otros resultados integrales consolidados 5
Estados de cambios en el patrimonio consolidados 6
Estados de flujo de efectivo consolidados 7

1. Entidad reportante 8
2. Bases de preparación y presentación 8
3. Estimaciones y juicios contables significativos 11
4. Políticas contables 15
5. Nuevos estándares y cambios normativos 33
6. Efectivo y equivalentes de efectivo 36
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto 37
8. Inventarios, neto 38
9. Otros activos financieros 39
10. Impuestos 40
11. Otros activos 49
12. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos 50
13. Propiedades, planta y equipo 53
14. Recursos naturales y del medio ambiente 55
15. Intangibles 57
16. Impairment de activos a largo plazo 58
17. Goodwill 64
18. Préstamos y financiaciones 64
19. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar 68
20. Provisiones por beneficios a empleados 69
21. Provisiones y contingencias 74
22. Patrimonio 80
23. Ingresos de actividades ordinarias 82
24. Costo de ventas 83
25. Gastos de administración, operación y proyectos 84
26. Otros (gastos) ingresos operacionales, netos 84
27. Resultado financiero, neto 85
28. Gestión de riesgos 85
29. Partes relacionadas 91
30. Operaciones conjuntas 94
31. Información por segmentos 97
32. Reservas de petróleo y gas (no auditadas) 103
33. Eventos subsecuentes 104

Anexo 1 Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos 105
Anexo 2 Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales) 108

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía

A los señores Accionistas de Ecopetrol S.A.:

25 de febrero de 2019

Los suscritos Representante legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y por los periodos de doce meses terminados en esa fecha, han sido fielmente tomados de los libros, y que antes de ser puestos a su disposición y de terceros, hemos verificado las siguientes afirmaciones contenidas en ellos:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 y 2017, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante el año terminado en esta fecha.

2. Todos los hechos económicos realizados por la Compañía, durante el año terminado al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se han reconocido en los estados financieros consolidados.

3. Los activos representan probables derechos económicos futuros (derechos) y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos o a cargo de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.

5. Todos los hechos económicos que afectan la Compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T

Ecopetrol S.A.

Estados de situación financiera consolidados
(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de 2018	2017
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	6,311,744	7,945,885
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	8,194,243	6,098,918
Inventarios, neto	8	5,100,407	4,601,396
Otros activos financieros	9	5,321,098	2,967,878
Activos por impuestos corrientes	10	1,031,307	625,374
Otros activos	11	1,020,428	880,425
Activos mantenidos para la venta		51,385	104,140
Total activos corrientes		**27,030,612**	**23,224,016**
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	12	1,844,336	1,330,460
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	755,574	777,132
Propiedades, planta y equipo	13	62,770,279	61,359,819
Recursos naturales y del medio ambiente	14	23,075,450	21,308,265
Intangibles	15	410,747	380,226
Activos por impuestos diferidos	10	5,746,730	5,346,339
Otros activos financieros	9	2,826,717	3,565,847
Goodwill	17	919,445	919,445
Otros activos	11	860,730	681,009
Total activos no corrientes		**99,210,008**	**95,668,542**
Total activos		**126,240,620**	**118,892,558**
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	18	4,019,927	5,144,504
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	19	8,945,790	6,968,207
Provisiones por beneficios a empleados	20	1,816,882	1,829,819
Pasivos por impuestos corrientes	10	1,751,300	2,005,688
Provisiones y contingencias	21	814,409	558,828
Instrumentos financieros derivados		82,554	-
Otros pasivos		393,760	339,565
Total pasivos corrientes		**17,824,622**	**16,846,611**
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	18	34,042,718	38,403,331
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	19	30,522	29,469
Provisiones por beneficios a empleados	20	6,789,669	6,502,475
Pasivos por impuestos diferidos	10	738,407	812,819
Provisiones y contingencias	21	6,939,603	5,978,621
Otros pasivos		570,641	537,927
Total pasivos no corrientes		**49,111,560**	**52,264,642**
Total pasivos		**66,936,182**	**69,111,253**
Capital suscrito y pagado	22.1	25,040,067	25,040,067
Prima en emisión de acciones	22.2	6,607,699	6,607,700
Reservas	22.3	5,138,895	2,177,869
Otros resultados integrales		7,782,086	6,364,129
Resultados acumulados		12,644,860	7,708,866
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Compañía		57,213,607	47,898,631
Interés no controlante		2,090,831	1,882,674
Total patrimonio		**59,304,438**	**49,781,305**
Total pasivos y patrimonio		**126,240,620**	**118,892,558**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)	*(Original firmado)*	*(Original firmado)*
Felipe Bayón Pardo	Alberto Vargas Peñalosa	Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Presidente	Contador Público	Revisor Fiscal
	T.P. 167682-T	T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

Estados de ganancias y pérdidas consolidados

(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad básica por acción que está expresada en pesos completos)

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de 2018	2017	2016
Ingresos por ventas	23	67,819,935	55,210,224	47,732,350
Costos de ventas	24	(41,169,527)	(36,893,474)	(34,236,571)
Utilidad bruta		**26,650,408**	**18,316,750**	**13,495,779**
Gastos de administración	25	(1,653,858)	(1,764,524)	(1,923,268)
Gastos de operación y proyectos	25	(2,903,132)	(2,926,065)	(2,751,687)
(Recuperación) gasto Impairment de activos a largo plazo	16	(346,604)	1,373,031	(841,966)
Otros (gastos) ingresos operacionales, neto	26	(35,455)	505,403	274,112
Resultado de la operación		**21,711,359**	**15,504,595**	**8,252,970**
Resultado financiero, neto	27			
Ingresos financieros		1,129,563	1,159,356	1,311,743
Gastos financieros		(3,511,814)	(3,665,390)	(3,463,540)
Ganancia por diferencia en cambio		372,223	5,514	968,270
		(2,010,028)	**(2,500,520)**	**(1,183,527)**
Participación en los resultados de compañías	12	154,520	32,791	(9,711)
Resultado antes de impuesto a las ganancias		**19,855,851**	**13,036,866**	**7,059,732**
Gasto por impuesto a las ganancias	10	(7,322,019)	(5,634,944)	(4,655,495)
Utilidad neta del periodo		**12,533,832**	**7,401,922**	**2,404,237**
Utilidad atribuible:				
A los accionistas		11,556,405	6,620,412	1,564,709
Participación no controladora		977,427	781,510	839,528
		12,533,832	**7,401,922**	**2,404,237**
Utilidad básica por acción (pesos)		**281.1**	**161.0**	**38.1**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T.P. 167682-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

Estados de otros resultados integrales consolidados

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Por los años terminados al 31 de diciembre de		
	2018	**2017**	**2016**
Utilidad neta del periodo	**12,533,832**	**7,401,922**	**2,404,237**
Otros resultados integrales:			
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
Utilidades (pérdidas) no realizadas en operaciones de coberturas:			
Flujo de efectivo para futuras exportaciones	(53,596)	291,756	990,483
Inversión neta en negocio en el extranjero	(971,954)	57,997	(155,359)
Flujo de efectivo con instrumentos derivados	(52,174)	35,769	33,869
Utilidad instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable			-
Ganancia(perdidas) no realizadas		(7,828)	126,205
Ganancias (perdidas) realizadas			(68,497)
Diferencia en cambio en conversiones	2,571,290	(259,877)	(983,387)
	1,493,566	**117,817**	**(56,686)**
Elementos que no pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
(Pérdidas) ganancias actuariales	(4,290)	(1,548,043)	(1,153,442)
Otras pérdidas	-	(11,817)	(46,826)
	(4,290)	(1,559,860)	(1,200,268)
Otros resultados integrales	**1,489,276**	**(1,442,043)**	**(1,256,954)**
Total resultado integral	**14,023,108**	**5,959,879**	**1,147,283**
Resultado integral atribuible a:			
A los accionistas	12,974,362	5,170,461	340,776
Participación no controladora	1,048,746	789,418	806,507
	14,023,108	**5,959,879**	**1,147,283**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T.P. 167682-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

Estados de cambios en el patrimonio consolidados

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reservas	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controlante	Participación no controladora	Total Patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2017		**25,040,067**	**6,607,700**	**2,177,869**	**6,364,129**	**7,708,866**	**47,898,631**	**1,882,674**	**49,781,305**
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	11,556,405	11,556,405	977,427	12,533,832
Liberación de reservas		-	-	(751,718)	-	751,718	-	-	-
Dividendos decretados	**22.4**	-	-	-	-	(3,659,386)	(3,659,386)	(840,626)	(4,500,012)
Otros movimientos		-	(1)	-	-	1	-	37	37
Apropiación de reservas		-	-	-	-	-	-	-	-
Legal		-	-	662,041	-	(662,041)	-	-	-
Fiscales y estatutarias		-	-	509,081	-	(509,081)	-	-	-
Ocasionales		-	-	2,541,622	-	(2,541,622)	-	-	-
Otros resultados integrales		-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias en instrumentos de cobertura:		-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	(53,596)	-	(53,596)	-	(53,596)
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	(971,954)	-	(971,954)	-	(971,954)
Flujo de efectivo con instrumentos derivados					(37,904)	-	(37,904)	(14,270)	(52,174)
Diferencia en cambio en conversiones		-	-	-	2,485,701	-	2,485,701	85,589	2,571,290
Pérdidas actuariales		-	-	-	(4,290)	-	(4,290)	-	(4,290)
Saldo al 31 de diciembre de 2018		**25,040,067**	**6,607,699**	**5,138,895**	**7,782,086**	**12,644,860**	**57,213,607**	**2,090,831**	**59,304,438**
Saldo al 31 de diciembre de 2016		**25,040,067**	**6,607,699**	**1,558,844**	**7,813,012**	**2,654,232**	**43,673,854**	**1,645,864**	**45,319,718**
Utilidad del periodo		-	-	-	-	6,620,412	6,620,412	781,510	7,401,922
Dividendos decretados	22.4	-	-	-	-	(945,684)	(945,684)	(551,494)	(1,497,178)
Liberación de reservas, neto		-	-	619,025	-	(619,025)	-	-	-
Otros resultados		-	1	-	2	(1,069)	(1,066)	(48)	(1,114)
Ganancias (pérdidas) en instrumentos de cobertura:									
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	291,756	-	291,756	-	291,756
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	57,997	-	57,997	-	57,997
Flujo de efectivo de instrumentos derivados		-	-	-	25,985	-	25,985	9,784	35,769
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio		-	-	-	(7,828)	-	(7,828)	-	(7,828)
Diferencia en cambio en conversiones		-	-	-	(256,935)	-	(256,935)	(2,942)	(259,877)
Pérdidas actuariales		-	-	-	(1,548,043)	-	(1,548,043)	-	(1,548,043)
Otros movimientos		-	-	-	(11,817)	-	(11,817)	-	(11,817)
Saldo al 31 de diciembre de 2017		**25,040,067**	**6,607,700**	**2,177,869**	**6,364,129**	**7,708,866**	**47,898,631**	**1,882,674**	**49,781,305**
Saldo al 31 de diciembre de 2015		**25,040,067**	**6,607,699**	**5,546,570**	**9,036,945**	**(2,874,568)**	**43,356,713**	**1,875,055**	**45,231,768**
Utilidad del periodo		-	-	-	-	1,564,709	1,564,709	839,528	2,404,237
Dividendos decretados		-	-	-	-	-	-	(1,029,612)	(1,029,612)
Pérdidas enjugadas con reserva legal				(3,869,907)		3,869,907	-		
Liberación de reservas, neto		-	-	(117,819)	-	117,819	-	-	-
Otros resultados		-	-	-	-	(23,635)	(23,635)	(6,086)	(29,721)
Ganancias (pérdidas) en instrumentos de cobertura:									
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	990,483	-	990,483	-	990,483
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	(155,359)	-	(155,359)	-	(155,359)
Flujo de efectivo de instrumentos derivados		-	-	-	24,546	-	24,546	9,323	33,869
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio		-	-	-	57,708	-	57,708	-	57,708
Diferencia en cambio en conversiones		-	-	-	(941,043)	-	(941,043)	(42,344)	(983,387)
Pérdidas actuariales		-	-	-	(1,153,442)	-	(1,153,442)	-	(1,153,442)
Otros movimientos		-	-	-	(46,826)	-	(46,826)	-	(46,826)
Saldo al 31 de diciembre de 2016		**25,040,067**	**6,607,699**	**1,558,844**	**7,813,012**	**2,654,232**	**43,673,854**	**1,645,864**	**45,319,718**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T.P. 167682-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

Estado de flujos de efectivo consolidado

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de 2018	2017	2016
Flujos de efectivo proveído de las actividades de operación:				
Utilidad neta del periodo		12,533,832	7,401,922	2,404,237
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:				
Gasto por impuesto a las ganancias	10	7,322,019	5,634,944	4,655,495
Depreciación, agotamiento y amortización	13,14,15	7,689,998	8,266,495	7,592,149
(Utilidad) pérdida por diferencia en cambio	27	(372,223)	(5,514)	(968,270)
Costo financiero de préstamos y financiaciones	27	2,399,414	2,385,994	2,765,024
Costo financiero de beneficios post-empleo y costos de abandono	27	668,782	753,047	580,491
Pozos secos	14	898,924	898,264	342,691
(Utilidad) pérdida en venta o retiro de activos no corrientes		(504)	26,686	78,990
Pérdida en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas		12,065	(451,095)	-
Recuperación de impairment de activos de corto plazo		136,044	30,600	74,393
Recuperación de impairment de activos de largo plazo	16	346,604	(1,373,031)	841,966
Utilidad por valoración de activos financieros		(92,906)	(104,706)	(59,593)
Utilidad por método de participación patrimonial	12	(154,520)	(32,791)	9,711
Pérdida (utilidad) en venta de activos mantenidos para la venta		(358)	(166,389)	-
Utilidad realizada en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	(13,236)	(47,129)
Utilidad por inefectividad en coberturas		34,892	13,707	-
Pérdida por diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones		655,533	583,232	720,137
Impuesto de renta pagado		(6,650,116)	(4,217,303)	(4,347,364)
Cambios netos en activos y pasivos de operación:				
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		(1,946,745)	(2,189,473)	(1,400,583)
Inventarios		(448,135)	(323,626)	(217,198)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		1,355,175	21,417	(619,131)
Activos y pasivos por impuestos corrientes		(1,413,915)	(493,533)	2,547,232
Provisiones corrientes por beneficios a empleados		(181,060)	(227,384)	(11,677)
Provisiones y contingencias		(181,761)	104,135	(827,153)
Otros activos y pasivos		(218,543)	451,264	118,522
Efectivo neto generado por las actividades de operación		**22,392,496**	**16,973,626**	**14,232,940**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:				
Inversión en compañías		-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	13	(3,302,929)	(2,363,283)	(3,646,929)
Inversión en recursos naturales y del medio ambiente	14	(5,051,828)	(3,426,405)	(2,121,295)
Adquisición de participaciones en operaciones conjuntas		-	(141,950)	-
Adquisiciones de intangibles	15	(105,669)	(175,868)	(69,253)
(Compra) venta de otros activos financieros		(843,611)	564,754	(5,446,507)
Intereses recibidos		383,624	405,562	386,001
Dividendos recibidos		108,991	270,136	437,803
Producto de la venta de activos mantenidos para la venta		-	159,041	-
Producto de la venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	56,930	966,715
Producto de la venta de activos		169,317	267,324	109,896
Efectivo neto usado en actividades de inversión		**(8,642,105)**	**(4,383,759)**	**(9,383,569)**
Flujo de efectivo en actividades de financiación:				
Adquisición de préstamos y financiaciones		517,747	444,827	4,594,640
Pagos de capital		(9,270,262)	(9,007,340)	(3,149,917)
Pagos de intereses		(2,610,562)	(2,696,979)	(2,495,446)
Dividendos pagados		(4,427,701)	(1,504,647)	(1,712,298)
Efectivo neto usado en actividades de financiación		**(15,790,778)**	**(12,764,139)**	**(2,763,021)**
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo		406,246	(290,310)	(226,333)
Disminución neta en el efectivo y equivalentes de efectivo		(1,634,141)	(464,582)	1,860,017
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	**6**	**7,945,885**	**8,410,467**	**6,550,450**
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo		**6,311,744**	**7,945,885**	**8,410,467**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T.P. 167682-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

1. Entidad reportante

Ecopetrol S.A. es una Compañía de economía mixta, con naturaleza comercial, constituida en 1948 en Bogotá, Colombia, casa matriz del Grupo Empresarial Ecopetrol. Su objeto social es desarrollar actividades comerciales o industriales relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, directamente o por medio de sus subordinadas (en adelante denominada en conjunto "Ecopetrol", la "Compañía" o "Grupo Empresarial Ecopetrol").

El 11.51% de las acciones de Ecopetrol se cotizan públicamente en las bolsas de valores de Colombia y Nueva York. Las acciones restantes (88.49% de las acciones en circulación) le pertenecen al Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.

El domicilio de la oficina principal de Ecopetrol S.A. es Bogotá, Colombia, Carrera 13 No. 36 - 24.

2. Bases de preparación y presentación

2.1 Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros consolidados

Estos estados financieros consolidados de Ecopetrol y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y por los años finalizados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, han sido preparados de acuerdo con los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia (NCIF), reglamentadas en el Decreto 2420 de 2015, modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2018. Estas normas están fundamentadas en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF y sus Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés). y otras disposiciones legales aplicables para las entidades vigiladas y/o controladas por la Contaduría General de la Nación, que pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otros organismos de control del Estado.

Las políticas contables descritas en la Nota 4 han sido aplicadas consistentemente.

Estos estados financieros consolidados fueron autorizados para su revisión por la Junta Directiva el 25 de febrero del 2019.

2.2 Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados fueron preparados consolidando todas las Compañías descritas en el Anexo 1, en las cuales Ecopetrol ejerce control directa o indirectamente. El control se logra cuando el Grupo:

- Tiene poder sobre la sociedad (derechos existentes que le dan la facultad de dirigir las actividades relevantes);
- Está expuesta a, o tiene derechos, sobre rendimientos variables provenientes de su relación con la sociedad; y
- Tiene la habilidad de usar su poder para afectar sus rendimientos operativos. Esto ocurre cuando la Compañía tiene menos de una mayoría de derechos de voto de una participada, y aún tiene poder sobre la participada para darle la habilidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la sociedad de manera unilateral. El Grupo considera todos los hechos y circunstancias relevantes al evaluar si los derechos de voto en una participada son o no suficientes para darle el poder, incluyendo:

a) El porcentaje de derechos de voto de la Compañía relativo al tamaño y dispersión de los porcentajes de otros poseedores de voto;
b) Derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, otros accionistas u otras partes;
c) Derechos derivados de los acuerdos contractuales; y
d) Cualquier hecho o circunstancia adicional que indique que la Compañía tiene, o no tiene, la habilidad actual para dirigir las actividades relevantes, al momento que necesite que las decisiones sean tomadas, incluyendo patrones de voto en asambleas de accionistas previas.

Las subsidiarias se consolidan desde la fecha en que se obtiene el control hasta la fecha en que cesa el mismo.

Todos los activos y pasivos intercompañía, el patrimonio, los ingresos, los gastos y los flujos de efectivo relacionados con transacciones entre Compañías del Grupo fueron eliminados en la consolidación. Las pérdidas no realizadas también son eliminadas. El interés no controlante representa la porción de utilidad, de otro resultado integral y de los activos netos en subsidiarias que no son atribuibles a los accionistas de Ecopetrol.

Las siguientes subsidiarias fueron incorporadas:

2018

- Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P., cuyo objeto social es la comercialización de energía eléctrica para el Grupo Empresarial en los términos de las Leyes 142 y 143 de 1994. Ecopetrol tiene una participación directa del 99% en el capital accionario de la nueva filial, e indirecta del 1% restante a través de Andean Chemicals Ltd.

2017

- Esenttia Resinas del Perú SAC: Subsidiaria cuyo objeto es la comercialización de polipropileno, resinas y masterbatch en Perú.

- ECP Hidrocarburos México S.A. de CV: Subsidiaria de Exploración y Producción.

2.3 Bases de medición

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable con cambios en resultados y/o cambios en otro resultado integral al cierre de cada periodo, como se explica en las políticas contables incluidas más adelante.

Por lo general, el costo histórico se basa en el valor razonable de la contraprestación otorgada a cambio de los bienes y servicios.

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado a la fecha de la medición. Al estimar el valor razonable, el Grupo utiliza los supuestos que los participantes del mercado utilizarían al fijar el precio del activo o pasivo en condiciones de mercado presentes, incluyendo supuestos sobre el riesgo.

2.4 Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros consolidados se presentan en pesos colombianos, la cual es la moneda funcional de Ecopetrol. La moneda funcional de cada una de las Compañías del grupo es determinada en función al entorno económico principal en el que estas operan.

Los estados de ganancias o pérdidas y de flujos de efectivo de las subsidiarias con monedas funcionales diferentes de la moneda funcional de Ecopetrol son convertidos a los tipos de cambio en las fechas de la transacción o a la tasa promedio mensual. Los activos y pasivos se convierten a la tasa de cierre y otras partidas patrimoniales se convierten a los tipos de cambio en el momento de la transacción. Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen en el otro resultado integral. Al vender la totalidad o parte de la participación en una subsidiaria, la parte acumulada por ajuste por conversión relacionada con la Compañía, es reconocida en el estado de pérdidas y ganancias consolidado.

Los estados financieros se presentan en pesos colombianos redondeados a la unidad de un millón (COP 000,000) más cercana, excepto cuando se indique lo contrario.

2.5 Moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son inicialmente reconocidas por el grupo en la respectiva moneda funcional al tipo de cambio vigente de la fecha en que se realiza la transacción. Al final de cada período, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes en la fecha de cierre y las variaciones presentadas en la conversión son reconocidas en el resultado financiero, neto, excepto las resultantes de la conversión de préstamos y financiaciones designados como instrumentos de cobertura de flujo de efectivo o inversión neta de un negocio en el extranjero, las cuales se reconocen en el otro resultado integral, dentro del patrimonio. Cuando las partidas cubiertas afectan el resultado, las diferencias en cambio acumuladas en el patrimonio se reclasifican al estado de ganancias y pérdidas consolidado como parte del resultado de la operación.

Las partidas no monetarias registradas al valor razonable que están denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a la fecha en que se determinó el valor razonable. La ganancia o pérdida que surge de la conversión de partidas no monetarias medidas a valor razonable se trata en línea con el reconocimiento de la ganancia o pérdida por valor razonable del bien.

2.6 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

El Grupo presenta activos y pasivos en el estado consolidado de situación financiera con base en la clasificación corriente o no corriente.

Un activo o un pasivo es clasificado como corriente cuando:

- Se espera que se realice o se pretenda vender o consumir en el ciclo normal de la operación
- Se mantiene principalmente con el propósito de negociar
- Se espera que se realice dentro de los doce meses posteriores al período de reporte
- Es efectivo o equivalente a menos que se restrinja el intercambio o se use para liquidar un pasivo durante al menos doce meses después del período de reporte
- En el caso de un pasivo no existe el derecho incondicional de diferir la liquidación del pasivo durante al menos doce meses después del período de reporte

Los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes.

2.7 Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A. y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período. No existe dilución potencial de acciones.

2.8 Reclasificaciones para presentación

Para propósitos de presentación, el Grupo reclasificó los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2017, compensando los impuestos diferidos recaudados por la misma autoridad tributaria. Lo anterior no tuvo impacto material en las partidas de activos y pasivos por impuestos diferidos, ni tampoco en los estados de ganancias y pérdidas, otros resultados integrales, cambios en el patrimonio ni flujos de efectivo. Ver Nota 10 – Impuestos.

3. Estimaciones y juicios contables significativos

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Gerencia de la Compañía realice juicios, estimaciones y suposiciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos reconocidos en los estados financieros consolidados y sus revelaciones. Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, la experiencia de la gerencia y otros factores en la fecha de preparación de los estados financieros. La incertidumbre sobre los supuestos y las estimaciones podrían resultar en cambios materiales futuros que afecten el valor de activos o pasivos. Los cambios a estas estimaciones son reconocidas prospectivamente en el periodo en el cual la estimación es revisada.

En el proceso de aplicación de las políticas contables del Grupo, la Gerencia ha realizado los siguientes juicios y estimaciones, los cuales han tenido el efecto más significativo en los montos reconocidos en los estados financieros consolidados:

3.1 Reservas de petróleo y gas natural

Las reservas de petróleo y gas natural son estimados del monto de hidrocarburos que pueden ser económica y legalmente extraídos de las propiedades de crudo y gas del Grupo.

La estimación de reservas se realiza anualmente al 31 de diciembre, de conformidad con las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC), las normas establecidas en la Regla 4-10(a) del Reglamento S-X y las directrices de divulgación contenida en la regla final SEC de Modernización de Reporte de Petróleo y Gas.

Tal como lo exige la normatividad vigente, la fecha futura estimada en la que un campo dejará de producir por razones económicas, se basa en los costos actuales y en el promedio de los precios del crudo (calculado como el promedio aritmético de los precios del primer día de los últimos 12 meses). La fecha estimada en que terminará la producción afectará el monto de las reservas, a menos que los precios fueran definidos por acuerdos contractuales; por lo tanto, si los precios y los costos cambian de un año a otro, la estimación de las reservas probadas también cambia. Generalmente, las reservas probadas disminuyen en la medida en que los precios bajan y aumentan cuando suben los precios.

La estimación de reservas es un proceso inherentemente complejo e involucra el uso de juicios profesionales. Estas estimaciones se preparan usando factores geológicos, técnicos y económicos, incluyendo proyecciones futuras de tasas de producción, precios del petróleo, datos de ingeniería y la duración y monto de futuras inversiones con cierto grado de incertidumbre. Estas estimaciones reflejan las condiciones regulatorias y de mercado existentes a la fecha de reporte, las cuales podrían diferir significativamente de otras condiciones a lo largo del año o en periodos futuros. Cualquier cambio en las condiciones regulatorias y/o de mercado y en los supuestos utilizados pueden impactar materialmente la estimación de las reservas.

Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en la depreciación y agotamiento

Los cambios en las estimaciones de reservas probadas desarrolladas pueden afectar los importes del valor en libros de los activos de exploración y producción, de los recursos naturales y del medio ambiente, del goodwill, los pasivos por desmantelamiento y de la depreciación, agotamiento y amortización. Mantenidas las demás variables constantes, una disminución en la estimación de reservas probadas aumentaría, de forma prospectiva, el valor de gastos de depreciación y amortización, mientras que un aumento en las reservas resultaría en una reducción del gasto por depreciación y amortización, los cuales son calculados usando el método de unidades de producción.

La información sobre el valor en libros de los activos de exploración y producción y los montos con cargo a resultados, incluyendo la depreciación y amortización, es presentada en las Notas 13 y 14.

3.2 Impairment (recuperación) del valor de los activos

La Gerencia del Grupo utiliza su juicio profesional al evaluar la existencia de indicios de gasto (recuperación) de impairment con base en factores internos y externos.

Cuando exista un indicador de impairment o recuperación de un impairment de períodos anteriores, el Grupo estima el importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo (UGE), el cual corresponde al mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso

La evaluación requiere el uso de estimados y supuestos, entre los que se incluyen: (1) estimación de volúmenes y valor de mercado de las reservas de petróleo y gas natural; (2) perfiles de producción de los campos petroleros y producción futura de productos refinados y químicos; (3) inversiones, impuestos y costos futuros; (4) vida útil de los activos; (5) precios futuros, (6) tasa de descuento, la cual es revisada anualmente, y es determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés), (7) cambios en la regulación ambiental. El importe recuperable es comparado con el valor neto en libros del activo, o de la unidad generadora de efectivo para determinar si el activo es sujeto de reconocimiento de impairment o si debe recuperarse algún impairment de periodos anteriores.

Una pérdida por impairment reconocida previamente se revierte solo si ha habido un cambio en los supuestos utilizados para determinar el importe recuperable de los activos o UGEs desde que se reconoció la última pérdida por impairment. La reversión está limitada de modo que el valor en libros de un activo o UGE, diferente al goodwill, no exceda su importe recuperable, o el valor en libros que se hubiera determinado (neto de amortización o depreciación) si no se hubiera reconocido una pérdida en periodos anteriores.

Los precios futuros se estiman bajo las condiciones actuales del mercado. Los volúmenes de producción esperados, que comprenden reservas probadas y no probadas, se utilizan para pruebas de impairment debido a que la Gerencia considera que este es el indicador más apropiado de los flujos de efectivo futuros esperados, los cuales también serían considerados por los participantes del mercado. Las estimaciones de las reservas son intrínsecamente imprecisas y sujetas a riesgo e incertidumbre. Además, las proyecciones sobre volúmenes no probados se basan en información que es necesariamente menos robusta que la disponible para reservorios maduros.

Estas estimaciones y supuestos están sujetos a riesgo e incertidumbre. Por tanto, existe la posibilidad que cambios en las circunstancias afecten estas proyecciones, que también puede afectar el monto recuperable de los activos y/o UGEs, así como también puede afectar el reconocimiento de una pérdida por deterioro o la reversión del deterioro del período anterior.

3.3 Costos de exploración y evaluación

La aplicación de la política contable del Grupo para los costos de exploración y evaluación requiere juicio al determinar si los beneficios económicos futuros son probables, ya sea por una futura explotación o venta, o si las actividades no han alcanzado una etapa que permita una evaluación razonable de la existencia de reservas. Ciertos costos de exploración y evaluación se capitalizan inicialmente cuando se espera que surjan reservas comercialmente viables. El Grupo utiliza su juicio profesional sobre eventos y circunstancias futuras y hace estimaciones para evaluar anualmente la generación de beneficios económicos futuros para la extracción de recursos petroleros, así como análisis técnicos y comerciales para confirmar su intención de continuar su desarrollo. Los cambios con respecto a la información disponible, como el nivel de éxito de perforación o los cambios en la economía del proyecto, los costos de producción y los niveles de inversión, así como otros factores, pueden resultar a que los costos de perforación de exploración capitalizados, se reconozcan en el resultado del periodo. Los gastos por pozos secos se incluyen en las actividades de operación en el estado consolidado de flujos de efectivo.

3.4 Determinación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)

La asignación de activos en UGEs requiere juicio significativo, así como también las interpretaciones con respecto a la integración entre los activos, la existencia de mercados activos, la exposición similar a los riesgos de mercado, las infraestructuras compartidas y la forma en la que la Gerencia monitorea las operaciones. Ver nota 4.12 – Impairment del valor de los activos.

3.5 Abandono y desmantelamiento de campos y otras facilidades

De acuerdo con la reglamentación ambiental y de petróleos, el Grupo debe asumir los costos por el abandono de instalaciones de extracción y transporte de petróleo, los cuales incluyen el costo de taponamiento y abandono de pozos, desmantelamiento de instalaciones y recuperación ambiental de las áreas afectadas.

Los costos de abandono y desmantelamiento son registrados cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas relacionadas con el desmantelamiento de componentes de pozos, ductos, inmuebles y equipo y son revisados anualmente.

Los cálculos para estas estimaciones son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Gerencia. Los costos finales de desmantelamiento son inciertos y las estimaciones pueden variar en respuesta a muchos factores, incluidos los cambios en los requisitos legales pertinentes, el surgimiento de nuevas técnicas de restauración o la experiencia en otros sitios de producción. El tiempo esperado, la extensión y el monto del gasto también pueden cambiar, por ejemplo, en respuesta a cambios en las proyecciones de costos internos, cambios en las estimaciones de reservas, tasas de inflación futuras y tasas de descuento. El Grupo considera que los costos de abandono y desmantelamiento son razonables, según la experiencia del grupo y las condiciones del mercado, sin embargo, las variaciones significativas en los factores externos utilizados para el cálculo de la estimación podrían impactar significativamente los montos registrados en los estados financieros consolidados.

3.6 Plan de pensión y otros beneficios

La determinación de gastos, pasivos y ajustes relacionados con los planes de pensión y otros beneficios de retiro definidos requieren que la Gerencia utilice el juicio en la aplicación de los supuestos actuariales utilizados en el cálculo actuarial. Los supuestos actuariales incluyen estimaciones de la mortalidad futura, retiros, cambios en la remuneración y la tasa de descuento para reflejar el valor del dinero en el tiempo; así como la tasa de rendimiento de los activos del plan. Debido a la complejidad de la valoración de estas variables, así como su naturaleza de largo plazo, las obligaciones que se definan son muy sensibles a cualquier cambio en las mismas.

Estos supuestos se revisan anualmente para propósitos de las valuaciones actuariales y pueden diferir materialmente de los resultados reales debido a cambios en las condiciones económicas y de mercado, cambios en la regulación, decisiones judiciales, tasas de retiro más altas o más bajas, o expectativas de vida de los empleados más largas o más cortas.

3.7 Impairment de goodwill

El Grupo realiza en diciembre de cada año la prueba anual de impairment del goodwill para evaluar si el valor en libros es recuperable. El goodwill es asignado a cada una de las unidades generadoras de efectivo (o grupos de unidades generadoras de efectivo).

La determinación del importe recuperable se describe en la nota 4.12 y su cálculo requiere supuestos y estimaciones. El Grupo considera que los supuestos y estimados utilizados son razonables, pueden ser respaldados en las condiciones actuales de mercado y están alineados al perfil de riesgo de los activos relacionados. Sin embargo, al utilizar diferentes supuestos y estimados, se obtendrían resultados diferentes. Los modelos de valoración usados para determinar el valor razonable son sensibles a cambios en los supuestos subyacentes. Por ejemplo, los precios y volúmenes de ventas y los precios que serán pagados por la compra de materias primas son supuestos que pueden variar en el futuro. Los cambios adversos en cualquiera de estos supuestos podrían llevar a reconocer un impairment del goodwill.

3.8 Litigios

El Grupo está sujeto a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras reclamaciones que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La Gerencia evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que se estos materialicen y los montos involucrados, para decidir sobre los importes reconocidos y/o revelados en estados financieros consolidados.

Este análisis, el cual puede requerir juicios considerables, incluye revisar procesos legales instaurados en contra del Grupo y reclamos aún no iniciados. Una provisión se reconoce cuando el Grupo tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado, es probable que se genere una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para liquidar la obligación y se puede hacer una estimación confiable del monto de dicha obligación.

3.9 Impuestos

El cálculo de la provisión por impuesto de renta requiere la interpretación de la normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera el Grupo Empresarial Ecopetrol. Juicios significativos son requeridos para la determinación de las estimaciones de impuesto a las ganancias y para evaluar la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos, los cuales se basan en estimaciones de resultados fiscales futuros y en la capacidad para generación de resultados suficientes durante los periodos en los que sean deducibles dichos impuestos diferidos. Los pasivos por impuestos diferidos se registran de acuerdo con las estimaciones realizadas de los activos netos que en un futuro no serán fiscalmente deducibles.

En la medida en que los flujos de efectivo futuros y la renta gravable difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad del Grupo para utilizar los impuestos diferidos activos netos registrados a la fecha de presentación, podrían verse afectados.

Adicionalmente, cambios en las normas fiscales podrían limitar la capacidad del Grupo para obtener deducciones fiscales en ejercicios futuros, así como el reconocimiento de nuevos pasivos por impuestos producto de cuestionamientos por parte de la auditoria del organismo fiscalizador.

Las posiciones fiscales que se adopten suponen la evaluación cuidadosa por parte de la Gerencia, y se revisan y ajustan en respuesta a circunstancias como caducidad en la aplicación de la legislación, cierre de auditorías fiscales, revelaciones adicionales ocasionadas por algún tema legal o alguna decisión de la Corte en un tema tributario en particular. La Compañía registra provisiones con base en la estimación de la posibilidad de una decisión negativa que pueda surgir de una auditoría fiscal. El monto de estas provisiones depende de factores como experiencia previa en auditorías fiscales y diferentes interpretaciones de normas tributarias por las entidades contribuyentes y de la autoridad tributaria. Los resultados reales pueden diferir de las estimaciones registradas.

3.10 Contabilidad de coberturas

El proceso de identificación de las relaciones de cobertura entre las partidas cubiertas y los instrumentos de cobertura (derivados y no derivados tal como la deuda a largo plazo en moneda extranjera), y su correspondiente efectividad, requiere juicios de la Gerencia. La Compañía evalúa periódicamente la alineación entre las coberturas identificadas y su política de gestión de riesgos.

4. Políticas contables

Las políticas contables que se indican a continuación se han aplicado consistentemente para todos los períodos presentados.

4.1 Instrumentos financieros

La clasificación de un instrumento financiero depende de su naturaleza y propósito por el cual el activo o pasivo financiero fue adquirido y se determina al momento del reconocimiento inicial. Los activos y pasivos financieros se miden inicialmente a su valor razonable.

Los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros (distintos de los activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados) se suman o deducen del valor razonable de los activos y pasivos financieros, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros a su valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

Todos los activos financieros se reconocen inicialmente al valor razonable. Los préstamos y cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

Los instrumentos de patrimonio se miden a valor razonable.

Mediciones a valor razonable

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría para transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de valoración. La medición del valor razonable se basa en la presunción de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo tiene lugar en el mercado principal del activo o pasivo o en ausencia de un mercado principal en el mercado más ventajoso del activo o pasivo.

Todos los activos y pasivos cuyo valor razonable se mide o revela en los estados financieros consolidados se clasifican dentro de la jerarquía, con base en la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable en su conjunto, de la siguiente manera:

- Nivel 1: Precios de cotización (no ajustados) de mercados activos para activos y pasivos idénticos. El valor razonable de los instrumentos negociables del Grupo se basa en entradas de nivel 1.

- Nivel 2: Técnicas de valoración para las cuales se observa directa o indirectamente la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable. Las entradas del nivel 2 incluyen precios de activos similares, precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa, y los precios que pueden ser corroborados substancialmente con otros datos observables con los mismos términos contractuales.

  Los contratos de derivados para los cuales no se dispone de un precio de mercado cotizado, las estimaciones del valor razonable generalmente se determinan utilizando modelos y otros métodos de valoración basados técnicas de valor presente, cuyos insumos clave incluyen precios futuros, estimaciones de volatilidad, correlación de precios, riesgo de crédito de contraparte y liquidez del mercado, según corresponda.

- Nivel 3: Técnicas de valoración para las cuales la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable no observable. El Grupo no utiliza entradas a nivel 3 para sus mediciones de activos y pasivos financieros. El Grupo puede utilizar entradas a nivel 3 para el cálculo del valor recuperable de ciertos activos no financieros para propósitos de determinación del impairment.

Método de tasa de interés efectiva

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de registro del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados (incluyendo todas las comisiones, costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial.

Impairment de activos financieros

El Grupo reconoce el valor de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo de acuerdo con el enfoque simplificado. Las pérdidas crediticias del activo se reconocen antes que un instrumento pase a estar en mora. Para determinar el riesgo crediticio se utiliza la información razonable y sustentable que se refiera al comportamiento histórico y variables que indiquen que exista riesgo en el futuro.

Para los activos financieros medidos al costo amortizado, el importe de la pérdida por impairment es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Bajas de activos financieros

El Grupo da de baja un activo financiero únicamente al vencimiento de los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo o, cuando ha transferido sus derechos de recibir dichos flujos o ha asumido la obligación de pagar los flujos recibidos en su totalidad sin demora material a un tercero y (a) ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo financiero o (b) no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, sino que ha transferido el control del mismo.

El Grupo continúa reconociendo el activo hasta llevar a cabo la transferencia sustancial de todos los riesgos del instrumento financiero.

4.1.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo comprende fondos en caja, inversiones financieras altamente líquidas, depósitos bancarios y depósitos especiales con vencimiento dentro de los noventa días desde la fecha de su adquisición y con bajo nivel de riesgo a cambios significativos de su valor.

4.1.2 Activos financieros

El Grupo clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados incluyen activos financieros mantenidos para negociar y activos financieros designados al momento del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si son adquiridos con el propósito de vender o recomprar en el corto plazo. Estos activos se reconocen a su valor razonable y las ganancias o pérdidas que surgen en la re-medición son reconocidas en el resultado del periodo.

b) Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en el otro resultado integral

Son instrumentos de patrimonio de otras Compañías no controladas y no estratégicas que no permiten ejercer ningún tipo de control o influencia significativa sobre las mismas y donde la gerencia del Grupo no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las pérdidas ganancias no realizadas se reconocen en el otro resultado integral, se acredita la reserva hasta que la inversión se dé de baja, momento en el cual, las ganancias o pérdidas acumuladas se reconocen en los resultados; cuando se determina que la inversión está deteriorada, la pérdida acumulada se reclasifica del patrimonio a los resultados.

c) Préstamos, cuentas por cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar, incluyen cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar que, son medidas inicialmente a su valor razonable y posteriormente a su costo amortizado, utilizando el método de interés efectivo, menos impairment.

Los préstamos a empleados son inicialmente reconocidos al valor presente de los flujos de efectivo futuros, descontados a una tasa de mercado para un préstamo similar. Si la tasa de interés del préstamo es inferior a la tasa de interés de mercado, el valor razonable será menor que la cuantía del préstamo. Esta diferencia inicial se reconoce como beneficio a empleados.

4.1.3 Pasivos financieros

Los pasivos financieros corresponden a las fuentes de financiación obtenidas por el Grupo a través de créditos bancarios y emisiones de bonos, cuentas por pagar a proveedores y acreedores.

Los créditos bancarios y emisiones de bonos se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. Después del reconocimiento inicial, los créditos y bonos que devengan intereses se miden posteriormente a costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva. La amortización del método de interés efectivo se incluye como gasto financiero en el estado consolidado de pérdidas y ganancias.

Las cuentas por pagar a proveedores y acreedores son pasivos financieros a corto plazo registrados por su valor nominal, toda vez que no difieren significativamente de su valor razonable.

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación especificada en correspondiente contrato sea pagada o vencida. Cuando un pasivo financiero existente haya sido reemplazado por otro pasivo proveniente del mismo prestamista bajo condiciones sustancialmente diferentes, o si las condiciones de un pasivo existente se modifican de manera sustancial, tal modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia entre los importes en libros respectivos, se reconoce en el estado consolidado de ganancias o pérdidas.

4.1.4 Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

Los instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente en el estado consolidado de situación financiera consolidado como activos o pasivos y se miden a su valor razonable en la fecha en que se registra el derivado y posteriormente se miden a valor razonable. Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran como resultados en el estado consolidado de ganancias o pérdidas, excepto la porción efectiva de las coberturas de flujos de efectivo, las cuales se reconocen en otros resultados integrales y posteriormente se reclasifican en resultados cuando el elemento cubierto afecta ganancias o pérdidas.

Las ganancias o pérdidas de los contratos derivados, que no están calificados ni designados como coberturas, incluidos los contratos forward para la compra y venta de commodities en negociación para la entrega o recibo físico del commodity son registrados en el resultado.

Los derivados implícitos en contratos que aún no requieren ser reconocidos a valor razonable y que no están directamente relacionados con el contrato anfitrión en términos de características económicas y riesgos se separan de su contrato principal y son reconocidos a valor razonable; las ganancias o pérdidas asociadas se reconocen en resultados.

4.1.5 Operaciones de cobertura

Para propósitos de la contabilidad de cobertura, estas son clasificadas como:

- Coberturas de valor razonable, cuando se tiene como propósito cubrir la exposición a cambios en el valor razonable del activo o pasivo reconocido o compromiso en firme no reconocido, o parte identificada en dicho activo, pasivo o compromiso firme.

- Coberturas de flujo de efectivo, cuyo propósito es cubrir la exposición a la fluctuación de los flujos de efectivo que se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable.

- Coberturas de una inversión neta de un negocio en el extranjero.

Al inicio de la relación de cobertura, El Grupo designa y documenta formalmente la relación entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto, junto con sus objetivos de gestión de riesgo y su estrategia para llevar a cabo transacciones de cobertura. Se espera que tales coberturas sean altamente efectivas para lograr compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo; igualmente, se evalúan continuamente para determinar que realmente han sido altamente efectivos a lo largo de los períodos de reporte financiero, para los cuales fueron designados.

4.1.5.1 Cobertura de flujo de efectivo

La porción efectiva de las ganancias o pérdidas de los instrumentos de cobertura se reconocen en otro resultado integral, mientras que la porción inefectiva se reconoce en el resultado del periodo, en la línea del resultado financiero, neto.

Los montos previamente reconocidos en otro resultado integral se transfieren a resultados cuando la partida cubierta afecta los resultados del ejercicio. Cuando la partida cubierta es un activo o pasivo no financiero, los importes previamente reconocidos en otro resultado integral se transfieren y se incluyen en el importe en libros inicial del costo del activo o pasivo no financiero.

Si el instrumento de cobertura expira o se vende, finaliza o se ejerce sin reemplazo o transferencia, o si se revoca su designación como cobertura o cuando la cobertura ya no cumple con los criterios para la contabilidad de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en otro resultado integral consolidado se mantiene por separado en patrimonio hasta que la transacción se reconozca en el estado de pérdidas y ganancias consolidado. Cuando ya no se espera que ocurra la transacción cubierta inicialmente, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se reconoce inmediatamente en el resultado del periodo.

Ecopetrol designa préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo tipo de cambio en exportaciones futuras de crudo. Ver Nota 28 para mayor información.

4.1.5.2 Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Las coberturas de inversión neta en un negocio en el extranjero son contabilizadas de manera similar a las coberturas de flujo de efectivo.

La ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relativa a la porción efectiva se reconoce en el otro resultado integral; mientras que la ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce en el resultado del periodo. Las ganancias o pérdidas acumuladas en el patrimonio son reclasificadas al estado consolidado de pérdidas y ganancias cuando se disponga parcial o totalmente del negocio en el extranjero.

Ecopetrol designó préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo tipo de cambio en sus inversiones en subsidiarias cuya moneda funcional es dólar. Ver Nota 31 para mayor información.

4.2 Inventarios

Los inventarios se registran al más bajo entre el costo o valor neto realizable.

Los inventarios comprenden principalmente petróleo crudo, combustibles y productos petroquímicos e inventarios de bienes de consumo (repuestos y suministros).

El costo del petróleo crudo es el costo de producción, incluido el costo de transporte.

El costo requerido para poner en funcionamiento los oleoductos hace parte del costo del oleoducto relacionado.

El costo de otros inventarios se determina según el método del promedio ponderado, el cual incluye los costos de adquisición (descuentos comerciales, reembolsos y otros similares), transformación y otros costos incurridos para llevar el inventario a su ubicación y condición actual, como los costos de transporte.

Los inventarios de consumibles (repuestos y suministros) se reconocen como inventario y luego se registran como gastos, mantenimiento o proyectos en la medida en que dichos inventarios se consuman.

El Grupo estima el valor neto realizable de los inventarios al final de cada período. Cuando las circunstancias que previamente causaron que los inventarios estuvieran por debajo de su costo ya no existen, o cuando se presenta una clara evidencia de un aumento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, el monto de la rebaja de valor se revierte. La reversión no puede ser mayor que el monto de la rebaja de valor registrada originalmente, de modo que el nuevo importe en libros siempre será el menor entre el costo y el valor neto realizable revisado.

4.3 Partes relacionadas

Se consideran partes relacionadas aquellas en donde una de las partes tiene la capacidad de controlar a la otra, tiene control conjunto, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas de la participada o es un miembro del personal clave de la gerencia (o familiar cercano del personal clave). El Grupo ha considerado como partes relacionadas las Compañías asociadas, negocios conjuntos, directivos clave de la gerencia, las entidades administradoras de los recursos para pago de planes de beneficios post-empleo para empleados y algunas transacciones relevantes celebradas con entidades del Gobierno Colombiano, como son la compra de hidrocarburos y el fondo de estabilización petrolera.

4.3.1 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual el Grupo ejerce influencia significativa pero no control. La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, sin llegar a tener control o control conjunto sobre las mismas. En general, estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria del 20% al 50% de los derechos de voto.

Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de la participación. Bajo este método, la inversión en una asociada se reconoce inicialmente al costo, posteriormente la inversión es ajustada para reconocer la participación del Grupo en los activos netos de la asociada desde la fecha de adquisición. El goodwill relacionado se incluye en el importe en libros de la inversión y no se evalúa su impairment de forma separada.

La participación del Grupo en los resultados de las operaciones de la asociada se reconoce en el estado consolidado de pérdidas y ganancias. Cualquier cambio en otro resultado integral se registra en el otro resultado integral del Grupo.

Después de la aplicación del método de participación, el Grupo determina si es necesario reconocer una pérdida por impairment de su inversión en su asociada, en cada fecha de presentación, el Grupo determina si existe evidencia objetiva de que la inversión está deteriorada. Si existe tal evidencia, se calcula el monto del impairment como la diferencia entre el monto recuperable y el valor en libros, y luego reconoce la pérdida en el estado consolidado de pérdidas y ganancias.

Cuando es necesario, el Grupo realiza ajustes a las políticas contables de las asociadas para garantizar la consistencia con las políticas adoptadas por el Grupo. Adicionalmente, el método de participación de estas Compañías se calcula con sus estados financieros más recientes.

4.3.2 Negocios conjuntos

Un negocio conjunto es un acuerdo mediante el cual dos o más partes que ejercen control conjunto y tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. El control conjunto se presenta solo cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. El tratamiento contable para el reconocimiento de los negocios conjuntos es el mismo que las inversiones en asociadas.

4.4 Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un tipo de acuerdo conjunto mediante el cual las partes ejercen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, en relación con el acuerdo.

Los contratos de operación conjunta se celebran entre Ecopetrol y terceros para compartir el riesgo, asegurar el capital, maximizar la eficiencia operativa y optimizar la recuperación de las reservas. En estas operaciones, una parte se designa como el operador para ejecutar el presupuesto de gastos e inversiones e informar a los socios de acuerdo con sus intereses de participación. Así mismo, cada parte toma su parte de los hidrocarburos producidos (petróleo crudo o gas) de acuerdo con su participación en la producción.

Cuando Ecopetrol participa como socio no operador, registra los activos, pasivos, Ingresos de actividades ordinarias, costos y gastos en función del informe de los operadores. Cuando Ecopetrol es el operador directo de los contratos de empresas conjuntas, registra su porcentaje de activos, pasivos, ingresos de actividades ordinarias, costos y gastos, con base en la participación de cada socio en los ítems correspondientes a activos, pasivos, gastos, costos e Ingresos de actividades ordinarias.

Cuando el Grupo adquiere o aumenta una participación en una operación conjunta en el cual la actividad constituye un negocio, dicha transacción se registra aplicando el método de adquisición de acuerdo a la NIIF 3 – Combinación de negocios. El costo de adquisición es la suma de la contraprestación transferida, la cual corresponde al valor razonable, en la fecha de adquisición, de los activos transferidos y los pasivos incurridos. Cualquier costo de transacción relacionado con la adquisición o aumento de participación de la operación conjunta que constituye un negocio, se reconoce en el estado de otros resultados integrales consolidado del periodo.

El exceso del valor de la contraprestación transferida y el importe pagado en la operación se reconoce como goodwill. Si resulta en un exceso el valor razonable de los activos netos adquiridos sobre el importe pagado en la operación, la diferencia se reconoce como un ingreso en el estado de otros resultados integrales consolidado en la fecha de reconocimiento de la operación.

4.5 Activos no corrientes mantenidos para la venta

Los activos no corrientes se clasifican como mantenidos para la venta si sus valores en libros se recuperarán principalmente a través de una transacción de venta y no mediante su uso continuado. Los activos no corrientes se clasifican como mantenidos para la venta solo cuando la venta es altamente probable dentro de un año desde la fecha de clasificación y el activo (o grupo de activos) y está disponible para su venta inmediata en su condición actual. Estos activos se miden al menor entre su valor en libros y el valor razonable menos los costos de disposición relacionados.

4.6 Propiedades, planta y equipo

Reconocimiento y medición

Las propiedades, planta y equipo se presentan al costo menos la depreciación acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. Los componentes tangibles de los activos relacionados con recursos naturales y del medio ambiente forman parte de las propiedades, planta y equipo.

El costo inicial de un activo comprende su precio de compra o costo de construcción, incluyendo impuestos de importación e impuestos no reembolsables, cualquier costo directamente atribuible a la puesta en operación del activo, costos de beneficios a los empleados que surjan directamente de la construcción o adquisición, costos de endeudamiento incurridos que son atribuibles a la adquisición y construcción de activos calificables y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento y abandono de los bienes.

Las piezas de repuesto y el equipo auxiliar se registran como inventarios, y se reconocen como gasto en la medida que se consumen. Las piezas de repuesto importantes y el equipo de mantenimiento permanente, que la Compañía espera usar durante más de un período, son reconocidos como propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida en el retiro de algún elemento de propiedades, planta y equipo es reconocida en los resultados del periodo respectivo.

Desembolsos posteriores

Corresponden a todos los desembolsos que se realicen sobre activos existentes con el fin de aumentar o prolongar la vida útil inicial esperada, aumentar la productividad o eficiencia productiva, permitir una reducción significativa de los costos de operación, aumentar el nivel de reservas en áreas de explotación o desarrollo o reemplazar una parte o componente de un activo que sea considerado crítico para la operación.

Los gastos de reparación, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. No obstante, los desembolsos asociados a mantenimientos mayores son capitalizados.

Depreciación

Las propiedades, planta y equipo se deprecian siguiendo el método lineal, excepto los asociados a las actividades de Exploración y Producción, las cuales se deprecian usando el método de unidades técnicas de producción. Las vidas útiles técnicas se actualizan anualmente considerando razones tales como: adiciones o mejoras (por reposición de partes o componentes críticos para la operación del activo), avances tecnológicos, obsolescencia u otros factores; el efecto de estos cambios se reconoce a partir del periodo contable en el cual se efectúa. La depreciación de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

La vida útil se define bajo los criterios de utilización prevista del activo, su desgaste físico esperado, la obsolescencia técnica o comercial y los límites legales o restricciones sobre el uso del activo.

Las vidas útiles estimadas oscilan entre los siguientes rangos:

Planta y equipo	11 - 60 años
Ductos, redes y líneas	11 - 50 años
Edificaciones	11 - 50 años
Otros	6 - 40 años

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones y tienen una vida útil indefinida y por tanto no son objeto de depreciación.

Los métodos de depreciación y vidas útiles se revisan anualmente y se ajustan, si corresponde.

4.7 Recursos naturales y del medio ambiente

Reconocimiento y medición

El Grupo emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la NIIF 6 - Exploración y evaluación de recursos minerales.

Costos de exploración

Los costos de adquisición y exploración son registrados como activos de exploración y evaluación en curso hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o no; de no ser exitosa, todos los costos incurridos son reconocidos en el estado de otros resultados integrales consolidado.

Los costos de exploración incurridos con el objetivo de identificar áreas con perspectivas de contener reservas de petróleo crudo o gas incluyendo geología y geofísica, sísmica, viabilidad y otros, se reconocen como gastos cuando se incurren. Los desembolsos asociados con la perforación de pozos exploratorios y aquellos relacionados con pozos estratigráficos de naturaleza exploratoria son registrados como activos hasta que se determine si son comercialmente viables; de lo contrario, se registran en resultados como gasto de pozos secos de exploración. Otros gastos se reconocen como gastos cuando se incurre en ellos.

Un activo de exploración y evaluación ya no se clasificará como tal cuando se demuestre la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer un recurso mineral. Los activos de exploración y evaluación se revisarán por impairment y se reconocerá cualquier pérdida por impairment antes de la reclasificación.

Todos los costos capitalizados están sujetos a revisiones técnicas y comerciales al menos una vez al año para confirmar la continuidad para desarrollar y producir dichos campos; de lo contrario, estos costos se transfieren al resultado.

Los costos de exploración se presentan netos de los ingresos obtenidos de la venta de petróleo crudo durante el periodo de pruebas extensas, neto de los costos de ventas, ya que se consideran necesarios para completar el activo.

Costos de desarrollo

Los costos de desarrollo corresponden a aquellos costos incurridos para acceder a las reservas probadas de hidrocarburos y de proporcionar las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, recogida y almacenamiento. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican como recursos naturales y del medio ambiente, los costos posteriores a la etapa de exploración son capitalizados como costos de desarrollo de las propiedades que comprendan tales activos de recursos naturales. Todos los costos de desarrollo se capitalizan, incluidos los costos de perforación sin éxito de pozos de desarrollo.

Costos de producción

Son aquellos incurridos para operar y mantener los pozos productivos, así como el equipo e instalaciones correspondientes. La actividad de producción incluye la extracción del crudo y del gas a la superficie, su recolección, tratamiento y procesamiento y el almacenamiento en el campo. Los costos de producción son gastos en el momento en que se incurren a menos que adicionen reservas de petróleo crudo y gas, en tal caso son capitalizados.

Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su costo y hacen parte de las propiedades, planta y equipo sujetos a depreciación.

Los costos capitalizados también incluyen el costo de desmantelamiento, retiro y restauración, así como el valor estimado por obligaciones ambientales futuras. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, se capitalizan en el activo correspondiente.

Los costos capitalizados también incluyen el valor de los ingresos obtenidos neto de los costos por la venta de crudo de pruebas extensas, por cuanto se consideran necesarios para completar el activo.

Amortización

La amortización de los elementos de recursos naturales y del medio ambiente es determinada según el método de unidades técnicas de producción por campo, utilizando como base las reservas probadas desarrolladas, salvo algunos casos excepcionales que demandan un mayor juicio de valor por parte de la Gerencia para determinar un mejor factor de amortización de los beneficios económicos futuros a lo largo de la vida útil del activo. Los factores de amortización se revisan anualmente, con base en el estudio de reservas y el impacto sobre cambios de dichos factores sobre el gasto por amortización, se reconoce de manera prospectiva en los estados financieros consolidados.

Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por la Junta Directiva. Las reservas probadas consisten en las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas con certeza razonable por los datos geológicos y de ingeniería que serán recuperables en años futuros a partir de reservas conocidas bajo condiciones económicas y de operación existentes, es decir, a los precios y costos que se aplican a la fecha de la estimación.

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible impairment en su valor recuperable. Ver notas 3.2 – Impairment (recuperación de impairment) del valor de los activos y 4.12 - Impairment del valor de los activos.

4.8 Capitalización de costos por préstamos

Los costos por préstamos relacionados con la adquisición, construcción o producción de un activo calificado, el cual requiera un período de tiempo sustancial para estar listo para su uso, se capitalizan como parte del costo de ese activo cuando sea probable que los beneficios económicos futuros retornen al Grupo y puedan ser medidos con fiabilidad. Los demás costos por intereses se reconocen como gastos financieros en el período en que se incurren. Los proyectos que han sido suspendidos, pero que el Grupo tiene la intención de continuar a futuro con su ejecución, no son considerados como activos calificados para el propósito de capitalizar los costos por préstamos.

4.9 Activos intangibles

Los activos intangibles con vida útil definida, adquiridos separadamente, son inicialmente registrados al costo menos la amortización acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. La amortización es reconocida bajo el método de línea recta, de acuerdo con sus vidas útiles estimadas. La vida útil estimada y el método de amortización son revisados al final de cada período de reporte; cualquier cambio en la estimación es registrada sobre una base prospectiva.

Los desembolsos originados por las actividades de investigación se reconocen como un gasto en el período en el cual se incurren.

4.10 Goodwill

El goodwill se mide inicialmente al costo (que corresponde al exceso entre la contraprestación transferida y el monto reconocido por intereses no controlantes y cualquier interés anterior mantenido sobre los activos netos identificables de los activos adquiridos y los pasivos asumidos). Después del reconocimiento inicial, el crédito mercantil se mide al costo menos cualquier pérdida por impairment acumulada. El crédito mercantil no se amortiza, pero se revisa anualmente su impairment.

4.11 Arrendamientos

Los arrendamientos se clasifican como financieros cuando los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo. Los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Los activos mantenidos bajo arrendamiento financiero, cuando el Grupo es arrendatario, se reconocen en el estado consolidado de situación financiera, por el menor entre el valor razonable del activo y el valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento. Estos activos se deprecian a lo largo de la vida útil del activo. Cuando no hay una certeza razonable de que el Grupo obtendrá la propiedad del activo al final del contrato, los activos arrendados se deprecian en el menor período, entre la vida útil estimada del activo y el plazo del arrendamiento.

El pasivo correspondiente al arrendador se incluye en el estado de posición financiera consolidado como un pasivo por arrendamiento financiero, en el rubro de préstamos y financiaciones.

Los pagos por arrendamiento se distribuyen entre los gastos financieros y la reducción de las obligaciones por arrendamiento, a fin de alcanzar una tasa de interés constante sobre el saldo remanente del pasivo. Los gastos financieros se registran directamente a resultados.

Los pagos por arrendamientos operativos se registran como un gasto sobre una base lineal, durante el plazo del arrendamiento, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de prorrateo, para reflejar mejor en el tiempo, el patrón de los beneficios del arrendamiento. Las rentas contingentes se reconocen como gastos en los periodos en los que se incurren.

4.12 Impairment del valor de los activos

Con el fin de evaluar la recuperabilidad de los activos tangibles e intangibles, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con el importe recuperable por lo menos en cada fecha de cierre del período, en caso de identificar indicios de que algún activo pudiera estar deteriorado.

Para efectuar el análisis de impairment, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGEs) siempre que los mismos, individualmente considerados, no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGEs. La agrupación de los activos en diferentes UGE, implica la realización de juicio profesional y la consideración, entre otros parámetros, de los segmentos de negocio. En este sentido, en el segmento de Exploración y Producción, una UGE corresponde a cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas “campos”; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios campos son interdependientes entre sí, dichos campos se agrupan en una única UGE. En el caso del segmento Refinación y Petroquímica, las UGE corresponden a cada una de las refinerías del Grupo y para el segmento de Transporte cada línea es tomada como una UGE independiente.

El valor recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo (o de la UGE) se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por impairment de valor en los resultados consolidados del periodo.

El valor razonable menos los costos de disposición son usualmente mayores que el valor en uso para el segmento de producción debido a algunas restricciones significativas en la estimación de los flujos de caja futuros, como son: a) futuras inversiones de capital que mejoren el desempeño de la UGE que puedan resultar en un incremento esperado de los flujos netos de efectivo, b) partidas antes de impuestos que reflejan riesgos de negocio específicos, lo que resulta en una mayor tasa de descuento.

El valor razonable menos los costos de disposición, se determina como la suma de los flujos de caja futuros descontados, ajustados al riesgo estimado. Las estimaciones de los flujos de caja futuros utilizados en la evaluación del impairment de los activos se realizan con proyecciones de los precios de los productos básicos, estimaciones de la oferta y la demanda y los márgenes de los productos.

El valor razonable menos los costos de disposición, descritos arriba, es comparado con múltiplos de valoración y precios de cotización de las acciones en empresas comparables a Ecopetrol, con el objetivo de determinar si es razonable. En el caso de los activos o UGEs que participan en la evaluación y exploración de reservas, se consideran reservas probadas, probables y posibles, con un factor de riesgo asociado a las mismas.

Una vez que se ha registrado una pérdida por impairment, el gasto por amortización futura se calcula sobre la base del importe recuperable ajustado. Las pérdidas por impairment solo pueden revertirse si la recuperación está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después de que se reconoció la pérdida. Estas reversiones no deberán exceder el valor en libros de los activos netos de depreciación o amortización que se habrían determinado si el impairment nunca se hubiera registrado.

El valor en libros de los activos no corrientes reclasificados como activos mantenidos para la venta, se compara con el valor razonable menos los contos de disposición. No se registra ninguna otra provisión por depreciación o amortización si el valor razonable menos los costos de disposición es menor que el valor en libros.

4.13 Provisiones y pasivos contingentes

Las provisiones son reconocidas cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado y que sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación y su estimación pueda ser medida con fiabilidad. En los casos aplicables, se registran a su valor presente, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo.

Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son registrados como gastos.

El reconocimiento de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y el Grupo usa toda la información disponible determinar un estimado razonable de su respectivo costo.

Los pasivos contingentes no son reconocidos, pero están sujetos a la revelación en las notas explicativas cuando es posible la salida de recursos; incluyendo aquellos cuyos valores no pueden estimarse.

En los casos en que se espera que la provisión se reembolse en todo o en parte, por ejemplo, en virtud de un contrato de seguros, el reembolso se reconoce como un activo separado únicamente en los casos en que tal reembolso sea prácticamente cierto. El importe reconocido para el activo no debe exceder el importe de la provisión

Si el efecto del valor temporal del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones son descontadas utilizando una tasa actual de mercado antes de impuestos que refleja, cuando corresponda, los riesgos específicos del pasivo. Cuando se reconoce el descuento, el aumento de la provisión producto del paso del tiempo se reconoce como costos financieros en el estado de otros resultados integrales consolidado.

Obligación de retiro de activos

Los pasivos asociados al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas, relacionadas con el abandono y desmantelamiento pozos, ductos, inmuebles y equipo.

La obligación generalmente se contrae cuando los activos son instalados o la superficie o el ambiente son alterados en los sitios a operar. Estos pasivos son reconocidos utilizando la técnica de flujos de caja descontados a una tasa antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado de un pasivo de riesgo similar y tomando en consideración el límite económico del campo o vida útil del activo respectivo. En el caso en que no se pueda determinar una estimación fiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan suficiente información disponible para realizar la mejor estimación.

El valor en libros de la provisión es revisado y ajustado anualmente considerando cambios en las variables utilizadas para su estimación, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo. Cualquier cambio en el valor presente del gasto estimado se refleja como un ajuste a la provisión y su correspondiente propiedad, planta y equipo o recursos naturales y ambientales. Cuando se presenta una disminución en la obligación de retiro de activos relacionada con un activo productivo que excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce en el estado de otros resultados integrales consolidado. El costo financiero de actualización de estos pasivos es reconocido en el resultado del periodo, como gasto financiero.

4.14 Impuesto a las ganancias y otros impuestos

El gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto a la renta por pagar (renta y CREE) del periodo corriente y el efecto del impuesto diferido en cada periodo.

El impuesto a las ganancias es registrado en resultados, excepto cuando estén relacionados con partidas reconocidas en otros resultados integrales, en cuyo caso el impuesto es registrado en el otro resultado integral. Los activos y pasivos por impuestos son presentados de manera separada en los estados de situación financiera consolidados, excepto cuando exista un derecho de compensación dentro de las jurisdicciones fiscales y una intención para cruzar tales saldos sobre una base neta.

4.14.1 Impuesto corriente

El Grupo determina la provisión del impuesto a las ganancias con base en el mayor valor entre la utilidad gravable y la renta presuntiva (el valor mínimo estimado de rentabilidad que la ley prevé para cuantificar y liquidar el impuesto a las ganancias). La utilidad fiscal difiere de la utilidad reportada en el estado consolidado de resultados integrales, debido a: partidas de ingresos o gastos imponibles o deducibles en diferentes periodos fiscales, deducciones tributarias especiales, pérdidas fiscales y partidas contabilizadas que conforme a las normas tributarias aplicables en cada jurisdicción se consideren no gravables o no deducibles

4.14.2 Impuestos diferidos

El impuesto diferido se contabiliza de acuerdo con el método del pasivo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se reconocen por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a las diferencias entre los importes en libros de los activos y pasivos existentes en los estados financieros consolidados y sus bases impositivas respectivas. Se reconoce un pasivo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias imponibles. Se reconoce un activo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias deducibles y para todas las pérdidas fiscales a amortizar, en la medida en que exista una expectativa razonable de que la Compañía tendrá ganancias fiscales futuras con las que pueda compensar dichas diferencias temporales.

Los impuestos diferidos sobre los activos y pasivos se calculan sobre la base de las tasas impositivas que se esperan aplicar durante los años en los que se reviertan las diferencias temporales entre los importes en libros y las bases impositivas.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos está sujeto a revisión al final de cada período de presentación y se disminuye en la medida en que se estima probable que no habrá suficientes ganancias fiscales futuras para realizar el activo.

En el estado de situación financiera consolidado, los activos por impuestos diferidos se compensan con los pasivos por impuestos diferidos, dependiendo de la posición fiscal en la entidad que los genera.

Los impuestos diferidos no se reconocen cuando surgen en el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción (excepto en una combinación de negocios) y en el momento de la transacción, no afecta la utilidad contable o fiscal, o con respecto a los impuestos sobre la posible distribución futura de utilidades acumuladas de subsidiarias o inversiones contabilizadas por el método de participación, si al momento de la distribución puede ser controlado por Ecopetrol y es probable que las ganancias acumuladas sean reinvertidas por las Compañías del Grupo y, por lo tanto, no será distribuido a Ecopetrol.

4.14.3 Otros impuestos

El Grupo reconoce en el resultado del periodo costos y gastos por otros impuestos diferentes al impuesto a las ganancias, tales como el impuesto a la riqueza, el cual se determina con base en el patrimonio fiscal, el impuesto de industria y comercio que grava los ingresos obtenidos en los municipios por el desarrollo de actividades comerciales, industriales y de servicios, y el impuesto de transporte que grava los volúmenes cargados en los sistemas de transporte. Los impuestos son calculados de acuerdo con la normatividad fiscal vigente.

4.15 Beneficios a empleados

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo (Acuerdo 01 de 1977) y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de las prestaciones legales, los empleados de Ecopetrol tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como del salario básico. Se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados por cesantías a favor de cada trabajador y se prevé el pago de indemnizaciones cuando se presenten circunstancias especiales que den lugar a la terminación del contrato, sin justa causa, y en períodos diferentes al de prueba.

Ecopetrol pertenecía al régimen especial de pensiones. Bajo este régimen las mesadas pensionales estaban a cargo de Ecopetrol, no a cargo de una Administradora de Pensiones. Sin embargo, la Ley 797 del 29 de enero de 2003 y el acto legislativo 001 de 2005 establecieron que Ecopetrol no pertenecería más a dicho régimen sino que en adelante sus empleados estarían vinculados al Sistema General de Pensiones. En consecuencia, los empleados que se jubilaron con Ecopetrol hasta el 31 de julio de 2010 siguen recibiendo mesadas a cargo de Ecopetrol. De igual manera, estos empleados tienen derecho a dicho bono pensional si trabajaron con Ecopetrol antes del 29 de enero de 2003, pero cuyo contrato de trabajo terminó, sin renovación antes de esa fecha.

Todas las prestaciones sociales de empleados ingresados con anterioridad a 1990 son responsabilidad de Ecopetrol sin intervención de organismo o institución de seguridad social. El costo de los servicios de salud del empleado y de sus familiares inscritos a cargo de la Compañía se determina mediante la tabla de morbilidad, preparada con base en los hechos acaecidos durante el año.

Para los trabajadores que ingresaron a partir de la vigencia de la Ley 50 de 1990, la Compañía hace aportes periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones.

En 2008, Ecopetrol conmutó parcialmente el valor correspondiente a mesadas de su pasivo pensional, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional (PAP's). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados a la Compañía hasta que se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales. La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

Los beneficios a empleados se dividen en cuatro grupos así:

(a) Beneficios a empleados a corto plazo y beneficios post-empleo de aportaciones definidas

Los beneficios a empleados a corto plazo corresponden principalmente a aquellos cuyo pago será totalmente atendido en el término de los doce meses siguientes al cierre del periodo en el cual los empleados han prestado sus servicios. Estos incluyen principalmente salarios, cesantías, vacaciones, bonos y otros beneficios.

Los beneficios post-empleo de aportaciones definidas corresponden a los pagos periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales que la Compañía realiza a los respectivos fondos privados que asumen en su totalidad estas obligaciones.

Los anteriores beneficios se reconocen como un gasto con su pasivo asociado después de deducir cualquier valor ya pagado.

b) Beneficios a empleados post-empleo por beneficios definidos

En los planes de beneficios definidos, el Grupo suministra los beneficios acordados a los empleados actuales y anteriores, y asume los riesgos actuariales y de inversión.

Los siguientes conceptos son clasificados como planes de beneficios definidos de largo plazo y son registrados en los estados financieros consolidados, de acuerdo con los cálculos realizados anualmente por un actuario independiente:

- Pensiones
- Bonos pensionales
- Salud
- Plan educativo
- Cesantías retroactivas

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera consolidado en relación con estos planes de beneficios, corresponde al valor presente de las obligaciones por prestaciones definidas en la fecha del balance, menos el valor razonable de los activos del plan.

La obligación por prestaciones definidas es calculada anualmente por actuarios independientes utilizando el método de la unidad de crédito proyectada, el cual tiene en cuenta los años de servicio de los empleados y para pensiones, la remuneración promedio o final. Dicha obligación se descuenta al valor presente utilizando los tipos de interés de bonos del Gobierno de alta calidad, denominados en la moneda en que se pagarán los beneficios y con una duración similar a cada plan.

Estas valuaciones actuariales involucran varios supuestos que podrían diferir de los acontecimientos que efectivamente tendrán lugar en el futuro. Estos supuestos incluyen la determinación de la tasa de descuento, los aumentos salariales futuros, los índices de mortalidad y los aumentos futuros de las pensiones. Debido a la complejidad de la valuación y los supuestos subyacentes, y a la naturaleza de largo plazo de estos planes, las obligaciones por beneficios definidos son extremadamente sensibles a los cambios en estos supuestos. Todos estos supuestos clave se revisan a cada fecha de cierre del período sobre el que se informa.

Al determinar la tasa de descuento apropiada, ante la ausencia de un amplio mercado de bonos de alta calidad, la Gerencia considera las tasas de interés correspondientes a los bonos TES clase B negociables emitidos por el Gobierno Colombiano como su mejor referencia a una tasa de descuento apropiada con vencimientos extrapolados en línea con el plazo de duración esperado para cada plan de beneficios. El índice de mortalidad se basa en las tablas de mortalidad del país en particular, de las cuales su última versión es la tabla RV08 publicada en la resolución 1555 de octubre de 2010. Los incrementos futuros de salarios y pensiones se vinculan con los índices de inflación futuros esperados para cada país. La Nota 20 – Provisiones por beneficios a empleados provee más detalles sobre los supuestos clave utilizados.

Los valores reconocidos en el estado de ganancias y pérdidas consolidado de los planes de beneficios definidos comprenden principalmente el costo del servicio y los intereses netos. El costo del servicio comprende principalmente el aumento en el valor presente de la obligación de los beneficios resultantes durante el período (costo del servicio corriente) y los valores resultantes un nuevo plan de beneficios. Las modificaciones del plan corresponden a los cambios en los beneficios y generalmente se reconocen cuando se han recibido todas las aprobaciones legales y reglamentarias y los efectos se han comunicado a los empleados involucrados. El interés neto se calcula utilizando el pasivo neto por beneficios definidos comparado con la curva de rendimiento de la tasa de descuento al inicio de cada año para cada plan. Las remediciones del pasivo neto por beneficios definidos resultante de ganancias y pérdidas actuariales, el efecto del techo de los activos y la rentabilidad de los activos del plan, excluyendo el valor reconocido en el resultado, se reconocen en el otro resultado integral.

Cuando los activos del plan exceden la obligación bruta, el activo reconocido se limita al menor entre el superávit del plan de beneficios definidos y el techo de los activos determinado usando una tasa de descuento basada en bonos del Gobierno Colombiano.

(a) Otros beneficios a largo plazo

Los otros beneficios a largo plazo incluyen la prima por quinquenio que hace parte del cálculo actuarial de la Compañía. Este beneficio es un bono en efectivo que se acumula sobre una base anual y se paga al final de cada cinco años a los empleados. El Grupo reconoce en el estado de ganancias y pérdidas consolidado el costo del servicio, el costo financiero neto y los ajustes a la obligación del plan de beneficio definido.

(b) Beneficios por terminación

Un plan de beneficio por terminación laboral es reconocido sólo cuando existe un plan detallado para dicho proceso y no exista posibilidad de retirar la oferta. El Grupo reconoce un pasivo y un gasto por beneficios de terminación en la fecha más temprana entre la fecha en donde no se puede retirar la oferta de dichos beneficios o aquella en la que se reconocen los costos de restructuración.

4.16 Reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes

El negocio del Grupo Empresarial Ecopetrol se fundamenta en tres fuentes principales de ingreso con clientes: 1) venta de crudo y gas, 2) servicios asociados al transporte de hidrocarburos y 3) venta de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles. Estas fuentes de ingresos obedecen a modalidades de contratos tales como suministro de productos, nominaciones y órdenes de venta. El ingreso generado es reconocido cuando el control de los bienes y servicios es transferido al cliente en un valor que refleje la contraprestación que el Grupo espera recibir a cambio de tales productos y servicios.

Venta de crudo y gas

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, considerados sus riesgos y beneficios, cumpliendo así con la obligación de desempeño que tiene el Grupo con sus clientes.

Para algunos contratos de suministro de gas con periodo de reposición, se discrimina entre las cantidades de gas consumidas y no consumidas, para reconocer el respectivo ingreso o pasivo por las cantidades que se solicitarán a futuro. Una vez el cliente reclame este gas, se reconoce el ingreso.

Servicios asociados al Transporte de Hidrocarburos

Los ingresos por servicios de transporte se reconocen en la medida en que se presta el servicio al cliente y no existan condiciones contractuales que impidan reconocer el ingreso. Las compañías del Grupo asumen un rol de principal en la prestación de estos servicios.

Los contratos Ship/Take or Pay de venta de productos, almacenamiento y transporte especifican cantidades mínimas de producto o servicio que pagará un cliente, incluso si este no los recibe o los usa (cantidades deficientes). Si el Grupo espera que el cliente recupere todas las cantidades deficientes a las que tiene derecho contractualmente, cualquier cargo recibido relacionado con las deficiencias temporales que se compensarán en un período futuro, se diferirá y se reconocerá ese monto como ingreso cuando ocurra cualquiera de las siguientes situaciones:

a) El cliente ejerce el derecho ó
b) La posibilidad de que el cliente ejerza el derecho a los volúmenes o servicios de deficiencia es remota.

Productos Refinados y Biocombustibles

En el caso de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles, tales como combustóleos, asfaltos, polietilenos, G.L.P. y propanos y gasolinas entre otros, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados y entregados por la refinería; posteriormente, son ajustados por cambio de precios, en el caso de productos con precios regulados.

En los demás casos, los ingresos se reconocen en el momento en que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago, producto de haber cumplido con las obligaciones con los clientes.

En cumplimiento con la normatividad local vigente, Ecopetrol comercializa gasolina regular y ACPM a precio regulado.

De conformidad con el Decreto 1068 de 2015, corresponde al Ministerio de Minas y Energía calcular y liquidar la posición neta semestral de Ecopetrol y para cada combustible a ser estabilizado por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). La posición neta corresponde a la sumatoria de los diferenciales a lo largo del semestre, cuyo resultado será el monto en pesos a favor de la Compañía con cargo a los recursos del FEPC. El diferencial corresponde al producto entre el volumen reportado por la Compañía al momento de la venta y la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia, siendo el precio de paridad aquel que corresponde a los precios diarios de la gasolina motor y ACPM observados durante el mes, expresados en pesos, referenciados al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, calculado aplicando la Resolución 18 0522 de 2010 y el precio de referencia es el Ingreso al Productor definido por el Ministerio de Minas y Energía para estos efectos. Por consiguiente, este diferencial constituye un mayor o menor valor del ingreso por ventas para Ecopetrol.

De acuerdo con los perfiles de riesgo, el Grupo Empresarial maneja sistemas de pago anticipado para algunos de sus contratos con clientes.

Componente financiero significativo

Generalmente el cumplimiento de las obligaciones de desempeño y los pagos recibidos de clientes se ejecutan en un corto plazo, por lo cual no existen operaciones que contengan un componente financiero significativo que requiera de algún ajuste de la contraprestación a su valor presente.

Consideraciones variables

Al momento cumplir con las obligaciones establecidas en los contratos con clientes, vía la entrega del producto o la prestación del servicio, pueden existir componentes variables del precio de la transacción tales como el tipo de cambio en las exportaciones de crudo o la fluctuación de precios internacionales. En estos casos, el Grupo efectúa la mejor estimación del precio de la transacción que refleje los bienes y servicios transferidos a los clientes.

En cuanto a las cláusulas de los contratos firmados con clientes, no se contemplan consideraciones variables asociadas a derechos de reembolso, rebajas o descuentos que requieran de una estimación.

Consideraciones no monetarias

El Grupo Empresarial establece dentro de sus contratos con clientes que la contraprestación será monetaria en todos sus casos, por lo cual no hay consideraciones asociadas a pagos en especie.

Anticipos de clientes

Corresponden a obligaciones contractuales en las cuales el Grupo recibió recursos monetarios de clientes para efectuar posteriormente la transferencia de los bienes y servicios. Estos anticipos realizados por los clientes hacen parte de las políticas y evaluación de riesgo definidas por el Grupo Empresarial.

4.17 Costos y gastos

Los costos y gastos se presentan de acuerdo a su naturaleza, detallando en las respectivas notas la composición del costo de ventas y los gastos asociados a las actividades de administración, operación, proyectos y otros gastos.

4.18 Ingresos (gastos) financieros

Los ingresos y gastos financieros incluyen principalmente: a) costos por intereses de préstamos y financiaciones, excepto los que son capitalizados como parte del costo del activo, b) valoración de ganancias y pérdidas de instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambio a resultados, c) diferencias en cambio de activos y pasivos financieros, excepto los instrumentos de deuda designados como instrumento de cobertura, d) gastos por actualización financiera de pasivos a largo plazo (costos de abandono y pasivo pensional), e) los dividendos derivados de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable con cambio en el otro resultado integral.

4.19 Información por segmento de negocio

El Grupo presenta las correspondientes revelaciones relacionadas con sus segmentos de negocio en sus estados financieros consolidados de acuerdo con el párrafo 4 de la NIIF 8 – Segmentos de operación.

La operación del Grupo se realiza a través de tres segmentos de negocio: 1) Exploración y producción, 2) Transporte y logística y 3) Refinación, petroquímica y biocombustibles.
Esta segmentación se basa en la gestión de objetivos y plan estratégico de la Compañía teniendo en cuenta que estos negocios: (a) se dedican a actividades comerciales diferenciales, de las que se generan los ingresos y se incurren los costos y gastos; (b) los resultados de operación son revisados regularmente por el Gobierno del Grupo que toma las decisiones de operación para asignar recursos a los segmentos y evaluar su desempeño; y (c) se dispone de información financiera diferenciada. Las transferencias internas representan las ventas a los segmentos entre Compañías y se registran y se presentan a precios de mercado.

a) **Exploración y producción**: Este segmento incluye las actividades relacionadas con la exploración y producción de petróleo crudo y gas. Los ingresos se derivan de la venta a precios de mercado de petróleo crudo y gas natural a otros segmentos y a terceros (distribuidores locales y extranjeros). Los costos incluyen los costos incurridos en la producción. Los gastos incluyen todos los costos de exploración que no se capitalizan.

b) **Transporte y logística:** Este segmento incluye los ingresos y costos asociados con la operación de transporte y distribución de hidrocarburos, derivados y productos.

c) **Refinación, petroquímica y biocombustibles:** Este segmento incluye las actividades realizadas en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, donde se transforman en productos los crudos que llegan de los campos de producción. También incluye los negocios de producción de petroquímicos y biocombustibles. Los ingresos de productos son realizados a otros segmentos y a clientes nacionales y del exterior e incluyen productos refinados y petroquímicos a precios de mercado y en algunos combustibles a precio regulado. Este segmento también incluye ventas de servicios industriales a clientes.

5. Nuevos estándares y cambios normativos

5.1 Normas y enmiendas aplicables a partir del 1 de enero de 2019

De acuerdo con lo indicado en los Decretos 2170 de 2017 y 2483 de 2018, se relacionan a continuación las normas emitidas aplicables a partir de 2019. El impacto de estas normas está en proceso de evaluación por parte de la Gerencia de la Compañía; no obstante en la sección 5.2, se detallan los impactos esperados de la NIIF 16 - Arrendamientos:

- NIIF 16 – Arrendamientos: Reconocimiento, medición, presentación e información a revelar de los arrendamientos. La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar de los arrendamientos. El objetivo es asegurar que los arrendatarios y arrendadores proporcionen información relevante de forma que represente fielmente esas transacciones. Esta información proporciona una base a los usuarios de los estados financieros para evaluar el efecto que los arrendamientos tienen sobre la situación financiera, el rendimiento financiero y los flujos de efectivo de la entidad.

- NIC 40 – Propiedades de inversión: Transferencias de propiedades de inversión. Modifica el párrafo 57 de forma que se refleje el principio de que un cambio de uso implicaría: (a) una evaluación de si una propiedad cumple, o ha dejado de cumplir, la definición de propiedad de inversión; y (b) contar con evidencia que apoye que ha ocurrido ese cambio de uso. Mediante la aplicación de este principio una entidad transferirá propiedades en construcción o desarrollo a, o desde, propiedades de inversión cuando, y solo cuando, exista un cambio de uso de esta propiedad apoyado por evidencia.

- NIIF 4 – Contratos de seguro. Aplicación de la NIIF 9 Instrumentos Financieros con la NIIF 4 Contratos de seguro. Aborda las preocupaciones sugeridas de las diferentes fechas de vigencia de la NIIF 9 y la próxima norma sobre contratos de seguro. Las modificaciones incluyen una exención temporal de la NIIF 9 para las aseguradoras que cumplan criterios especificados y una opción de que apliquen el enfoque de la superposición a activos financieros designados.

- IFRIC 23 – Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias: Esta interpretación tiene como finalidad aclarar cómo aplicar los requerimientos de reconocimiento y medición de la NIC 12 cuando existe incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias.

  Cuando existe incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias, la Compañía deberá determinar si considera cada tratamiento impositivo incierto por separado o en conjunto con otro u otros tratamientos impositivos inciertos sobre la base del enfoque que mejor prediga la resolución de la incertidumbre. Ecopetrol evaluará nuevamente un juicio o estimación requerida por esta Interpretación si cambian los hechos y circunstancias sobre los que se basaron el juicio o la estimación o como resultado de nueva información que afecte al juicio o estimación

  Por otra parte, al evaluar si y cómo un tratamiento impositivo incierto afecta la determinación de la ganancia fiscal (pérdida fiscal), las bases fiscales, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas fiscales, una entidad supondrá que una autoridad fiscal inspeccionará los importes que tiene derecho a examinar y tendrá conocimiento total de toda la información relacionada cuando lleve a cabo esas revisiones.

  Esta interpretación deberá ser aplicada para los períodos anuales que comiencen el 1° de enero de 2019.

- Mejoras Anuales a las Normas NIIF Ciclo 2014 – 2016:

  - Modificaciones a la NIIF 1 - Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera: Eliminación de exenciones a corto plazo para las entidades que adoptan por primera vez las Normas NIIF.

  - Modificaciones a la NIIF 12 - Información a revelar sobre participaciones en otras entidades. Aclaración del alcance de la norma.

- Modificaciones a la NIC 28 - Inversiones en asociadas y negocios conjuntos: Medición a valor razonable de una asociada o negocio conjunto.

- Modificaciones a la NIC 28 - Participaciones de largo plazo en asociadas y negocios conjuntos. Las modificaciones aclaran que las empresas contabilizan los intereses a largo plazo en una asociada o empresa conjunta, a la que no se aplica el método de participación, utilizando la NIIF 9. El IASB también dio a conocer un ejemplo que ilustra cómo las empresas aplican los requisitos de la NIIF 9 y la NIC 28 a los intereses a largo plazo en una empresa asociada o conjunta.

- Modificaciones a la NIIF 9 - Características de cancelación anticipada con compensación negativa. Las modificaciones a la NIIF 9 permiten a las empresas medir activos financieros, cancelados anticipadamente con compensación negativa a costo amortizado o valor razonable, a través de otro resultado integral si se cumple una condición específica; en lugar de hacerlo a valor razonable con beneficio o pérdida.

- Mejoras al ciclo 2015-2017:

  - Modificación a la NIC 12 – Impuesto a las Ganancias: Consecuencias en el impuesto a las ganancias de los pagos por instrumentos financieros clasificados como patrimonio.

  - Modificación a la NIC 23 - Costos por préstamos. Costos por préstamos susceptibles de capitalización.

  - Modificaciones a la NIIF 3 – Combinación de negocios y Modificaciones a la NIIF 11 – Acuerdos conjuntos. Participaciones anteriormente mantenidas en una operación conjunta.

5.2 Impacto de la adopción de nuevas normas (NIIF 16)

NIIF 16 “Arrendamientos” fue emitida en enero de 2016 y reemplaza la NIC 17 “Arrendamientos”, CINIIF 4 “*Determinación de si un acuerdo contiene un contrato de arrendamiento”,* SIC-15 “Arrendamientos operacionales – Incentivos” y SIC-27 “Evaluación de la parte de las transacciones que involucran de forma legal un arrendamiento”. La NIIF 16 fija los principios de reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere a los arrendatarios contabilizar todos sus arrendamientos bajo un modelo de registro en balance similar al registro de los arrendamientos financieros bajo NIC 17. El estándar incluye dos exenciones de reconocimiento para los arrendatarios - los arrendamientos de activos “de bajo valor” y los arrendamientos a corto plazo (término de arriendo de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un arrendamiento, un arrendatario reconocerá una obligación correspondiente al total de pagos del arrendamiento y un activo que representa el derecho de usar el activo subyacente durante el término de arriendo. Se requerirá que los arrendatarios reconozcan separadamente el costo de interés sobre la obligación y el costo de depreciación al activo por derecho de uso.

Los arrendatarios deberán remedir la obligación de arrendamiento ante la ocurrencia de ciertos acontecimientos (p.ej., un cambio del término de arriendo, un cambio de los futuros pagos de arriendo que son resultado de un cambio de un índice o la tasa usada para determinar aquellos pagos). El arrendatario generalmente reconocerá el monto de la nueva medición de la obligación de arriendo como un ajuste al activo por derecho de uso.

La contabilidad del arrendador bajo NIIF 16 no tendrá mayores modificaciones con respecto a la contabilidad actual bajo NIC 17. Los arrendadores seguirán clasificando todos los arrendamientos usando el mismo principio de clasificación que en NIC 17 y se distinguirán entre dos tipos de arriendos: operativos y arrendamientos financieros.

La NIIF 16, efectiva para los periodos anuales que comienzan el 1 de enero de 2019 o siguientes, requiere a arrendatarios y arrendadores hacer revelaciones más extensas que bajo NIC 17.

Transición a NIIF 16

Ecopetrol aplicará la NIIF 16 a partir del 1 de enero de 2019, utilizando el enfoque retrospectivo modificado, sobre los contratos anteriormente identificados como arrendamientos bajo NIC 17 e IFRIC 4.

La Compañía ha optado por utilizar las exenciones permitidas por el estándar de arrendamientos para los contratos en los cuales el periodo de ejecución es menor a 12 meses y los contratos en los cuales el activo subyacente es considerado de bajo valor (por ejemplo: computadores, teléfonos móviles, impresoras, fotocopiadoras, etc.)

Igualmente, se ha evaluado el impacto estimado que la aplicación inicial de la NIIF 16 tendrá en la situación financiera balance y los resultados financieros al 1 de enero de 2019, como se describe a continuación. Los impactos finales de adopción pueden variar dado que las nuevas políticas contables están sujetas a cambios hasta que el Grupo presente sus primeros estados financieros en 2019.

Arrendamientos en los que Ecopetrol es un arrendatario

Ecopetrol reconocerá nuevos activos y pasivos derivados de sus arrendamientos operativos principalmente para los siguientes tipos de activos:

- ✓ Bienes inmuebles
- ✓ Vehículos
- ✓ Plantas de generación de energía
- ✓ Plantas de tratamiento de agua
- ✓ Helicópteros
- ✓ Derechos de uso en contratos de asociación

Ecopetrol ha reconocido los gastos de arrendamiento operativo en línea recta durante el plazo del arrendamiento. La naturaleza de los gastos relacionados con los arrendamientos mencionados cambiará, debido a que Ecopetrol reconocerá un cargo por amortización para los activos de derecho de uso y el gasto financiero por los de los pasivos por arrendamiento.

Fundamentado en la información actualmente disponible, el Grupo Empresarial estima que reconocerá activos por derecho de uso por un valor aproximado de $506 mil millones al 1 de enero de 2019, cuya contrapartida serán los pasivos por arrendamiento, y los cuales no son considerados materiales.

Las nuevas políticas contables están sujetas a cambios hasta que la Compañía presente sus primeros estados financieros en la fecha inicial de aplicación.

6. Efectivo y equivalentes de efectivo

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Bancos y corporaciones	4,511,078	5,484,981
Inversiones financieras de corto plazo	1,799,597	2,459,438
Caja	1,069	1,466
	6,311,744	**7,945,885**

Se incluyen recursos restringidos al 31 de diciembre de 2018 por $92,331 (2017 – $96,758), principalmente destinados para el pago exclusivo de capital e intereses de préstamos incurridos por Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. y Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. El uso de las inversiones financieras a corto plazo depende de los requerimientos de liquidez del Grupo.

El valor razonable del efectivo y equivalentes se aproxima a su valor registrado en libros debido a su naturaleza de corto plazo y su alta liquidez.

La tasa de rendimiento efectiva del efectivo y equivalentes al 31 de diciembre de 2018 fue del 3% (2017 – 4.2%).

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con el efectivo y equivalentes:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
AAA	3,092,236	2,807,170
BBB	1,305,037	-
A-1	512,757	-
A1	394,696	1,937,346
BRC1+	470,623	1,152,593
F1+	222,454	-
A-2	147,186	-
AA	107,520	-
F1	48,566	896,231
A1	-	985,368
Aa3	-	99,029
Aa2	-	27,868
A-2	-	27,350
F2	-	180
Sin calificación disponible	10,669	12,750
	6,311,744	**7,945,885**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 28.2.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Corriente		
Clientes		
Exterior	2,404,531	2,052,829
Nacionales	1,512,821	1,533,058
Fondo de estabilización de precios (1)	3,828,691	2,256,312
Servicios industriales	154,152	26,223
Cuentas por cobrar a empleados	78,459	34,461
Partes relacionadas (Nota 29)	23,480	23,013
Deudores varios	192,109	173,022
	8,194,243	**6,098,918**
No corriente		
Cuentas por cobrar a empleados	470,609	484,504
Partes relacionadas (Nota 29)	117,824	154,810
Fondo de estabilización de precios (1)	-	77,510
Deudores varios	167,141	60,308
	755,574	**777,132**

(1) Corresponden a recursos pendientes de pago por parte del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles que surge de los diferenciales de precios de la gasolina y el diésel, de conformidad con la Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 (y las normas que la modifican y adicionan). El Ministerio de Minas y Energía realiza el pago en consideración de la resolución de liquidación de la posición neta a favor del Grupo.

El valor en libros de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar se aproxima a su valor razonable.

El Movimiento de la provisión por deterioro de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar por deudas de difícil cobro es como sigue:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Saldo inicial	**170,016**	**144,329**
Adiciones de provisiones	107,725	35,229
Castigo de cartera y utilizaciones	(9,087)	(9,542)
Saldo final	**268,654**	**170,016**

8. Inventarios, neto

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Crudo	1,958,572	1,836,363
Combustibles y petroquímicos	1,524,548	1,481,777
Materiales de consumo	1,617,287	1,283,256
	5,100,407	**4,601,396**

Movimiento de la provisión de inventarios:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Saldo inicial	**194,507**	**265,435**
(Recuperaciones) Adiciones	(115,778)	9,134
Ajuste por conversión	9,717	(4,266)
Utilizaciones	(1,508)	(75,796)
Saldo final	**86,938**	**194,507**

9. Otros activos financieros

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Activos medidos a valor razonable con cambios en resultados		
Portafolio de inversiones - Moneda nacional	3,389,869	3,310,338
Portafolio de inversiones - Moneda extranjera	4,754,369	3,194,287
	8,144,238	**6,504,625**
Activos medidos a costo amortizado	3,577	3,636
Instrumentos de cobertura	-	25,464
	8,147,815	**6,533,725**
Corriente	5,321,098	2,967,878
No corriente	2,826,717	3,565,847
	8,147,815	**6,533,725**

La rentabilidad del portafolio de inversiones en pesos colombianos y dólares fue de 5.4% (2017 - 7.4%) y 2.1% (2017 – 1.2%), respectivamente.

La medición a valor razonable es reconocida contra el resultado financiero (Nota 27).

9.1 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 ningún recurso del portafolio de inversiones se encontraba restringido.

9.2 Vencimientos

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
< 1 año	5,321,098	2,967,878
1 - 2 años	1,847,241	1,588,145
2 - 5 años	823,425	1,817,558
> 5 años	156,051	160,144
	8,147,815	**6,533,725**

9.3 Valor razonable

La siguiente es la clasificación de los otros activos financieros registrados a valor razonable, correspondiente al portafolio de inversiones:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Nivel 1	372,636	317,912
Nivel 2	7,771,602	6,212,177
	8,144,238	**6,530,089**

No se presentaron transferencias entre niveles de jerarquía durante los años 2018 y 2017.

Los títulos del portafolio de Ecopetrol se valoran de manera diaria siguiendo lo estipulado por la Superintendencia Financiera de Colombia. Para lo anterior, se utiliza la información provista por entidades autorizadas para dicho fin, las cuales recogen los datos de mercados activos. Para aquellos casos en los cuales no se cuenta con datos de mercado, se recurre a otros datos observables directa o indirectamente.

Para las inversiones denominadas en dólares se tiene como proveedor de información a Bloomberg y para las denominadas en pesos a Infovalmer, entidad autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia para la prestación de este servicio.

Dentro del proceso de jerarquización de las inversiones, adicional a la información utilizada para la valoración, se tienen en cuenta otros aspectos relevantes tales como la calificación del emisor, clasificación de la inversión y el análisis de riesgos del emisor realizado por Ecopetrol, lo que permite llegar a la clasificación de nivel de jerarquía adecuada de las inversiones.

9.4 Calificación crediticia

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con los otros activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Calificación		
A1	3,148,043	1,149,606
AAA	3,105,894	3,175,727
BRC1+	611,905	-
F1+	353,175	-
AA-	455,584	233,668
AA+	193,747	1,067,989
A+	161,160	175,767
A	80,334	300,179
AA	15,430	-
BBB+	18,731	-
BBB	-	21,835
BBB-	-	378,939
Sin calificación disponible	235	915
	8,144,238	**6,504,625**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 28.2.

10. Impuestos

10.1 Activos y pasivos por impuestos corrientes

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Activos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (1)	765,399	165,437
Otros impuestos	211,558	225,527
Saldo a favor en impuestos (2)	54,350	234,410
	1,031,307	**625,374**
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias	1,065,688	1,305,011
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	141,408	136,706
Impuesto al carbono	48,520	51,383
Otros impuestos (3)	495,684	512,588
	1,751,300	**2,005,688**

(1) Corresponde al valor resultante después de restar autorretenciones, saldos a favor y anticipos liquidados en la declaración del año anterior. La principal variación frente al periodo anterior corresponde a el saldo a favor del impuesto a las ganancias que se generó por el pago voluntario anticipado efectuado en noviembre y diciembre de 2018 por Ecopetrol S.A., de conformidad a lo establecido en el Decreto 2146 del 22 de noviembre de 2018 y la disminución de los gastos no deducibles.

(2) Incluye principalmente saldos a favor por concepto de impuesto al valor agregado (IVA).

(3) Incluye principalmente saldo por pagar por concepto de IVA e Impuesto de Industria y Comercio y regalías y compensaciones monetarias.

10.2 Impuesto a las ganancias

De conformidad con la Ley 1819 de 2016 las disposiciones fiscales aplicables en Colombia para el año gravable 2017 y siguientes, son:

a) La tarifa del impuesto sobre la renta será del 34% para el año gravable 2017 y del 33% para el año gravable 2018 y siguientes.

b) Se estableció una sobretasa al impuesto sobre la renta para los años 2017 y 2018, del 6% y 4%, respectivamente, y aplicará cuando la base del impuesto sobre la renta sea superior a COP$800 millones.

c) Las Compañías ubicadas en zona franca tributan a una tarifa del 20%. Si la Compañía, ubicada en zona franca, posee un Contrato de Estabilidad Jurídica (CEJ, en adelante), la tarifa del impuesto sobre la renta continuará siendo del 15% durante la vigencia de dicho contrato. Este es el caso de Refinería de Cartagena, Bioenergy Zona Franca y Compounding and Masterbatching Industry Ltda.

d) La Renta Presuntiva se calculará multiplicando el patrimonio líquido del año inmediatamente anterior a la tarifa del 3.5%. Las Compañías que poseen un CEJ, la tarifa para el cálculo de la renta presuntiva será del 3%, durante la vigencia del contrato.

e) Para el año gravable 2018, el Grupo Ecopetrol tiene empresas que liquidan sobre renta líquida a la tarifa del 37%, compañías en zona franca, que tributan a la tarifa del 15% (poseen CEJ) y del 20% y otras con rentas del exterior con tarifas de otros países.

f) Ajusta los sistemas de depreciación fiscal a los contables y establece un límite al porcentaje de depreciación anual con base en la tabla establecida en la reforma tributaria. Por otra parte, La amortización de las inversiones petrolíferas se hará con base en unidades técnicas de producción tal y como se hace contablemente.

g) Los gastos de adquisición de derechos de exploración, G&G, perforaciones exploratorias, etc., serán capitalizables para efectos fiscales hasta que se efectúe la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer el recurso.

h) Las pérdidas fiscales generadas a partir del 1° de enero de 2017 se podrán compensar con las rentas líquidas generadas en los siguientes 12 años.

i) Frente al gasto corriente por impuesto sobre la renta, Refinería de Cartagena, Bioenergy, Ecopetrol Costa Afuera y Andean Chemicals Ltd compañías que hacen parte del grupo presentan pérdidas fiscales por compensar originadas entre los años 2009 y 2017 por valor neto de $ 4,292,418 a diciembre de 2018 y $ 4,288,957 a diciembre de 2017.

De acuerdo con las normas fiscales vigentes, las pérdidas fiscales originadas a partir del año gravable 2007 podrán ser compensadas, reajustadas fiscalmente, en cualquier tiempo, con las rentas líquidas ordinarias sin perjuicio de la renta presuntiva del ejercicio. Las pérdidas de las sociedades no serán trasladables a los socios. Sin embargo, de conformidad con el artículo 290 de la Ley 1819 de 2016, las pérdidas fiscales acumuladas hasta el 31 de diciembre de 2016 que no hayan sido compensadas, están sujetas para su compensación a la aplicación de una fórmula contenida en dicho artículo.

En el 2018 las pérdidas fiscales sin fecha de expiración base de impuesto diferido ascienden a $ 4,078,439 con un impuesto diferido de $ 792,452, atribuibles a la Refinería de Cartagena, y $47,803 atribuibles Bioenergy

Firmeza de las declaraciones del impuesto sobre la renta

Las declaraciones de impuestos pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los seis (6) años siguientes a la fecha de presentación y/o corrección, considerando que las declaraciones presentaron pérdidas fiscales.

A partir del año 2017, el término general de firmeza de las declaraciones tributarias es de 3 años a partir de la fecha de su vencimiento o a partir de la fecha de su presentación, cuando estas hayan sido presentadas de forma extemporánea. Respecto de las declaraciones de precios de transferencia, el término de su firmeza es de 6 años.

Respecto de aquellas declaraciones en las cuales se presenten saldos a favor, el término de firmeza es de 3 años, desde la fecha de la presentación de la solicitud de devolución o compensación.

Las declaraciones tributarias en las que se compensen pérdidas fiscales, quedarán en firme a los 6 años contados a partir de la fecha de su presentación. Aquellas declaraciones en las que se liquiden pérdidas fiscales, el término de firmeza es de 12 años y si las pérdidas se compensan en los últimos 2 años, de los 12 permitidos, su término de firmeza se extenderá hasta 3 años más, desde el año de su compensación.

Gasto por impuesto a las ganancias

	Al 31 de diciembre de		
	2018	**2017**	**2016**
Impuesto Corriente	7,539,093	5,108,548	2,708,212
Impuesto Diferido	(153,330)	307,449	138,159
Ejercicios anteriores	(63,744)	218,947	1,809,124
Gasto por impuesto a las ganancias	**7,322,019**	**5,634,944**	**4,655,495**

Conciliación del gasto por impuesto a las ganancias

La conciliación entre el gasto por impuesto a las ganancias y el impuesto determinado con base en la tarifa legal aplicable al Grupo en Colombia es la siguiente:

	Al 31 de diciembre de		
	2018	**2017**	**2016**
(Pérdida) utilidad antes de impuestos	**19,855,851**	**13,036,866**	**7,059,732**
Tasa de renta nominal	37%	40%	40%
Impuesto de renta a tasa nominal	**7,346,665**	**5,214,747**	**2,823,893**
Ajustes para el cálculo de la tasa efectiva:			
Ajuste por diferencial de bases gravables, Efecto de renta presuntiva y pérdidas fiscales	7,676	104,082	250,752
Ajuste por diferencial de tasa	410,397	103,350	802,419
Efecto por impuesto de renta y sobretasa	7,907	(99,493)	-
Impuesto a la riqueza	-	85,872	210,298
Ajustes por conversión y diferencia en cambio	93,503	(4,642)	114,699
Efecto pozo león American Inc.	281,912	-	-
Efecto por reforma tributaria	(619,143)	-	-
Impairment de activos fijos	(128,461)	(189,658)	-
Gastos no deducibles	62,036	201,776	328,458
Gasto de renta de años anteriores y otros	(63,744)	247,672	177,313
Dividendos no gravados	(2,613)	(9,531)	2,031
Ingresos no gravados y gravados	(74,116)	(19,231)	(54,368)
Impuesto de renta calculado	**7,322,019**	**5,634,944**	**4,655,495**
Corriente	7,416,038	5,076,692	4,517,336
Diferido	(94,019)	558,252	138,159
	7,322,019	**5,634,944**	**4,655,495**

La tasa efectiva al 31 de diciembre de 2018 es 36,9% (2017 – 43.2%). La disminución frente al año anterior se debe principalmente a los siguientes conceptos: a) Disminución en la tarifa nominal de renta al pasar del 40% en el 2017 al 37% en el 2018; b) La mejora de los resultados antes de impuestos del grupo; c) Efecto por reforma tributaria d) Ajuste por diferencial de bases gravables; e) El ajuste por diferencial de tasas de tributación del grupo diferente al nominal del 37%, con una tarifa menor a la tasa nominal; f) La aplicación de una tarifa menor para el impuesto diferido activo amortizable a largo plazo; y g) La eliminación del impuesto a la riqueza.

Declaraciones de impuesto de renta y complementarios de los años gravables 2011, 2012, 2014, 2015, 2016 y 2017 y CREE de los años gravables 2014, 2015, y 2016 de Compañías del grupo se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias. La administración de las Compañías del Grupo considera que las sumas contabilizadas como pasivo por impuestos por pagar son suficientes y se encuentran soportadas en la normatividad, doctrina y jurisprudencia vigente para atender cualquier reclamación que se pudiera establecer con respecto a tales años. La Compañía tiene por estrategia no tomar decisiones fiscales con posiciones agresivas o riesgosas que puedan colocar en entredicho sus declaraciones tributarias.

Impuesto sobre las ganancias diferido

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Activo por impuesto diferido	5,746,730	5,346,339
Pasivo por impuesto diferido	738,407	812,819
	5,008,323	**4,533,520**

El detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos, es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Impuesto diferido activo y pasivo		
Propiedades planta y equipo (1)	109,191	743,598
Provisiones (2)	1,958,775	1,842,051
Beneficios a empleados (3)	1,161,860	1,373,560
Pérdidas fiscales (4)	1,002,062	611,766
Cuentas por pagar	365,646	167,870
Inventarios	69,039	131,936
Obligaciones Financieras y préstamos por pagar (5)	854,695	37,636
Préstamos por cobrar	43,748	30,965
Otros activos	(72,540)	(52,525)
Activos intangibles	4,950	7,666
Cuentas por cobrar	35,843	64,126
Impuestos contribuciones y tasas	-	345
Otros pasivos	37,329	(5,678)
Inversiones e instrumentos derivados	(170,960)	(39,836)
Cargos diferidos	(67,254)	(66,664)
Goodwill	(324,061)	(313,296)
Total	**5,008,323**	**4,533,520**

(1) Para propósitos fiscales los recursos naturales y del medio ambiente y la propiedad planta y equipo tienen una vida útil y una metodología de cálculo de depreciación y amortización diferentes a las que se determinan bajo normas contables internacionales, dentro de éste rubro se incluye el monto de impuesto por ganancias ocasionales del 10% a los terrenos, la principal variación corresponde a la disminución de la tarifa de la 33% al 30%.

(2) La partida más representativa corresponde a la provisión de abandono de pozos.

(3) Cálculos actuariales por salud, pensiones de jubilación, educación, bonos pensionales y otros beneficios a empleados a largo plazo.

(4) El aumento se debe al efecto de la reforma tributaria que permite un mayor reconocimiento de impuesto diferido sobre las pérdidas fiscales y excesos de renta presuntiva en Refinería de Cartagena principalmente.

(5) La variación frente al año 2017 corresponde a diferencia en cambio no realizada por efectos de aplicación de la Ley 1819.

Detalle del impuesto diferido por los años terminados el 31 de diciembre:

Movimiento del impuesto diferido Activo	Propiedad planta y equipo, Recursos naturales	Pasivos Estimados	Beneficios a empleados	Pérdidas Fiscales	Cuentas y préstamos por pagar
Diciembre 31, 2016	1,622,930	1,846,692	656,996	477,808	153,750
Gasto del periodo	(879,332)	(4,641)	(22,818)	133,958	14,120
Otros resultados integrales	-	-	739,382	-	-
Diciembre 31, 2017	**743,598**	**1,842,051**	**1,373,560**	**611,766**	**167,870**
Gasto del periodo	(634,407)	116,724	(178,160)	390,296	197,776
Otros resultados integrales	-	-	(33,540)	-	-
Diciembre 31, 2018	**109,191**	**1,958,775**	**1,161,860**	**1,002,062**	**365,646**

Movimiento del impuesto diferido Pasivo	Cuentas y préstamos por cobrar	Obligaciones Financieras	Goodwill	Otros	Total
Diciembre 31, 2016	129,442	18,971	(229,227)	(9,951)	4,667,411
Gasto del periodo	(34,351)	18,665	(84,069)	300,216	(558,252)
Otros resultados integrales	-	-	-	(315,021)	424,361
Diciembre 31, 2017	**95,091**	**37,636**	**(313,296)**	**(24,756)**	**4,533,520**
Gasto del periodo	(15,500)	817,059	(10,765)	(589,004)	94,019
Otros resultados integrales	-	-	-	414,324	380,784
Diciembre 31, 2018	**79,591**	**854,695**	**(324,061)**	**(199,436)**	**5,008,323**

El Grupo compensa los activos y pasivos por impuestos únicamente si tiene un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos corrientes; y en el caso de los activos y pasivos por impuesto diferido, en la medida que además correspondan a impuestos a las ganancias requeridos por la misma jurisdicción fiscal y por la misma autoridad fiscal.

A partir de 2017, las sociedades podrán compensar las pérdidas fiscales obtenidas en el determinado periodo corriente, con las rentas ordinarias que se generen en los 12 períodos gravables siguientes a la obtención de las mencionadas pérdidas fiscales, sin perjuicio de la renta presuntiva del ejercicio.

El activo por impuesto diferido relacionado con las pérdidas fiscales generadas por las sociedades Bioenergy S.A. Ecopetrol Costa Afuera y Andean Chemicals Ltd por valor de $ 70,393, y los excesos de renta presuntiva de Bioenergy S.A., Ecopetrol Costa Afuera, Hocol Petroleum Company, Andean por valor de $ 31,863 no se reconocen, por cuanto la Dirección ha evaluado y llegado a la conclusión de que bajo una posición conservadora no es probable que el activo por impuesto diferido relacionado con estas pérdidas fiscales y excesos de rentas presuntiva sea recuperable en el corto plazo.

Si el Grupo hubiera podido reconocer el activo por impuesto diferido no reconocido, la ganancia por el ejercicio finalizado a 31 de diciembre de 2018 se habría incrementado en $ 102,255.

El impuesto diferido activo reconocido en estados financieros relacionado con los excesos de renta presuntiva y las pérdidas fiscales acumuladas de Refinería de Cartagena y Bioenergy Zona Franca ascienden a la suma de $1,002,063.

La entidad decidió reconocer el monto anterior, toda vez que, cuenta con evidencia convincente que permite la realización del impuesto diferido activo en periodos futuros y apoya su reconocimiento.

Para lo anterior la compañía evaluó la forma en cómo podrá realizar el impuesto diferido activo y para ello se soporta en las rentas líquidas proyectadas de las compañías y en la eliminación de la renta presuntiva a partir del año 2021, contemplada en la Ley 1943/2018.

De conformidad con las disposiciones tributarias aplicables hasta el 31 de diciembre de 2016, los excesos de renta presuntiva y excesos de base mínima generados antes de 2017 en el impuesto sobre la renta y complementarios y en el impuesto sobre la renta para la equidad – CREE, respectivamente, podrán ser compensados con las rentas liquidas ordinarias obtenidas por cada Compañía dentro de los cinco años siguientes, usando para el efecto, la fórmula establecida en el numeral 6, del artículo 290 de la ley 1819 de 2016.

El movimiento del impuesto diferido activo y pasivo a las ganancias por los años terminados al 31 de diciembre es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Saldo inicial	**4,533,520**	**4,667,411**
Impuesto diferido reconocido en el resultado del periodo	94,019	(558,252)
Impuesto diferido reconocido otros resultados integrales (a)	380,784	424,361
Saldo final	**5,008,323**	**4,533,520**

(a) La siguiente es la composición del impuesto a las ganancias registrado contra otros resultados integrales:

	Base	**Impuesto diferido**	**Total**
A 31 de diciembre de 2018			
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	(29,250)	33,540	4,290
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero, de flujo de efectivo para exportaciones de crudo y flujos de efectivo con instrumentos derivados	1,475,144	(397,420)	1,077,724
Ajustes por conversión	-	(16,904)	(16,904)
	1,445,894	**(380,784)**	**1,065,110**

	Base	**Impuesto diferido**	**Total**
Al 31 de diciembre de 2017			
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	2,251,656	(739,382)	1,512,274
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	(667,897)	318,144	(349,753)
Ajustes por conversión		(1,912)	(1,912)
Otros	12,119	(1,211)	10,907
	1,595,878	**(424,361)**	**1,171,516**

Impuesto Diferido (Activo) Pasivos No Reconocidos

Al 31 de diciembre de 2018, no se reconocen activos por impuesto diferido sobre la diferencia entre las bases contables y fiscales asociadas a las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos de Ecopetrol (Base: $2,981,901 millones – Impuesto: $298,190 millones), ya que conforme fue documentado, la Compañía no tiene en el futuro previsible intención de venta de ninguna de estas inversiones.

No hay efectos en el impuesto sobre la renta relacionados con los pagos de dividendos realizados por la Compañía a sus accionistas durante 2018 y 2017.

10.2.1 Impuesto a los dividendos

Sobre las utilidades generadas a partir del año 2017, aplicará a las sociedades y entidades extranjeras retención en la fuente por concepto de dividendos. La tarifa de retención por dividendos es del 5%. De otra parte, el dividendo gravado con el impuesto sobre la renta, tendrá una tarifa del 35%. En este escenario, la retención en la fuente sobre dividendos del 5% aplicará sobre el monto de la distribución gravada, una vez el mismo se haya disminuido con el impuesto sobre la renta a la tarifa del 35%.

Los dividendos no gravados que recibirá la Compañía, no estarán sujetos a retención en la fuente por expresa disposición de la norma que establece los dividendos que se distribuyan dentro de los grupos empresariales debidamente registrados ante la Cámara de Comercio y a entidades descentralizadas, no estarán sujetos a la retención en la fuente por este concepto.

10.2.2 Precios de transferencia

Los contribuyentes del impuesto sobre la renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y ubicadas en zonas francas o con residentes ubicados en países considerados paraísos fiscales, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, considerando para estas operaciones el principio de plena competencia.

Ecopetrol presentó su declaración informativa de precios de transferencia del año gravable 2017 y su correspondiente documentación comprobatoria, así como el reporte país por país para los años 2016 y 2017 y el archivo maestro del año 2017, de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

Por el año gravable 2018, las transacciones efectuadas con vinculados económicos del exterior, así como las condiciones de negocio bajo las cuales se desarrollaron tales operaciones y la estructura general, no variaron significativamente respecto del año anterior. Por esta razón, es posible inferir que dichas transacciones fueron llevadas a cabo de acuerdo con el principio de plena competencia. Se estima que no se requerirán ajustes derivados del análisis de precios de transferencia del año 2018, que impliquen modificaciones en la provisión de renta del año gravable 2018.

10.2.3 Impuesto sobre las ventas (IVA)

A partir del año gravable 2017, la tasa general del impuesto sobre las ventas es del 19% y una tarifa diferencial del 5%, para algunos bienes y servicios de conformidad con el artículo 184 y 185 de la Ley 1819 de 2016. Igualmente, el hecho generador del IVA se amplió a la venta de bienes en general, la venta o concesión de intangibles relacionados con la propiedad industrial y, a la prestación de servicios en Colombia, o desde el exterior, salvo exclusiones expresas de la norma, de conformidad con el artículo 173 de la Ley 1819 de 2016.

Así mismo, esta Ley en su artículo 194 señaló que el término para solicitar los IVAs descontables, será de tres bimestres inmediatamente siguientes al periodo de su causación.

La Ley 1943/2018 estableció que el IVA pagado en la importación, formación, construcción o adquisición de activos fijos reales productivos podrá ser descontado del impuesto sobre la renta. Este IVA no podrá ser tomado simultáneamente como costo o gasto en el impuesto sobre la renta ni será descontable del impuesto sobre las ventas.

10.2.4 Impuesto a la riqueza

La Ley 1739 de 2014 estableció el impuesto a la riqueza para personas naturales y jurídicas cuya posesión al 1 de enero de 2015 sea superior a $ 1,000. La base gravable para las personas jurídicas es el valor del patrimonio bruto poseído al 1 de enero de 2015, 2016, y 2017 menos las deudas a cargo vigentes a las mismas fechas.

La tarifa aplicable dependerá de la base gravable de cada contribuyente y el valor pagado no será deducible ni descontable en el impuesto sobre la renta y complementarios o en el impuesto sobre la renta para la equidad – CREE, ni podrán ser compensados con estos ni con otros impuestos.

Para el año 2018 y siguientes, no hay impuesto a la riqueza, en el caso de las sociedades nacionales. Durante el año 2017, el impuesto a la riqueza a cargo cancelado por el Grupo ascendió a $ 226,778 el cual se reconoció como gasto del ejercicio.

10.2.5 Reforma tributaria

En 2018, el Gobierno Nacional expidió la Ley 1943, con la cual se modificaron ciertos aspectos sustanciales. La tarifa general del impuesto de renta aplicable para sociedades nacionales, establecimientos permanentes y entidades extranjeras será: 2019 – 33%, 2020 – 32%, 2021 – 31% y 2022 y siguientes – 30%.

De otra parte, para los años 2019 y 2020, la tarifa aplicable para efectos de calcular el impuesto sobre la renta bajo el sistema de renta presuntiva será del 1.5% del patrimonio líquido del contribuyente del año inmediatamente anterior. A partir del año 2021 la tarifa aplicable será del 0%.

Se modificó la regla de subcapitalización contenida en el artículo 118-1 del E.T. En este sentido, a partir del año 2019 la regla de subcapitalización sólo será aplicable con respecto a intereses generados en la adquisición de deudas contraídas, directa o indirectamente, con vinculados económicos nacionales o extranjeros. Así mismo se modificó la proporción capital – deuda a 2:1 (anteriormente era 3:1) con lo cual no sólo se podrán deducir intereses generados con ocasión a deudas adquiridas con vinculados económicos cuando el monto total promedio de tales deudas no exceda a dos (2) veces el patrimonio líquido del contribuyente determinado a 31 de diciembre del año gravable inmediatamente anterior.

Impuesto a los dividendos

A partir del 1 de enero de 2019, los dividendos y participaciones pagados o abonados en cuenta provenientes de distribuciones realizadas entre compañías colombianas, estarán sometidos a una retención en la fuente a título del impuesto a los dividendos a una tarifa del 7,5%. De otra parte, si las utilidades con cargo a las cuales se distribuyen los dividendos no estuvieron sujetas a imposición al nivel de la sociedad, dichos dividendos están gravados con el impuesto sobre la renta aplicable en el período de distribución (para el año 2019 la tarifa será del 33%). En este supuesto, la retención del 7,5% aplicará sobre el valor del dividendo una vez disminuido con el impuesto sobre la renta (33% para el año 2019).

La tarifa de retención del 7.5%, se causará sólo en la primera distribución de dividendos entre compañías colombianas y podrá ser acreditada contra el impuesto a los dividendos una vez a cargo del accionista persona natural residente o al inversionista residente en el exterior.

Debe resaltarse que la retención del 7.5% no aplica para: (i) Compañías Holding Colombianas, incluyendo entidades descentralizadas; y (ii) entidades que hagan parte de un grupo empresarial debidamente registrado, de acuerdo con la normativa mercantil.

Impuesto de normalización

Se creó un impuesto a la normalización tributaria por el año 2019, como un impuesto complementario al impuesto sobre la renta y al impuesto al patrimonio, a cargo de los contribuyentes del impuesto sobre la renta que tengan activos omitidos o pasivos inexistentes. Este impuesto se liquidará y pagará en una declaración independiente que será presentada el 25 de septiembre de 2019, la cual, no permite corrección o presentación extemporánea. La tarifa del impuesto de normalización tributaría es del 13% pero podrá reducirse al 50% cuando el contribuyente normalice activos en el exterior y los invierta con vocación de permanencia en el país

Impuesto sobre las ventas

En materia de Impuesto sobre las ventas, se modificó el listado de bienes y servicios excluidos de IVA consagrados en los artículos 424, 426 y 476 del Estatuto Tributario, se adicionó al artículo 437 del Estatuto Tributario, en lo referente a directrices sobre el cumplimiento de deberes formales en materia de IVA por parte de prestadores de servicios desde el exterior y se indicó que la retención de IVA podrá ser hasta del 50% del valor del impuesto, sujeto a reglamentación del Gobierno Nacional. La tarifa de IVA se mantiene en 19%. (Art. 424, Art. 426, Art. 476 Estatuto Tributario)

Procedimiento tributario

En materia de procedimiento existen modificaciones:(i) declaraciones de retención en la fuente que a pesar de ser ineficaces serán título ejecutivo, (ii) notificación electrónica de actos administrativos; y (iii) pago de glosas en pliego de cargos para evitar intereses moratorios y utilizar los corrientes más dos puntos; (iv) eliminación de extensión de la firmeza a tres (3) años adicionales por compensación de pérdidas fiscales.

De igual forma, se incluyó un beneficio de auditoría para los años gravables 2019 a 2020. En virtud de este beneficio, la liquidación privada de los contribuyentes del impuesto sobre la renta y complementarios que incrementen su impuesto neto de renta en por lo menos un porcentaje mínimo del 30%, en relación con el impuesto neto de renta del año inmediatamente anterior, quedará en firme dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de su presentación si no se hubiere notificado emplazamiento para corregir o requerimiento especial o emplazamiento especial o liquidación provisional y , siempre que la declaración sea presentada en forma oportuna y el pago se realice en los plazos establecidos.

Ahora bien si el incremento del impuesto neto de renta es de al menos del 20%, en relación con el impuesto neto de renta del año inmediatamente anterior, la declaración quedará en firme dentro de los doce (12) meses siguientes a la presentación de la declaración si no se hubiere notificado emplazamiento para corregir o requerimiento especial o emplazamiento especial o liquidación provisional y siempre se presente la declaración de manera oportuna y el pago se realice en los plazos establecidos.

El anterior beneficio no aplica para: (i) contribuyentes que gocen de beneficio tributarios en razón a su ubicación en una zona geográfica determinada; (ii) cuando se demuestre que retenciones en la fuente declaradas son inexistentes; (iii) cuando el impuesto neto de renta sea inferior a 71 UVT ($2.433.170 pesos). El término previsto en esta norma no se extiende para las declaraciones de retención en la fuente ni para el impuesto sobre las ventas las cuales se regirán por las normas generales.

11. Otros activos

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Corriente		
Asociados en operaciones conjuntas	519,460	583,656
Anticipos y avances	221,767	115,866
Gastos pagados por anticipado	191,168	103,762
Partes relacionadas (Nota 29)	19,214	7,716
Depósitos judiciales	68,819	69,425
	1,020,428	**880,425**
No corriente		
Fondo de abandono y pensiones (1)	392,084	323,621
Beneficios a empleados	213,645	202,012
Depósitos entregados en administración	147,471	32,748
Anticipos, avances y depósitos	61,556	74,225
Depósitos judiciales y embargos	43,137	43,248
Otros activos	2,837	5,155
	860,730	**681,009**

(1) Corresponde a la participación de Ecopetrol en fiducias constituidas para respaldar costos de abandono de pozos y desmantelamiento de instalaciones, así como el pago de futuras pensiones de jubilación en algunos contratos de asociación.

12. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

El detalle sobre las participaciones, actividad económica, domicilio, área de operaciones e información financiera de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas se encuentra en el Anexo 1.

12.1 Composición y movimientos

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Negocios conjuntos		
Equion Energía Limited	1,392,232	1,106,796
Offshore International Group	727,194	845,325
Ecodiesel Colombia S.A.	41,304	38,383
	2,160,730	**1,990,504**
Menos impairment:		
Equion Energía Limited	(214,935)	(345,757)
Offshore International Group	(346,121)	(539,465)
	1,599,674	**1,105,282**
Asociadas		
Invercolsa S.A.	243,294	223,963
Serviport S.A.	11,212	9,905
Sociedad Portuaria Olefinas	1,368	1,214
	255,874	**235,082**
Menos impairment: Serviport S.A.	(11,212)	(9,904)
	244,662	**225,178**
	1,844,336	**1,330,460**

Movimiento de las inversiones en compañías:

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2018:

	Asociadas	**Negocios conjuntos**	**Total**
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**225,178**	**1,105,282**	**1,330,460**
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	105,908	48,593	154,501
Patrimonio	1,732	125,134	126,866
Dividendos decretados	(86,848)	(3,501)	(90,349)
Impaiment (Nota 16.1.)	(1,308)	324,166	322,858
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**244,662**	**1,599,674**	**1,844,336**

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2017:

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**249,538**	**1,303,156**	**1,552,694**
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	46,669	(13,878)	32,791
Patrimonio	-	(15,899)	(15,899)
Dividendos decretados	(61,125)	(224,835)	(285,960)
Impairment (Nota 16.1.2)	(9,904)	56,738	46,834
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**225,178**	**1,105,282**	**1,330,460**

12.2 Restricciones sobre inversiones

Respecto al proceso jurídico relacionado con las acciones de Inversiones de Gases de Colombia S.A. adquiridas por Fernando Londoño en 1997, Ecopetrol a la fecha de este informe ejerce derechos políticos sobre el 11.59% (del 20.11% que fue adquirido por Fernando Londoño) y Arrendadora Financiera Internacional Bolivariana (AFIB) los ejerce sobre el 8.52%, participación que le fue protegida por la Corte Constitucional vía tutela y que se encuentran en discusión judicial en el proceso ordinario, en sede de casación.

12.3 Información adicional sobre Compañías asociadas y negocios conjuntos

Detalle de activos, pasivos y resultados de las dos principales inversiones en asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre:

	2018		2017	
	Equion Energía Ltd	Offshore International Group	Equion Energía Ltd	Offshore International Group
Estado de situación financiera				
Activo corriente	2,083,614	354,959	909,927	289,618
Activo no corriente	506,133	1,523,549	1,027,986	1,568,395
Total activo	**2,589,747**	**1,878,508**	**1,937,913**	**1,858,013**
Pasivo corriente	550,932	221,606	430,130	192,513
Pasivo no corriente	45,602	885,410	74,247	657,746
Total pasivo	**596,534**	**1,107,016**	**504,377**	**850,259**
Patrimonio	**1,993,213**	**771,492**	**1,433,536**	**1,007,754**
Otra información complementaria				
Efectivo y equivalentes de efectivo	185,762	96,592	170,618	32,490
Pasivos financieros corrientes (Préstamos)	3,176	95,633	2,256	97,960
Pasivos financieros no corrientes (Préstamos)	-	137,708	2,904	214,259

	2018		2017	
	Equion Energía Ltd	**Offshore International Group**	**Equion Energía Ltd**	**Offshore International Group**
Estado de resultados integrales				
Ingresos por ventas	1,490,177	653,054	1,213,692	393,210
Costos de ventas	(755,656)	(585,192)	(793,999)	(508,461)
Gastos de administración y otros	29,136	(353,010)	12,189	(103,340)
Resultado financiero	(3,659)	(21,227)	2,373	(20,264)
Impuesto de renta	(360,675)	(16,594)	(299,659)	60,575
Utilidad neta del periodo	**399,323**	**(322,969)**	**134,596**	**(178,280)**
Otros resultados integrales	**1,136,725**	**-**	**976,371**	**-**
Otra información complementaria				
Dividendos pagados al Grupo	-	-	217,075	-
Depreciación y amortización	511,615	243,601	557,970	232,953

Conciliación entre el patrimonio de las participaciones más significativas y el valor en libros de las inversiones al 31 de diciembre:

	2018	
	Equion Energía Limited	**Offshore International Group**
Patrimonio de la Compañía	**1,993,213**	**771,492**
% Participación de Ecopetrol	51%	50%
Participación en Patrimonio	1,016,539	385,746
Mayor valor de la inversión	160,758	-
Impairment	-	(4,673)
Valor en libros de la inversión	**1,177,297**	**381,073**

	2017	
	Equion Energía Limited	**Offshore International Group**
Patrimonio de la Compañía	**1,433,536**	**1,007,754**
% Participación de Ecopetrol	51%	50%
Participación en Patrimonio	731,103	503,877
Mayor valor de la inversión	29,936	-
Impairment	-	(198,017)
Valor en libros de la inversión	**761,039**	**305,860**

13. Propiedades, planta y equipo

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**42,561,894**	**32,000,049**	**3,792,059**	**7,618,586**	**3,839,355**	**2,806,696**	**92,618,639**
Adquisiciones/capitalizaciones	1,151,966	944,797	1,038,371	147,005	14,909	5,881	3,302,929
Aumento costos de abandono	85,580	209,028	-	-	-	-	294,608
Intereses financieros capitalizados (2)	48,351	34,399	14,853	14,350	6,703	5,316	123,972
Diferencia en cambio capitalizada	4,107	2,922	1,262	1,219	569	451	10,530
Bajas por retiro o venta	(135,468)	(112,171)	(14,723)	(11,997)	(9,763)	(56,734)	(340,856)
Ajuste por conversión	2,324,744	849,868	32,585	100,091	124,903	55,983	3,488,174
Traslados (3)	388,641	420,391	(269,409)	(16,976)	7,900	28,209	558,756
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**46,429,815**	**34,349,283**	**4,594,998**	**7,852,278**	**3,984,576**	**2,845,802**	**100,056,752**
Depreciación acumulada y pérdidas por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(14,750,270)**	**(12,461,626)**	**(553,420)**	**(2,668,562)**	**(39,522)**	**(785,420)**	**(31,258,820)**
Depreciación del periodo	(1,993,497)	(1,465,429)	-	(347,510)	-	(123,792)	(3,930,228)
Pérdidas por impairment (Nota 16)	(752,534)	(311,080)	55,979	(64,279)	5,220	(16,591)	(1,083,285)
Bajas por retiro o venta	116,225	84,217	2,243	8,996	-	40,957	250,395
Ajuste por conversión	(677,901)	(313,311)	-	(27,782)	-	(23,804)	(1,042,798)
Traslados (3)	117,115	(310,561)	(2,243)	(23,386)	-	(4,905)	(221,737)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(17,940,862)**	**(14,777,790)**	**(497,441)**	**(3,122,523)**	**(34,302)**	**(913,555)**	**(37,286,473)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	27,811,624	19,538,423	3,238,639	4,950,024	3,799,833	2,021,276	61,359,819
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	**28,488,953**	**19,571,493**	**4,097,557**	**4,729,755**	**3,950,274**	**1,932,247**	**62,770,279**

(1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre de 2018, incluye principalmente los trabajos ejecutados en producción por facilidades del campo Castilla, facilidades en Cupiagua, facilidades del piloto de inyección aire en campo Chichimene y recuperación secundaria de Yarigui, y en refinación por el proyecto modernización de Barrancabermeja.

(2) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderado de los costos por préstamos. Ver Nota 18 – Préstamos y financiaciones.

(3) Corresponde principalmente a traslados por: i) reconocimiento de contratos de arrendamiento financiero, ii) traslados provenientes de recursos naturales y del medio ambiente.

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**42,608,276**	**29,087,782**	**4,800,147**	**6,911,757**	**3,894,220**	**3,482,439**	**90,784,621**
Adquisiciones/capitalizaciones/(reclasificaciones)	904,854	876,940	(102)	363,836	14,631	203,124	2,363,283
Aumento costos de abandono	51,619	105,097	-	-	-	-	156,716
Intereses financieros capitalizados	38,847	33,875	8,501	6,941	1,027	20,113	109,304
Diferencia en cambio capitalizada	2,636	2,299	577	471	70	672	6,725
Bajas por retiro o venta	(67,326)	(56,147)	(26,991)	(6,539)	(23)	(2,727)	(159,753)
Ajuste por conversión	(136,501)	(49,800)	(13,302)	(4,904)	(7,850)	(3,394)	(215,751)
Traslados (2)	(840,511)	2,000,003	(976,771)	347,024	(62,720)	(893,531)	(426,506)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**42,561,894**	**32,000,049**	**3,792,059**	**7,618,586**	**3,839,355**	**2,806,696**	**92,618,639**
Depreciación acumulada y pérdidas por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**(15,497,144)**	**(9,965,554)**	**(262,597)**	**(2,088,478)**	**(26,852)**	**(674,902)**	**(28,515,527)**
Depreciación del periodo	(1,981,762)	(1,479,792)	-	(416,698)	-	(106,878)	(3,985,130)
Recuperación (pérdidas) por impairment (Nota 16)	1,014,613	316,360	(372,804)	11,538	(7,794)	16,006	977,919
Bajas por retiro o venta	54,244	13,464	-	807	-	2,583	71,098
Ajuste por conversión	15,166	32,729	-	3,929	-	3,803	55,627
Traslados (2)	1,644,613	(1,378,833)	81,981	(179,660)	(4,876)	(26,032)	137,193
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(14,750,270)**	**(12,461,626)**	**(553,420)**	**(2,668,562)**	**(39,522)**	**(785,420)**	**(31,258,820)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	27,111,132	19,122,228	4,537,550	4,823,279	3,867,368	2,807,537	62,269,094
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	**27,811,624**	**19,538,423**	**3,238,639**	**4,950,024**	**3,799,833**	**2,021,276**	**61,359,819**

(1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre del 2017, incluye principalmente los trabajos ejecutados en producción por facilidades del campo Castilla, plan integral de energía eléctrica y recuperación secundaria de Yarigui y en refinación por el proyecto modernización de la refinería.

(2) Corresponden principalmente a traslados a: i) inventarios de materiales de proyectos para uso en la operación, ii) clasificación de la parte intangible de proyectos a recursos naturales y ii) otros.

14. Recursos naturales y del medio ambiente

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso (1)	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**50,183,858**	**2,215,263**	**4,508,808**	**56,907,929**
Adquisiciones/capitalizaciones	3,579,982	(27,839)	1,499,685	5,051,828
Ajuste al valor razonable de participaciones en operaciones conjuntas (2)	(12,065)	-	-	(12,065)
Aumento costos de abandono	-	733,609	34,063	767,672
Bajas por retiro o venta	(79)	(2,080)	(87,953)	(90,112)
Pozos secos (3)	(1,563)	-	(897,361)	(898,924)
Intereses financieros capitalizados (4)	70,186	-	6,675	76,861
Diferencia en cambio capitalizada	5,961	-	567	6,528
Ajuste por conversión	773,678	24,574	75,203	873,455
Traslados	(663,917)	(24,381)	(333,687)	(1,021,985)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**53,936,041**	**2,919,146**	**4,806,000**	**61,661,187**
Amortización acumulada y pérdidas por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(34,014,963)**	**(1,584,701)**	**-**	**(35,599,664)**
Amortización del periodo	(3,471,803)	(196,286)	-	(3,668,089)
Recuperación (perdidas) por impairment (Nota 16)	414,208	(106)	-	414,102
Bajas por retiro o venta	79	-	-	79
Ajuste por conversión	(563,229)	(19,080)	-	(582,309)
Traslados	829,041	21,103	-	850,144
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(36,806,667)**	**(1,779,070)**	**-**	**(38,585,737)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	16,168,895	630,562	4,508,808	21,308,265
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	**17,129,374**	**1,140,076**	**4,806,000**	**23,075,450**

(1) El saldo de inversiones petrolíferas en curso, incluye principalmente inversiones realizadas en los proyectos Purple Angel, Tayrona e hidrocarburos no convencionales. En los campos en desarrollo, las más representativas corresponden a Castilla, piloto Chichimene y re sanción CPO09.
(2) Ajuste en el valor de adquisición de la participación de MCX Exploration USA LLC (ver nota 30.3)
(3) Incluye pozos secos: 1) Ecopetrol America Inc: León 2) Hocol: Payero, Bonifacio y Ocelote.
(4) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderada de los costos por préstamos. Ver Nota 18 – Préstamos y financiaciones.

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso (1)	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**47,079,096**	**2,304,915**	**4,818,124**	**54,202,135**
Adquisiciones/capitalizaciones	2,422,203	59,345	944,857	3,426,405
Adquisición de participación en operaciones conjuntas	141,950			141,950
Ajuste al valor razonable de participación en operaciones conjuntas (Nota 30.3)	451,095	-	-	451,095
Aumento (disminución) costos de abandono	224	(143,241)	25,935	(117,082)
Bajas por retiro o venta	(38,072)	(629)	(214,850)	(253,551)
Pozos secos (2)	-	-	(898,264)	(898,264)
Intereses financieros capitalizados	72,395	-	9,952	82,347
Diferencia en cambio capitalizada	4,913	-	675	5,588
Ajuste por conversión	(62,446)	(573)	(14,504)	(77,523)
Traslados (3)	112,500	(4,554)	(163,117)	(55,171)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**50,183,858**	**2,215,263**	**4,508,808**	**56,907,929**
Amortización acumulada y pérdidas por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**(30,470,415)**	**(1,390,673)**	**-**	**(31,861,088)**
Amortización del periodo	(3,979,179)	(194,140)	-	(4,173,319)
Recuperación (pérdidas) por impairment (Nota 16)	376,934	-	-	376,934
Bajas por retiro o venta	37,808	290	-	38,098
Ajuste por conversión	42,114	245	-	42,359
Traslados (3)	(22,225)	(423)	-	(22,648)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(34,014,963)**	**(1,584,701)**	**-**	**(35,599,664)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	16,608,681	914,242	4,818,124	22,341,047
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	**16,168,895**	**630,562**	**4,508,808**	**21,308,265**

(1) El saldo de inversiones petrolíferas en curso, incluye principalmente inversiones realizadas en los proyectos Purple Angel, Tayrona e hidrocarburos no convencionales. En los campos en desarrollo, las más representativas corresponden a Piedemonte, Castilla y Tibú.

(2) Incluye pozos secos: 1) Ecopetrol S.A.: Kronos, Brama, Siluro y Venus, entre otros, 2) Ecopetrol America Inc: Warrior # 2 y Parmer y 3) Ecopetrol Costa Afuera: Molusco.

(3) Corresponden principalmente a traslados a propiedades, planta y equipo.

15. Intangibles

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**960,556**	**168,552**	**1,129,108**
Adquisiciones	69,442	36,227	105,669
Bajas por retiro o venta	(46,007)	(5,643)	(51,650)
Ajuste por conversión	25,339	2,955	28,294
Traslados	6,390	(4,808)	1,582
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**1,015,720**	**197,283**	**1,213,003**
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(665,415)**	**(83,467)**	**(748,882)**
Amortización del periodo	(75,818)	(15,863)	(91,681)
Bajas por retiro o venta	46,004	5,546	51,550
Ajuste por conversión	(20,501)	(184)	(20,685)
Traslados	3,401	4,041	7,442
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**(712,329)**	**(89,927)**	**(802,256)**
saldo neto al 31 de diciembre de 2017	**295,141**	**85,085**	**380,226**
saldo neto al 31 de diciembre de 2018	**303,391**	**107,356**	**410,747**
Vida útil	**<5años**	**<7años**	

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**784,320**	**138,982**	**923,302**
Adquisiciones	169,545	6,323	175,868
Bajas por retiro o venta	(9,469)	-	(9,469)
Ajuste por conversión	(1,414)	(92)	(1,506)
Traslados	17,574	23,339	40,913
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**960,556**	**168,552**	**1,129,108**
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**(583,680)**	**(67,490)**	**(651,170)**
Amortización del periodo	(89,216)	(18,830)	(108,046)
Bajas por retiro o venta	8,744	-	8,744
Ajuste por conversión	979	-	979
Traslados	(2,242)	2,853	611
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(665,415)**	**(83,467)**	**(748,882)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	200,640	71,492	272,132
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	**295,141**	**85,085**	**380,226**
Vida útil	**< 5 años**	**< 7 años**	

(1) Corresponde principalmente a servidumbres.

16. Impairment de activos a largo plazo

De acuerdo a lo mencionado en la Nota 4.12, cada año el Grupo evalúa si existen indicios de impairment de sus activos y unidades generadoras de efectivo (UGEs) o si se requiere la reversión de un gasto por impairment registrado en periodos anteriores.

El impairment de los activos no corrientes incluye propiedades planta y equipo y recursos naturales, inversiones en compañías, Goodwill y otros activos no corrientes. El Grupo está expuesto a determinados riesgos futuros producto de variaciones en: i) precios del petróleo, ii) márgenes de refinación y de rentabilidad, iii) perfiles de costos, iv) inversión y mantenimiento, v) monto de las reservas recuperables, vi) riesgo de mercado y país que se reflejan en la tasa de descuento y vii) cambios en la regulación local e internacional, entre otros.

Cualquier cambio en las anteriores variables para calcular el monto recuperable de un activo no corriente puede tener un efecto material en el reconocimiento de pérdidas o recuperación de los cargos por impairment. En los segmentos de negocio del Grupo, las variables altamente sensibles pueden incluir, entre otras: i) en exploración y producción, las variaciones en el precio de los hidrocarburos, ii) en refinación, los cambios en los precios del petróleo crudo y productos, la tasa de descuento, los márgenes de refinación, cambios en la regulación ambiental, la estructura de costos y el nivel de inversiones en activos, y iii) en transporte y logística, los volúmenes transportados y los cambios en tarifas y en regulación.

Con base en las pruebas realizadas por el grupo, se presentan las siguientes recuperaciones (gastos) por impairment de activos de largo plazo:

	Al 31 de diciembre de		
(Gasto) recuperación de impairment por segmento	**2018**	**2017**	**2016**
Exploración y producción	807,289	245,611	(109,667)
Refinación y petroquímica	(984,042)	1,067,965	(773,361)
Transporte y logística	(169,851)	59,455	41,062
	(346,604)	**1,373,031**	**(841,966)**
Reconocido en:			
Propiedades, planta y equipo (Nota 13)	(1,083,285)	977,919	(561,738)
Recursos naturales y del medio ambiente (Nota 14)	414,102	376,934	(239,151)
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Nota 12)	322,858	46,834	(41,077)
Otros activos no corrientes	(279)	(28,656)	-
	(346,604)	**1,373,031**	**(841,966)**

16.1. Exploración y producción

	Al 31 de diciembre de		
	2018	**2017**	**2016**
Campos de producción	483,122	188,873	(68,590)
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	324,166	56,738	(41,077)
Otros activos no corrientes	1		
	807,289	**245,611**	**(109,667)**

Campos de producción

En 2018, como resultado de las nuevas variables de mercado, incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se presentó recuperación de impairment reconocido en años anteriores de los campos petróleos que operan en Colombia: Casabe, Provincia, Underriver, Tisquirama y Orito; y en los campos operados en el exterior: Gunflint y K2; y un gasto por impairment principalmente en los campos Tibú y Dina Norte.

En 2017, producto de las nuevas variables de mercado, incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se presentó recuperación de impairment reconocido en años anteriores de los campos petróleos que operan en Colombia CPO09, Casabe y Oripaya; y en los campos operados en el exterior: Gunflitnt, Dalmatian y K2; y un gasto de impairment en los campos Tibú, Underriver, Provincia y Orito, principalmente.

En 2016, como resultado de la revisión de los precios del petróleo a largo plazo, se identificó que algunos impairments reconocidos en años anteriores para los campos de producción podrían recuperarse, debido a una mejora de los escenarios de precios futuros. Los principales campos en los cuales se presentó una recuperación fueron: Chichimene, Caño Sur, Apiay y Llanito. Así mismo, la nueva información técnica y los aspectos operacionales que dieron lugar a cambios en los niveles de inversión causaron un impairment en los campos de Casabe, Tibú, Gunflint y Niscota.

El siguiente es el detalle del gasto (recuperación) por impairment de las unidades generadoras de efectivo relacionas con los campos de producción petroleros por los años terminados al 31 de diciembre:

2018

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos de producción - Colombia			
Recuperación	19,156,326	50,462,080	688,984
Gasto	764,808	405,421	(359,387)
Campos de producción - Exterior			
Recuperación	1,810,618	2,719,086	157,709
Gasto	184,375	180,191	(4,184)
			483,122

2017

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos petroleros en Colombia			
Gasto por impairment	2,172,747	1,588,207	(584,540)
Recuperación por impairment	13,229,212	23,906,828	298,210
Campos operados en el exterior			
Recuperación por impairment	748,510	1,324,010	475,203
			188,873

2016

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos petroleros en Colombia			
Gasto por impairment	5,258,265	4,902,943	(1,117,020)
Recuperación por impairment	17,502,391	36,704,807	1,090,434
Campos operados en el exterior			
Gasto por impairment	688,895	647,272	(42,004)
			(68,590)

La agregación de los activos, para identificar las UGEs es consistente con relación al periodo anterior.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores recuperables incluyen:

- El valor razonable menos los costos de disposición de los activos del segmento de exploración y producción fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la gerencia de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda. La jerarquía de valor razonable es nivel 3.
- Balance de reservas de crudo y gas, además de las reservas probadas incluidas en la Nota 32, las reservas probables y posibles también fueron consideradas ajustadas por diferentes factores de riesgo.
- La tasa de descuento en términos reales fue determinada como el costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) y corresponde a un 7.46% (2017: 8.17%).
- Precio de petróleo – Brent: Las proyecciones incluyen USD$81.4/barril para el primer año, USD$67.6/barril para el mediano plazo y USD$71.4/barril para el largo plazo. En 2017, los supuestos realizados tomaron un precio de USD$52.9/barril para el primer año, USD$72.5/barril promedio para el mediano plazo y USD$81.9/barril a partir de 2030. La proyección de precios internacionales de crudos es realizada por una agencia independiente y especializada en Oil & Gas, la cual tiene en cuenta los actuales escenarios de los acuerdos de cuotas petroleras de la OPEC (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y el impacto de los cambios en especificaciones emitidos por el convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques (Marpol) a partir de 2020 sobre crudos y combustibles con alto contenido de azufre.

Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos, son registradas a través del método de participación. Ecopetrol evalúa si existe alguna evidencia objetiva para determinar si el valor de dichas inversiones se ha deteriorado en el periodo, en especial, aquellas compañías que fueron adquiridas con Goodwill.

Como resultado, Ecopetrol reconoció una (recuperación) gasto por impairment en el valor de sus inversiones en compañías al 31 de diciembre, de la siguiente manera:

	Al 31 de diciembre de		
	2018	**2017**	**2016**
Equion Energía Limited	130,822	19,149	5,626
Offshore International Group	193,344	37,589	(46,703)
	324,166	**56,738**	**(41,077)**

Los supuestos empleados para determinar el valor recuperable de las compañías evaluadas son los descritos en la sección anterior, excepto por la utilización de una tasa de descuento en términos reales en 2018 para Offshore International Group de 8.92% (2017 – 8.61%).

En 2018, los mercados mostraron mejores condiciones con precios y diferenciales que permitieron mejores valores para el pronóstico de producción de crudo y gas. El desempeño operacional y la evolución técnica han contribuido a fortalecer los flujos de efectivo futuros que, a su vez, aportaron a la recuperación del impairment reconocido en años anteriores para Offshore International Group y Equion Energy.

En 2017, debido a nuevas variables de mercado, nuevas reservas, diferenciales de precios frente a los indicadores de referencia y la información técnica y operativa disponible, hubo una recuperación de impairment reconocido en años anteriores para Offshore International Group y Equion Energy.

Para 2016, a pesar de los mejores pronósticos de los precios del petróleo a largo plazo, se presentó un impairment adicional en la inversión en Offshore International Group por la reversión a las autoridades locales de algunos bloques de exploración de bajo potencial prospectivo, alto riesgo geológico y baja viabilidad económica respecto a un nuevo escenario de precios.

16.2. Refinación, petroquímica y biocombustibles

	Al 31 de diciembre de		
	2018	**2017**	**2016**
Refinería de Cartagena	(770,581)	1,434,298	(465,852)
Bioenergy	(213,461)	(92,346)	(307,509)
Refinería de Barrancabermeja	-	(273,987)	-
	(984,042)	**1,067,965**	**(773,361)**

El siguiente es el detalle del gasto (recuperación) por impairment de las unidades generadoras de efectivo del segmento de refinación, petroquímica y biocombustibles:

2018

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Gasto
Refinería de Cartagena	23,411,058	22,640,761	(770,297)
Refinería de Cartagena - Otros activos	-	-	(284)
Bioenergy	774,343	560,882	(213,461)
			(984,042)

2017

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Refinería de Cartagena	20,578,412	22,012,710	1,434,298
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	1,172,773	898,786	(273,987)
Bioenergy	757,741	665,395	(92,346)
			1,067,965

2016

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Gasto
Refinería de Cartagena	21,672,367	21,206,515	(465,852)
Bioenergy	925,955	618,446	(307,509)
			(773,361)

La agregación de los activos, para identificar las UGEs es consistente con relación al periodo anterior.

Refinería de Cartagena

El valor recuperable de la Refinería de Cartagena S.A. (Reficar) se calculó a partir del valor razonable menos costos de disposición, el cual es superior a su valor de uso. El valor razonable menos los costos de disposición, fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la Gerencia del Grupo, los cuales son desarrollados sobre precios de mercado provistos por un tercero, el cual considera variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda de crudos y productos refinados. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados para determinar el valor recuperable incluyeron: i) un margen bruto de refinación determinado con base en el precio del crudo y las perspectivas de precios de los productos proporcionados por un experto externo; ii) una tasa de descuento real de 6.48% (2017 – 6.00%) determinada bajo metodología WACC; iii) condiciones y beneficios actuales, o similares, como usuario industrial de bienes y servicios de zona franca y durante la vigencia de la licencia; iv) nivel de costos y gastos de operación a largo plazo en línea con los estándares internacionales de refinerías de similar configuración y capacidad de conversión, v) volúmenes de cargas de crudo y producción de combustibles, y vi) nivel de inversión continua.

Es relevante mencionar que el negocio de refinación es altamente sensible a la volatilidad de los márgenes y a las variables macroeconómicas implícitas en la determinación de la tasa de descuento, por tanto, cualquier cambio en estos supuestos genera variaciones importantes en el monto de impairment o recuperación calculado.

El impairment registrado para 2018 está explicado por un marcado ajuste en la expectativas del mercado en relación con el impacto que tendrá la implementación de la regulación MARPOL sobre la proyección de márgenes de los productos refinados y el diferencial de crudos livianos y pesados que sirven como materia prima; y cambios macroeconómicos fundamentales que aumentaron la tasa de descuento utilizada para la valoración de los activos de Reficar, asociados principalmente al aumento en la tasa libre de riesgo y mayores primas de riesgo de mercado. Por otro lado, la gestión operacional y los resultados del año permitieron soportar mejoras operacionales incluidas en la proyección que compensan en alguna medida las afectaciones por las variables macroeconómicas.

En 2017, se presentó una recuperación de impairment registrado en periodos anteriores como resultado de: a) una mayor certidumbre en los márgenes de refinación producto de la ratificación de la implementación de Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques (Marpol) a partir de 2020; b) una tasa de descuento más baja; y c) optimizaciones operativas y financieras identificadas como parte de la estabilización de la refinería.

El impairment de 2016 se originó principalmente por el ajuste de las variables operacionales, en función de lo que se observó durante el período de estabilización, compensado con una tasa de descuento más baja y mejores márgenes de refinación.

Bioenergy

El valor recuperable de Bioenergy se calculó con base en el valor razonable menos los costos de disposición, el cual es mayor al valor en uso y corresponde a los flujos de caja futuros descontados después de impuesto a las ganancias. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron a) proyección de los precios etanol con base en proyecciones de especialistas del Grupo y b) una tasa de descuento de 6.97% en términos reales (2017 – 6.23%), determinada bajo metodología WACC.

En 2018, 2017 y 2016, se presenta una pérdida por impairment originada principalmente por la actualización de las fechas de entrada del proyecto, el proceso de estabilización de la planta industrial y la actualización de variables operativas.

Refinería de Barrancabermeja

Durante 2018 se evaluó el Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, el cual se encuentra actualmente suspendido y no se observaron indicios que implicaran el reconocimiento de impairment adicional.

Durante 2017 la Refinería de Barrancabermeja reconoció $273,987 por concepto de impairment, relacionados principalmente con los saldos de la vía Yuma, gestión y cargos financieros capitalizados como parte del proyecto de Modernización de la Refinería, el cual se encuentra actualmente suspendido. Dicha suspensión obedeció a criterios de disciplina de capital definidos para asegurar el crecimiento y la sostenibilidad financiera del Grupo en el contexto adverso que atravesó el sector de hidrocarburos en años anteriores. Este proyecto se encuentra en evaluación dentro del plan estratégico de la Compañía; una vez reactivado el proyecto, cualquier pérdida por impairment reconocida en años anteriores, puede ser sujeto de recuperación.

16.3. Transporte y logística

El valor recuperable de estos activos fue determinado con base en su valor razonable menos costos de disposición, el cual corresponde a los flujos de caja descontados basados en las curvas de producción de hidrocarburos y curvas de transporte de refinados. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron: i) las tarifas reguladas por el Ministerio de Minas y Energía y Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, ii) tasa de descuento real empleada en la valoración fue de 5.60% (2017 – 5.00%) y iii) proyección volumétrica basada en el cierre de volúmenes transportados en 2018 y el balance volumétrico a largo plazo desde el año 2019.

En 2018 el principal impairment registrado fue por $167,917, correspondiente a los sistemas de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Sur, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA) y sus oleoductos aferentes el Oleoducto Mansoyá – Orito (OMO), San Miguel – Orito (OSO), y Churuyaco- Orito (OCHO). Este valor se generó principalmente por una disminución en la proyección del volumen a transportar de los sistemas del sur, y un incremento en la necesidad de inversiones de continuidad para disminuir el riesgo operativo de los sistemas de transporte.

En 2017 se presentó una recuperación de impairment para el segmento de transporte y logística por $59,455 principalmente en el Oleoducto del Sur, que está conformado entre otros, por el Oleoducto Transandino. La recuperación presentada en el año en mención se generó principalmente por un aumento en los flujos del Puerto de Tumaco incluidos en dicha UGE.

La recuperación de $41,062 en 2016 se debió principalmente a la incorporación en el modelo de flujos asociados con el proyecto del sistema San Fernando – Apiay, que afecta el valor recuperable de la línea de transporte Llanos, pero fue compensado con un mayor impairment de la línea de transporte Sur.

17. Goodwill

	2018	2017
Transporte y logística		
Oleoducto Central S.A.	683,496	683,496
Exploración y producción		
Hocol Petroleum Ltd	537,598	537,598
Refinación y petroquímica		
Andean Chemical Limited	127,812	127,812
Propilco S.A.	108,137	108,137
	1,457,043	**1,457,043**
Menos Impairment Hocol Petroleum Ltd	(537,598)	(537,598)
Total	**919,445**	**919,445**

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo evaluó el valor en libros del goodwill generado en la adquisición de compañías controladas. El importe recuperable fue determinado con base en el valor razonable menos costos de disposición usando el valor presente de los flujos de caja futuros para cada una de las compañías adquiridas con crédito mercantil. La fuente de información consideró las proyecciones financieras de cada Compañía derivados de los planes de negocios aprobados por la Gerencia, los cuales son desarrollados sobre factores macroeconómicos de largo plazo como la curvas de precios y márgenes y supuestos fundamentales de oferta y demanda. Como resultado del análisis, el Grupo no identificó la necesidad de reconocer impairment sobre el goodwill.

18. Préstamos y financiaciones

En el Anexo 2 se detallan las principales condiciones de los préstamos más significativos del Grupo Empresarial.

a. Composición de los préstamos y financiaciones

Saldos de los préstamos y financiaciones, que son registrados a su costo amortizado:

	Tasa de interés efectiva A 31 de diciembre		Al 31 de diciembre de	
	2018	2017	2018	2017
Moneda nacional				
Bonos	8.0%	8.9%	1,568,034	1,692,471
Créditos sindicados	7.9%	8.7%	1,439,590	3,307,950
Créditos comerciales y otros (1)	7.6%	7.7%	1,041,151	978,795
			4,048,775	**5,979,216**
Moneda extranjera				
Bonos	5.7%	6.1%	25,599,996	29,166,594
Créditos Refinería de Cartagena (2)	4.4%	4.3%	7,352,002	7,401,781
Créditos comerciales	-	4.3%	-	528,815
Otros (1)	3.1%	-	1,061,872	471,429
			34,013,870	**37,568,619**
			38,062,645	**43,547,835**
Corriente			4,019,927	5,144,504
No corriente			34,042,718	38,403,331
			38,062,645	**43,547,835**

(1) Incluye contratos de leasing financiero para construcción, operación, mantenimiento y transferencia de activos (BOMTs, por sus siglas en inglés).

(2) Corresponde a los créditos comerciales que poseía Refinería de Cartagena S.A. y los cuales fueron asumidos por Ecopetrol a través de asunción voluntaria de la deuda, transacción realizada el 13 de diciembre de 2017.

b. Principales movimientos

Moneda nacional

- El 6 de agosto de 2018, Ecopetrol S.A. realizó el pago anticipado de la totalidad del crédito sindicado celebrado en 2013 con la banca local, cuya amortización se tenía prevista hasta el año 2025. El monto nominal total pagado fue de $1,430,333 millones por concepto de capital, más los intereses causados.

- El 27 de agosto de 2018, venció el bono local serie 5Y emitido en el año 2013. El monto nominal total pagado fue de $120,950 millones.

Moneda extranjera

- El 13 de abril de 2018, Ecopetrol S.A. pagó anticipadamente la totalidad del bono internacional que emitió en 2013 con vencimiento a 5 años; el valor pagado fue de USD$354 millones, incluidos intereses causados.

- El 6 y 25 de julio de 2018, Ecopetrol S.A. realizó el pago anticipado de la totalidad de los créditos celebrados en 2013 con la banca internacional, garantizados por el Export-Import Bank de Estados Unidos, y cuya amortización se tenía prevista hasta el año 2023. El monto nominal total pagado fue de USD$156 millones por concepto de capital, más los intereses causados.

- El 20 de septiembre de 2018, Ecopetrol S.A. suscribió una línea de crédito comprometida por USD$665 millones, con Scotiabank (USD$430 millones) y Mizuho Bank (USD$235 millones). Bajo esta modalidad de crédito, los bancos se comprometen a desembolsar los recursos cuando Ecopetrol S.A. lo requiera, bajo los términos y condiciones previamente acordados entre las partes. La línea de crédito comprometida tiene dos (2) años de disponibilidad para desembolsos, con las siguientes condiciones: (i) capital amortizable al vencimiento en un plazo de 5 años a partir de la fecha de suscripción del contrato y (ii) una tasa de interés de Libor (6M) + 125 puntos básicos y una comisión de 30 puntos básicos anuales sobre el capital no desembolsado durante el periodo de disponibilidad. Esta facilidad sólo incrementaría el nivel de endeudamiento del Grupo en el momento en que se realicen desembolsos.

- El día 27 de diciembre de 2018, Ecopetrol S.A. pagó anticipadamente la totalidad del bono internacional a 10 años emitido en 2009, el valor pagado fue de USD$1.587 millones, incluidos intereses causados.

c. Perfil de vencimientos

Los siguientes son los vencimientos de los préstamos al 31 de diciembre de 2018:

	Hasta 1 año (i)	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	116,693	842,514	362,446	246,381	1,568,034
Créditos sindicados	406,582	1,033,008	-	-	1,439,590
Créditos comerciales y otros	120,069	491,781	270,920	158,381	1,041,151
	643,344	**2,367,303**	**633,366**	**404,762**	**4,048,775**
Moneda extranjera					
Bonos	1,374,390	10,605,708	8,664,732	4,955,166	25,599,996
Créditos Refinería de Cartagena	1,116,370	4,061,541	2,174,091	-	7,352,002
Otros	885,823	136,574	39,475	-	1,061,872
	3,376,583	**14,803,823**	**10,878,298**	**4,955,166**	**34,013,870**
	4,019,927	**17,171,126**	**11,511,664**	**5,359,928**	**38,062,645**

(i) Incluye créditos de corto plazo y porción corriente de la deuda de largo plazo, según aplique.

Los siguientes son los vencimientos de los préstamos al 31 de diciembre de 2017:

	Hasta 1 año (1)	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	253,172	742,512	322,956	373,831	1,692,471
Crédito sindicado	739,348	2,009,420	559,182	-	3,307,950
Otros	98,729	415,599	308,121	156,346	978,795
	1,091,249	**3,167,531**	**1,190,259**	**530,177**	**5,979,216**
Moneda extranjera					
Bonos	2,651,174	9,948,238	12,018,813	4,548,369	29,166,594
Créditos Refinería de Cartagena	958,918	3,635,848	2,807,015	-	7,401,781
Créditos comerciales	153,873	315,849	59,093	-	528,815
Otros	289,290	119,014	63,125	-	471,429
	4,053,255	**14,018,949**	**14,948,046**	**4,548,369**	**37,568,619**
	5,144,504	**17,186,480**	**16,138,305**	**5,078,546**	**43,547,835**

d. Clasificación según tipo de interés

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
Moneda nacional		
Tasa fija	252,224	143,156
Tasa variable	3,796,551	5,836,060
	4,048,775	**5,979,216**
Moneda extranjera		
Tasa fija	31,432,667	35,062,742
Tasa variable	2,581,203	2,505,877
	34,013,870	**37,568,619**
	38,062,645	**43,547,835**

Los intereses de los bonos en moneda nacional están indexados al IPC (Índice de Precios al Consumidor) y los créditos bancarios y leasing a tasa variable en pesos colombianos están indexados a la DTF (Depósitos a Término Fijo) e IBR (Indicador Bancario de Referencia), más un diferencial. Los intereses de los préstamos en moneda extranjera se calculan con base en la tasa LIBOR más un diferencial y los intereses de los otros tipos de deuda son a tasa fija.

e. Deuda en moneda extranjera designada como instrumento de cobertura

Al 31 de diciembre de 2018, Ecopetrol S.A. tiene designados USD$6,500 millones de la deuda en moneda extranjera como instrumento de cobertura; de los cuales, USD$5,200 millones corresponden a la cobertura de inversiones en compañías con moneda funcional dólar y USD$1,300 millones a la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo. Ver Nota 28 – Gestión de riesgos.

f. Garantías y covenants

El financiamiento obtenido por Ecopetrol S.A. en los mercados de capital no tiene garantías otorgadas ni restricciones de convenants financieros.

Hasta el 13 de diciembre de 2017, producto de la asunción voluntaria del crédito internacional que tenía Refinería de Cartagena S.A. por parte de Ecopetrol S.A, en su calidad de sponsor, aplicaron las restricciones con relación a compromisos financieros de mantener un índice de cobertura del servicio mínimo de la deuda de 1.35: 1 en ciertos momentos de la vida del préstamo por parte de Refinería de Cartagena S.A., así como la obligación de tener un fideicomiso comercial y un contrato de depositario y de seguridad para recibir los recursos de la nueva refinería para cumplir propósitos específicos tales como gastos de operación, intereses y otros.

Existen ciertas garantías y restricciones en los siguientes créditos comerciales nacionales adquiridos por las subsidiarias de Ecopetrol, las cuales se han cumplido al 31 de diciembre del 2018 y 2017 así:

- El crédito adquirido por Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. se encuentra garantizado con los derechos económicos de los contratos de transporte ship or pay firmados con Frontera Energy Colombia Corp. (antes Meta Petroleum Corp.) y contiene algunas restricciones en cuanto a aportes de capital y disposición de activos.

- El crédito sindicado adquirido por Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. establece como requisito que esta subsidiaria mantenga una relación establecida de apalancamiento y solvencia y flujo de caja/servicio a la deuda.

- El crédito adquirido por Bioenergy con Bancolombia se encuentra garantizado con predios denominados La Esperanza 1 y 2 por $6,343 y existen ciertas restricciones en la variación de propiedad directa o indirecta por parte de Ecopetrol S.A. en esta subsidiaria.

g. Valor razonable

El valor razonable de las obligaciones financieras es de $38,305,674 y $45,781,317 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

Para la medición a valor razonable, los bonos en moneda local fueron valorados utilizando los precios de referencia de Infovalmer, mientras que para los bonos denominados en dólares se tomó como fuente Bloomberg. Respecto a las demás obligaciones financieras para las que no existe un referente de mercado se utilizó una técnica de descuento a valor presente. Las tasas de descuento incorporan el riesgo de mercado mediante algún referente (Libor) y el riesgo de crédito del Grupo (spread).

h. Movimiento de la deuda financiera neta

	Efectivo y equivalentes	Otros activos financieros	Préstamos y financiaciones	Deuda financiera neta
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**8,410,467**	**6,686,895**	**(52,222,027)**	**(37,124,665)**
Flujo de efectivo	(174,272)	(564,755)	11,259,492	10,520,465
Diferencia en cambio				
Registrada en el resultado del periodo	(290,310)	208,394	147,993	66,077
Registrada en el otro resultado integral	-	-	70,958	70,958
Costo financiero registrado a proyectos	-	-	(203,964)	(203,964)
Ingreso (costo) financiero reconocido en resultados	-	104,706	(2,385,994)	(2,281,288)
Ajuste por conversión	-	39,628	(76,171)	(36,543)
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo	-	58,857	(138,122)	(79,265)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**7,945,885**	**6,533,725**	**(43,547,835)**	**(29,068,225)**
Flujo de efectivo	(2,040,386)	843,612	11,363,077	10,166,303
Diferencia en cambio				
Registrada en el resultado del periodo	406,245	920,609	(816,840)	510,014
Registrada en el otro resultado integral	-	-	(2,165,569)	(2,165,569)
Costo financiero registrado a proyectos	-	-	(217,891)	(217,891)
Costo financiero reconocido en resultados	-	92,906	(2,399,414)	(2,306,508)
Ajuste por conversión	-	(245,958)	(203,446)	(449,404)
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo	-	2,921	(74,727)	(71,806)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**6,311,744**	**8,147,815**	**(38,062,645)**	**(23,603,086)**

19. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Corriente		
Proveedores	6,878,510	5,088,957
Anticipos asociados	874,010	880,420
Retención en la fuente	246,867	376,169
Seguros y reaseguros	211,883	121,555
Entes relacionados (Nota 29)	116,418	129,520
Acuerdos en contratos de transporte (1)	210,196	91,324
Dividendos por pagar	84,657	3,723
Depósitos recibidos de terceros	36,655	25,523
Acreedores varios	286,594	251,016
	8,945,790	**6,968,207**

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar es muy cercano a su valor razonable debido a su naturaleza mayoritaria de corto plazo.

(1) Corresponde al valor de la deuda por acuerdos pactados en los contratos de transporte por oleoductos y poliductos, calculados en la compensación volumétrica por calidad y otros acuerdos de manejo de inventarios.

20. Provisiones por beneficios a empleados

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Beneficios post-empleo		
Salud	5,507,784	5,367,005
Pensión	1,452,322	1,327,859
Educación	479,945	502,260
Bonos	331,064	348,442
Otros planes	82,576	77,636
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	137,859	155,286
	7,991,550	**7,778,488**
Prestaciones sociales y salarios	521,802	485,939
Otros beneficios	93,199	67,867
	8,606,551	**8,332,294**
Corriente	1,816,882	1,829,819
No corriente	6,789,669	6,502,475
	8,606,551	**8,332,294**

20.1 Movimiento de las obligaciones actuariales

	Pensión y bonos (1)		Otros		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Pasivos por beneficios post-empleo						
Saldo inicial	**14,147,464**	**12,463,433**	**6,105,432**	**5,041,133**	**20,252,896**	**17,504,566**
Costo del servicio actual	-	-	77,373	52,164	77,373	52,164
Costo del servicio pasado	-	-	50,489	-	50,489	-
Costos por intereses	888,583	872,524	377,923	350,060	1,266,506	1,222,584
(Pérdidas) ganancias actuariales	(56,655)	1,621,184	(27,651)	1,012,205	(84,306)	2,633,389
Beneficios pagados	(847,449)	(809,677)	(371,448)	(350,130)	(1,218,897)	(1,159,807)
Saldo final	**14,131,943**	**14,147,464**	**6,212,118**	**6,105,432**	**20,344,061**	**20,252,896**
Activos del plan						
Saldo inicial	**12,471,163**	**12,123,175**	**3,245**	**2,473**	**12,474,408**	**12,125,648**
Rendimiento de los activos	780,494	848,677	170	385	780,664	849,062
Aportes a los fondos	-	-	371,893	22,465	371,893	22,465
Beneficios pagados	(847,449)	(809,677)	(371,448)	(22,078)	(1,218,897)	(831,755)
(Pérdidas) ganancias actuariales	(55,651)	308,988	94	-	(55,557)	308,988
Saldo final	**12,348,557**	**12,471,163**	**3,954**	**3,245**	**12,352,511**	**12,474,408**
Pasivo neto	**1,783,386**	**1,676,301**	**6,208,164**	**6,102,187**	**7,991,550**	**7,778,488**

(1) No existe costo por el servicio de pensiones y planes de pensiones, debido a que los beneficiarios fueron retirados al 31 de julio de 2010.

Movimiento en los resultados y otros resultados integrales, por los años finalizados al 31 de diciembre:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Resultado del periodo		
Intereses, neto	485,842	373,522
Costo del servicio actual	77,373	52,164
Costo del servicio pasado	50,489	-
Remediciones	503	13,889
	614,207	**439,575**
Otros resultados integrales		
Educación y cesantías	45,509	(203,779)
Pensión y bonos	1,003	(1,312,195)
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	93	(3)
Salud	(17,356)	(794,535)
	29,249	**(2,310,512)**
Impuesto diferido	(33,539)	762,468
	(4,290)	**(1,548,044)**

20.2 Activos del plan

Los activos del plan están representados por los recursos entregados a patrimonios autónomos Pensionales para el pago del pasivo pensional de las obligaciones por mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación está a cargo del Grupo. La destinación de los recursos de los patrimonios autónomos, así como sus rendimientos, no puede cambiarse de destinación ni restituirse al Grupo hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones.

Composición de los activos del plan por tipo de inversión:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Títulos emitidos por el Gobierno Nacional	4,307,972	4,349,400
Bonos deuda privada	2,910,071	2,967,030
Otros moneda local	2,219,634	2,340,825
Otros bonos públicos	1,014,663	1,149,200
Renta variable	653,828	605,380
Bonos deuda pública externa	554,685	558,920
Otros moneda extranjera	691,658	503,653
	12,352,511	**12,474,408**

El 47.4% del saldo de los activos del plan corresponde a nivel de jerarquía 1 de valor razonable y el 52.6% están bajo nivel de jerarquía 2.

El valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando el precio cotizado en los mercados de activos. El Grupo obtiene estos precios por intermedio de proveedores de datos financieros confiables reconocidos en Colombia o en el extranjero dependiendo de la inversión.

Para los títulos emitidos en moneda local, el valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando la información publicada por Infovalmer. De acuerdo con su metodología, los precios pueden ser calculados a partir de información de mercado del día de valoración o estimados a partir de insumos históricos de acuerdo a los criterios establecidos para el cálculo de cada uno de los tipos de precios.

El precio promedio es calculado principalmente del mercado más representativo de las transacciones llevadas a través de plataformas electrónicas aprobadas y supervisadas por el regulador.

Por otro lado, el precio estimado se calcula para las inversiones que no reflejan la información suficiente para estimar un precio promedio de mercado, replicando los precios cotizados para activos similares o precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa. Este precio estimado también está dado por Infovalmer como resultado de la aplicación de metodologías robustas aprobadas por el regulador financiero y ampliamente utilizado por el sector financiero.

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con los patrimonios autónomos:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
AAA	4,683,190	4,870,932
Nación	4,364,188	4,471,274
AA+	860,905	690,391
BBB-	426,743	192,636
BAA3	310,788	45,699
F1+	249,361	230,321
BBB	193,579	246,795
BRC1+	89,211	118,008
BBB+	86,040	159,103
A	62,754	39,048
AA-	60,382	18,770
AA	28,367	58,234
BAA1	21,395	5,296
A3	17,075	29,098
BAA2	-	371,972
Otras calificaciones	55,768	50,784
Sin calificación disponible	842,765	876,047
	12,352,511	**12,474,408**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 28.2.

20.3. Supuestos actuariales

Supuestos actuariales utilizados para determinar el valor presente de la obligación por beneficios definidos utilizados para los cálculos actuariales al 31 de diciembre:

2018	**Pensión**	**Bonos**	**Salud**	**Educación**	**Otros beneficios (1)**
Tasa de descuento	6.75%	6.50%	7.00%	6.75%	5.87%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	5.10% / 4.70%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	7.00%	4.00%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

2017	**Pensión**	**Bonos**	**Salud**	**Educación**	**Otros beneficios (1)**
Tasa de descuento	6.50%	6.25%	6.50%	5.50%	5.51%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	4.75% / 4.25%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	6.00%	4.00%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

N/A: No es aplicable para este beneficio

(1) Tasa de descuento promedio ponderada.

La tendencia del costo es el incremento proyectado para el año inicial y la tasa incluye la inflación esperada.

La tabla de mortalidad usada para los cálculos fue la tabla de rentistas para hombres y mujeres tomando la experiencia obtenida para el periodo 2005-2008 del Instituto Colombiano de Seguridad Social.

20.4 Perfil de vencimientos de la obligación

Los flujos de caja futuros para pago de las obligaciones post-empleo son los siguientes:

Periodo	Pensión y bonos	Otros beneficios	Total
2019	914,959	366,866	1,281,825
2020	939,158	373,953	1,313,111
2021	962,651	381,734	1,344,385
2022	973,491	387,940	1,361,431
2023	996,864	397,555	1,394,419
2024 y ss	5,434,882	2,104,259	7,539,141

20.5. Análisis de sensibilidad de pasivos y activos actuariales

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el efecto de esos posibles cambios sobre la obligación por beneficios definidos, manteniendo los demás supuestos constantes, al 31 de diciembre de 2018:

	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento					
-50 puntos básicos	13,896,668	1,030,073	5,907,754	500,234	229,859
+50 puntos básicos	12,449,997	956,984	5,152,929	461,725	219,178
Tasa de inflación					
-50 puntos básicos	12,395,671	955,640	N/A	N/A	139,854
+50 puntos básicos	13,951,861	1,031,197	N/A	N/A	143,807
Tasa de incremento de salarios					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	78,849
+50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	86,509
Tasa tendencia del costo					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	5,155,141	461,296	N/A
+50 puntos básicos	N/A	N/A	5,902,319	500,566	N/A

N/A: No es aplicable para este beneficio.

20.6. Plan de retiro voluntario

En agosto de 2016, se ofreció un plan de retiro voluntario a 200 trabajadores que cumplieran con determinados requisitos. Al 31 de diciembre de 2018, 137 personas se encuentran acogidas a este plan con un costo asociado de $137,859 (2017 - $ 155,286). Este plan incluye beneficios de renta mensual, educación y salud hasta que el empleado logre su pensión de jubilación.

20.7. Pasivo pensional fiscal

La siguiente es la comparación entre la obligación por pasivos pensionales (pensiones y bonos) determinada bajo el marco normativo NCIF y el fiscal:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Pasivo pensional bajo NCIF	14,131,943	14,147,464
Pasivo pensional fiscal	14,226,333	13,901,509
Diferencia	**(94,390)**	**245,955**

La diferencia entre el saldo del pasivo pensional bajo NICF y fiscal se genera principalmente por la tasa de descuento, la cual para efectos fiscales es establecida por ley y bajo NICF calculada según la política contable 4.14 – Beneficios a empleados.

Los supuestos utilizados en cada año fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre de	
Variable (1)	**2018**	**2017**
Tasa de interés técnico	4.00%	4.00%
Tasa de descuento nominal	9.29%	9.97%
Tasa de incremento pensional	5.09%	5.74%
Tasa de inflación	5.09%	5.74%
Mortalidad	RV08	RV08

(1) Los supuestos del cálculo actuarial NCIF pueden verse en la Nota 20.3

21. Provisiones y contingencias

	Costos de abandono y desmantelamiento	Litigios	Otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**5,527,324**	**182,966**	**827,159**	**6,537,449**
Aumento costos de abandono	1,062,280	-	-	1,062,280
Adiciones	71,015	61,851	174,780	307,646
Utilizaciones	(182,130)	(114,647)	(100,215)	(396,992)
Costo financiero	186,518	-	-	186,518
Ajuste por conversión	54,610	(2,368)	10,983	63,225
Traslados	(342)	143	(5,915)	(6,114)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**6,719,275**	**127,945**	**906,792**	**7,754,012**
Corriente	549,678	88,623	176,108	814,409
No corriente	6,169,597	39,322	730,684	6,939,603
	6,719,275	**127,945**	**906,792**	**7,754,012**
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**5,064,660**	**209,932**	**643,278**	**5,917,870**
Aumento costos de abandono	39,634	-	-	39,634
Adiciones (recuperaciones)	110,587	(19,185)	106,532	197,934
Utilizaciones	(66,469)	(7,742)	(19,613)	(93,824)
Costo financiero	379,891	-	(367)	379,524
Ajuste por conversión	(979)	(39)	718	(300)
Traslados	-	-	96,611	96,611
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**5,527,324**	**182,966**	**827,159**	**6,537,449**
Corriente	**199,824**	**159,881**	**199,123**	**558,828**
No corriente	5,327,500	23,085	628,036	5,978,621
	5,527,324	**182,966**	**827,159**	**6,537,449**

21.1. Costos de abandono y desmantelamiento

El pasivo estimado por costos de abandono corresponde a las obligaciones futuras que tiene el Grupo de restaurar las condiciones ambientales de manera similar a las existentes antes del inicio de proyectos o actividades, de acuerdo a lo descrito en la política 3.5 – Abandono de campos y otras facilidades. Por tratarse de obligaciones a largo plazo, este pasivo se estima proyectando los pagos futuros esperados y descontando a valor presente con una tasa referenciada a las obligaciones financieras del Grupo, teniendo en cuenta la temporalidad y riesgos de esta obligación. Las tasas de descuento utilizadas en la estimación de la obligación al 31 de diciembre de 2018 fueron: Producción 3.54%, Transporte 3.69% y Refinación 3.84 Para 2017, las tasas de descuento reales equivalentes fueron: Producción 3.34%, Transporte 3.43% y Refinación 3.77%

21.2. Litigios

El siguiente cuadro detalla los principales litigios reconocidos en el estado de situación financiera consolidado, cuyas expectativas de pérdidas son de alta probabilidad y podrían implicar una salida de recursos al 31 de diciembre:

Pretensiones	2018	2017
Controversia por incumplimiento de contrato con las firmas Consulting Group e Industrial Consulting SAS, con la Refinería de Cartagena.	15,541	-
Perjuicios a terceros en razón a servidumbre de hidrocarburos en inmueble cercano a la Refinería de Cartagena.	11,019	11,019
Demanda presentada por un grupo de personas que afirman ser víctimas del incidente en Machuca, Municipio de Segovia – Antioquia contra Oleoducto Central Ocensa S.A.	9,410	9,410
Provisión para el pago de la prima del contrato de estabilidad jurídica 2016 con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en Refinería de Cartagena – Pago realizado en el año 2018	-	64,104
Litigio con Schrader Camargo, proveedor de Refinería de Cartagena. En el año 2018 se llegó a un acuerdo de pago.	-	17,003

21.3. Contingencias ambientales y otros

Corresponde principalmente a contingencias por incidentes ambientales y obligaciones de compensación ambiental e inversión forzosa del 1% por el uso, aprovechamiento o afectación de los recursos naturales impuestas por las autoridades ambientales nacionales, regionales y locales. La inversión forzosa del 1% se genera en proyectos que requieren licencia ambiental y hacen uso del agua tomada directamente de fuentes naturales de acuerdo con lo establecido en la Ley 99 de 1993, artículo 43, el Decreto 1900 de 2006, el Decreto 2099 de 2017 y 075 y 1120 de 2018 con relación a los proyectos y operaciones que Ecopetrol desarrolla en las regiones.

El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, expidió en diciembre de 2016 y en enero de 2017 los Decretos 2099 y 075, mediante los cuales modifica el Decreto Único Reglamentario del sector ambiente y desarrollo sostenible, Decreto 1076 de 2015, en lo relacionado con la inversión forzosa del 1% por la utilización del agua tomada directamente de fuentes naturales.

Los principales cambios que establecieron estos decretos se dieron con relación a las áreas de implementación, líneas de inversión y la base de liquidación de las obligaciones. Igualmente, se definió el 30 de junio de 2017 como fecha máxima para modificar los planes de inversión que se encuentran en ejecución.

El 30 de junio de 2017, Ecopetrol radicó ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) ciertos planes de inversión del 1% para acogerse a los nuevos decretos, con relación a las líneas de inversión, manteniendo la base de liquidación del Decreto 1900.

Al 31 de diciembre de 2018 la provisión para inversión forzosa del 1% por el uso del agua se estimó con base en los parámetros establecidos en el Decreto 1076 de 2015. El Grupo se encuentra en proceso de análisis del impacto de la aplicabilidad de las modificaciones establecidas en los mencionados decretos.

21.4. Contingencias

Oleoducto Central Ocensa S.A.

Durante 2017, Oleoducto Central Ocensa. S.A. (Ocensa) reconoció una provisión, para atender una probable pérdida por los resultados que se pudieran derivar del proceso arbitral iniciado por Frontera Energy Colombia Corp., Sucursal Colombia (Frontera), dicho proceso arbitral, finalizó el 12 de julio de 2018, como consecuencia de la aprobación por parte del Tribunal Arbitral del acuerdo conciliatorio alcanzado por las partes, en virtud del cual se revisó la tarifa de transporte estándar y condiciones monetarias de los contratos de transporte suscritos el 29 de julio de 2014 para la capacidad ampliada resultante del Proyecto P135, extendiendo a su vez sus efectos desde el 1 de julio de 2017 (fecha efectiva de los contratos de transporte). En la misma fecha, 12 de julio de 2018, las partes suscribieron el correspondiente otrosí a los contratos de transporte vigentes, reflejando las modificaciones contenidas en el acuerdo conciliatorio aprobado.

Asimismo, con aquellos remitentes del Proyecto P135 que aceptaron la oferta vinculante extendida por Ocensa en atención a los principios de la Resolución No72146 del 2014, se suscribió un acuerdo de transacción y el respectivo otrosí modificatorio a los contratos de transporte, en iguales o equivalentes condiciones a las contenidas en el acuerdo conciliatorio y otrosíes con Frontera. En relación al proceso arbitral convocado por Vitol Colombia C.I. S.A.S., las partes solicitaron de mutuo acuerdo al Tribunal Arbitral cesar sus funciones como consecuencia del acuerdo de transacción logrado el 23 de julio de 2018. Esta solicitud fue aceptada por parte del Tribunal en audiencia del 8 de agosto de 2018, poniendo fin al proceso arbitral.

Los acuerdos de conciliación y transacción suscritos establecieron la obligación de los remitentes de cesar en sus acciones administrativas o judiciales en curso y abstenerse de promover en el futuro nuevas reclamaciones.

En consecuencia, Ocensa concilió y ajustó las cuentas por cobrar y por pagar que se tenían entre las partes y se emitieron las notas crédito para reflejar los saldos a favor de los remitentes. El reconocimiento en los estados financieros generó un movimiento de la provisión y su correspondiente efecto en otros ingresos operativos consolidados por $56,122, aunado a la disminución del ingreso de actividades ordinarias al 31 de diciembre por las notas crédito emitidas.

Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

Durante julio de 2018, los remitentes Frontera Energy Colombia Corp. (“Frontera”), Canacol Energy Colombia S.A.S. (“Canacol”) y Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. (“Vetra” , y conjuntamente con Frontera y Canacol, los “Remitentes”) enviaron comunicaciones a Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (“Bicentenario”) donde manifiestan dar por terminado de forma

anticipada los Contratos de Transporte Ship or Pay celebrados en el año 2012 (los "Contratos de Transporte"). Bicentenario ha rechazado los términos de las comunicaciones señalando que no hay lugar a una terminación anticipada y ha reiterado a los Remitentes que los Contratos de Transporte se encuentran vigentes y que sus obligaciones deben ser oportunamente cumplidas.

Bajo el convencimiento de Bicentenario que los Contratos de Transporte continúan vigentes y que los Remitentes continuaron incumpliendo sus obligaciones bajo los mismos, Bicentenario constituyó en mora a los Remitentes por el no pago de las cuentas de cobro por concepto del servicio de transporte y ejecutó las cartas de crédito stand by, previstas como garantías en los Contratos de Transporte.

El 19 de octubre de 2018, Bicentenario notificó a Frontera de la existencia de una "Controversia" en los términos de la Cláusula 20 de los respectivos Contratos de Transporte y dio inicio a la etapa de arreglo directo prevista en la mencionada Cláusula. Dicha etapa terminó el 19 de diciembre de 2018, sin que se alcanzara a un acuerdo para dirimir la Controversia. Así mismo, el 1 de noviembre de 2018, Bicentenario notificó a Vetra y Canacol de la existencia de una "Controversia" en los términos de la Cláusula 20 del respectivo Contrato de Transporte y dio inicio a la etapa de arreglo directo prevista en la mencionada Cláusula. La etapa de arreglo directo continúa al 31 de diciembre de 2018.

Bicentenario ejercerá sus derechos en los términos de los Contratos de Transporte y sus acuerdos relacionados para garantizar su cumplimiento y reclamar cualquier compensación, indemnización o restitución derivada de la alegada terminación anticipada de dichos contratos y otros incumplimientos.

Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

En julio de 2018, Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS ("Cenit") recibió de parte de Frontera, Vetra y Canacol notificación de terminación de los contratos de transporte de crudo Ship or Pay, celebrados respecto del oleoducto Caño Limón - Coveñas (de propiedad de Cenit).

Con relación a lo anterior, CENIT emitió una comunicación el 17 de julio 2018 en la que se manifiesta que no se ha configurado el supuesto de hecho previsto en la cláusula 13.3 de los contratos en mención, para que Energy tenga la potestad contractual de decidir su terminación anticipada. En la misma comunicación CENIT manifiesta que continuará facturando y cobrando los servicios de transporte establecidos en los contratos mencionados, considerando que los mismos siguen vigentes por lo que Frontera debe cumplir con las obligaciones asumidas en cada uno de ellos.

El 29 de noviembre la Compañía, interpuso demanda arbitral contra Frontera por la terminación anticipada de los contratos de transporte Ship or Pay por el Oleoducto Caño Limón – Coveñas alegada por parte de Frontera así como por un desacuerdo tarifario originado en la oposición manifestada por el Grupo Frontera frente a la aplicación de las tarifas fijadas por el Ministerio de Minas y Energía para el periodo 2015-2019.

21.5. Detalle de los procesos judiciales no provisionados

A continuación se presenta un resumen de los principales pasivos contingentes que no han sido reconocidos en el estado de situación financiera consolidado dado que su ocurrencia no es probable:

Pretensiones	2018	2017
Responsabilidad administrativa y patrimonial por atentado terrorista perpetuado en el año 2015 contra el Oleoducto Transandino.	500,000	-
Acción de grupos que reclaman perjuicios derivados de la contaminación que ha ocasionado el atentado contra el oleoducto Transandino en el año 2015.	358,201	-
Daños ambientales por atentado terrorista perpetuado en 2015 contra el oleoducto Transandino.	209,220	209,220
Rompimiento del equilibrio económico y financiero con contratista para la construcción de sistema de transporte.	110,266	110,266
Incumplimiento de contrato y reconocimiento de reajustes salariales y otras pretensiones relacionadas con un proveedor de servicios de ingeniería.	85,198	-
El 14 de marzo de 2016 se presentó demanda por incumplimiento en la liquidación del contrato entre Konidol y Ecopetrol que generaron sobrecostos en el contrato de mantenimiento.	62,131	62,131
Reajustes salariales a los valores establecidos por Ecopetrol para el personal relacionado con contrato suscrito con un tercero para el montaje y construcción de facilidades de superficie para proyectos de producción y exploración.	60,313	60,313
Desequilibrio contractual con un proveedor de mantenimiento técnico.	51,429	-
Desequilibrio contractual con un tercero que provee servicios de montaje y construcción de facilidades de superficie para proyectos de exploración y producción.	35,741	-
Desequilibrio contractual con un tercero en relación con obras de conexión vial.	31,679	31,679
Incumplimiento de ciertas obligaciones pactadas en contrato con proveedor para la construcción y montaje de tanques.	31,213	-
Controversial contractual con un tercero en relación con servicio de adquisición y procesamiento de programa sísmico.	30,000	30,000

21.6. Detalle de activos contingentes

A continuación se presenta el detalle de los principales activos contingentes, cuya entrada de beneficios económicos al Grupo es probable, pero no prácticamente cierta:

Pretensiones	2018	2017
Reclamación de Ecopetrol por diferencias en la liquidación de ingresos adicionales por precios altos.	286,331	-
Desacuerdo respecto a la interpretación y aplicación de cláusula de producción escalonada.	98,031	-
Incumplimiento en contrato de asociación en relación con reembolso de costos administrativos y otras pretensiones.	43,007	40,711
En el año 2015 el administrador de los Convenios suscritos con una Corporación presentó denuncia penal por la presunta falsedad de un documento. Ecopetrol se constituye como víctima dentro del proceso.	32,000	32,000
Incumplimiento de la orden de compra de tubería, las características físicas del recubrimiento no corresponden con las contratadas.	21,232	21,232
Controversia contractual por otrosíes para el mantenimiento de algunos campos de producción.	13,449	-

Refinería de Cartagena S.A.

El 8 de marzo de 2016, Reficar presentó una solicitud de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional en contra de las sociedades Chicago Bridge & Iron Company N.V., CB&I (UK) Limited y CBI Colombiana S.A. (colectivamente, “CB&I” hoy “Mc Dermott International”), relacionada con los incumplimientos de los contratos de ingeniería, procura y construcción celebrados por Reficar y CB&I para la ampliación y modernización de la Refinería de Cartagena, ubicada en Cartagena, Colombia. En su solicitud de Arbitraje, Reficar reclama no menos de USD $2 mil millones a CB&I.

El 25 de mayo de 2016, CB&I presentó su respuesta a la Solicitud de Arbitraje y la versión preliminar de su contrademanda contra Reficar, la cual ascienda a un valor aproximado de USD $213 millones. El 27 junio de 2016, Reficar contestó la contrademanda de CB&I, oponiéndose a todas las pretensiones de CB&I. El 28 de abril de 2017, Reficar presentó su demanda no detallada y, en la misma fecha, CB&I presentó su contrademanda no detallada, reclamando una suma de aproximadamente USD $116 millones y $387,558, incluyendo USD $ 70 millones de una carta de crédito de cumplimiento. Posteriormente, el 16 de marzo de 2018, CB&I presentó su contrademanda detallada, actualizando el valor reclamado a las sumas de USD $129 millones y $432,303, incluyendo intereses. En esta misma fecha, Reficar presentó su demanda detallada, en la cual reclama, entre otras pretensiones, la suma de USD $ 139 millones por concepto de facturas pagadas provisionalmente en el marco de los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC.

El tercer memorial escrito estaba programado para el 15 de febrero de 2019; sin embargo, el 4 de febrero de 2019, el tribunal suspendió todos los términos procesales. Las partes y el Tribunal Arbitral se encuentran definiendo las nuevas fechas para la presentación de los terceros memoriales escritos y para la celebración de la audiencia. El Tribunal Arbitral tampoco ha fijado la fecha en la que emitirá el Laudo Arbitral.

21.7. Investigaciones de entes de control

Como parte de las investigaciones llevadas a cabo por diversas entidades de control, del proyecto de modernización y ampliación de la refinería de Cartagena, el 31 de mayo de 2018, se dio inicio a la Audiencia de Formulación de Acusación en contra de algunos antiguos miembros de Junta Directiva de Refinería de Cartagena S.A. (“Reficar”), antiguos trabajadores de la refinería, y otras entidades externas al Grupo Empresarial Ecopetrol; por los delitos de interés indebido en la celebración de contratos (artículo 409 del Código Penal), peculado por apropiación en favor de terceros (artículo 397 del Código Penal), enriquecimiento ilícito de particulares en favor de terceros (artículo 327 del Código Penal) y falsedad ideológica en documento público (artículo 286 del Código Penal).

El de 1 de febrero de 2019 se interpuso recurso de apelación en contra de la decisión de negar una nulidad procesal, que fue concedido en efecto suspensivo.

Así mismo, se inició un nuevo proceso penal con la Audiencia de Imputación que se celebró el 22 octubre de 2018 por los delitos de administración desleal agravada (artículo 250 B del Código Penal) en concurso heterogéneo con obtención de documento público falso (artículo 288 del Código Penal), en contra de algunos antiguos miembros de Junta Directiva de Reficar y un antiguo trabajador de Reficar. A la fecha se encuentra a la espera de que se celebre Audiencia de Formulación de Acusación.

Ecopetrol S.A. y Reficar han participado como víctimas en las audiencias, de ambos procesos, adelantadas hasta el momento.

Por lo anterior, el Grupo no está en condiciones de pronosticar el resultado de estas investigaciones; como tampoco le es posible evaluar la probabilidad de alguna consecuencia que pueda impactar los estados financieros, tales como provisiones adicionales, multas o desconocimientos de deducciones fiscales que afecten los montos de impuestos diferidos activos, máxime que estas consecuencias no son propias de este tipo de procesos.

A la fecha de este reporte, los estados financieros continúan revelando de manera adecuada la situación financiera y operacional del Grupo en todos los aspectos materiales y sus controles internos se mantienen vigentes.

22. Patrimonio

22.1. Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es $36,540,000 dividido en 60,000,000,000 de acciones nominativas ordinarias, de las cuales se han suscrito 41,116,694,690 acciones representadas en un 11.51% (4,731,905,873 acciones) en personas naturales y jurídicas no estatales y 88.49% (36,384,788,817 acciones) en accionistas correspondientes a entidades estatales. El valor de las acciones en reserva asciende a $11,499,933 conformada por 18,883,305,310 acciones. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el capital suscrito y pagado ascendía a $25,040,067. No existe dilución potencial de acciones.

22.2. Prima en colocación de acciones

Corresponde, principalmente, a: (i) Exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el año 2007 por $4,457,997, (ii) $31,377, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio, (iii) Al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por $2,118,468 y (iv) Prima en colocación de acciones por cobrar $(143).

22.3. Reservas patrimoniales

La siguiente es la composición de las reservas al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Reserva legal	2,088,192	1,426,151
Reservas fiscales y obligatorias	509,081	512,632
Reservas ocasionales	2,541,622	239,086
	5,138,895	**2,177,869**

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Saldo inicial	**2,177,869**	**1,558,844**
Liberación de reservas	(751,718)	(289,164)
Apropiación de reservas	3,712,744	908,189
Saldo final	**5,138,895**	**2,177,869**

Reservas ocasionales

Corresponden a la apropiación de utilidades ordenadas por la Asamblea de Accionistas para llevar a cabo nuevas exploraciones. El 31 de marzo del 2017, la Asamblea General de Accionistas aprobó la constitución de una reserva para nuevas exploraciones por $239,086.

22.4. Ganancias retenidas y dividendos

El Grupo distribuye dividendos con base en los estados financieros anuales separados de Ecopetrol S.A., preparados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF).

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas, realizada el día 23 de marzo de 2018, aprobó el proyecto de distribución de utilidades sobre el ejercicio 2017 y definió distribuir dividendos por valor de $3,659,386. Los dividendos pagados en 2018 atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A. ascendieron a $3,659,386 (2017 – $945,684).

22.5. Otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A.

La siguiente es la composición de los otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de la controlante, netos de impuesto de renta diferido:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Diferencia en cambio en conversiones	10,643,205	8,157,504
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(1,203,460)	(1,149,864)
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido	(557,381)	(553,091)
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(1,069,316)	(97,362)
Coberturas flujo de efectivo instrumentos derivados	(30,962)	6,942
	7,782,086	**6,364,129**

22.6. Utilidad básica por acción

	2018	**2017**	**2016**
Utilidad neta atribuible a los accionistas	11,556,405	6,620,412	1,564,709
Promedio ponderado de acciones en circulación	41,116,694,690	41,116,694,690	41,116,694,690
Utilidad neta básica por acción (pesos)	**281.1**	**161.0**	**38.1**

23. Ingresos de actividades ordinarias

	Al 31 de diciembre de		
	2018	**2017**	**2016**
Ventas nacionales			
Destilados medios	11,586,192	9,590,326	8,553,503
Gasolinas y turbocombustibles	7,952,852	6,990,187	6,092,739
Servicio de transporte	3,531,404	3,589,553	3,817,991
Gas natural	1,885,846	1,815,754	1,988,336
Plástico y caucho	822,367	833,982	724,708
Crudos	550,479	909,871	553,666
G.L.P. y propano	574,639	509,619	405,869
Combustóleo	509,482	354,058	148,248
Asfaltos	335,426	275,803	340,400
Aromáticos	282,545	217,418	186,228
Polietileno	268,200	167,348	203,959
Servicios	239,410	283,799	225,293
Otros ingresos contratos gas	156,031	188,195	271,337
Otros productos	492,194	280,226	184,873
	29,187,067	**26,006,139**	**23,697,150**
Reconocimiento diferencial precios (1)	3,835,533	2,229,953	1,048,022
	33,022,600	**28,236,092**	**24,745,172**
Ventas al exterior			
Crudos	26,898,737	21,479,063	17,278,579
Diesel	3,050,839	1,213,740	1,604,498
Combustóleo	2,053,594	1,982,408	2,158,539
Gasolinas y turbocombustibles	1,782,194	1,223,994	1,046,758
Plástico y caucho	1,268,582	1,169,101	1,171,342
Gas natural	27,899	32,303	58,809
G.L.P. y propano	20,212	15,631	8,568
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 28.1.2)	(655,533)	(583,232)	(720,137)
Otros productos	350,811	441,124	380,222
	34,797,335	**26,974,132**	**22,987,178**
	67,819,935	**55,210,224**	**47,732,350**

(1) Corresponde a la aplicación del Decreto 1068 de 2015, donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). Ver Nota 4.16 – Reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes.

Ventas por zona geográfica

	2018	%	**2017**	%	**2016**	%
Colombia	33,022,600	49%	28,236,092	51,1%	24,745,172	51,8%
Estados Unidos	14,765,674	22%	12,532,932	22,7%	11,535,922	24,2%
Asia	12,271,225	18%	6,136,796	11,1%	2,605,939	5,5%
Centro América y el Caribe	4,449,033	7%	6,070,565	11,0%	3,447,198	7,2%
Sur América y otros	2,184,101	3%	1,203,222	2,2%	2,546,319	5,3%
Europa	1,127,302	2%	1,030,617	1,9%	2,851,800	6,0%
	67,819,935	100%	55,210,224	100%	47,732,350	100%

Concentración de clientes

Durante el 2018, Organización Terpel S.A. representó el 14.0% de total de las ventas del periodo (2017 – 14.3% y 2016 – 14.4%); ningún otro cliente tiene más del 10% del total de ventas. No existe riesgo de que se afecte la situación financiera del Grupo por una potencial pérdida del cliente. La relación comercial con este cliente es la venta de productos refinados y el servicio de transporte. .

24. Costo de ventas

	Al 31 de diciembre de		
	2018	**2017**	**2016**
Costos variables			
Productos importados (1)	11,809,529	11,637,419	12,049,477
Compras de hidrocarburos - ANH (2)	5,667,567	4,338,576	3,178,199
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	5,049,666	5,750,334	5,318,393
Compras de crudo asociación y concesión	3,820,746	2,240,704	1,517,829
Materiales de proceso	968,884	889,122	608,535
Servicios de transporte de hidrocarburos	696,964	665,714	783,307
Energía eléctrica	662,297	561,424	618,675
Compras de otros productos y gas	632,509	488,056	519,884
Impuestos y contribuciones (3)	441,207	449,959	478,332
Servicios contratados asociación	260,207	195,689	305,326
Otros (4)	(186,087	(663,915	(432,694
	29,823,489	**26,553,082**	**24,945,263**
Costos fijos			
Depreciaciones y amortizaciones	2,555,176	2,366,849	2,050,739
Mantenimiento	2,260,984	2,038,970	1,998,128
Costos laborales	2,105,803	1,815,213	1,571,511
Servicios contratados	1,796,354	1,414,056	1,083,176
Servicios contratados asociación	1,040,221	1,008,336	1,260,470
Materiales y suministros de operación	565,601	468,205	333,258
Impuestos y contribuciones	393,690	343,505	391,032
Servicios de transporte de hidrocarburos	261,237	333,671	157,463
Costos generales	366,972	551,587	445,531
	11,346,038	**10,340,392**	**9,291,308**
	41,169,527	**36,893,474**	**34,236,571**

(1) Los productos importados corresponden principalmente a ACPM y diluyente para facilitar el transporte de crudo pesado.

(2) Corresponde a las compras de crudo de regalías que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) derivadas de la producción nacional, tanto del Grupo en operación directa como de terceros.

(3) Incluye regalías de gas en dinero e impuesto al carbono.

(4) Corresponde a la capitalización al inventario, producto del proceso de costeo y valoración, toda vez que los conceptos que componen el costo de ventas se reconocen por la totalidad de su importe incurrido.

25. Gastos de administración, operación y proyectos

	Al 31 de diciembre de		
	2018	**2017**	**2016**
Gastos de administración			
Gastos generales	911,645	723,341	556,563
Gastos laborales	662,258	624,424	657,051
Impuestos (1)	39,117	362,963	663,889
Depreciaciones y amortizaciones	40,838	53,796	45,765
	1,653,858	**1,764,524**	**1,923,268**
Gastos de operación y proyectos			
Gastos de exploración	1,387,379	1,341,940	728,590
Impuestos	433,506	324,223	286,331
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	466,862	471,657	568,513
Gastos laborales	316,386	310,947	278,383
Cuota de fiscalización	98,794	63,470	87,325
Depreciaciones y amortizaciones	44,318	95,516	177,252
Mantenimientos	50,846	122,273	147,197
Diversos	105,041	196,039	478,096
	2,903,132	**2,926,065**	**2,751,687**

(1) Incluye principalmente el reconocimiento del impuesto a la riqueza. Ver nota 10 – Impuestos.

26. Otros (gastos) ingresos operacionales, netos

	2018	**2017**	**2016**
(Gasto) recuperación de provisiones por litigios	(68,398)	(72,408)	112,999
Gasto disponibilidad gasoductos contratos BOMT's (1)	-	(72,318)	(125,077)
Gasto impairment de activos de corto plazo	(105,692)	(68,800)	(98,739)
Utilidad (pérdida) en venta de activos	(93,601)	40,227	(82,200)
Ganancia en adquisición de participaciones (Nota 30.3)	(12,065)	451,095	-
Indemnizaciones recibidas	-	-	17,790
Ingresos diferidos BOMT's (2)	-	-	211,768
Otros ingresos	244,301	227,607	237,571
	(35,455)	**505,403**	**274,112**

(1) Corresponde a los servicios facturados en relación con contrato BOMT's para la construcción, operación, mantenimiento y transferencia de gasoductos con Transgas, este contrato finalizó en agosto de 2017.

(2) Corresponde a la amortización del ingreso diferido reconocido por Ecopetrol en el año 2007 por el pago anticipado por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público de las obligaciones en cabeza de Ecogas, en relación con los contratos Built Operate and Transfer (BOMT´s) para la construcción, operación, mantenimiento y transferencia de gasoductos, suscritos entre Ecopetrol y Transgas de Occidente, Centragas y Gases de Boyacá y Santander S.A. en el año 1997. La amortización de este diferido finalizó en diciembre de 2016.

27. Resultado financiero, neto

	Al 31 de diciembre de		
	2018	**2017**	**2016**
Ingresos financieros			
Resultados provenientes de activos financieros y otros	745,571	739,148	136,715
Rendimientos e intereses	383,624	405,562	386,001
Utilidad en venta de instrumentos de patrimonio	368	13,236	47,129
Recursos provenientes Santiago de las Atalayas	-	-	688,664
Otros ingresos financieros	-	1,410	53,234
	1,129,563	**1,159,356**	**1,311,743**
Gastos financieros			
Intereses (1)	(2,399,414)	(2,385,994)	(2,765,024)
Costo financiero de otros pasivos (2)	(668,782)	(753,047)	(580,491)
Resultados provenientes de activos financieros	(381,445)	(481,308)	(48,997)
Otros gastos financieros	(62,173)	(45,041)	(69,028)
	(3,511,814)	**(3,665,390)**	**(3,463,540)**
Pérdida por diferencia en cambio, neta	**372,223**	**5,514**	**968,270**
	(2,010,028)	**(2,500,520)**	**(1,183,527)**

(1) Al 31 de diciembre se capitalizaron intereses en recursos naturales y propiedad, planta y equipo por $200,833 (2017 - $191,651 y 2016 - $341,209).

(2) Incluye el gasto financiero de la obligación de abandono de activos y los pasivos por beneficios post-empleo.

28. Gestión de riesgos

28.1. Riesgo de tipo de cambio

El Grupo opera principalmente en Colombia y realiza ventas en el mercado local e internacional, por tal razón, está expuesta al riesgo de tipo de cambio, el cual surge de diversas exposiciones en moneda extranjera debido a transacciones comerciales y a saldos de activos y pasivos en moneda extranjera. El impacto de las fluctuaciones en las tasas de cambio, especialmente la tasa de cambio peso/dólar de los Estados Unidos, ha sido material en años previos. Para mitigar el riesgo, la estrategia de gestión de riesgos del Grupo implica el uso de instrumentos financieros no derivados relacionados con coberturas de flujo de efectivo para futuras exportaciones e inversión neta de negocios en el extranjero para reducir al mínimo la exposición al riesgo de tipo de cambio.

La tasa de cambio del dólar estadounidense frente al peso colombiano ha fluctuado durante los últimos años. Al 31 de diciembre de 2018, el peso colombiano se depreció 8.9%. Las tasas de cierre fueron $3,249.75, $2,984.00 y $3,000.71 para el 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

Cuando el peso colombiano se revalúa contra el dólar estadounidense, los ingresos por exportaciones bajan al convertirse a pesos; en contraste, los bienes importados, los costos de operación e intereses sobre la deuda externa denominada en dólares se tornan menos costosos. Por el contrario, cuando el peso se deprecia, los ingresos por exportaciones, al ser convertidos a pesos, aumentan, y las importaciones y servicio de la deuda externa se vuelven más costosos.

El saldo de los activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera, se presenta en la siguiente tabla:

(Millones de USD)

	2018	2017
Efectivo y equivalentes de efectivo	514	1,203
Otros activos financieros	2,138	1,072
Cuentas comerciales por cobrar y por pagar, neto	(202)	(7)
Préstamos y financiaciones	(9,689)	(12,590)
Otros activos y pasivos, neto	63	-
Posición pasiva neta	**(7,176)**	**(10,322)**

Del total de la posición pasiva neta, US$(335) millones corresponden a pasivos netos de compañías con moneda funcional peso colombiano, cuya valoración afecta el resultado del ejercicio. Asimismo, US$(6,841) millones de la posición neta corresponden a activos y pasivos monetarios de compañías del grupo con moneda funcional dólar, y a instrumentos de cobertura no derivados de Ecopetrol, para estos últimos su valoración es reconocida en el otro resultado integral, dentro del patrimonio.

28.1.1 Análisis de sensibilidad para riesgo de tipo de cambio

El siguiente es el efecto que tendría una variación del 1% y 5% en tipo de cambio de pesos colombianos frente al dólar de los Estados Unidos, relacionado con la exposición de activos y pasivos financieros en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2018:

Escenario/ Variación en la TRM	Efecto en resultados antes de impuestos (+/-)	Efecto en otros resultados integrales (+/-)
1%	(10,887)	222,315
5%	(54,433)	1,111,577

El análisis de sensibilidad sólo incluye los activos y pasivos financieros en moneda extranjera a la fecha de cierre.

28.1.2. Cobertura contable de flujo de efectivo para futuras exportaciones

El Grupo se encuentra expuesta al riesgo de moneda extranjera dado que un porcentaje importante de sus ingresos por exportaciones de crudo está denominado en dólares estadounidenses. En los últimos años, el Grupo ha adquirido deuda de largo plazo para actividades de inversión en la misma moneda en la que espera recibir el flujo de sus ingresos por exportación. Esta relación crea una cobertura natural debido a que los riesgos por la realización de la diferencia en cambio de los ingresos por exportación a la moneda funcional de Ecopetrol S.A. (pesos colombianos) están cubiertos naturalmente con los riesgos de valoración por moneda extranjera a pesos de la deuda de largo plazo, en línea con la estrategia de gestión de riesgos del Grupo Empresarial.

Con el objetivo de expresar en los estados financieros el efecto de la cobertura natural existente entre exportaciones y endeudamiento, entendiendo que el riesgo por tasa de cambio se materializa cuando se realizan las exportaciones, el 1 de octubre de 2015, la Junta Directiva designó la suma de USD$5,440 millones de la deuda de Ecopetrol como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros por exportación de crudo, para el periodo 2015 - 2023, de acuerdo con la NIIF 9 – Instrumentos financieros.

De acuerdo con la Resolución 509 de 2015 de la Contaduría General de la Nación, esta política contable de reconocimiento de coberturas fue adoptada por el Grupo a partir del 1 de enero del 2015.

A continuación se presenta el movimiento de este instrumento de cobertura no derivado:

	Al 31 de diciembre de	
(Millones de USD)	**2018**	**2017**
Saldo inicial	**3,332**	**5,312**
Reasignación de instrumentos de cobertura	3,366	1,803
Realización de las exportaciones	(3,366)	(1,803)
Amortización del principal (1)	(2,032)	(1,980)
Saldo final	**1,300**	**3,332**

(1) El 27 de diciembre de 2018, Ecopetrol S.A. pagó anticipadamente la totalidad del bono internacional a 10 años emitido en 2009, cuyo valor nominal era de USD$1,500 millones. Igualmente, el 30 de junio de 2017, pagó anticipadamente la totalidad del crédito sindicado internacional cuyo valor nominal era de USD$1,925 millones y vencimiento en febrero de 2020.

El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral durante cada año:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Saldo inicial	**1,149,865**	**1,441,621**
Diferencia en cambio	704,871	15,933
Realización de exportaciones (Nota 23)	(655,533)	(583,232)
Inefectividad	(35,270)	(14,036)
Impuesto de renta diferido	39,527	289,578
Saldo final (Nota 22.5)	**1,203,460**	**1,149,864**

La reclasificación esperada de la diferencia en cambio acumulada en el otro resultado integral al estado de ganancias o pérdidas tomando un tipo de cambio de $3,249.75, es la siguiente:

Año	Antes de impuestos	Impuestos	Después de impuestos
2019	1,017,004	(335,611)	681,393
2020	242,772	(80,115)	162,657
2021	185,327	(61,158)	124,169
2022	185,327	(61,158)	124,169
2023	141,970	(30,898)	111,072
	1,772,400	**(568,940)**	**1,203,460**

28.1.3. Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero

La Junta Directiva aprobó la aplicación de contabilidad de coberturas de inversión neta a partir del 8 de junio de 2016. La medida busca disminuir la volatilidad del resultado no operacional por efecto de la diferencia en cambio. La cobertura de inversión neta se aplicará a una porción de las inversiones que Ecopetrol S.A. tiene en moneda extranjera, en este caso a las inversiones en filiales con moneda funcional dólar y tiene como instrumento de cobertura una porción de la deuda denominada en dólares.

Ecopetrol designó como partida cubierta las inversiones netas en Ocensa, Ecopetrol América Inc., Hocol Petroleum Ltd. (HPL) y Reficar y como instrumento de cobertura una porción de su deuda denominada en dólares estadounidenses, en un monto total equivalente a USD $5,200 millones.
El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Saldo inicial	**97,362**	**155,359**
Diferencia en cambio	1,381,900	(86,892)
Inefectividad de cobertura	378	329
Impuesto de renta diferido	(410,324)	28,566
Saldo final (Nota 22.5)	**1,069,316**	**97,362**

28.1.4. Coberturas con derivados para cubrir riesgo cambiario

El Grupo realiza operaciones de cobertura forwards con la modalidad *Non-Delivery* cuyo propósito es mitigar la volatilidad de la tasa de cambio en el flujo de caja requerido para las operaciones de Ocensa, cuya moneda funcional es dólar americano.

Los instrumentos de cobertura Forward utilizados permiten fijar el precio de venta de dólares americanos, buscando contrarrestar el efecto de devaluación o revaluación en el momento en que Ocensa monetiza los recursos necesarios para cubrir sus obligaciones mensuales o puntuales de costo y gastos operacionales y pagos de impuestos, los cuales son pagaderos en pesos colombianos.

Al 31 de diciembre de 2018, se tienen contratos forwards con posición neta corta por US$332 millones (2017 – US$327 millones) con vencimientos entre enero y diciembre de 2019.

La variación y/o compensación de las operaciones de cobertura realizadas para el pago de impuestos se registran en el estado de resultado integral afectando inicialmente el gasto de renta y su variación posterior en el rubro de diferencia en cambio; la variación de las operaciones de cobertura de costos y gastos se registran en el otro resultado integral siempre y cuando sean efectivas; una vez sea liquidada el resultado de la compensación se registra como menor y/o mayor valor del monto del gasto cubierto.

El impacto en el estado de resultados por la liquidación (realizadas) de estas coberturas ascendió a $80,636 (2017- $99,971 de utilidad) y el monto reconocido en el otro resultado integral fue de $52,174 de pérdida (2017 - $35,769 de utilidad).

28.2. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que el Grupo pueda sufrir pérdidas financieras como consecuencia del incumplimiento: a) en el pago por parte de sus clientes en la venta de crudo, gas, productos o servicios; b) por parte de las instituciones financieras en las que se mantienen inversiones, o c) de las contrapartes con las que se tienen contratados instrumentos financieros.

28.2.1. Riesgo de crédito para clientes

En el proceso de venta de crudos, gas, refinados y productos petroquímicos y servicios de transporte, el Grupo puede estar expuesta al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago. La Gerencia de este riesgo ha demandado el diseño de mecanismos y procedimientos que han permitido minimizar su probabilidad de materialización, salvaguardando así el flujo de efectivo del Grupo Empresarial.

El Grupo realiza un análisis continuo de la fortaleza financiera de las contrapartes, el cual implica su clasificación de acuerdo con su nivel de riesgo y respaldos financieros ante una posible cesación de pagos. Asimismo, se realiza un monitoreo constante de las condiciones del mercado nacional e internacional para establecer alertas tempranas de cambios importantes que puedan impactar las obligaciones de pago oportunos de los clientes.

Para la cartera que es considerada deteriorada, se realiza un análisis individual que permite analizar la situación de cada cliente y así definir las provisiones que haya a lugar. El Grupo lleva a cabo las acciones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el reconocimiento de intereses de clientes que no cumplan con las políticas de pago.

El Grupo no mantiene concentraciones significativas de riesgo de crédito. El siguiente es el análisis de antigüedad de la cartera por clientes en mora pero no considerada deteriorada al 31 de diciembre de:

	2018	2017
Vencidos con menos de tres meses	336,993	65,354
Vencidos entre 3 y 6 meses	487,074	1,131
Vencidos con más de 6 meses	93,656	79,688
Total	917,723	146,173

28.2.2. Riesgo de crédito para recursos depositados en instituciones financieras

Siguiendo el Decreto 1525 de 2008, que provee las normas generales sobre inversiones para entidades públicas, Ecopetrol estableció las directrices para la gerencia del portafolio de inversión. Estas directrices determinan que las inversiones de portafolio en dólares de Ecopetrol están limitadas a inversiones del excedente de efectivo en valores de renta fija emitidos por entidades con calificación A o superior a largo plazo y A1 / P1 / F1 o superior en el corto plazo (escala internacional) por Standard & Poor's Ratings Services, Moody's Investors Service o Fitch Ratings.

Adicionalmente, Ecopetrol también puede invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno de los Estados Unidos o el gobierno colombiano, sin tener en cuenta las calificaciones asignadas a dichos valores. Ecopetrol debe invertir su exceso de efectivo en valores de renta fija de emisores calificados AAA a largo plazo, y F1 + / BRC1 + en el corto plazo (escala local) por Fitch Ratings Colombia, BRC o Standard & Poor's. Además, el Grupo también podrá invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno nacional sin restricciones de calificación.

Para diversificar el riesgo en la cartera de pesos, el Grupo no invierte más del 10% del exceso de efectivo en un determinado emisor. En el caso de portafolio en dólares, no se invierte más del 5% del exceso de efectivo en un emisor específico a corto plazo (hasta 1 año), o 1% a largo plazo. El Grupo ha cumplido con esta política.

La calificación crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones que involucran instrumentos financieros se encuentra revelada en las notas 6 – Efectivo y equivalentes de efectivo, Nota 9 – Otros activos financieros y Nota 20 – Provisiones por beneficios a empleados.

28.3. Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés se ocasiona debido a que existen instrumentos indexados a tasas flotantes tanto en el portafolio de inversiones, como en algunas deudas financieras (LIBOR, DTF e IPC). Por lo tanto, la volatilidad en las tasas de interés puede afectar el costo amortizado, el valor razonable y los flujos de efectivo relacionados con las inversiones y la deuda.

Al 31 de diciembre de 2018 el 17% (2017: 19.0%) del endeudamiento tiene tasa flotante. Con lo cual, si la tasa de interés de mercado sube, los gastos de financiación aumentarán, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de las operaciones.

Ecopetrol establece controles para la exposición de tasa de interés, implementando controles límites en la duración del portafolio, el Valor en Riesgo – VAR y *tracking error.*

Los patrimonios autónomos vinculados a los pasivos pensionales del Grupo están expuestos a cambios en las tasas de interés, debido a que incluyen instrumentos de tasa fija y tasa variable. La regulación colombiana establece lineamientos sobre patrimonios autónomos destinados a la garantía y pago de pensiones (Decretos 941 de 2002 y 1861 de 2012), donde se indica que el régimen aplicable será el mismo establecido para el Fondo Moderado de los Fondos de Pensiones Obligatorias.

La siguiente tabla detalla el impacto en resultados y en el otro resultado integral, para los 12 meses siguientes, ante una variación en las tasas de interés de 100 puntos básicos:

	Efecto en resultados (+/-)		**Efecto en ORI (+/-)**
	Activos financieros	**Pasivos financieros**	**Patrimonios autónomos**
+ 100 puntos básicos	(71,123)	240,711	(513,699)
- 100 puntos básicos	71,123	(94,062)	527,058

La sensibilización ante variación de las tasas de descuento de los pasivos por pensiones se muestra en la Nota 20 - Provisiones por beneficios a empleados.

28.4. Riesgo de liquidez

La habilidad para acceder a los mercados de crédito y de capitales para obtener financiación bajo términos favorables para el plan de inversiones del Grupo Empresarial, puede verse limitada debido a impairment de las condiciones de estos mercados. Una nueva crisis financiera podría empeorar la percepción de riesgo en los mercados emergentes.

De otro lado, la ocurrencia de situaciones que puedan afectar el entorno político y regional de Colombia, podrían dificultar a las subsidiarias, el acceso a los mercados de capitales. Estas condiciones, junto con potenciales pérdidas significativas en el sector de servicios financieros y cambios en las valoraciones del riesgo crediticio, pueden dificultar la obtención de financiación en términos favorables. Como resultado, el Grupo se puede ver forzado a revisar la oportunidad y alcance de las inversiones según sea necesario, o acceder a los mercados financieros bajo términos menos favorables, afectando por lo tanto, negativamente los resultados de operaciones y la situación financiera.

El riesgo de liquidez se gestiona de acuerdo con las políticas destinadas a garantizar que haya fondos netos suficientes para cumplir con los compromisos financieros del Grupo dentro de su cronograma de vencimientos, sin costos adicionales. El principal método para la medición y seguimiento de la liquidez es la previsión de flujo de efectivo.

Durante el 2018, El Grupo utilizó USD$2,537 millones equivalentes (2017 - USD$ 2,400 millones) como parte de sus excedentes de liquidez para pagar por anticipado parte de sus deudas en moneda extranjera que tenían vencimientos entre el 2019 y 2025. Estos movimientos están descritos en la Nota 18 – Préstamos y financiaciones.

El siguiente es un resumen de la madurez de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2018; los montos presentados en la tabla son los flujos de efectivo contractuales no descontados; los pagos previstos en moneda extranjera fueron re expresados tomando como tasa de cambio $3,249.75 pesos/dólar.

En consecuencia, estas cantidades no pueden reconciliarse con los montos presentados en el Estado de Situación Financiera Consolidado:

	Hasta 1 año	**1-5 años**	**5-10 años**	**> 10 años**	**Total**
Préstamos (pago de principal e intereses)	3,570,843	16,093,120	20,942,328	19,300,708	59,906,999
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	8,945,790	30,522	-	-	8,976,312
Total	**12,516,633**	**16,123,642**	**20,942,328**	**19,300,708**	**68,883,311**

28.5. Gestión del capital

El principal objetivo de la Gestión del Capital del Grupo Empresarial es asegurar una estructura financiera que optimice el costo de capital, maximice el rendimiento a sus accionistas y permita el acceso a los mercados financieros a un costo competitivo para cubrir sus necesidades de financiación que respalde un sólido perfil de calificación crediticia de grado de inversión.

Deuda neta se calcula tomando los préstamos y financiamientos de corto plazo y largo plazo menos el efectivo y equivalentes e inversiones en títulos valores al 31 de diciembre de cada año. El nivel de apalancamiento se calcula como la relación entre la deuda financiera neta y la suma del patrimonio y la deuda neta financiera. La siguiente es la información de estos indicadores al 31 de diciembre del 2018 y 2017:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	**2017**
Préstamos y financiaciones (Nota 18)	38,062,645	43,547,835
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	(6,311,744)	(7,945,885)
Otros activos financieros (Nota 9)	(8,147,815)	(6,533,725)
Deuda financiera neta	**23,603,086**	**29,068,225**
Patrimonio	**59,304,438**	**49,781,305**
Apalancamiento	**28.47%**	**36.87%**

El movimiento de la deuda financiera neta se detalla en la Nota 18.8.

29. Partes relacionadas

Los saldos con Compañías asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2018 y 2017 son los siguientes:

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited (1)	22,958	-	19,214	87,079	855,135	67
Ecodiesel Colombia S.A.	522	-	-	23,857	-	1
Offshore International Group Inc (2)	-	117,824	-	-	-	-
Asociadas						
Invercolsa S.A.	-	-	-	-	-	-
Serviport S.A.	-	-	-	5,482	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**23,480**	**117,824**	**19,214**	**116,418**	**855,135**	**68**
Corriente	23,480	-	19,214	116,418	855,135	68
No corriente	-	117,824	-	-	-	-
	23,480	**117,824**	**19,214**	**116,418**	**855,135**	**68**

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited (1)	4,010	-	7,716	101,472	259,760	7
Ecodiesel Colombia S.A.	362	-	-	22,228	-	-
Offshore International Group Inc (2)	-	154,810	-	-	-	-
Asociadas						
Invercolsa S.A.	18,641	-	-	-	-	-
Serviport S.A.	-	-	-	5,820	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**23,013**	**154,810**	**7,716**	**129,520**	**259,760**	**7**
Corriente	23,013	-	7,716	129,520	259,760	7
No corriente	-	154,810	-	-	-	-
	23,013	**154,810**	**7,716**	**129,520**	**259,760**	**7**

Préstamos con vinculados:

(1) Depósitos mantenidos por Equion en Capital AG por valor nominal de USD$263 millones, con una tasa LIBOR a 3 meses + 1,92%.

(2) Préstamo otorgado por Ecopetrol S.A. a Savia Perú S.A. (filial de Offshore International Group) por US$57 millones en el año 2016, con una tasa de interés del 4.99% E.A. pagaderos semestralmente a partir del 2017 y vencimiento en el 2021. El saldo en valor nominal de este crédito al 31 de diciembre de 2018 es de US$35.

Los importes pendientes no están garantizados y se liquidarán en efectivo. No se ha reconocido ningún gasto en el periodo actual ni en periodos anteriores con respecto a incobrables o cuentas de dudoso cobro relacionados con los importes adeudados por partes relacionadas.

Las principales transacciones con partes relacionadas por años finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 se detallan como sigue:

	2018		2017		2016	
	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited	67,002	846,284	425,881	598,636	491,698	418,618
Ecodiesel Colombia S.A.	6,860	267,498	6,583	259,269	5,744	265,584
Offshore International Group Inc	2,386	-	15,188	-	6,285	-
Asociadas						
Serviport S.A.	-	-	-	-	-	24,572
	76,248	**1,113,782**	**447,652**	**857,905**	**503,727**	**708,774**

Los dividendos recibidos de estas Compañías están relacionados en la nota 12 – Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

29.1. Directivos clave de la gerencia

De acuerdo con la aprobación impartida por la Asamblea General de Accionistas del año 2012, los honorarios de los directores por asistencia a las reuniones de la Junta Directiva y/o del Comité aumentaron de cuatro a seis salarios mínimos mensuales legales vigentes, valor que asciende aproximadamente de $ 4,687,000 pesos para 2018, a $ 4,426,000 pesos para 2017 y $ 4,140,000 pesos para 2016. Para las sesiones no presenciales, se fijan en el 50% de la cuota de las reuniones presenciales. Los miembros de la Junta Directiva no tienen ninguna clase de remuneración variable. El monto cancelado en el año 2018 por concepto de honorarios a miembros de Junta Directiva ascendió a $ 2,152 (2017 - $ 1,877).

La compensación total pagada a los miembros del Comité Directivo activos al 31 de diciembre del 2018 ascendió a $ 21,580 (2017 - $ 20,669). Los directores no son elegibles para recibir los beneficios de pensión y jubilación. El importe total reservado al 31 de diciembre de 2018 para proporcionar los beneficios de pensión y jubilación a los funcionarios ejecutivos elegibles ascendió a $ 5,491 (2017 - $ 5,401).

Al 31 de diciembre de 2018, los siguientes Directivos Clave de la gerencia poseían menos del 1% de las acciones en circulación de Ecopetrol S.A así:

Personal clave de la gerencia	% Acciones
Felipe Bayón	<1% acciones en circulación
Jaime Caballero	<1% acciones en circulación
Jorge Calvache	<1% acciones en circulación
Rafael Espinosa Rozo	<1% acciones en circulación

29.2. Planes de beneficios post-empleo

La Gerencia y el manejo de los recursos para el pago de la obligación pensional de Ecopetrol están a cargo de los patrimonios autónomos pensionales (PAP's), los cuales sirven como garantía y fuente de pago. En el año 2008, Ecopetrol S.A. recibió la autorización para conmutar parcialmente el valor correspondiente a mesadas, bonos y cuotas partes, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional, de acuerdo a lo estipulado en el Decreto 1833 de 2016.

Desde noviembre de 2016, las entidades que administran los recursos son: Fiduciaria Bancolombia, Fiduciaria de Occidente y Consorcio Ecopetrol PACC (conformado por Fiduciaria La Previsora, Fiduciaria Bancoldex, Fiduagraria y Fiduciaria Central).

Estas fiduciarias gestionarán los recursos pensionales por un periodo de cinco años (2016-2021) y como contraprestación reciben una remuneración con componentes fijos y variables, éstos últimos se liquidan sobre los rendimientos brutos de los portafolios y con cargo a los recursos administrados.

29.3. Entidades relacionadas del Gobierno

El Gobierno Colombiano posee el control de Ecopetrol con una participación del 88.49 %. Las transacciones más significativas con entidades gubernamentales se detallan a continuación:

a) Compra de hidrocarburos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Por la naturaleza del negocio, el Grupo tiene una relación directa con ANH, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, cuyo objetivo es administrar integralmente las reservas y recursos de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

Ecopetrol compra el crudo que la ANH recibe de todos los productores de Colombia a los precios fijados de acuerdo a una fórmula establecida en conjunto, que refleja los precios de venta de exportación (crudos y productos), ajuste a la calidad de la gravedad API, contenido de azufre, tarifas de transporte de la cabeza del pozo a los puertos de Coveñas y Tumaco, el costo del proceso de refinado y una cuota de comercialización. Este contrato fue prorrogado hasta el 30 de junio 2018.

Hasta diciembre de 2013, el Grupo comercializó, en nombre de la ANH, el gas natural recibido por ésta en especie de los productores. Desde enero de 2014, la ANH recibe las regalías en efectivo de producción de gas natural.

El valor de compra de hidrocarburos a la ANH se detalla en la Nota 24 - costo de ventas.

Adicionalmente, Ecopetrol al igual que las demás Compañías petroleras, participa en rondas para asignación de bloques exploratorios en territorio colombiano, sin que ello implique un tratamiento especial para Ecopetrol por ser una entidad cuyo accionista mayoritario es el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

b) Diferencial de precios

Los precios de venta de gasolina regular y ACPM son regulados por el Gobierno Nacional. En este evento, se presentan diferenciales entre el volumen reportado por las Compañías al momento de la venta y la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia, siendo el precio de paridad aquel que corresponde a los precios diarios de la gasolina motor y ACPM observados durante el mes. Estos diferenciales pueden ser a favor o en contra de los productores. El valor de este diferencial se encuentra detallado en las Notas 23 – Ingresos de actividades ordinarias y 7 – Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.

c) Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales

Ecopetrol como cualquier otra Compañía en Colombia, tiene obligaciones de tipo tributario que debe cumplir ante esta entidad, no se tiene ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma. Para mayor información ver nota 10 – Impuestos.

d) Contraloría General de la República

Ecopetrol al igual que las demás entidades estatales en Colombia, tiene la obligación de atender los requerimientos de esta entidad de control y realizar el pago anualmente de la cuota de sostenimiento a dicha entidad. No existe ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

30. Operaciones conjuntas

El Grupo realiza parte de sus operaciones a través de los contratos de Exploración y Producción, Evaluación Técnica, contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, así como a través de contratos de asociación y otro tipo de contratos. Las principales operaciones conjuntas en 2018 son las siguientes:

30.1. Contratos en los cuales Ecopetrol no es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
Occidental Andina LLC	Chipirón	Producción	30-40%	Colombia
	Cosecha		30%	
	Cravo Norte		50%	
	Rondón		50%	
Chevron Petroleum Company	Guajira	Producción	57%	Colombia
Mansarovar Energy Colombia Ltd	Nare	Producción	50%	Colombia
Frontera Energy Colombia Corp	Quifa	Producción	40%	Colombia
Equion Energia Limited	Piedemonte	Producción	50%	Colombia
Perenco Colombia Limited	Casanare	Producción	64%	Colombia
	Corocora		56%	
	Estero		89%	
	Garcero		76%	
	Orocúe		63%	
ONGC Videsh Limited	Ronda Caribe RC-10	Exploración	50%	Offshore Caribe Norte
Petrobras, Repsol & Statoil	Tayrona	Exploración	30%	Offshore Caribe Norte
Repsol & Statoil	TEA GUA OFF-1	Exploración	50%	Offshore Caribe Norte
Anadarko	Fuerte Norte	Exploración	50%	Offshore Caribe Norte
Shell	Deep Rydberg/Aleatico	Exploración	29%	Golfo de México
Repsol - León	León	Exploración	40%	Golfo de México
Noble Energy	Gunflint	Producción	32%	Golfo de México
Murphy Oil	Dalmatian	Producción	30%	Golfo de México
Anadarko	K2	Producción	21%	Golfo de México
Equion Energia Limited	Niscota	Producción	20%	Colombia
CNOOC – British Ptroleum	Pau Brasil	Exploración	20%	Brasil
Chevron	CE-M-715_R11	Exploración	50%	Brasil

30.2. Contratos en los cuales Ecopetrol es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
ExxonMobil Exploration Colombia	VMM29 CR2 C62	Exploración	50%	Colombia
Talisman Colombia Oil	CPO9	Exploración	55%	Colombia
ONGC Videsh Limited Sucursal Colombia	RC9	Exploración	50%	Colombia
CPVEN E&P Corp Sucursal Colombia	VMM32	Exploración	51%	Colombia
Shell Exploración and Producción	CR4	Exploración	50%	Colombia
Hocol S.A.	AMA4	Exploración	100%	Colombia
SK Innovation Co Ltd.	San Jacinto	Exploración	70%	Colombia
Repsol Exploración Colombia S.A.	Catleya	Exploración	50%	Colombia
Emerald Energy PLC Suc. Colombia	Cardon	Exploración	50%	Colombia
Gas Ltd.	CPO9 - Akacias	Producción	55%	Colombia
Occidental andina LLC	La Cira Infantas	Producción	58%	Colombia
	Teca		86%	Colombia
Ramshorn International Limited	Guariquies I	Producción	50%	Colombia
Equion Energía Limited	Cusiana	Producción	98%	Colombia
Perenco Oil And Gas	San Jacinto Rio Paez	Producción	18%	Colombia
Cepsa Colombia	San Jacinto Rio Paez	Producción	18%	Colombia
Total Colombie	Mundo Nuevo	Exploración	15%	Colombia
Talisman Oil & Gas	Mundo Nuevo	Exploración	15%	Colombia
Lewis	Clarinero	Exploración	50%	Colombia
Maurel & Prom Suramerica	CPO17	Exploracion	50%	Colombia
Equion Energia Limited	Oleoducto Alto Magdalena	OAM	45%	Colombia
Emerald Energy	Oleoducto Alto Magdalena	OAM	45%	Colombia
Frontera Energy	Oleoducto Alto Magdalena	OAM	45%	Colombia
ONGC Videsh Limited	Contrato Bloque RC-9-Ronda Caribe No. 37-2007	Exploración	50%	Golfo de Mexico
JX Nippon	FAZ-M-320_R11	Exploración	70%	Brasil

30.3. Operaciones relevantes durante el periodo

Durante el 2018 y 2017, se presentaron los siguientes hechos relevantes en los contratos de operaciones conjuntas:

a) Acuerdo por la adquisición del 10% en Bloque Saturno

En diciembre de 2018, el Grupo celebró un acuerdo con Shell y Chevron, por una participación del 10% en el bloque Saturno, ubicado en la región central de la cuenca Santos; el cual fue asignado a Shell y Chevron el 28 de septiembre de 2018 en la Quinta Ronda del Pre-Sal realizada por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil (ANP).

Esta transacción se encuentra sujeta a la aprobación del Ministerio de Minas y Energía de Brasil y la ANP. Una vez se lleven a cabo las aprobaciones respectivas, la participación de los socios en el bloque sería la siguiente: Ecopetrol 10%, Shell (socio operador) el 45% y Chevron el 45%.

b) Adquisición de participación en operaciones conjuntas

El 11 de diciembre del 2017, Ecopetrol América Inc. adquirió la participación de MCX Exploration USA LLC ("MCX") de 11.6% en el campo petrolero K2 en el Golfo de México, aumentando así su participación del 9.2% al 20.8%.

La adquisición de MCX se contabilizó de acuerdo a lo establecido en la política 4.4 Operaciones conjuntas. Para la determinación del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos, se utilizó el modelo de enfoque de ingresos, utilizando el flujo de efectivo descontado y datos de mercado para determinar los valores razonables de las propiedades de petróleo y gas. Este modelo incorporó precios futuros de los productos básicos, volúmenes estimados de reservas de petróleo y gas, futuros desarrollos, costos operativos, costos de abandono y taponamiento futuros y una tasa de descuento ajustada al riesgo.

El monto neto pagado en la operación fue de US$47,6 millones, el valor razonable de los activos netos adquiridos fue de US$198,4 millones antes de impuestos diferidos (US$146 millones neto de impuestos diferidos) con un reconocimiento de US$150.8 millones antes de impuestos diferidos (US$98 millones después de impuestos diferidos) en el resultado del periodo (equivalente a $451,095 millones antes de impuestos diferidos), originado principalmente porque el precio de la transacción fue fijado antes de la fecha de cierre de la transacción y el valor razonable de los activos identificables netos adquiridos aumentó durante el período intermedio.

Los costos de transacción incurridos en la operación ascendieron a US$0.2 millones, reconocidos en el resultado del ejercicio de 2017.

Durante 2018, se realizó la Declaración de Liquidación Final (Final Settlement Statement) por $12,065 (US$4.2 millones) reconocido como un ajuste al valor razonable de participaciones en operaciones conjuntas.

31. Información por segmentos

La descripción de los segmentos de negocio puede verse en la nota 4.19 - Información por segmentos de negocio.

31.1. Estados de ganancias o pérdidas por segmentos

La siguiente información por segmentos es reportada con base en la información utilizada por la Junta Directiva, cómo máximo órgano para la toma de decisiones estratégicas y operativas de los segmentos de negocio. El desempeño de los segmentos se basa principalmente en análisis de ingresos, costos, gastos y resultado del periodo generados por cada segmento, los cuales son monitoreados de manera periódica.

La información revelada en cada segmento se presenta neta de las de transacciones realizadas entre las empresas del Grupo Ecopetrol.

A continuación se presentan los estados consolidados de ganancias o pérdidas por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

	Al 31 de diciembre de 2018				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	29,328,963	34,947,948	3,543,024	-	67,819,935
Ventas inter segmentos	20,259,864	2,063,425	7,811,143	(30,134,432)	-
Ingresos por ventas	49,588,827	37,011,373	11,354,167	(30,134,432)	67,819,935
Costos de Ventas	(32,224,332)	(35,658,753)	(3,402,087)	30,115,645	(41,169,527)
Utilidad Bruta	**17,364,495**	**1,352,620**	**7,952,080**	**(18,787)**	**26,650,408**
Gastos de administración	(889,293)	(443,880)	(320,498)	(187)	(1,653,858)
Gastos de operación y proyectos	(1,993,054)	(668,177)	(263,104)	21,203	(2,903,132)
Impairment de activos a largo plazo	807,970	(984,704)	(169,870)	-	(346,604)
Otros ingresos operacionales y (gastos), neto	(137,836)	(13,652)	118,905	(2,872)	(35,455)
Resultado de la operación	**15,152,282**	**(757,793)**	**7,317,513**	**(643)**	**21,711,359**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,099,893	147,689	110,898	(228,917)	1,129,563
Gastos financieros	(2,037,966)	(1,295,528)	(407,589)	229,269	(3,511,814)
Utilidad (pérdida) por diferencia en cambio	868,479	(517,410)	21,154	-	372,223
	(69,594)	**(1,665,249)**	**(275,537)**	**352**	**(2,010,028)**
Participación en los resultados de compañías	123,949	27,730	2,841	-	154,520
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**15,206,637**	**(2,395,312)**	**7,044,817**	**(291)**	**19,855,851**
Gasto por impuesto a las ganancias	(5,829,335)	1,076,923	(2,569,607)	-	(7,322,019)
Utilidad neta del periodo	**9,377,302**	**(1,318,389)**	**4,475,210**	**(291)**	**12,533,832**
Utilidad atribuible:					
A los accionistas	9,439,750	(1,316,376)	3,433,322	(291)	11,556,405
Participación no controladora	62,448	2,013	(1,041,888)	-	(977,427)
	9,377,302	**(1,318,389)**	**4,475,210**	**(291)**	**12,533,832**

	Al 31 de diciembre de 2017				
	Exploración y producción	**Refinación y petroquímica**	**Transporte y logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	24,260,316	27,343,359	3,606,549	-	55,210,224
Ventas intersegmentos	11,490,614	1,300,657	6,991,515	(19,782,786)	-
Ingresos netos	**35,750,930**	**28,644,016**	**10,598,064**	**(19,782,786)**	**55,210,224**
Costos fijos	8,055,925	2,886,745	2,637,604	(3,239,880)	10,340,394
Costos variables	18,239,307	23,968,650	634,232	(16,289,109)	26,553,080
Costos de ventas	**26,295,232**	**26,855,395**	**3,271,836**	**(19,528,989)**	**36,893,474**
Utilidad bruta	**9,455,698**	**1,788,621**	**7,326,228**	**(253,797)**	**18,316,750**
Gastos de administración	781,386	516,501	466,669	(32)	1,764,524
Gastos de operación y proyectos	2,070,916	965,457	142,847	(253,155)	2,926,065
Impairment de activos no corrientes	(245,611)	(1,067,965)	(59,455)	-	(1,373,031)
Otras ganancias y pérdidas operacionales, neto	(545,218)	11,694	28,121	-	(505,403)
Resultado de la operación	**7,394,225**	**1,362,934**	**6,748,046**	**(610)**	**15,504,595**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,058,912	161,647	105,903	(173,702)	1,152,760
Gastos financieros	(2,289,883)	(1,108,516)	(433,908)	173,513	(3,658,794)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	(101,030)	163,992	(57,448)	-	5,514
	(1,332,001)	(782,877)	(385,453)	(189)	(2,500,520)
Participación en las utilidades de Compañías	60,039	15,245	(42,493)	-	32,791
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**6,122,263**	**595,302**	**6,320,100**	**(799)**	**13,036,866**
Impuesto a las ganancias	(2,717,128)	(356,563)	(2,561,253)	-	(5,634,944)
(Pérdida) utilidad neta del periodo	**3,405,135**	**238,739**	**3,758,847**	**(799)**	**7,401,922**
Utilidad (pérdida) atribuible a:					
Los accionistas de la Compañía	3,405,135	240,920	2,975,156	(799)	6,620,412
Participación no controladora	-	(2,181)	783,691	-	781,510
	3,405,135	**238,739**	**3,758,847**	**(799)**	**7,401,922**
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	**5,966,442**	**1,188,871**	**1,111,182**	**-**	**8,266,495**

	Al 31 de diciembre de 2016				
	Exploración y producción	**Refinación y petroquímica**	**Transporte y logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas terceros	19,758,386	24,180,922	3,756,656	36,386	47,732,350
Ventas intersegmentos	7,709,612	642,792	6,892,121	(15,244,525)	-
Ingresos netos	27,467,998	24,823,714	10,648,777	(15,208,139)	47,732,350
Costos fijos	6,940,074	2,458,745	2,861,269	(2,968,780)	9,291,308
Costos variables	16,017,723	20,385,242	488,522	(11,946,224)	24,945,263
Costos de ventas	22,957,797	22,843,987	3,349,791	(14,915,004)	34,236,571
Utilidad bruta	4,510,201	1,979,727	7,298,986	(293,135)	13,495,779
Gastos de administración	832,266	574,413	516,884	(295)	1,923,268
Gastos de operación y proyectos	1,656,960	1,206,718	180,353	(292,344)	2,751,687
Impairment de activos no corrientes	109,667	773,361	(41,062)	-	841,966
Otras ganancias y pérdidas operacionales, neto	(349,419)	20,947	53,559	801	(274,112)
Resultado de la operación	2,260,727	(595,712)	6,589,252	(1,297)	8,252,970
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	983,472	46,469	61,373	220,429	1,311,743
Gastos financieros	(2,017,641)	(952,006)	(262,844)	(231,049)	(3,463,540)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neta	915,413	94,715	(41,858)	-	968,270
	(118,756)	(810,822)	(243,329)	(10,620)	(1,183,527)
Participación en las utilidades de Compañías	(31,658)	22,785	(838)	-	(9,711)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	2,110,313	(1,383,749)	6,345,085	(11,917)	7,059,732
Impuesto a las ganancias	(1,364,660)	(624,988)	(2,665,847)	-	(4,655,495)
Utilidad (pérdida) neta del periodo	745,653	(2,008,737)	3,679,238	(11,917)	2,404,237
(Pérdida) utilidad atribuible a:					
Los accionistas de la Compañía	738,897	(2,001,414)	2,839,143	(11,917)	1,564,709
Participación no controladora	6,756	(7,323)	840,095	-	839,528
	745,653	(2,008,737)	3,679,238	(11,917)	2,404,237
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	5,467,975	1,145,780	978,394	-	7,592,149

31.2. Ventas por producto

Las ventas por producto de cada segmento se detallan a continuación para los años terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

	Al 31 de diciembre de 2018				
	Exploración y Producción	**Refinación y Petroquímica**	**Transporte y Logística**	**Eliminaciones**	**Total**
Ventas Nacionales					
Destilados medios	725	11,585,467	-	-	11,586,192
Gasolinas y turbocombustibles	-	9,662,200	-	(1,709,348)	7,952,852
Servicio de Transporte	37,279	36,321	11,089,012	(7,631,208)	3,531,404
Gas natural	2,535,658	-	-	(649,812)	1,885,846
Plástico y caucho	-	822,367	-	-	822,367
Crudos	20,142,527	-	-	(19,592,048)	550,479
G.L.P. y propano	245,875	329,569	-	(805)	574,639
Combustóleo	20,391	489,091	-	-	509,482
Asfaltos	26,406	309,020	-	-	335,426
Aromáticos	-	282,545	-	-	282,545
Polietileno	-	268,200	-	-	268,200
Servicios	103,522	190,612	265,059	(319,783)	239,410
Otros Ingresos Contratos Gas	156,031	-	-	-	156,031
Otros Productos	11,484	712,139	0	(231,428)	492,194
	23,279,898	**24,687,531**	**11,354,071**	**(30,134,432)**	**29,187,067**
Reconocimiento diferencial precios	-	3,835,533	-	-	3,835,533
	23,279,898	**28,523,064**	**11,354,071**	**(30,134,432)**	**33,022,600**
Ventas al Exterior					
Crudos	26,898,737	-	-	-	26,898,737
Diesel	-	3,050,839	-	-	3,050,839
Combustóleo	-	2,053,594	-	-	2,053,594
Gasolinas y Turbocombustibles	-	1,782,194	-	-	1,782,194
Plástico y caucho	-	1,268,582	-	-	1,268,582
Gas natural	27,899	-	-	-	27,899
G.L.P. y propano	20,212	-	-	-	20,212
Amortización cobertura para futuras exportaciones	(655,533)	-	-	-	(655,533)
Otros Productos	17,614	333,101	96	-	350,811
	26,308,929	**8,488,310**	**96**	**-**	**34,797,335**
Total Ingresos	**49,588,827**	**37,011,373**	**11,354,167**	**(30,134,432)**	**67,819,935**

	Al 31 de diciembre de 2017				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	1,334	9,588,992	-	-	9,590,326
Gasolinas y turbocombustibles	-	8,052,289	-	(1,062,102)	6,990,187
Servicio de transporte	181,384	221,910	10,597,698	(7,127,640)	3,873,352
Gas natural	2,540,233	4	-	(724,483)	1,815,754
Crudos	11,668,529	-	-	(10,758,658)	909,871
Plástico y caucho	-	833,982	-	-	833,982
G.L.P. y propano	199,796	309,823	-	-	509,619
Asfaltos	34,834	240,969	-	-	275,803
Otros	214,059	1,103,089	-	(109,903)	1,207,245
	14,840,169	**20,351,058**	**10,597,698**	**(19,782,786)**	**26,006,139**
Reconocimiento diferencial precios	-	2,229,953	-	-	2,229,953
	14,840,169	**22,581,011**	**10,597,698**	**(19,782,786)**	**28,236,092**
Ventas al exterior					
Crudos	21,426,665	52,398	-	-	21,479,063
Combustóleo	-	1,982,408	-	-	1,982,408
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,223,994	-	-	1,223,994
Destilados medios	-	1,213,740	-	-	1,213,740
Plástico y caucho	-	1,169,101	-	-	1,169,101
Gas natural	32,303	-	-	-	32,303
G.L.P. y propano	15,631	-	-	-	15,631
Amortización cobertura futuras exportaciones	(583,232)	-	-	-	(583,232)
Otros	19,393	421,364	367	-	441,124
	20,910,760	**6,063,005**	**367**	**-**	**26,974,132**
Total Ingresos	**35,750,929**	**28,644,016**	**10,598,065**	**(19,782,786)**	**55,210,224**

	Al 31 de diciembre de 2016				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	-	8,553,503	-	-	8,553,503
Gasolinas y turbocombustibles	-	6,465,939	-	(373,200)	6,092,739
Servicio de transporte	73,247	41,736	10,572,170	(6,643,869)	4,043,284
Gas natural	2,383,323	11,763	-	(406,750)	1,988,336
Plástico y caucho	-	724,708	-	-	724,708
Crudos	5,284,554	-	-	(4,730,888)	553,666
G.L.P. y propano	90,783	319,644	-	(4,558)	405,869
Asfaltos	31,277	309,123	-	-	340,400
Aromáticos	-	186,228	-	-	186,228
Combustóleo	1,382	146,866	-	-	148,248
Otros	424,952	669,568	75,793	(510,144)	660,169
	8,289,518	**17,429,078**	**10,647,963**	**(12,669,409)**	**23,697,150**
Reconocimiento diferencial precios	-	1,048,022	-	-	1,048,022
	8,289,518	**18,477,100**	**10,647,963**	**(12,669,409)**	**24,745,172**
Ventas al exterior					
Crudos	19,516,197	-	-	(2,237,618)	17,278,579
Combustóleo	-	2,158,539	-	-	2,158,539
Destilados medios	-	1,604,498	-	-	1,604,498
Plástico y caucho	-	1,171,342	-	-	1,171,342
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,046,758	-	-	1,046,758
Gas natural	350,685	-	-	(291,876)	58,809
G.L.P. y propano	6,342	2,226	-	-	8,568
Amortización cobertura futuras exportaciones	(720,137)	-	-	-	(720,137)
Otros	25,395	353,697	814	316	380,222
	19,178,482	**6,337,060**	**814**	**(2,529,178)**	**22,987,178**
	27,468,000	**24,814,160**	**10,648,777**	**(15,198,587)**	**47,732,350**

31.3. Inversión por segmentos

Los siguientes son los montos de las inversiones realizadas por cada segmento por los años finalizados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

2018	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	2,080,874	692,977	529,078	3,302,929
Recursos naturales	5,051,828	-	-	5,051,828
Intangibles	56,755	20,203	28,711	105,669
	7,189,457	**713,180**	**557,789**	**8,460,426**

2017	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	927,282	606,749	829,252	2,363,283
Recursos naturales	3,568,355	-	–	3,568,355
Intangibles	154,155	4,941	16,772	175,868
	4,649,792	**611,690**	**846,024**	**6,107,506**

2016	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Total
Propiedades, planta y equipo	1,208,464	1,099,850	1,338,615	3,646,929
Recursos naturales	2,121,295	-	-	2,121,295
Intangibles	53,774	10,274	5,205	69,253
	3,383,533	**1,110,124**	**1,343,820**	**5,837,477**

32. Reservas de petróleo y gas (no auditadas)

El grupo empresarial se acoge a los estándares internacionales para la estimación, categorización y reporte de reservas, enmarcados en las definiciones de la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC). La Gerencia Corporativa de Reservas de Ecopetrol S.A. presenta en conjunto con la Gerencia de Upstream y la Vicepresidencia de Desarrollo, el balance de reservas a la Junta Directiva para aprobación de divulgación de cifras

Las reservas fueron auditadas en un 99% por 3 Compañías auditoras especializadas: DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott Company, Gaffney Cline & Associates y sproule International Limited. De acuerdo con dichas certificaciones, el reporte de reservas se ajusta al contenido y los lineamientos establecidos en la Regla 4-10 de la regulación S-X de la SEC de los Estados Unidos de América.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad del grupo empresarial al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por el Grupo:

	2018			2017		
	Petróleo (Mbls)	**Gas** (Gpc)	**Total** (Mbe)	**Petróleo** (Mbls)	**Gas** (Gpc)	**Total** (Mbe)
Reservas probadas:						
Saldo inicial	**1,088**	**3,254**	**1,659**	**1,033**	**3,218**	**1,598**
Revisión de estimaciones (1)	121	(4)	121	124	294	175
Recobro mejorado	128	4	129	72	4	73
Compras	-	-	-	3	2	4
Extensiones y descubrimientos	54	18	57	44	-	43
Ventas	-	-	-	-	-	-
Producción	(191)	(270)	(239)	(188)	(264)	(234)
Saldo final	**1,200**	**3,002**	**1,727**	**1,088**	**3,254**	**1,659**
Reservas probadas desarrolladas:						
Saldo inicial	818	3,158	1,372	779	3,131	1,329
Saldo final	883	2,882	1,389	818	3,158	1,372
Reservas probadas no desarrolladas:						
Saldo inicial	270	96	287	254	87	269
Saldo final	317	119	338	270	96	287

(1) Representan los cambios en estimados de reservas probadas previos, hacia arriba o hacia abajo, resultado de nueva información (excepto por incremento de área probada), normalmente obtenida de perforación de desarrollo e historia de producción o resultado de cambios en factores económicos.

33. Eventos subsecuentes

No se han presentado eventos subsecuentes a la fecha de aprobación de estos Estados Financieros Consolidados.

Anexo 1. Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos

Compañías subsidiarias consolidadas (1/2)

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Refinería de Cartagena S.A.S *	Dólar	100%	Refinación de hidrocarburos, comercialización y distribución de productos	Colombia	Colombia	18,760,251	(802,450)	27,881,795	9,121,544
Cenit transporte y logística S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Almacenamiento y transporte por ductos de hidrocarburos	Colombia	Colombia	14,887,899	3,575,831	16,664,864	1,776,965
Ecopetrol Global Energy S.L.U	Dólar	100%	Vehículo de inversión	España	España	2,777,401	(757,450)	2,777,806	405
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	Real	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Brasil	Brasil	125,745	(70,052)	140,372	14,627
Ecopetrol del Perú S. A.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Perú	Perú	51,888	(1,353)	55,715	3,827
Ecopetrol América Inc.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	2,571,983	(603,957)	3,015,656	443,673
Hocol Petroleum Limited	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	2,750,902	195,577	2,750,994	92
Propilco S.A.	Dólar	100%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Colombia	Colombia	1,617,742	145,371	2,024,401	406,659
Ecopetrol Capital AG	Dólar	100%	Captación de excedentes y financiamiento para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Suiza	Suiza	1,493,572	129,343	6,544,222	5,050,650
Andean Chemicals Ltd.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	1,245,931	(382,366)	1,247,062	1,131
Black Gold Re Ltd.	Dólar	100%	Reaseguradora para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Bermuda	Bermuda	691,710	28,303	905,207	213,497
Ecopetrol Germany Gmbh (***)	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Alemania	Angola	2,277	(254)	2,632	355
Hocol S.A	Dólar	100%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Islas Caimán	Colombia	1,992,017	193,160	2,858,115	866,098
COMAI - Compounding and Masterbatching Industry	Peso Colombiano	100%	Fabricación compuestos de polipropileno y masterbatches	Colombia	Colombia	149,876	122,537	202,175	52,299

* Información tomada de los estados financieros auditados.

Compañías subsidiarias consolidadas (2/2)

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Bioenergy S. A.	Peso Colombiano	99.35%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	170,227	(308,331)	249,155	78,928
Bioenergy Zona Franca S. A. S.	Peso Colombiano	99.35%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	100,297	(202,061)	530,651	430,354
Oleoducto Central S. A. - Ocensa	Dólar	72.65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	3,873,622	1,989,065	6,550,710	2,677,088
Oleoducto de los Llanos Orientales S. A. - ODL	Peso Colombiano	65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Panamá	Colombia	1,083,479	416,347	1,887,076	803,597
Oleoducto de Colombia S. A. – ODC	Peso Colombiano	73%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	382,937	265,460	593,387	210,450
Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS	Peso Colombiano	55.97%	Actividad transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	1,243,689	495,107	3,464,898	2,221,209
Esenttia Resinas del Perú SAC	Dólar	100%	Comercialización resinas de polipropileno y masterbatches	Perú	Perú	4,694	404	26,517	21,823
Ecopetrol Costa Afuera S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Exploración en offshore	Colombia	Colombia	12,505	(4,427)	31,520	19,015
ECP Hidrocarburos de México S.A. de CV	Dólar	100%	Exploración en offshore	México	México	25,836	(80,845)	42,907	17,071
Ecopetrol Energía SAS E.S.P.	Peso Colombiano	100%	Servicio público de suministro de energía	Colombia	Colombia	3,414	414	45,953	42,539

Compañías asociadas y negocios conjuntos

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Asociadas									
Invercolsa S.A. (1)	Peso Colombiano	43%	Holding con inversiones en compañías de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia	Colombia	Colombia	510,116	240,949	560,536	50,420
Serviport S.A. (2)	Peso Colombiano	49%	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga	Colombia	Colombia	22,882	2,862	67,222	44,340
Sociedad Portuaria Olefinas y Derivados S.A. (1)	Peso Colombiano	50%	Construcción, uso, mantenimiento, adecuación y administración de instalaciones portuarias, puertos, muelles privados o de servicio al público en general	Colombia	Colombia	3,173	308	6,145	2,972
Negocios conjuntos									
Equion Energía Limited	Dólar	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Reino Unido	Colombia	1,993,213	399,323	2,589,747	596,534
Offshore International Group	Dólar	50%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Estados Unidos	Perú	771,492	(322,969)	1,878,508	1,107,016
Ecodiesel Colombia S.A.	Peso Colombiano	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleo químicos	Colombia	Colombia	82,608	12,846	119,991	37,383

(1) Información disponible al 30 de noviembre de 2018. Para Invercolsa es estados financieros separados.

(2) Información disponible al 30 de septiembre de 2018. La inversión en esta compañía se encuentra totalmente deteriorada.

(***) Compañías en proceso de liquidación.

Anexo 2 - Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales)

Clase de crédito	Compañía	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Moneda	Valor desembolsado	Saldo pendiente 31-dic-2018	Saldo pendiente 31-dic-2017	Tipo de interés	Amortización del principal	Pago de interés
Bonos moneda nacional	Ecopetrol S.A.	dic-10	dic-20	COP	479,900	479,900	479,900	Flotante	Bullet	Semestral
		dic-10	dic-40	COP	284,300	284,300	284,300	Flotante	Bullet	Semestral
		ago-13	ago-23	COP	168,600	168,600	168,600	Flotante	Bullet	Semestral
		ago-13	ago-28	COP	347,500	347,500	347,500	Flotante	Bullet	Semestral
		ago-13	ago-43	COP	262,950	262,950	262,950	Flotante	Bullet	Semestral
Crédito sindicado moneda nacional	Oleoducto Bicentenario	jul-12	jul-24	COP	2,100,000	1,191,050	1,373,750	Flotante	Trimestral	Trimestral
	ODL - Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	ago-13	ago-20	COP	800,000	224,000	352,000	Flotante	Trimestral	Trimestral
Bonos moneda extranjera	Ecopetrol S.A.	sep-13	sep-23	USD	1,300**	1,300	1,300	Fijo	Bullet	Semestral
		sep-13	sep-43	USD	850	850	850	Fijo	Bullet	Semestral
		may-14	may-45	USD	2,000	2,000	2,000	Fijo	Bullet	Semestral
		sep-14	may-25	USD	1,200	1,200	1,200	Fijo	Bullet	Semestral
		jun-15	jun-26	USD	1,500	1,500	1,500	Fijo	Bullet	Semestral
		jun-16	sep-23	USD	500	500	500	Fijo	Bullet	Semestral
	Oleoducto Central S.A.	may-14	may-21	USD	500	500	500	Fijo	Bullet	Semestral
Créditos comerciales internacionales - Refinería de Cartagena	Ecopetrol S.A.	dic-17	dic-27	USD	2,001	1,742	1,941	Fijo	Semestral	Semestral
		dic-17	dic-27	USD	76	66	73	Flotante	Semestral	Semestral
		dic-17	dic-27	USD	73	63	71	Fijo	Semestral	Semestral
		dic-17	dic-27	USD	159	138	154	Flotante	Semestral	Semestral
		dic-17	dic-25	USD	359	321	344	Flotante	Semestral	Semestral

** Deuda financiera designada como instrumento de cobertura (ver Nota 28.1).