REPORTE INTEGRADO DE GESTIÓN SOSTENIBLE

2017



SOMOS PETRÓLEO | BIEN HECHO Y PARA TODOS

SULMA DÍAZ

Agricultora

ecopetrol

ENERGÍA PARA EL FUTURO

ECOPETROL S.A.
Secretaría General
Gerencia de Responsabilidad Corporativa

EDICIÓN
Ariel Suárez Gómez
Andrés Gonzaléz Rey
Juan Guillermo Londoño M.
Juan Pablo Pacavita R.

PUNTO DE CONTACTO GRI – ECOPETROL
Ariel Suárez Gómez
reportedesostenibilidad@ecopetrol.com.co

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN
Sístole
www.sistole.com

IMPRESIÓN
Beta Impresores SAS

FOTOGRAFÍAS
Banco de Fotos de Ecopetrol

Bogotá, marzo de 2018

ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No. 36-24
Teléfono: +57 1 2344000
Bogotá, Colombia
www.ecopetrol.com.co

EITI
GRI GOLD Community
Pacto Global Red Colombia
ISO 26000 RESPONSABILIDAD SOCIAL
AA1000 Licensed Assurance Provider

REPORTE INTEGRADO DE GESTIÓN SOSTENIBLE

2017

SOMOS PETRÓLEO | BIEN HECHO Y PARA TODOS

ecopetrol

ENERGÍA PARA EL FUTURO

TABLA DE CONTENIDO

Ecopetrol en cifras 2017 10
Hechos relevantes 2017 13
Premios, reconocimientos y certificaciones 14
Sobre este reporte 17
Mensaje a nuestros grupos de interés 28

CAPÍTULO 1

SOBRE ECOPETROL 32

Quiénes somos 34
Nuestra estrategia 36
Responsabilidad corporativa 43
Gobierno corporativo 67
Gobernabilidad 67
Transparencia y anticorrupción 76
Control 87
Informe anual de Gobierno Corporativo 88

CAPÍTULO 2

NUESTRA CADENA DE VALOR 140

Exploración 142
Producción 154
Transporte 164
Refinación y petroquímica 169
Suministro y mercadeo 177
Seguridad de procesos 201
Cadena de abastecimiento 207
Innovación y tecnología 226

CAPÍTULO

3

DIMENSIÓN ECONÓMICA 236

Aporte del sector petrolero al PIB nacional 240
Estrategia financiera de Ecopetrol 241
Resultados financieros 243
Ejecución presupuestal 247
Cumplimiento de normas 258
Estrategia tributaria 260
Relacionamiento con accionistas 261
Asuntos legales 263
Informe Especial del Grupo Ecopetrol 268

CAPÍTULO

4

DIMENSIÓN SOCIAL 290

Derechos humanos 292
Prácticas laborales 313
Sociedad y comunidad 346

CAPÍTULO

5

DIMENSIÓN AMBIENTAL 376

Estrategia ambiental 378
Gestión integral del recurso hídrico 390
Cambio climático 402
Biodiversidad y proyectos productivos 418
Ecoeficiencia 429
Inversiones ambientales 445

6

ÍNDICE DE CONTENIDO ESTÁNDAR GRI 450

CERTIFICACIONES

Informe de CoP Avanzado – Pacto Global 479
Informe de Verificación BSD 480

ANEXOS

Estados Financieros Separados 482
Estados Financieros Consolidados 596

JUNTA DIRECTIVA

Miembros de la Junta Directiva



De izquierda a derecha, de pie:

Horacio Ferreira Rueda
Carlos Alfredo Cure Cure
Mauricio Cárdenas Santamaría
Joaquín Moreno Uribe

De izquierda a derecha, sentados:

Yesid Reyes Alvarado
Mauricio Cabrera Galvis
Jaime Ardila Gómez
Carlos Gustavo Cano

COMITÉ DIRECTIVO

Miembros del Comité Directivo



De izquierda a derecha, de pie:

Mónica Jiménez
Secretaria General

Carlos Candela
Vicepresidente Regional Sur (e)

César Aragón
Gerente HSE

Max Torres
Vicepresidente de Exploración

Ricardo Coral
Vicepresidente Regional Central

Juan Manuel Rojas
Gerente Corporativo de Nuevos Negocios

Tomás Hernández
Vicepresidente Refinación y Procesos Industriales

José Cotello
Vicepresidente Regional Orinoquía

Carlos Vargas
Vicepresidente de Transformación

Carlos Santos
Vicepresidente de Abastecimiento y Servicios (e)

Felipe Bayón
Presidente

Rafael Espinosa
Vicepresidente de Operación y Mantenimiento de Transporte

Alejandro Arango
Vicepresidente de Talento Humano

Jorge Osorio
Vicepresidente Regional Oriente

Sergio Mantilla
Gerente Seguridad Física

Pedro Manrique
Vicepresidente Comercial y de Mercadeo

Andrés Mantilla
Director Centro de Innovación y Tecnología ICP

Rafael Guzmán
Vicepresidente Técnico y de Desarrollo E&P

Francy Edith Ramírez
Vicepresidente de Desarrollo y Producción (e)

Mauricio Téllez
Gerente de Comunicaciones Corporativas

De izquierda a derecha, sentados:

Héctor Manosalva
Vicepresidente Ejecutivo (e)

María Juliana Albán
Vicepresidente Corporativa de Cumplimiento

Eduardo Uribe
Vicepresidente de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Juan Carlos Ramón
Vicepresidente de Activos con Socios

Alberto Consuegra
Presidente Cenit (e)

Carlos Eraso
Gerente de Regulación

Fernán Bejarano
Vicepresidente Jurídico

Ricardo Montes
Gerente Corporativo de Auditoría Interna

Jürgen Loeber
Vicepresidente de Ingeniería y Proyectos

María Fernanda Suárez
Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

ECOPETROL
EN CIFRAS 2017



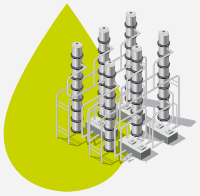
COMBUSTIBLES

Gasolina ventas CIFRAS EN Bpd

2013	2014	2015	2016	2017
68.453	72.943	82.596	90.351	**92.293**

Diésel ventas CIFRAS EN Bpd

2013	2014	2015	2016	2017
95.889	98.340	100.048	94.267	**97.452**



REFINACIÓN

Incluye Cartagena

Cargas a refinerías CIFRAS EN Kbdc

2013	2014	2015	2016	2017
280,3	237,3	232,2	330,4	**345,5**

Margen bruto de refinación Barrancabermeja (DÓLARES POR BARRIL)*

2013	2014	2015	2016	2017
10,9	14,6	16,8	13,8	**13,5**



INVERSIÓN AMBIENTAL

Total ECOPETROL MILLONES $

2013	2014	2015	2016	2017
1.312.264	804.716	624.815	327.459	**470.274**



CONTRATACIÓN

Contratación ECOPETROL CIFRAS EN BILLONES $

2013	2014	2015	2016	2017
20,5	18,9	12,2	10,4	**9,5**



INVERSIÓN SOCIAL

Total ECOPETROL MILLONES $

2013	2014	2015	2016	2017
341.500	328.107	58.505	14.855	18.502*

* Incluye dos convenios de inversión ambiental voluntaria con CORMACARENA correspondientes a la conservación, restauración y aprovechamiento sostenible.



EXPORTACIONES

Volumen* CIFRAS EN Kbpde

2013	2014	2015	2016	2017
540	537	533	464	428

VALOR* CIFRAS EN MUS$

2013	2014	2015	2016	2017
18.879	16.703	8.398	5.964	7.427

* Ecopetrol S.A.



GAS NATURAL

Consumo país CIFRAS EN Gbtud

2013	2014	2015	2016	2017
1.228	1.153	1.065	1.022	954



TRANSPORTE

Volúmenes de crudo transportados CIFRAS EN Kbdc

2013	2014	2015	2016	2017
950	954	978	867*	823

Volúmenes de refinados transportados CIFRAS EN Kbdc

2013	2014	2015	2016	2017
237	251,2	267*	263*	268*

* Desde el 2015, se contabiliza dentro de los volúmenes transportados por poliductos la entrega de producto en Sebastopol a Biomax.



PRODUCCIÓN

Crudo y gas propiedad ECOPETROL* CIFRAS EN Kbpde

2013	2014	2015	2016	2017
788	755	761	718	715

* Grupo Ecopetrol

Crudo total propiedad ECOPETROL* CIFRAS EN Kbpd

2013	2014	2015	2016	2017
613	580	586	552	545

* Ecopetrol S.A.

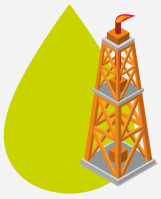


RESERVAS

con Metodología y precios SEC

Crudo y gas remanente CIFRAS EN Mbpe

2013	2014	2015	2016	2017
1.972	2.084	1.849	1.598	1.659



EXPLORACIÓN

Sísmica Grupo ECOPETROL CIFRAS EN Km equivalentes*

2013	2014	2015	2016	2017
49,805	31,533	555	2,105*	1,276

* Grupo Ecopetrol

Pozos A-3 Grupo ECOPETROL

2013	2014	2015	2016	2017
23	26	4	6	19



FINANZAS

Ingresos operacionales BILLONES $

2013	2014	2015	2016	2017
62,5	58,1	52,09	47,73	55,21

Utilidad operacional BILLONES $

2013	2014	2015	2016	2017
19,6	13,6	1,45	8,25	15,50

Ebitda BILLONES $

2013	2014	2015	2016	2017
28,5	22,43	18,08	18,01	23,07

Utiidad neta BILLONES $

2013	2014	2015	2016	2017
13,35	7,81	(-3,98)*	1,56	6,62

* Ecopetrol adoptó las *Normas Internacionales de Información Financiera* aplicables en Colombia (NIIF) desde el 1° de enero de 2015, con fecha de transición del 1° de enero de 2014. El año 2013 se encuentra preparado bajo el *Régimen de Contabilidad Pública* vigente para dicho año.

ABREVIATURAS

$.	Pesos colombianos.
Mbpe.	Millones de barriles de petróleo equivalentes.
Kbpde.	Miles de barriles de petróleo día equivalentes.
Kbdc.	Kilo barriles día calendario.
Bpd.	Barriles por día.
Gbtud.	*Giga British Termal Unit* por día.
Billón de pesos.	Un millón de millones de pesos ($1.000.000.000.000).

HECHOS RELEVANTES 2017

01

La planta *'El Alcaraván'* de nuestra filial **Bioenergy** inició la producción de etanol en Puerto López (Meta). De esta forma el más grande proyecto agroindustrial de la Orinoquía, **entró en su etapa operativa para abastecer** el centro del país de un combustible limpio y amigable con el medio ambiente.

02

Con el descubrimiento del pozo **Gorgon-1**, comprobamos la presencia de gas en aguas profundas en el sur del Caribe colombiano y al mismo tiempo **confirmamos la existencia de una nueva provincia gasífera costa afuera** conformada por los pozos **Purple Angel-1** y **Kronos-1** descubierto en 2015.

03

Incursionamos por primera vez en México, allí **obtuvimos dos bloques para explorar y producir hidrocarburos** en aguas someras en las cuencas del sureste de ese país junto a Petronas y Pemex. De la misma forma, constituimos nuestra subsidiaria en ese país cuyo objeto será la exploración y producción de hidrocarburos.

04

Como resultado de nuestra sólida posición de caja, **pagamos anticipadamente deudas por US$2.400 millones.** Estos pagos anticipados están en línea con nuestro plan de negocios al 2020 y confirman nuestro compromiso por continuar mejorando el retorno para nuestros accionistas.

05

En alianza con otras entidades como el **Sena, Campetrol**, la **OEI** y ***Latin America Drilling Safety***, pusimos en operación el primer taladro escuela en Colombia en la vía Villavicencio Puerto-López. Allí se **formarán, actualizarán y certificarán de manera teórica y práctica**, aprendices y trabajadores petroleros en todas las competencias requeridas por la industria.

06

Suscribimos un **memorando de entendimiento** con Petronas, la principal compañía petrolera de Malasia, en el que se expresa la intención de ambas empresas para participar en el desarrollo de proyectos de exploración y producción en el continente americano.

07

Nuestra **refinería de Barrancabermeja** fue calificada como **una de las más eficientes y competitivas de Latinoamérica**, según la firma especializada *Solomon Associates* que realiza estudios comparativos para medir el desempeño del 85% de las refinerías existentes en el mundo.

08

Fuimos **reconocidos como una de las 12 empresas que mejor gestiona el conocimiento** en el continente americano al obtener el galardón internacional *Americas Most Admired Knowledge Enterprise, MAKE.*

09

Celebramos los **primeros 10 años de la cotización de nuestra acción en la Bolsa de Valores de Colombia**. En la última década hemos distribuido dividendos por **$64,5 billones**, de los cuales **$57,4 billones** han sido para la Nación, y **$7,09 billones** para personas naturales y jurídicas.

10

Culminamos con éxito la finalización de la prueba de desempeño de la nueva **refinería de Cartagena**. Durante 60 días, la refinería **procesó una carga promedio de 144 mil barriles por día**. A partir de ese momento la refinería inició su etapa de operación continua.



PREMIOS Y RECONOCIMIENTOS

Los principales premios y reconocimientos recibidos por Ecopetrol durante 2017 fueron:

Reconocida como la marca más valiosa que tiene Colombia, según el ranking publicado por *Brand Finance*.

Es una de las 12 empresas que mejor gestiona el conocimiento en el continente americano y por ello fue merecedora del **reconocimiento *Internacional Americas Most Admired Knowledge Enterprise* (MAKE).**

Dupont, empresa líder en seguridad a nivel mundial, reconoció a **Ecopetrol S. A.** como **referente en seguridad y salud de los trabajadores para Latinoamérica.** El premio fue otorgado durante la 7ª entrega de los premios a la salud y seguridad que se realiza anualmente en San Pablo (Brasil).

La refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol, fue calificada como **una de las más eficientes y competitivas de Latinoamérica**, según lo reveló la firma especializada Solomon Associates, que realiza estudios comparativos *(benchmarking)* para medir el desempeño del 85% de las refinerías existentes en el mundo.

La Superintendencia de Industria y Comercio de Colombia otorgó mediante Resolución 55956, **patente de invención a la tecnología** titulada **"Sistema y proceso en línea de oxidación para simulación de combustión *in-situ* de crudos pesados y extrapesados".**

La agencia calificadora de riesgos Moody's informo que la perspectiva de la compañía **subió al nivel "estable"** y mantuvo la **calificación en Baa3.**

Con el acompañamiento de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), fue **incluida en el grupo técnico de recobro** de la **Agencia Internacional de Energía (*IEA*, por sus siglas en inglés)**, del cual hacen parte las potencias mundiales en la aplicación de esta tecnología de producción de petróleo.

La organización inglesa *Legal 500* reconoció a Ecopetrol como la **segunda empresa con los mejores abogados** de Colombia.



CERTIFICACIONES

Certificación Corporativa (Ecopetrol S.A.) **ISO 9001:2015**	Exploración, producción y explotación de petróleo y gas. Producción de refinados y petroquímicos. Transporte de hidrocarburos. Comercialización y desarrollo de soluciones tecnológicas aplicables a la industria del petróleo.
Certificación Corporativa (Ecopetrol S.A.) **NTC GP 1000:2009**	Transporte de hidrocarburos. Comercialización y desarrollo de soluciones tecnológicas aplicables a la industria del petróleo.
Certificación Corporativa (Ecopetrol S.A.) **ISO 14001:2015**	Exploración, producción y explotación de petróleo y gas. Producción de refinados y petroquímicos. Transporte de hidrocarburos. Comercialización y desarrollo de soluciones tecnológicas aplicables a la industria del petróleo.
Certificación Corporativa (Ecopetrol S.A.) **OHSAS 18001:2007**	Refinados y petroquímicos. Transporte de hidrocarburos. Comercialización y desarrollo de soluciones tecnológicas aplicables a la industria del petróleo.
Certificaciones Internacionales para Operaciones y Mantenimiento (Operación remota) **NCCER *(National Center for Construction Education and Research)***	Refinados y petroquímicos y Transporte de hidrocarburos.

SOBRE
ESTE REPORTE

102–51 > 102–52 102–54

Desde 2009 Ecopetrol publica sus reportes anuales bajo la metodología del *Global Reporting Initiative (GRI)*. A partir de 2011, la empresa decidió entregar en un solo documento tanto el Informe Anual de Gestión como el Reporte de Sostenibilidad, creando el *Reporte Integrado de Gestión Sostenible*. El reporte correspondiente a la gestión 2016 fue entregado en la Asamblea General de Accionistas, realizada el 31 de marzo de 2017.

Este informe se ha elaborado de conformidad con los Estándares GRI: opción Exhaustiva.

Cuenta con la revisión Content Index otrogada por GRI, además de un informe de verificación externa de contenidos de temas materiales.

Adicionalmente, y de forma voluntaria, se ha incluido en la Tabla de Contenidos GRI una columna con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y su convergencia con los indicadores GRI. Lo anterior responde a que ECOPETROL, como integrante activo de Pacto Global, ha asumido el compromiso con los ODS, los cuales se responden en el Reporte.

102–50 > 102–32 102–45 LÍMITES Y ALCANCE DEL REPORTE

El presente Reporte informa sobre la gestión económica, social y ambiental de la empresa para el periodo fiscal comprendido entre el 1º de enero y el 31 de diciembre de 2017. Incluye las operaciones de Ecopetrol S.A. en territorio colombiano. En caso que sea necesario entregar datos provenientes de empresas socias o subordinadas, dentro o fuera del país, se hará explícita dicha situación en el informe.

Adicionalmente, este reporte equivale a la Comunicación de Progreso (CoP) exigida por el Pacto Global de Naciones Unidas, puesto que se incluye la matriz de indicadores requeridos por GRI y su coincidencia con los diez principios del Pacto, así como la ratificación del compromiso del más alto directivo de la empresa con dicha iniciativa.

Por quinta vez, Ecopetrol se autodeclara con este informe en la categoría de CoP avanzado, para lo cual reporta los criterios exigidos para este nivel. El proceso de elaboración del Reporte fue liderado al interior de Ecopetrol por la Gerencia de Responsabilidad Corporativa de la Secretaría General.

102–46 > 102–48 102–42 102–44 PROCESO DE MATERIALIDAD

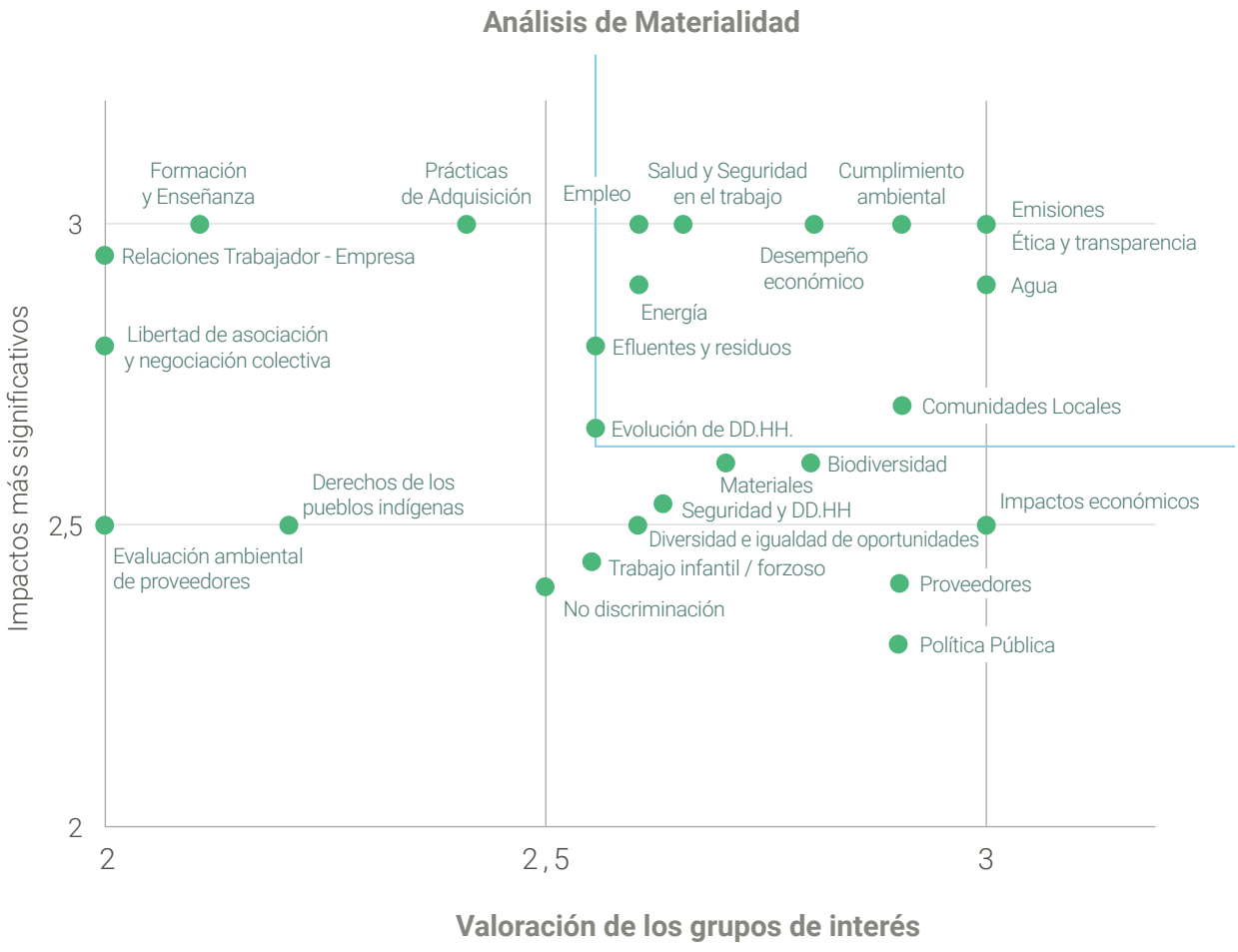
La materialidad en Ecopetrol surge de un proceso continuo, deliberado y sistemático, que incluye a todas las áreas especializadas de la empresa que gestionan el involucramiento con los distintos grupos de interés.

Desde 2013, Ecopetrol realiza ejercicios anuales de materialidad para identificar aquellos aspectos que son de alto impacto y relevancia tanto para la empresa como para sus siete grupos de interés, tanto en lo económico, como en lo social y en lo ambiental.

En lo que se refiere al ejercicio de materialidad realizado para el año 2017, Ecopetrol adoptó lo definido en los Estándares 102 y 103 del GRI, según los cuales los temas materiales son: i) los que reflejan los impactos económicos, ambientales y sociales significativos de la organización, o ii) los que influyen sustancialmente en las valoraciones y las decisiones de los grupos de interés.

Para definir este listado de contenidos, se tomó como base la información recolectada en la consulta de percepción y expectativas de los grupos de interés (principio de participación de grupos de interés). A través de la realización de 1.672 encuestas en las diferentes regiones de operación en todo el país, en 2017 la Gerencia de Responsabilidad Corporativa consultó las percepciones y expectativas de los siete grupos de interés de Ecopetrol: accionistas e inversionistas; clientes; socios; empleados; contratistas y sus empleados; sociedad y comunidad, y Estado.

Gráfico 1. Asuntos relevantes Ecopetrol 2017



Fuente: Ecopetrol, Departamento de Responsabilidad Corporativa

102–12 > 102–42

Además de los temas identificados como producto de la Consulta, para la definición de temas materiales se tuvo en consideración la estrategia y plan de negocio 2015 – 2020 de ECOPETROL y la información de estándares e iniciativas que orientan la identificación de las temáticas donde se generan los impactos más significativos en el sector de *Oil & Gas* (principio de materialidad y contexto de sostenibilidad). Como resultado de lo anterior, en el gráfico 1 se presenta la matriz de asuntos materiales para Ecopetrol, año 2017.

< 102–12 102–42

Vale la pena resaltar que, a pesar de que el ejercicio de priorización arrojó como resultado 11 temas materiales, Ecopetrol rinde cuentas en este Reporte de Sostenibilidad sobre los 35 temas contenidos en el Estándar GRI y sobre todos los demás temas que considera pertinentes para su divulgación. En las tablas 1 y 2 se relacionan los temas materiales y la cobertura de su impacto. Este último ejercicio de materialidad mantuvo la cobertura de los asuntos relevantes de los ejercicios anteriores. No se presentaron cambios significativos en la lista de temas materiales y su cobertura en comparación con años anteriores.

< 102–49

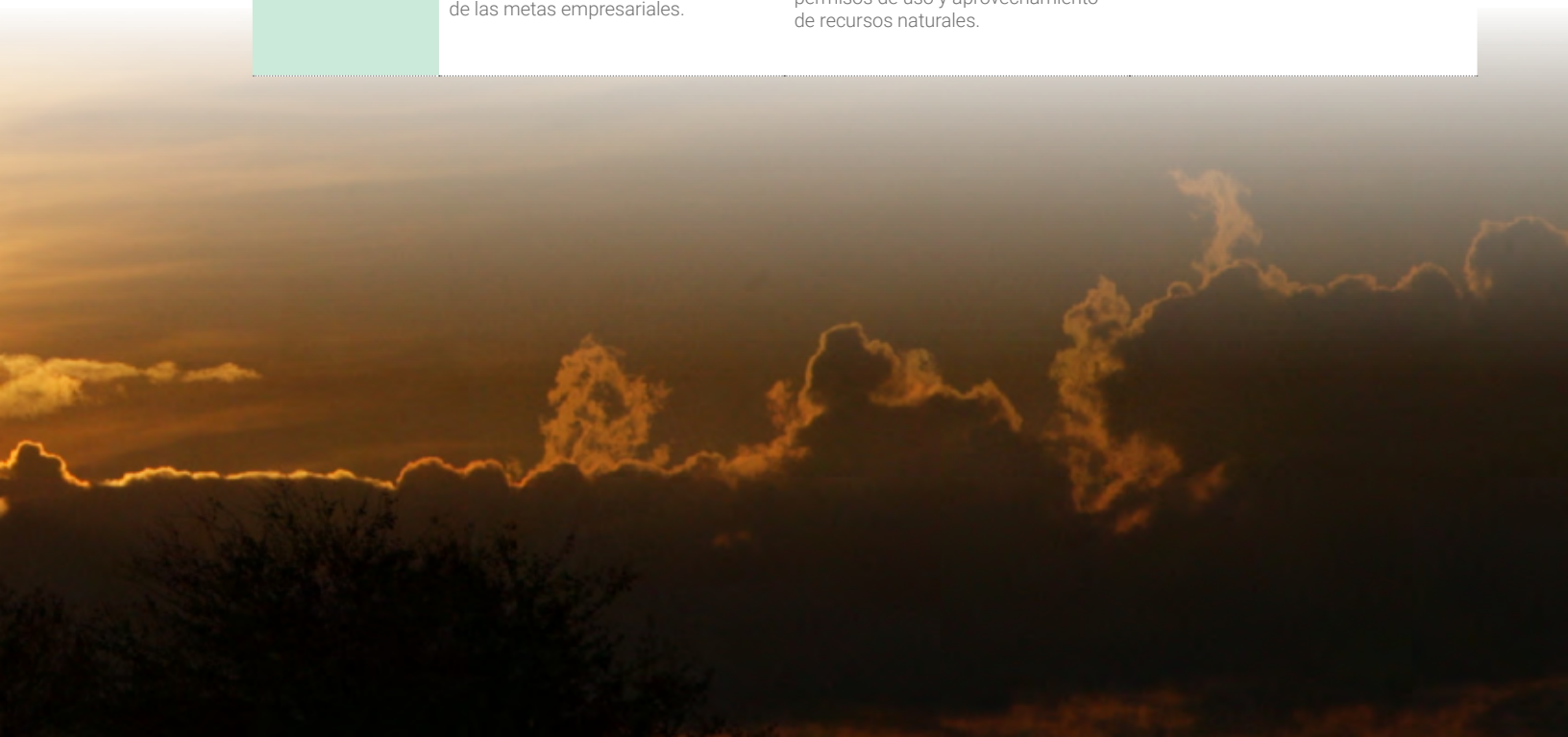
Tabla 1. Análisis de materialidad

ESTÁNDAR GRI	¿POR QUÉ EL TEMA ES MATERIAL?	¿CÓMO SE GESTIONA EL TEMA?	¿CÓMO SE EVALÚA EL TEMA?
DIMENSIÓN ECONÓMICA			
201 Desempeño económico **OG-1** Producción y reservas	v 103–1 La generación de valor económico es el foco de la estrategia de Ecopetrol. La adopción de un enfoque de negocios sostenible se soporta en la generación de valor para los accionistas y para los demás grupos de interés, a través de la gestión de riesgos y el aprovechamiento de oportunidades económicas, sociales y ambientales.	v 103–2 El Plan de Negocios identifica la búsqueda de la sostenibilidad, la rentabilidad y la generación de valor como ejes fundamentales de Ecopetrol para el período 2017 – 2020.	v 103–3 El valor económico generado y distribuido por Ecopetrol se representa en métricas financieras (ingresos, costos, utilidades, EBITDA), métricas volumétricas (producción, exportaciones, reservas) y métricas de valor, como: contratación, inversión social, salarios y beneficios, entre otras.
205 Anticorrupción	v 103–1 El fraude y la corrupción pueden impactar negativamente el valor de los activos intangibles de una empresa y reducir su capacidad de generación de ingresos futuros. Las acciones encaminadas a que los trabajadores conozcan, apliquen y contribuyan a gestionar los riesgos de corrupción, fraude y lavado de activos, contribuyen a mitigar estos impactos negativos.	v 103–2 La estrategia de ética y transparencia vela por el cumplimiento de normas nacionales e internacionales en materia de prevención de fraude, corrupción y LAFT (lavado de activos y financiación del terrorismo). Así mismo, en el Código de Ética se establecen los principios, valores, controles y parámetros de conducta que rigen el actuar de los funcionarios de la empresa.	v 103–3 Se utilizan indicadores como: unidades de negocio analizadas con respecto a riesgos de corrupción, identificación de riesgos de corrupción, comunicación y formación en lineamientos y procedimientos éticos y de cumplimiento, casos de corrupción confirmados y medidas tomadas.

ESTÁNDAR GRI	¿POR QUÉ EL TEMA ES MATERIAL?	¿CÓMO SE GESTIONA EL TEMA?	¿CÓMO SE EVALÚA EL TEMA?
DIMENSIÓN AMBIENTAL			
302 Energía **OG-2** Valor total del gasto en Investigación y Desarrollo de energías renovables **OG-3** Energía renovable generada por fuente	v 103–1 Una adecuada gestión de la energía permite la identificación de alternativas de optimización continua de las fuentes y usos. La energía es el segundo costo más alto de Ecopetrol, después de la dilución. El plan integral de eficiencia energética, además de reducir el impacto ambiental asociado al consumo de este recurso, representa beneficios potenciales por $30 mil millones para el período 2017 – 2020.	v 103–2 La estrategia de energía es un componente clave de la estrategia ambiental. Se orienta al logro de la autosuficiencia energética y considera diferentes posibilidades de diversificación. Supone la incursión progresiva en fuentes no convencionales de energía renovable.	v 103–3 La estrategia de energía se evalúa a través de indicadores como: consumo energético, intensidad energética, reducción del consumo energético y energía renovable generada, entre otros.
303 Agua **OG-5** Agua generada	v 103–1 El manejo responsable del recurso hídrico es indispensable para garantizar la protección y conservación del medio ambiente y la continuidad operativa de las diferentes áreas del negocio. Ecopetrol está comprometida públicamente con la gestión sostenible del agua a través de su adhesión al *CEO Water Mandate*.	v 103–2 La estrategia ambiental incluye una línea de gestión integral del recurso hídrico. Su objetivo es asegurar el cumplimiento legal en materia del recurso hídrico y reducir los conflictos por uso de agua en las áreas cercanas a las operaciones y proyectos de la empresa. Así mismo, busca establecer opciones de reutilización y reúso de aguas a lo largo de la cadena de valor.	v 103–3 La estrategia de gestión integral de recurso hídrico se evalúa a través de indicadores sobre: volumen de agua extraída por fuente, fuentes de agua significativamente afectadas por la extracción de agua y volumen de agua reciclada y reutilizada.



ESTÁNDAR GRI	¿POR QUÉ EL TEMA ES MATERIAL?	¿CÓMO SE GESTIONA EL TEMA?	¿CÓMO SE EVALÚA EL TEMA?
DIMENSIÓN AMBIENTAL			
305 Emisiones **OG-6** Quema y Venteo **OG-8** Contenido de Benceno, Plomo y Azufre **OG-14** Biocombustibles	v 103–1 La reducción de emisiones prepara a la empresa para hacer frente a regulaciones cada vez más exigentes. En materia de biocombustibles, el foco se centra en la producción de combustibles más limpios y con menor contenido de azufre.	v 103–2 El cambio climático es una de las líneas de la estrategia ambiental. Incluye específicamente un eje de mitigación, que busca reducir las emisiones de GEI de la cadena de valor del petróleo y gas, en concordancia con los objetivos empresariales de crecimiento y desarrollo sostenible.	v 103–3 La evaluación sobre emisiones se realiza a través de indicadores sobre: emisiones de gases efecto invernadero (GEI), intensidad de emisiones (GEI), reducción de emisiones (GEI), emisiones de sustancias agotadoras de ozono y otras emisiones.
306 Efluentes y residuos **OG-7** Residuos de perforación	v 103–1 El manejo integral de los residuos contribuye a la reducción progresiva de riesgos e impactos ambientales. Permite que algunos de los residuos peligrosos y no peligrosos generados en las operaciones adquieran un valor y puedan aprovecharse como materia prima por parte de terceros, generando ingresos para la empresa.	v 103–2 El manejo de efluentes y residuos se asegura a través de las siguientes estrategias: estrategia de gestión integral del recurso hídrico, estrategia de logística inversa y estrategia de gestión ambiental de residuos.	v 103–3 La evaluación se realiza a través de indicadores sobre volumen vertido de aguas en función de su calidad y destino, peso de residuos, volumen de derrames significativos, cuerpos de agua afectados y cantidad de residuos de perforación generados.
307 Cumplimiento Ambiental	v 103–1 El cumplimiento ambiental es el punto de partida para gestionar y obtener oportunamente las autorizaciones ambientales requeridas para viabilizar las operaciones y proyectos que permiten garantizar el cumplimiento de las metas empresariales.	v 103–2 El modelo operacional de la estrategia ambiental incluye un área legal, responsable de la gestión de las autorizaciones ambientales, las licencias ambientales, los planes de manejo ambiental (PMA) y los permisos de uso y aprovechamiento de recursos naturales.	v 103–3 La evaluación se realiza a través del seguimiento a indicadores de cumplimiento ambiental y a reclamaciones sobre presuntos impactos socio ambientales.



ESTÁNDAR GRI	¿POR QUÉ EL TEMA ES MATERIAL?	¿CÓMO SE GESTIONA EL TEMA?	¿CÓMO SE EVALÚA EL TEMA?
DIMENSIÓN SOCIAL			
403 Salud y Seguridad en el trabajo **OG-13** Seguridad de procesos	v 103–1 Un débil desempeño en materia de salud y seguridad ocupacional y de procesos, tiene un impacto negativo sobre los costos laborales y la productividad empresarial. Adicionalmente, afecta la reputación corporativa, reduce la motivación de los empleados y aumenta los costos operacionales asociados a multas y a otros pasivos contingentes.	v 103–2 La estrategia de seguridad industrial, seguridad de procesos y salud ocupacional de Ecopetrol, se enfoca en gestionar los riesgos, reducir la accidentalidad en las operaciones y alcanzar resultados sostenibles y eficientes. Busca aportar al bienestar de los trabajadores y sus familias y al crecimiento rentable de la empresa.	v 103–3 La evaluación se realiza principalmente a través de indicadores de frecuencia de accidentalidad, fatalidades, ausentismo laboral y enfermedades ocupacionales. Así mismo, frecuencia y número de incidentes de seguridad de procesos.
401 Empleo	v 103–1 Los empleados representan uno de los activos más valiosos para una empresa. Mantener buenas relaciones con ellos es clave para el logro de los objetivos empresariales. De igual forma, contar con empleados satisfechos, calificados y altamente competentes, es un factor determinante para asegurar la competitividad empresarial.	v 103–2 La gestión del talento humano es un componente central de la estrategia de Ecopetrol. Tiene como objetivo generar valor a la organización, mediante prácticas laborales que contribuyan tanto al progreso profesional y personal de sus trabajadores, como al desarrollo sostenible de la empresa.	v 103–3 El seguimiento a la estrategia de gestión de talento humano incluye indicadores sobre: nuevas contrataciones, beneficios para los empleados, programas de formación y desarrollo.
412 Evaluación de Derechos Humanos	v 103–1 La responsabilidad de respetar los DD.HH constituye una norma de conducta mundial aplicable a todas las empresas, dondequiera que operen. En este contexto, Ecopetrol ha declarado su compromiso con el respeto y la promoción de los DD.HH., a través de la adhesión a los Principios del Pacto Mundial de las Naciones Unidas, desde 2009, y su reconocimiento de los Principios Rectores de las Naciones Unidas sobre Empresas y Derechos Humanos.	v 103–2 La gestión de Ecopetrol frente al compromiso de respeto y promoción de los derechos humanos (DD.HH.) se lleva a cabo a través de un marco de gestión que permite establecer las acciones a ejecutar en el corto, mediano y largo plazo, según las expectativas de los grupos de interés y las necesidades de la organización.	v 103–3 El seguimiento de este tema incluye indicadores sobre: información y capacitación en derechos humanos, seguimiento a prácticas en materia de seguridad, derechos de los pueblos indígenas y percepción de los grupos de interés sobre derechos humanos, entre otros.
413 Comunidades locales **OG-12** Reasentamientos	v 103–1 El diseño, implementación y seguimiento a estrategias eficaces de gestión social, resultan de gran valor tanto en materia de relacionamiento como en términos de su aporte al desarrollo local. Un adecuado relacionamiento con la comunidad, desde las primeras etapas en el desarrollo de proyectos y actividades, se convierte en un factor clave para evitar el surgimiento de conflictos y protestas en el futuro.	v 103–2 A través de la estrategia de gestión del entorno, Ecopetrol busca asegurar la viabilidad de sus operaciones. La estrategia incluye la asignación de un presupuesto de inversión social para apoyar iniciativas y proyectos que tienen un impacto en las condiciones de entorno y en la generación de condiciones de prosperidad. Así mismo, un componente de gestión de impactos sociales, orientado a prevenir impactos negativos en la población y a evitar conflictos generados por la operación de la empresa.	v 103–3 Para evaluar el trabajo con comunidades locales se utilizan indicadores sobre: desarrollo de programas con participación de la comunidad local, cumplimiento de programas y medidas de manejo para la gestión de impactos sociales, seguimiento a la atención oportuna de quejas y reclamos de los grupos de interés y consulta de percepción y expectativas de grupos de interés.

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General, Gerencia de Responsabilidad Corporativa

102–47 > **Tabla 2.** Temas materiales y cobertura del impacto - 2017

	TEMA MATERIAL ECOPETROL	CONTENIDO GRI CORRESPONDIENTE	COBERTURA < 103–1
1	Emisiones	**305** Emisiones **OG-6** Quema y Venteo **OG-8** Contenido de Benceno, Plomo y Azufre **OG-14** Biocombustibles	**Proceso de Ecopetrol donde se genera el mayor impacto** Producción, Refinación, Petroquímica y Transporte **Grupo de interés donde se generan los mayores impactos** Todos los grupos de Interés **Área que gestiona los impactos** Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental
2	Ética y Transparencia	**205** Anti-corrupción	**Proceso de Ecopetrol donde se genera el mayor impacto** Abastecimiento Cadena de Valor **Grupo de interés donde se generan los mayores impactos** Todos los grupos de Interés **Área que gestiona los impactos** Vicepresidencia Corporativa de Ética y Cumplimiento

3

TEMA MATERIAL ECOPETROL	CONTENIDO GRI CORRESPONDIENTE
Cumplimiento Ambiental	**307** Cumplimiento ambiental

COBERTURA < 103–1

Proceso de Ecopetrol donde se genera el mayor impacto
Producción, Refinación, Petroquímica y Transporte

Grupo de interés donde se generan los mayores impactos
Todos los grupos de Interés

Área que gestiona los impactos
Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental
Vicepresidencia Jurídica

4

TEMA MATERIAL ECOPETROL	CONTENIDO GRI CORRESPONDIENTE
Gestión integral del recurso hídrico	**303** Agua **OG-5** Agua generada

COBERTURA < 103–1

Proceso de Ecopetrol donde se genera el mayor impacto
Producción, Refinación, Petroquímica y Transporte

Grupo de interés donde se generan los mayores impactos
Todos los grupos de Interés

Área que gestiona los impactos
Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

5

TEMA MATERIAL ECOPETROL	CONTENIDO GRI CORRESPONDIENTE
Desempeño Económico	**201** Desempeño económico **OG-1** Producción y reservas

COBERTURA < 103–1

Proceso de Ecopetrol donde se genera el mayor impacto
Cadena de Valor (Exploración, Producción, Transporte, Refinación, Comercialización, Petroquímica y áreas de soporte)

Grupo de interés donde se generan los mayores impactos
- Accionistas e Inversionistas
- Contratistas y sus empleados
- Empleados, pensionados y sus beneficiarios
- Sociedad y comunidad

Área que gestiona los impactos
Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas
Vicepresidencia Ejecutiva

6

TEMA MATERIAL ECOPETROL	CONTENIDO GRI CORRESPONDIENTE
Salud y Seguridad en el trabajo	**403** Salud y seguridad en el trabajo **OG-13** Seguridad de procesos

COBERTURA < 103–1

Proceso de Ecopetrol donde se genera el mayor impacto

Cadena de Valor (Exploración, Producción, Transporte, Refinación, Comercialización, Petroquímica y áreas de soporte)

Grupo de interés donde se generan los mayores impactos

- Contratistas y sus empleados
- Empleados, Pensionados y sus beneficiarios

Área que gestiona los impactos

Vicepresidencia de Talento Humano

Vicepresidencia Ejecutiva y Gerencia de HSE

7

TEMA MATERIAL ECOPETROL	CONTENIDO GRI CORRESPONDIENTE
Comunidades Locales	**413** Comunidades locales **OG-12** Reasentamientos

COBERTURA < 103–1

Proceso de Ecopetrol donde se genera el mayor impacto

Gestión de Entorno

Grupo de interés donde se generan los mayores impactos

Sociedad y comunidad

Área que gestiona los impactos

Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

8

TEMA MATERIAL ECOPETROL	CONTENIDO GRI CORRESPONDIENTE
Empleo	**401** Empleo

COBERTURA < 103–1

Proceso de Ecopetrol donde se genera el mayor impacto

Gestión del talento humano

Grupo de interés donde se generan los mayores impactos

Empleados

Área que gestiona los impactos

Vicepresidencia de Talento Humano

9

TEMA MATERIAL ECOPETROL	CONTENIDO GRI CORRESPONDIENTE
Energía	**302** Energía **OG-2** Valor total del gasto en Investigación y Desarrollo de energías renovables **OG-3** Energía renovable generada por fuente

COBERTURA < 103–1

Proceso de Ecopetrol donde se genera el mayor impacto

Cadena de Valor (Exploración, Producción, Transporte, Refinación, Comercialización, Petroquímica y áreas de soporte)

Grupo de interés donde se generan los mayores impactos

Sociedad y comunidad

Área que gestiona los impactos

Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

10

TEMA MATERIAL ECOPETROL	CONTENIDO GRI CORRESPONDIENTE
Efluentes y residuos	**306** Efluentes y residuos **OG-7** Residuos de perforación

COBERTURA < 103–1

Proceso de Ecopetrol donde se genera el mayor impacto

Cadena de Valor (Exploración, Producción, Transporte, Refinación, Comercialización, Petroquímica y áreas de soporte)

Grupo de interés donde se generan los mayores impactos

Sociedad y comunidad

Área que gestiona los impactos

Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

11

TEMA MATERIAL ECOPETROL	CONTENIDO GRI CORRESPONDIENTE
Derechos Humanos	**412** Evaluación de derechos humanos

COBERTURA < 103–1

Proceso de Ecopetrol donde se genera el mayor impacto

Cadena de Valor (Exploración, Producción, Transporte, Refinación, Comercialización, Petroquímica y áreas de soporte)

Grupo de interés donde se generan los mayores impactos

- Sociedad y Comunidad
- Empleados
- Contratistas y sus empleados

Área que gestiona los impactos

Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Secretaría General

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General, Gerencia de Responsabilidad Corporativa

102–56 >

ASEGURAMIENTO EXTERNO DEL REPORTE

Este *Reporte Integrado de Gestión Sostenible* ha sido sometido a un triple proceso de aseguramiento externo, adicional a aquellos a los que está sujeto por ley.

En materia relativa a la *Dimensión Económica* y los *Estados Financieros*, la auditoría fue realizada por Ernst&Young Audit S.A.S, cuyo certificado se encuentra en los anexos de este documento.

Por su parte, BSD Consulting realizó la verificación independiente de la integración de los principios AA1000 AS2008 en los procesos de gestión de Ecopetrol, así como de la aplicación de los principios y contenidos de los estándares del *Global Reporting Initiative* (GRI) en el proceso de elaboración del reporte.

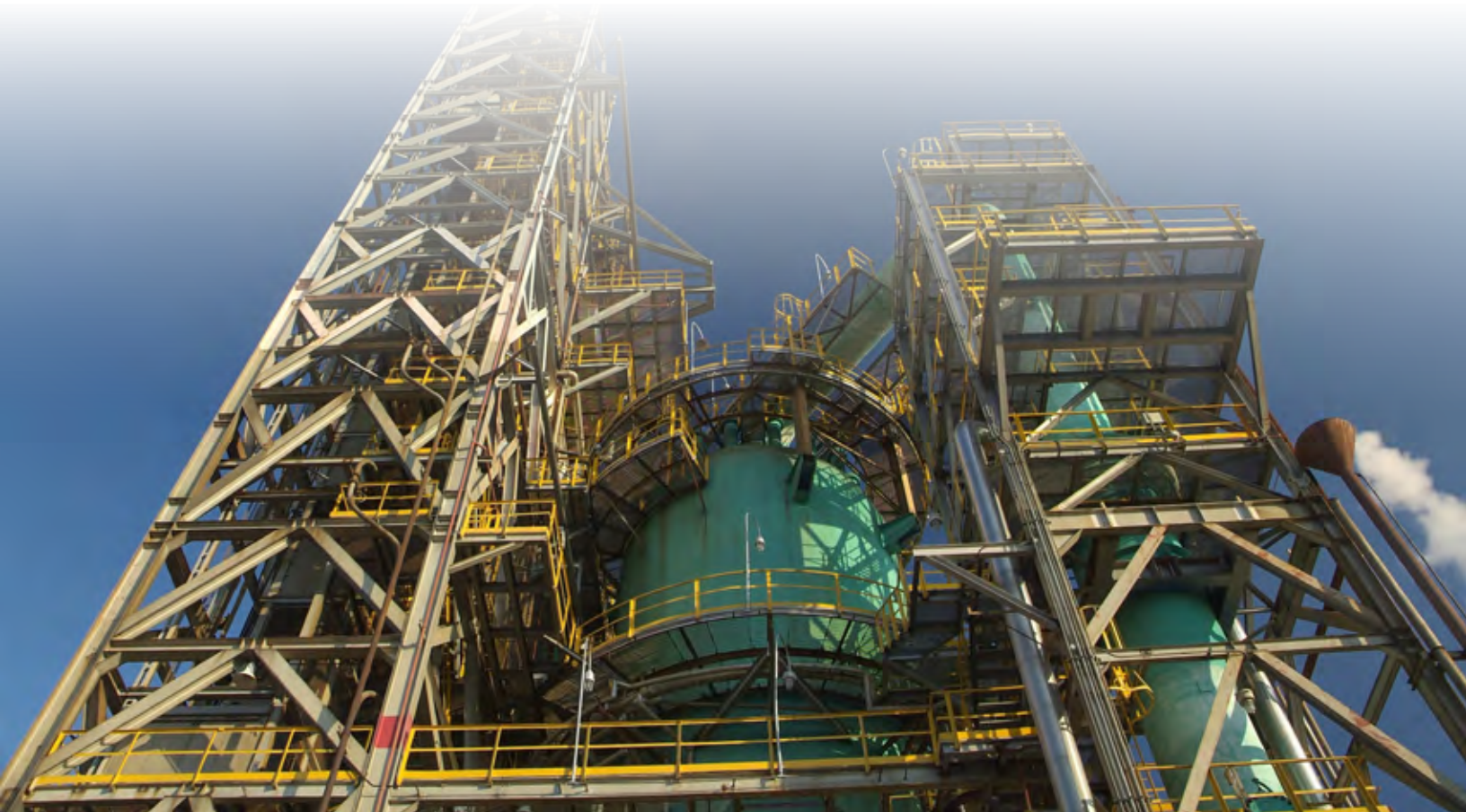
Para la certificación del nivel de cumplimiento en la categoría de CoP avanzado, la verificación fue realizada por la Red Local del Pacto Global en Colombia.

102–53 >

PUNTO DE CONTACTO

Cualquier inquietud, consulta o solicitud de información adicional sobre este informe, debe ser enviada al correo electrónico **reportedesostenibilidad@ecopetrol.com.co**

Igualmente, el reporte se encuentra disponible para el público en general en la página de Internet **www.ecopetrol.com.co**



(102–14) > (102–15)

MENSAJE A NUESTROS GRUPOS DE INTERÉS

Me complace poner a su consideración los principales resultados de la gestión de Ecopetrol en el 2017, año caracterizado por grandes logros y en el que cosechamos los frutos de un exitoso proceso de transformación que emprendimos en el 2015 para hacerle frente a la nueva realidad del mercado mundial del petróleo, caracterizado por una fuerte volatilidad en materia de precios.

En 2017 continuamos enfocados en buscar la excelencia y seguridad en todas nuestras operaciones, el cumplimiento de la meta de producción y un mejor balance de reservas, pilares fundamentales para el crecimiento de la compañía.



Felipe Bayón Pardo
PRESIDENTE ECOPETROL S. A.

En los resultados del año se destaca la asignación rigurosa de recursos de inversión, una sólida posición de caja y avances en la mayoría de indicadores financieros, con menos deuda y calificación sostenida en grado de inversión.

La gestión realizada en 2017 se traducirá en mayores aportes para los accionistas mediante un mayor dividendo, al tiempo que Ecopetrol se consolidará como la columna vertebral de las finanzas públicas y la mayor fuente de recursos para la inversión social gracias a los aportes a la Nación.

Los avances en los resultados financieros y operativos se dieron en medio de situaciones retadoras de entorno, tanto nacional como internacional, especialmente por el aumento del hurto de hidrocarburos y los atentados contra la infraestructura petrolera por parte de grupos al margen de la Ley.

El *Reporte Integrado de Gestión Sostenible* que usted tiene en sus manos es el noveno que se realiza

bajo la metodología del *Global Reporting Initiative* (GRI) y es el primero que se presenta bajo el nuevo estándar GRI*. Así mismo, equivale a la Comunicación de Progreso (CoP) exigida por el Pacto Global de Naciones Unidas, a través del cual ratificamos nuestro compromiso con dicha iniciativa.

Crecimiento rentable

Luego de un periodo de ajuste, el 2017 lo recordaremos como el inicio de una nueva fase de 'crecimiento rentable'. Los hechos y datos así lo confirman.

Tuvimos un año de intensa actividad exploratoria y trabajamos arduamente para construir las bases del crecimiento futuro de la Empresa. Culminamos el año con una cifra de 21 pozos exploratorios perforados y una tasa de éxito superior al 50%. Con este despliegue de actividad logramos incorporar más de 250 millones de barriles equivalentes en recursos contingentes, apalancando el incremento futuro de reservas del Grupo Empresarial.

Uno de los hechos más destacados fue el incremento de las reservas probadas a 1.659 Mbpe y nuestro índice de reposición fue de 126%, el más alto de los últimos 3 años. Lo anterior significa que por cada barril producido, incorporamos 1,26 barriles. Este resultado fue apalancado por el éxito de nuestro programa de incremento de factor de recobro y el desarrollo constante de nuestros campos.

En línea con la estrategia de crecimiento y aumento de actividad internacional, nos fueron adjudicados nuevos bloques exploratorios en México (bloques 6 y 8) y Estados Unidos (Garden Banks 77, 78, 121 y 122 en el Golfo de México - USA). Así mismo, adquirimos una participación adicional en el bloque K2 (Golfo de México), lo cual aportó al balance de reservas y producción de 2017.

Cumplimos la meta de producción de 715 mil barriles de petróleo equivalente por día. Esto incluso con algunos eventos operacionales y dificultades de orden público, especialmente en el oleoducto Caño Limón-Coveñas.

Aplicamos tecnologías de vanguardia para agilizar el transporte de crudo pesado por nuestros oleoductos y ganar en eficiencia. Completamos el sistema San Fernando – Monterrey en el Meta para una mayor capacidad de transporte.

La nueva Refinería de Cartagena finalizó su etapa de estabilización en diciembre de 2017 con el completamiento de la prueba global de desempeño alcanzando una carga sostenida de 144 mil barriles por día, equivalente al 96% de su capacidad, durante 60 días.

* El *Global Reporting Initiative (GRI)* es una organización internacional cuyo fin es impulsar la elaboración de memorias de sostenibilidad en todo tipo de organizaciones. Para ello, promueve un estandar que incluyen los principios e indicadores para medir y dar a conocer su desempeño económico, ambiental y social. Para este reporte de sostenibilidad, Ecopetrol utiliza el estandar *GRI*.

En su segundo año de operación, Reficar está generando utilidad neta y Ebitda positivo, lo que representa un cambio de tendencia importante de las cifras financieras.

Entre tanto, la Refinería de Barrancabermeja consolidó con una operación rentable y eficiente, con un margen de refinación promedio de US$ 13,5 dólares por barril para el 2017.

En diciembre registramos un récord histórico de carga de refinación de 393 mil barriles en un día específico del mes. Estos logros se alcanzaron al tener las dos refinerías funcionando de manera estable y óptima al mismo tiempo.

En 2017, gracias al programa de transformación reportamos eficiencias operativas por $2,6 billones frente a una meta de $750 mil millones, pero el propósito es mantener los ahorros.

En seguridad de procesos obtuvimos el mejor resultado de los últimos 9 años al registrar un indicador de Incidentes de Seguridad de Procesos Nivel 1 en 5 incidentes, lo que representa una disminución del 17% respecto a 2015 y 2016. Este resultado obedece a la implementación de prácticas seguras y el fortalecimiento del liderazgo en los niveles gerenciales.

Positivos resultados económicos

Nuestra gestión arrojó satisfactorios resultados financieros. La utilidad neta de 2017 ascendió a $6,6 billones, la más alta de los últimos cuatro años y un 16% mayor que la utilidad de 2014, incluso con un precio de crudo de referencia Brent 45% menor.

El Ebitda y el margen Ebitda alcanzaron niveles de $23 billones y 42%, respectivamente; el margen Ebitda tuvo un incremento de cuatro puntos porcentuales frente a 2016, convirtiéndose en uno de los más altos de la industria mundial de petróleo y gas.

Cerramos el año con una sólida posición de caja de $14,5 billones, lo que habilita oportunidades de crecimiento inorgánico a futuro. El reflejo de nuestra fortaleza financiera fue la disminución de la deuda en 17% resultado del prepago de obligaciones por US$2,400 millones.

Invertimos US$2,2 billones, recursos cuyo foco fue la exploración y producción en línea con nuestro plan de negocios. Pese a menores inversiones, logramos cumplir nuestras metas operacionales.

Como resultado de la proactiva gestión comercial y la escasez de crudo pesado en el mundo, logramos disminuir el diferencial de la canasta de crudo en US$2,5 por barril, ubicándose en US$6,9 por barril, 27% mejor que en 2016. Ello representó ingresos adicionales para Ecopetrol por $1,2 billones.

Nuestro compromiso ambiental y social

Continuamos comprometidos con la disminución de las emisión de gases efecto invernadero (GEI). Registramos una reducción de 197 mil toneladas equivalentes de CO_2 y superamos la meta de 45.000 toneladas de CO_2 prevista para el año. Dicho resultado lo obtuvimos gracias a proyectos de reducción de emisiones, enfocados en procesos de recuperación de gases y su aprovechamiento, entre otros.

Realizamos inversiones ambientales en las diferentes zonas de operación por más de $470 mil millones, lo que representó un incremento de 44% frente al año anterior, especialmente con el desarrollo de iniciativas y obras de control y el mejoramiento de emisiones atmosféricas en la refinería de Barrancabermeja, así como mayores inversiones ambientales en los campos del Piedemonte.

Continuamos siendo motor de la economía nacional. En 2017 contratamos bienes y servicios por $9,5 billones y un total de 24.281 personas trabajaron en obras y proyectos nuestros en diferentes regiones del país, a través de nuestras firmas aliadas.

Nuestra inversión social fue de más de $18 mil millones. Estuvo focalizada en el apoyo en la construcción de infraestructura pública de interés comunitario, proyectos de reducción de brechas en educación y salud, cultura y proyectos de conservación de los recursos hídricos, entre otros.

Como parte del proceso de actualización de la estrategia de Responsabilidad Corporativa, en diciembre de 2017 se creó la Gerencia de Responsabilidad Corporativa dentro de la Secretaría General.

Retos 2018

Incrementar nuestra producción en un rango entre 715 y 725 mil barriles de petróleo equivalente por día, mantener la excelencia operativa y seguridad en nuestras operaciones, y sólidas métricas financieras, son nuestra prioridad. En 2018 invertiremos entre US$3,5 y US$4,0 billones, de los cuales cerca del 85% será en exploración y producción.

En el segmento de exploración y producción perforaremos más de 620 pozos de desarrollo, al menos 12 pozos exploratorios y adquiriremos más de 41 mil kilómetros de sísmica 2D y 3D. Así mismo, desarrollaremos actividades en cerca de 20 proyectos piloto para la aplicación de tecnologías de recobro mejorado.

En refinación nos concentraremos en optimizar la operación de la nueva Refinería de Cartagena. Esperamos un Ebitda de más de $500 mil millones y un margen de refinación de dos dígitos. Lograremos un hito en productos refinados, con sus dos refinerías procesando entre 350 y 375 mil barriles por día.

Nuestra prioridad como Grupo Ecopetrol continuará siendo la excelencia operacional, el compromiso con la ética y la transparencia, la seguridad como pilar de sus operaciones, el cuidado de sus trabajadores, la protección del medio ambiente y el crecimiento conjunto con las comunidades en un marco de prosperidad compartida y operaciones seguras.

Todos estos resultados no habrían sido posibles sin el compromiso de nuestros trabajadores, contratistas y socios, así como por la confianza depositada por nuestros accionistas e inversionistas, clientes, comunidades y autoridades locales y nacionales. También quiero expresar mi más sincero agradecimiento a los miembros de nuestra Junta Directiva quienes, con su acertada orientación, nos permitieron retomar la senda de crecimiento en beneficio de millones de compatriotas.



Felipe Bayón Pardo
PRESIDENTE ECOPETROL S.A.



CAPÍTULO **1**

SOBRE **ECOPETROL**





QUIÉNES SOMOS

102–1 > Ecopetrol es la empresa más grande de Colombia y es una compañía integrada del sector de petróleo y gas, que participa en todos los eslabones de la cadena de hidrocarburos: exploración, producción, refinación y comercialización.

102–3 > 102–4 Con 66 años de historia, sus campos de extracción se encuentran ubicados en el centro, sur, oriente y norte de Colombia. Cuenta con dos refinerías (Barrancabermeja y Cartagena) y cuatro puertos para exportación e importación de combustibles y crudos en ambas costas (Coveñas, Cartagena y Santa Marta, en el Mar Caribe, y Tumaco, en el Océano Pacífico). También es dueña de la mayor parte de los oleoductos y poliductos del país que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos.

Tiene participación en el negocio de los biocombustibles y tiene presencia en Brasil, Perú, México y el Golfo de México (Estados Unidos). La participación accionaria de Ecopetrol en otras compañías del sector, es la siguiente: < 102–45

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Hocol (100%)

Savia (50%)

Equión (51%)

Ecopetrol América (100%)

Ecopetrol Brasil (100%)

Ecopetrol Perú (100%)

Ecopetrol Costa Afuera Colombia (100%)

Ecopetrol Germany Gmbh (100%)

TRANSPORTE

Cenit (100%)

REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA

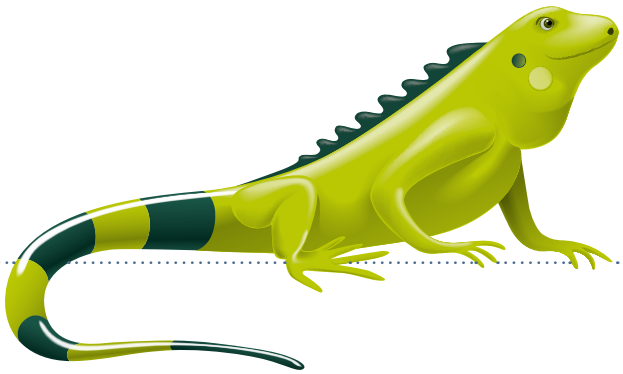
Reficar (100%)

Esenttia by Propilco (100%)

BIOCOMBUSTIBLES

Ecodiesel (50%)

Bioenergy – Bioenergy Zona Franca (98,31%)



Las acciones de Ecopetrol están listadas en la Bolsa de Valores de Colombia y sus *ADR* están listados en la Bolsa de Valores de Nueva York. La República de Colombia es el accionista mayoritario con una participación de 88,5%.

102–3 > 102–5

NATURALEZA JURÍDICA

Ecopetrol es una sociedad de economía mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de Sociedad Anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los estatutos sociales contenidos en la Escritura Pública No. 5314 de 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C., modificados por la Escritura Pública No. 560 del 23 de mayo de 2011, otorgada en la Notaría Cuarenta y Seis del Círculo Notarial de Bogotá D.C., la Escritura Pública No. 666 del 7 de mayo de 2013, otorgada en la Notaría Sesenta y Cinco del Círculo Notarial de Bogotá D.C., y la Escritura Pública No. 1049 del 19 de mayo de 2015, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C.

102–12 > 102–13

ASOCIACIONES, GREMIOS E INICIATIVAS VOLUNTARIAS

Las diferentes asociaciones, gremios e iniciativas de carácter voluntario que apoya Ecopetrol están relacionadas tanto con el núcleo del negocio como con aquellas que apoyan su sostenibilidad. A continuación, se relacionan las organizaciones apoyadas durante 2017.

- Asociación de Industriales de Colombia (ANDI)
- Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (AMEXHI)
- Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL)
- Centro Regional para América Latina y el Caribe de Pacto Mundial
- *CEO Water Mandate – Global Compact*
- Comité Colombiano del WEC
- Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas (CDT de Gas)
- Corporación para la Investigación de la Corrosión (CIC)
- Corporación para la Investigación y Desarrollo en Asfaltos en el Sector Transporte e Industrial (Corasfaltos)
- Corporación Parque Interactivo de Ciencia y Tecnología de Bucaramanga (Neomundo)
- Corporación Red Local del Pacto Global en Colombia
- *Global Reporting Initiative* (GRI) – Categoría *Gold Community*
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC)
- Maloka – Centro Interactivo de Ciencia y Tecnología

NUESTRA ESTRATEGIA

102–16 > La estrategia empresarial de Ecopetrol, aprobada en mayo de 2015 y actualmente vigente, está representada en la misión, la visión y el marco estratégico.

MISIÓN

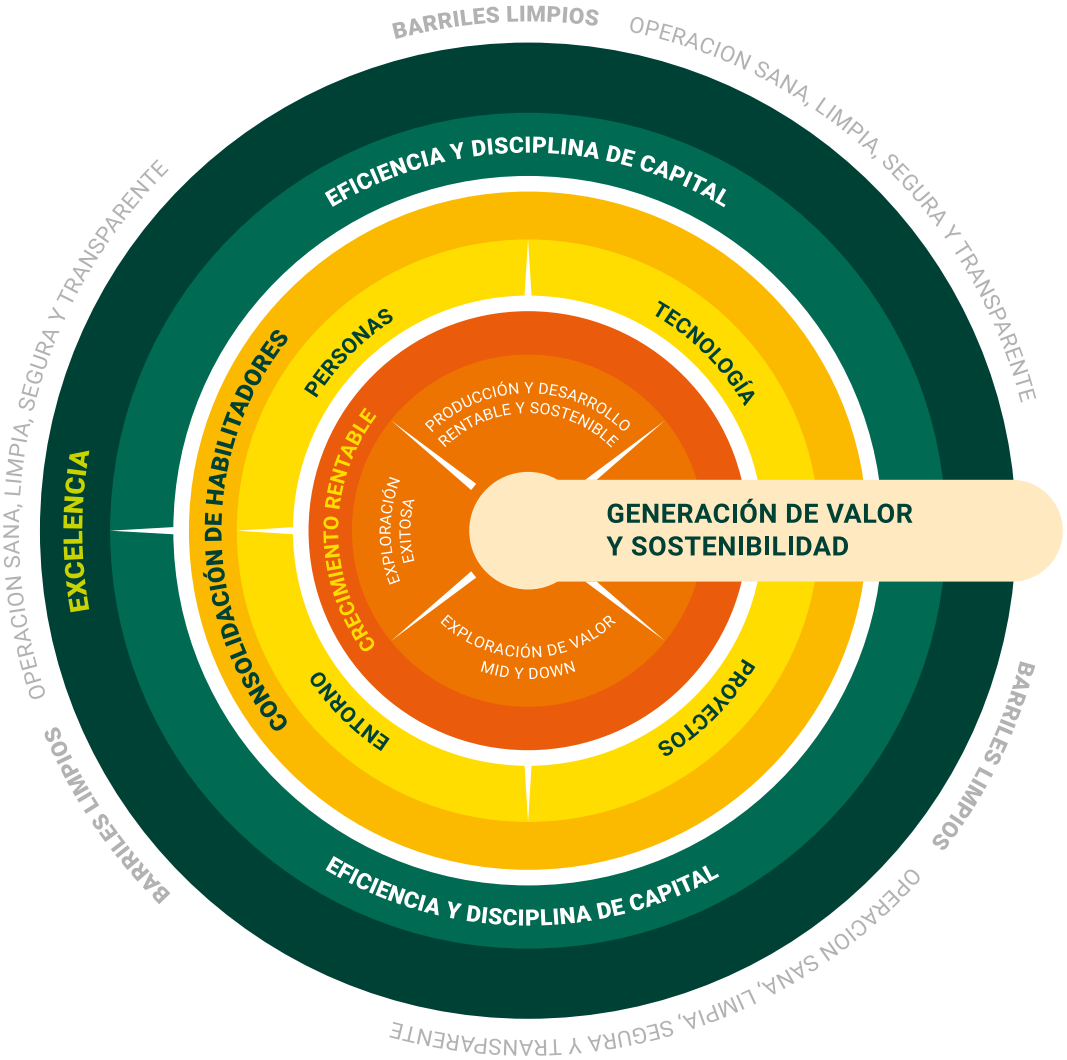
Trabajamos todos los días para construir un mejor futuro rentable y sostenible, con una operación sana, limpia y segura (barriles limpios), asegurando la excelencia operacional y la transparencia en cada una de nuestras acciones, y construyendo relaciones de mutuo beneficio con los grupos de interés.

VISIÓN AL 2020

Ecopetrol será una compañía integrada de clase mundial de petróleo y gas, orientada a la generación de valor y sostenibilidad, con foco en exploración y producción, comprometida con su entorno y soportada en su talento humano y la excelencia operacional.

MARCO ESTRATÉGICO

Representa los principales lineamientos empresariales, entre los cuales se resalta la priorización de la generación de valor y la sostenibilidad sobre el volumen, con los siguientes vectores direccionadores de sus negocios: el foco en exploración exitosa y producción rentable y sostenible, la agregación de valor de los segmentos de *midstream* y *downstream* y la consolidación de los elementos habilitadores de la estrategia, dentro de un marco de rigurosa disciplina de capital.



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

PLAN DE NEGOCIO
2017 – 2020

El Plan de Negocio 2017 – 2020, que tiene como eje fundamental el programa de transformación instalado en 2015, da continuidad a los tres pilares en los que el Grupo Ecopetrol viene trabajando:

Crecimiento de reservas y producción

Estricta disciplina de capital

Protección de la caja y eficiencia en costos

El significado de cada pilar se presenta a continuación:

Crecimiento de reservas y producción

EXPLORACIÓN

1.000 millones de barriles aprox.

RECURSOS CONTINGENTES HASTA 2020

A partir del desarrollo de los proyectos más promisorios y de alto valor en el Caribe colombiano, la materialización del potencial de activos en el *onshore* Colombia continental y la consolidación de las áreas internacionales, especialmente en la Costa del Golfo y en Brasil.

En producción, Ecopetrol tiene previsto un crecimiento aproximado del 6% con relación a la producción lograda en el 2016 y

ALCANZAR

760 KBPED aprox. en 2020

(con una participación estimada de alrededor del 18-20% de gas), en un escenario de precios promedio de US$50 por barril.

El plan de negocio refleja este nivel de producción, a partir de la contribución proveniente de del actual portafolio de activos de Ecopetrol, de los cuales cerca de la mitad son proyectos de recuperación mejorada.

En el período 2018-2020, Ecopetrol espera adicionar aproximadamente 530 millones de barriles de reservas probadas provenientes de los campos actuales y exploración.

Estricta disciplina de capital

Durante 2017 el énfasis se sigue presentando en la política de racionalización de la inversión a través de un estricto modelo de asignación de capital a los proyectos más rentables. Esto combinado con la adopción de exigentes controles para una ejecución basada en los mejores estándares internacionales de eficiencia en tiempo, calidad y presupuesto.

El plan 2017-2020 estableció inversiones estimadas de US$13.000 millones, en un escenario de US$50 por barril. Un 90% de estas inversiones están dirigidas a exploración y producción. El monto restante se orienta a asegurar la excelencia operativa, el mantenimiento y la integridad de los activos de *midstream* y *downstream*.

INVERSIÓN PREVISTA EN EL 2018

(Colombia principal foco de inversión)

US$3.500 y US$4.000 millones

aumento entre el 35% y 55% frente a la inversión ejecutada en el 2017

Cabe destacar que el plan de inversiones 2018-2020 es autofinanciable. Esto significa que los recursos provendrán de la generación interna de caja, demostrando la eficiencia alcanzada y la robustez de la disciplina financiera. Finalmente, el modelo financiero del plan de negocio permitirá considerar y ejecutar opciones de crecimiento en reservas de forma inorgánica.

Protección de la caja y eficiencia en costos

Conservando las eficiencias logradas entre los años 2015 y 2017 con el fortalecimiento del frente de eficiencias dentro del programa de transformación, es relevante mencionar que Ecopetrol alcanzó y sobrepasó anticipadamente la meta que había sido propuesta para el año 2020, con ahorros estructurales de $4.5 billones.

La capacidad de gestión y control de los negocios y las áreas transversales han sido esenciales en este logro de ahorros estructurales, contribuyendo al posicionamiento de Ecopetrol y su grupo de empresas, como una de las compañías con mayor resiliencia financiera en el entorno desafiante de precios de los últimos 3 años.

Ecopetrol ha demostrado su compromiso con la ética, con una operación limpia y segura y con la consolidación de relaciones basadas en la prosperidad; motor de sus relaciones con las comunidades donde desarrolla sus proyectos y operaciones.

La prioridad seguirá siendo la excelencia en salud ocupacional, la seguridad industrial y de procesos, el respeto por el medio ambiente y la construcción de un relacionamiento sólido y de mutuo bienestar para todos los grupos de interés. La innovación y la generación de conocimiento seguirán siendo parte de las principales palancas de crecimiento empresarial.

En el siguiente link se pueden consultar los documentos sobre la estrategia de Ecopetrol y las principales características del Plan de Negocios para el periodo 2018 - 2020:

http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/marco-estrategico

102–10 >

NUEVO PROCESO DE MEDICIÓN Y GESTIÓN EN LA COMPAÑÍA

Durante 2017 se implementó el nuevo modelo de gestión, focalizado en garantizar la alineación estratégica, táctica y operativa en Ecopetrol y sus empresas. El modelo se basa en la gestión por segmento de negocio y ha permitido fortalecer el despliegue de las metas incluidas en el marco estratégico, logrando que cada área y persona identifique su contribución a la estrategia, de acuerdo con su nivel organizacional.

El despliegue de indicadores y metas se fortaleció determinando los elementos necesarios para lograr una adecuada gestión del negocio y para monitorear el corto plazo, el largo plazo y la posición competitiva de la empresa (paneles de gestión). Igualmente, se realizó una priorizaron de indicadores "pocos pero vitales", los cuales se reflejan en los tableros balanceados de gestión de cada segmento y área corporativa, con incidencia en la compensación variable por resultados.

La implementación del nuevo modelo implicó la creación y puesta en marcha de comités por segmento *(upstream, downstream, midstream* y comercialización), con los que se garantiza un seguimiento riguroso y continuo a los resultados financieros y de desempeño operacional de cada negocio. Así mismo, se implementó el comité estratégico corporativo de finanzas y gestión empresarial, que permitió tener una visión integrada de los resultados financieros y de desempeño operacional.

Estos escenarios tienen énfasis en el análisis de proyecciones de resultados, lo que permite la implementación de acciones preventivas, logrando una gestión proactiva y una toma de decisiones oportunas y efectivas.

Adicionalmente, y para fortalecer la implementación del nuevo modelo de gestión, se rediseñó el proceso de gestión empresarial con el objetivo de lograr un mayor impacto y agregación de valor en la ejecución de sus actividades. Los roles y responsabilidades de los procesos se alinearon con la gestión por segmento de negocio y con los cambios realizados con la transformación de la función financiera en el Grupo Ecopetrol.

PROCESO DE INTELIGENCIA DE NEGOCIO

Con el objetivo de fortalecer el proceso de toma de decisiones en Ecopetrol, en 2017 se dio inicio a la implementación de la visualización de tableros de gestión en la herramienta de inteligencia de negocios *"Power BI"*.

Partiendo de la información de indicadores y variables críticas identificadas en el modelo de gestión con alcance estratégico y táctico, se construyeron diferentes informes de desempeño empresarial agrupados por segmentos y palancas clave de negocio. En estos informes se logró consolidar la información que anteriormente no se encontraba centralizada, para ponerla a disposición de los responsables del seguimiento y la gestión empresarial. Este proceso, seguirá madurando en los próximos años, extendiéndose hasta contener la información de otros niveles tácticos y de rutina y logrando conectar los resultados de manera automática, directamente desde la fuente.

102–10 >

CAMBIOS EN LA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

Los principales cambios en la estructura organizacional de Ecopetrol en 2017 se presentan a continuación. La estructura organizacional vigente puede observarse en el gráfico 2.

Ajuste en el primer nivel de la función financiera conforme al nuevo modelo centralizado por la **Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas**, con lo cual:

Se consigue una mejor integración del **Corporativo** con la implementación de *CFOs* para cada uno de los segmentos.

Se fusiona **Planeación Financiera y Gestión de Desempeño Empresarial** obteniendo el ciclo integrado de planificación financiera.

Se crea la **Gerencia de Control y Reporte** para asegurar integridad de la data financiera y generar lineamientos.

Se une **Estrategia y Nuevos Negocios** para tener una visión completa e interrelacionar la estrategia corporativa y la ejecución de fusiones y adquisiciones (M&A).

Se unen los equipos actuales de **Relacionamiento con el Inversionista** y **Tesorería en la Gerencia de Mercado de Capitales** para tener una visión integrada de la deuda a largo y corto plazo.

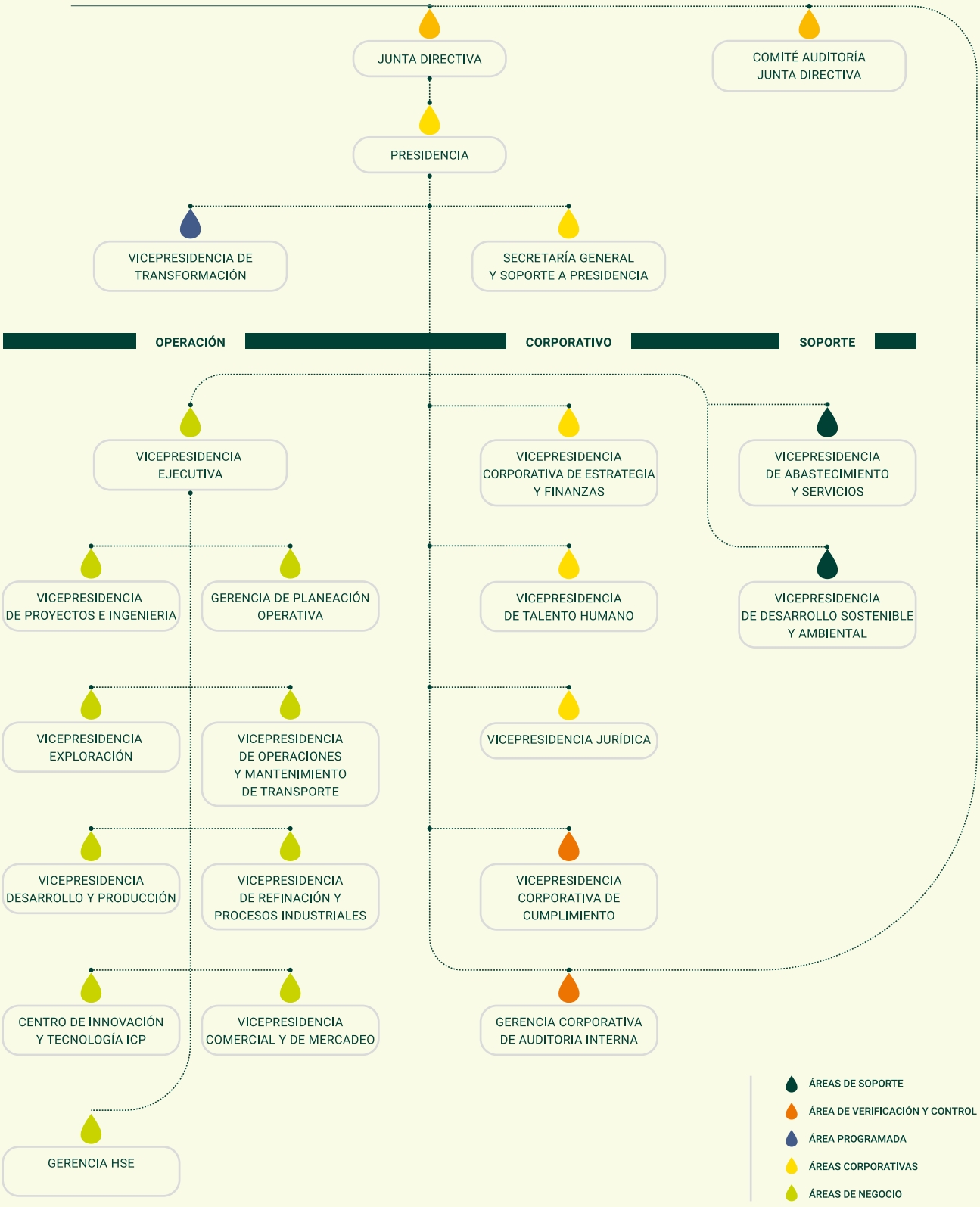
Se fusionan los equipos financieros de **Exploración y Producción** en un solo equipo de *Upstream* para tener una visión integrada del segmento.

Ajuste en la estructura organizacional de la **Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento** con el fin de centralizar la función de riesgos y control interno, ampliando así su alcance.

Creación de la **Gerencia HSE**, la cual ahora depende directamente de la Vicepresidencia Ejecutiva, con el fin de integrar el direccionamiento y la operación HSE.

Conformación de la **Gerencia de Energía y Gas** dentro de la Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo, para el fortalecer la visión estratégica sobre esta temática en Ecopetrol.

Gráfico 2. Estructura Organizacional



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

La misión empresarial establece que en Ecopetrol trabajamos todos los días para construir un mejor futuro: rentable y sostenible; con una operación sana, limpia y segura *(barriles limpios)*; asegurando la excelencia operacional y la transparencia en cada una de nuestras acciones, y construyendo relaciones de mutuo beneficio con los grupos de interés.

En línea con lo anterior, para Ecopetrol la responsabilidad corporativa es un componente transversal de la estrategia empresarial, cuyo objetivo es acompañar la implementación y seguimiento de prácticas, estándares e iniciativas que orienten una gestión empresarial responsable y sostenible.

Lo anterior se soporta en el interés constante que tiene Ecopetrol de tomar en consideración las expectativas de sus grupos de interés y armonizarlas con sus objetivos empresariales. Así mismo, en la necesidad de prever y mitigar riesgos futuros asociados a la regulación de asuntos actualmente voluntarios.

Durante 2017 la gestión de Ecopetrol en responsabilidad corporativa se enfocó en cinco iniciativas que se describen a continuación: gestión con grupos de interés; seguimiento al desempeño en responsabilidad corporativa; consulta de percepción y expectativas de grupos de interés; participación en iniciativas y estándares voluntarios, y diálogo con grupos de interés. Adicionalmente, en la parte final de este capítulo se presenta una síntesis de los principales retos de Ecopetrol en esta materia.

GESTIÓN CON GRUPOS DE INTERÉS

102–42 >

De forma alineada con la Norma ISO26000, la gestión con grupos de interés establece las directrices para promover una gestión empresarial responsable de Ecopetrol con cada uno de sus siete grupos de interés.

La gestión con grupos de interés parte de la identificación de los grupos de interés y el reconocimiento de su importancia para apalancar el logro de los objetivos empresariales.

Para la identificación de sus grupos de interés, Ecopetrol toma en consideración los siguientes criterios: responsabilidad, influencia, cercanía y dependencia. El primer ejercicio de identificación de grupos de interés se realizó en 2009. Desde entonces se revisa anualmente y a la fecha continua vigente.

Los siete grupos de interés de Ecopetrol son: accionistas e inversionistas; clientes; asociados y socios; empleados, jubilados y sus beneficiarios; contratistas y sus empleados; sociedad y comunidad, y Estado.

< 102–40

Para cada grupo de interés identificado, se asigna un área responsable dentro de la empresa, con la cual la Gerencia de Responsabilidad Corporativa trabaja coordinadamente en la definición de los siguientes elementos:

Promesa de valor
Afirmación o enunciado que recoge los elementos fundamentales de la oferta de valor de la empresa hacia cada grupo de interés, en el marco del ejercicio de la responsabilidad corporativa.
Se construye teniendo en cuenta las expectativas de los grupos de interés y las posibilidades e intereses estratégicos de la empresa.

Objetivos de responsabilidad corporativa
Son enunciados de los logros y propósitos a los que se debe llegar para cumplir con la Promesa de Valor establecida para cada grupo de interés.

Indicadores
Son medidas verificables de cambio o resultado que permiten hacer seguimiento al logro de los objetivos y promesa de valor establecidos para cada grupo de interés.

Subgrupos de interés
Son las agrupaciones que pueden conformarse al interior de cada grupo. Se construyen a partir de la identificación de características comunes que son relevantes en materia de relacionamiento.

Los grupos de interés, subgrupos, promesa de valor y objetivos definidos por Ecopetrol en 2017 se presentan en la tabla 3.

102-40 > 102-43

Tabla 3. Mapa de grupos de interés de Ecopetrol – 2017

ACCIONISTAS E INVERSIONISTAS

ÁREA RESPONSABLE	SUBGRUPOS DE INTERÉS	PROMESA DE VALOR	OBJETIVOS
Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas	• Accionistas (personas naturales) • Inversionistas Institucionales	Generar una relación sólida y de confianza con accionistas e inversionistas a través de la entrega oportuna de información confiable y de calidad.	• Brindar información de la compañía para que los accionistas e inversionistas puedan tomar decisiones de inversión informadas.

CLIENTES

ÁREA RESPONSABLE	SUBGRUPOS DE INTERÉS	PROMESA DE VALOR	OBJETIVOS
Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo	• Clientes de refinados • Clientes de gas • Clientes de petroquímicos e industriales • Clientes internacionales	Agregar valor a nuestros clientes a través de relaciones fiables, cercanas y transparentes, que nos convierten en un aliado.	• Alcanzar niveles de excelencia en la atención a nuestros clientes.

ASOCIADOS Y SOCIOS

ÁREA RESPONSABLE	SUBGRUPOS DE INTERÉS	PROMESA DE VALOR	OBJETIVOS
Vicepresidencia de Activos con Socios	• Socios de producción	Asegurar negocios conjuntos sostenibles dentro de un marco de relaciones transparentes, confiables, eficientes y de mutuo beneficio.	• Promover relaciones respetuosas, éticas, transparentes y colaborativas con los socios. • Asegurar el cumplimiento de la promesa de valor del negocio conjunto. • Contribuir conjuntamente a la sostenibilidad del negocio y al adecuado manejo del entorno.



EMPLEADOS, PENSIONADOS Y SUS BENEFICIARIOS

ÁREA RESPONSABLE	SUBGRUPOS DE INTERÉS	PROMESA DE VALOR	OBJETIVOS
Vicepresidencia de Talento Humano	• Empleados • Beneficiarios • Organizaciones sindicales • Pensionados • Estudiantes en práctica	Agregar valor a través de la Gestión del Talento Humano, la calidad de vida y bienestar de las personas.	• Contribuir a la calidad de vida de los empleados, pensionados y sus beneficiarios. • Facilitar el desarrollo y movilidad del Talento Humano en la organización. • Promover un ambiente laboral sano y seguro. • Actuar en un marco de respeto al derecho de asociación y libertad sindical. • Proporcionar los beneficios y servicios de TH con calidad y oportunidad, asegurando una adecuada atención a los empleados, pensionados y beneficiarios.

CONTRATISTAS Y SUS EMPLEADOS

ÁREA RESPONSABLE	SUBGRUPOS DE INTERÉS	PROMESA DE VALOR	OBJETIVOS
Vicepresidencia de Abastecimiento	• Contratistas activos • Potenciales proveedores • Proveedores de los contratistas • Subcontratistas de los proveedores • Trabajadores de contratistas	Transparencia, reglas claras y una relación de mutuo beneficio.	• Asegurar reglas claras en los procesos de contratación. • Generar valor compartido a través de la identificación de oportunidades en la cadena de abastecimiento. • Asegurar el cumplimiento de altos estándares de desempeño. • Desarrollar proveedores sostenibles en términos de productividad, competitividad, cultura y gestión empresarial.

SOCIEDAD Y COMUNIDAD

ÁREA RESPONSABLE	SUBGRUPOS DE INTERÉS	PROMESA DE VALOR	OBJETIVOS
Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental	• Organizaciones de base • Empresas, fundaciones y organizaciones no gubernamentales • Organizaciones étnicas • Propietarios de predios y organizaciones de base	Contribuir a la construcción de condiciones de prosperidad compartida en los territorios de interés, en el marco del respeto de los derechos humanos.	• Desarrollar todas las actividades con transparencia y sujetándose a la institucionalidad. • Contribuir a la conservación y restauración del capital natural de las regiones en donde operamos. • Asegurar que nuestros productos contribuyan al mejoramiento de la calidad ambiental, y que en nuestros procesos industriales privilegiemos la prevención de impactos. • Mejorar la pertinencia de nuestras inversiones sociales y ambientales • Asegurar la promoción y el respeto de los derechos humanos.

ESTADO

ÁREA RESPONSABLE	SUBGRUPOS DE INTERÉS	PROMESA DE VALOR	OBJETIVOS
Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental Vicepresidencia Jurídica Secretaría General	• Estado nacional • Estado local	Promover el fortalecimiento de las capacidades institucionales del Estado y aportar a la construcción de la paz.	• Contribuir a la construcción de paz a través del apoyo del fortalecimiento de las capacidades institucionales locales para generar condiciones de prosperidad compartida.

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General, Gerencia de Responsabilidad Corporativa

Cada grupo definido en el mapa de grupos de interés de Ecopetrol, cuenta con un plan de gestión, que incluye las iniciativas y actividades más adecuadas para interactuar e involucrarse con cada grupo de interés, de acuerdo con sus características particulares.

SEGUIMIENTO AL DESEMPEÑO DE ECOPETROL EN RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

El grado de progreso frente a los objetivos de responsabilidad corporativa de cada grupo de interés, se mide a través de un conjunto de indicadores específicos definidos por las diferentes áreas de Ecopetrol, que se agregan en el indicador "nivel de cumplimiento de gestión con grupos de interés".

En 2017, el nivel de cumplimiento de la gestión con grupos de interés incluyó 31 indicadores individuales y registró un resultado de 93.5% con corte a diciembre 31. Esto representa un nivel de cumplimiento de 104% frente a la meta establecida de 90%. Los resultados para cada indicador se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4. Resultados de la gestión en responsabilidad corporativa en 2017

ACCIONISTAS E INVERSIONISTAS

PROMESA DE VALOR

Generar una relación sólida y de confianza con accionistas e inversionistas a través de la entrega oportuna de información confiable y de calidad.

OBJETIVO

Brindar información de la compañía para que los accionistas e inversionistas puedan tomar decisiones de inversión informadas.

INDICADOR

Nivel de percepción sobre esquema de gestión con accionistas e inversionistas

%	71	49	145%

INDICADOR

Cumplimiento plan de gestión con accionistas e inversionistas

%	100	95	105%

CONVENCIONES

Unidad de Medida · Real · Meta · Cumplimiento

CLIENTES

PROMESA DE VALOR

Agregamos valor a nuestros clientes a través de relaciones fiables, cercanas y transparentes, que nos convierten en un aliado.

OBJETIVO

Alcanzar niveles de excelencia en la atención a nuestros clientes.

INDICADOR

Índice de satisfacción de clientes

%	91	89	102%

INDICADOR

Nivel de percepción sobre esquema de gestión con clientes

%	81	89	91%

INDICADOR

Cumplimiento plan de relacionamiento con clientes

%	100	95	105%

CONVENCIONES

Unidad de Medida · Real · Meta · Cumplimiento



CONTRATISTAS Y SUS EMPLEADOS

PROMESA DE VALOR

Transparencia, reglas claras
y una relación de mutuo beneficio.

OBJETIVO

Asegurar prácticas éticas y transparentes
en la cadena de abastecimiento.

INDICADOR

Percepción de transparencia de los proveedores sobre el proceso de abastecimiento de bienes y servicios

%	88	80	110%

OBJETIVO

Desarrollar proveedores sostenibles en términos de productividad, competitividad, cultura y gestión empresarial.

INDICADOR

Nivel de percepción sobre esquema de gestión con contratistas y sus empleados

%	80	79	101%

INDICADOR

Cumplimiento plan de gestión con contratistas y sus empleados

%	100	95	105%

OBJETIVO

Generar valor compartido a través de la identificación de oportunidades en la cadena de abastecimiento.

INDICADOR

Contratación local de bienes y servicios

%	39	25	154%

OBJETIVO

Asegurar el cumplimiento de altos estándares de desempeño.

INDICADOR

Desempeño de proveedores

%	96	90	107%

CONVENCIONES

Unidad de Medida · Real · Meta · Cumplimiento

ASOCIADOS Y SOCIOS

PROMESA DE VALOR

Asegurar negocios conjuntos sostenibles dentro de un marco de relaciones transparentes, confiables, eficientes y de mutuo beneficio.

OBJETIVO

Promover relaciones respetuosas, éticas, transparentes y colaborativas con asociados y socios.

INDICADOR

Nivel de percepción sobre el esquema de gestión con asociados y socios

%	78	79	99%

INDICADOR

Nivel de percepción de ética y transparencia de los funcionarios de Ecopetrol

%	85	90	94%

INDICADOR

Cumplimiento plan de gestión con asociados y socios

%	95	95	100%

OBJETIVO

Asegurar el cumplimiento de la promesa de valor del negocio conjunto.

INDICADOR

Percepción de Ecopetrol como socio

%	80	89	90%

OBJETIVO

Contribuir conjuntamente a la sostenibilidad del negocio y al adecuado manejo del entorno.

INDICADOR

Nivel de cumplimiento de los requerimientos ambientales (ICLA) y licencias para operar (LTO) por parte del operador

< 307–1

%	94	95	98%

CONVENCIONES

Unidad de Medida · Real · Meta · Cumplimiento

ESTADO

PROMESA DE VALOR

Promover el fortalecimiento de las capacidades institucionales del Estado y aportar a la construcción de la paz.

OBJETIVO

Contribuir a la construcción de pPaz a través del apoyo del fortalecimiento de las capacidades institucionales locales para generar condiciones de prosperidad compartida.

INDICADOR

Cumplimiento plan de gestión con el grupo de interés Estado

%	95	95	100%

INDICADOR

Nivel de percepción sobre esquema de gestión con el Estado

%	53	72	74%

CONVENCIONES

Unidad de Medida · Real · Meta · Cumplimiento



EMPLEADOS, JUBILADOS Y SUS BENEFICIARIOS

PROMESA DE VALOR

Agregar valor a través de la gestión del talento humano, la calidad de vida y bienestar de las personas.

OBJETIVO

Contribuir a la calidad de vida de los empleados.

INDICADOR

Equidad en la compensación

Unidad de Medida	Real	Meta	Cumplimiento
%	100	100	100%

INDICADOR

Cumplimiento de las acciones de bienestar que se definan

Unidad de Medida	Real	Meta	Cumplimiento
%	100	100	100%

OBJETIVO

Promover el desarrollo del talento humano en la organización.

INDICADOR

Porcentaje de cobertura de acciones de formación

Unidad de Medida	Real	Meta	Cumplimiento
%	100	100	100%

OBJETIVO

Construir el relacionamiento basado en temas estructurales de interés de la empresa y sus trabajadores.

INDICADOR

Porcentaje de cumplimiento de compromisos con organizaciones sindicales

Unidad de Medida	Real	Meta	Cumplimiento
%	100	100	100%

OBJETIVO

Asegurar una adecuada atención a los empleados, pensionados y beneficiarios.

INDICADOR

Satisfacción del usuario con los servicios de salud

Unidad de Medida	Real	Meta	Cumplimiento
%	92	90	102%

INDICADOR

Nivel de percepción sobre esquema de gestión con empleados, pensionados y sus beneficiarios

Unidad de Medida	Real	Meta	Cumplimiento
%	80	79	101%

INDICADOR

Cumplimiento plan de gestión con empleados, pensionados y sus beneficiarios

Unidad de Medida	Real	Meta	Cumplimiento
%	100	100	100%

CONVENCIONES

Unidad de Medida · Real · Meta · Cumplimiento

SOCIEDAD Y COMUNIDAD

PROMESA DE VALOR

Contribuir a la construcción de condiciones de prosperidad compartida en los territorios de interés, en el marco del respeto de los derechos humanos.

OBJETIVO

Desarrollar todas las actividades con transparencia y sujetándose a la institucionalidad.

INDICADOR

Nivel de percepción sobre el esquema de gestión con sociedad y comunidad

%	48	56	**86%**

INDICADOR

Efectividad de los planes de entorno regionales

%	92	95	**97%**

OBJETIVO

Contribuir a la conservación y restauración del capital natural de las regiones en donde operamos.

INDICADOR

Nivel de percepción sobre el esquema de gestión ambiental con sociedad y comunidad

%	50	54	**93%**

OBJETIVO

Asegurar que nuestros productos contribuyan al mejoramiento de la calidad ambiental, y que en nuestros procesos industriales privilegiemos la prevención de impactos.

INDICADOR

Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

Toneladas	197.106	45.000	**438%**

INDICADOR

Indicador de cumplimiento legal ambiental

%	95	100	**95%**

OBJETIVO

Mejorar la pertinencia de nuestras inversiones sociales y ambientales.

INDICADOR

Indicador conjunto de inversiones sociales y ambientales - componente metas

%	95	95	**100%**

OBJETIVO

Asegurar la promoción y el respeto de los derechos humanos.

INDICADOR

Cumplimiento plan táctico de derechos humanos

%	100	95	**105%**

CONVENCIONES

Unidad de Medida | Real | Meta | Cumplimiento

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General, Gerencia de Responsabilidad Corporativa

102–21 > 102–33

CONSULTA DE PERCEPCIÓN Y EXPECTATIVAS DE GRUPOS DE INTERÉS

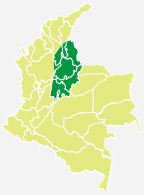
A través de información obtenida a partir de encuestas y entrevistas, Ecopetrol consulta anualmente la percepción de sus grupos de interés frente a un conjunto de atributos generales y específicos de responsabilidad corporativa. Así mismo, consulta sus expectativas, con el fin de identificar fortalezas y oportunidades de mejora en la interacción con cada grupo.

102–21 > 102–29 102–31 102–33

La consulta es realizada por la Gerencia de Responsabilidad Corporativa de Ecopetrol y sus resultados, que incluyen valoraciones de los grupos de interés sobre temas económicos, sociales y ambientales, son presentados anualmente al Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad de la Junta Directiva.

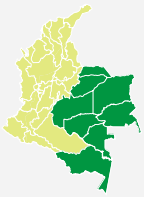
En 2017 se realizó la *"V Consulta de Percepción y Expectativas de Grupos de Interés de Ecopetrol"*. Se realizaron 1.672 encuestas a los siete grupos de interés, en las diferentes zonas de operación de la empresa.

Entre los municipios donde se realizó la consulta se incluyen, entre otros:



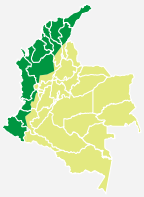
Regional Central

- Albán
- Facatativá
- Guaduas
- Puerto Salgar
- Barrancabermeja
- Cantagallo
- Puerto Wilches
- Sabana de Torres
- Yondó



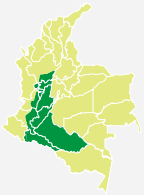
Regional Orinoquía

- Aguazul
- Tauramena
- Yopal
- Acacías
- Castilla
- Guamal
- Villavicencio – Apiay



Regional Caribe - Pacífico

- Tumaco
- Manaure
- Baranoa
- Cartagena
- Coveñas
- San Antero



Regional Sur

- Orito
- Puerto Caicedo
- Valle del Guamuéz
- Puerto Asís
- Puerto Caicedo
- Aipe
- Palermo
- Yaguará

RESULTADOS EN RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

Para obtener estos resultados, los encuestados calificaron su nivel de acuerdo frente a cada uno de los atributos de responsabilidad corporativa definidos por Ecopetrol, utilizando la siguiente escala:



Los atributos generales consultan aspectos como: construcción de relaciones de confianza y beneficio mutuo; consideración de expectativas al momento de tomar decisiones; respuesta adecuada de quejas y reclamos; mecanismos de diálogo y participación; respeto a los derechos humanos, y transparencia y ética en la gestión empresarial.

Por su parte, los atributos específicos consultan aspectos particulares de la gestión de Ecopetrol con cada grupo de interés, de acuerdo con la Promesa de Valor y objetivos establecidos.

Los resultados que se presentan en la tabla 5 corresponden al porcentaje de encuestados que calificaron en las dos opciones más altas: totalmente de acuerdo y parcialmente de acuerdo *(Top Two Boxes – T2B)*.

Tabla 5. Percepción de los grupos de interés (2015 – 2017)

GRUPO DE INTERÉS	%T2B		
	2015	2016	2017
Accionistas e inversionistas	42%	49%	**71%**
Clientes	92%	77%	**81%**
Contratistas y sus empleados	79%	69%	**80%**
Empleados, pensionados y sus beneficiarios	79%	72%	**80%**
Estado local	72%	61%	**53%**
Sociedad y comunidad	56%	55%	**48%**
Socios y asociados	67%	81%	**78%**

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General, Gerencia de Responsabilidad Corporativa

Como puede observarse, en 2017 la percepción de Ecopetrol en responsabilidad corporativa mejoró en 4 de los 7 grupos de interés: accionistas e inversionistas; clientes; empleados, pensionados y sus beneficiarios; contratistas y sus empleados. Por su parte, se registró un deterioro en los grupos de interés sociedad y comunidad, Estado local y socios y asociados.

EXPECTATIVAS DE LOS GRUPOS DE INTERÉS

Las entrevistas también incluyen preguntas específicas para conocer las principales expectativas de los grupos de interés. Este ejercicio facilita un conocimiento más profundo de cada grupo y orienta la identificación de los asuntos de mayor materialidad. Una síntesis de las principales expectativas y oportunidades de mejora sugeridas por cada grupo de interés se presenta en la tabla 6.

102–44 > **Tabla 6.** Principales expectativas de los grupos de interés – 2017

GRUPO DE INTERÉS	EXPECTATIVAS Y OPORTUNIDADES DE MEJORA IDENTIFICADAS POR LOS GRUPOS DE INTERÉS
Accionistas e inversionistas	• Cercanía con los accionistas – personas naturales • Calidad y oportunidad de la información – personas naturales • Orientación sobre supuestos y proyecciones – accionistas institucionales • Acceso al equipo directivo y eventos especializados – accionistas institucionales
Clientes	• Mayor comunicación, cercanía e información sobre Ecopetrol • Mayor flexibilidad de la empresa en procesos de negociación • Mayor atención a las necesidades específicas de cada cliente
Contratistas y sus empleados	• Agilidad y tiempos de respuesta en el proceso de contratación • Simplicidad de trámites • Mayor comunicación y cercanía • Oportunidades de desarrollo profesional y capacitaciones
Empleados, pensionados y sus beneficiarios	• Promociones y ascenso • Calidad del servicio de salud • Alternativas de recreación • Equilibrio entre vida personal y laboral

GRUPO DE INTERÉS	EXPECTATIVAS Y OPORTUNIDADES DE MEJORA IDENTIFICADAS POR LOS GRUPOS DE INTERÉS
Estado local	• Empleo local • Inversión social • Mayor interacción, comunicación y articulación con Ecopetrol
Sociedad y comunidad	• Empleo local • Inversión social • Relación directa con Ecopetrol, sin intermediarios
Socios y asociados	• Rapidez y agilidad en trámites y respuesta a solicitudes • Intercambio de experiencias técnicas • Intercambio de buenas prácticas y búsqueda conjunta de soluciones

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General, Gerencia de Responsabilidad Corporativa

El análisis detallado de los anteriores resultados es utilizado como insumo para identificar e implementar actividades específicas con cada grupo de interés, orientadas a promover una gestión responsable y sostenible de Ecopetrol, a mejorar la percepción de la empresa en responsabilidad corporativa y a apalancar el logro de los objetivos estratégicos.



PRÁCTICAS, ESTÁNDARES E INICIATIVAS DE RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

Durante 2017 Ecopetrol participó en diferentes iniciativas de responsabilidad corporativa y orientó su gestión a la luz de lo definido en estándares internacionales de transparencia, sostenibilidad y derechos humanos. Una síntesis de las principales prácticas, estándares e iniciativas de responsabilidad corporativa adoptados por Ecopetrol en 2017 se presenta en la tabla 7.

Tabla 7. Iniciativas y estándares de responsabilidad corporativa

NOMBRE	DESCRIPCIÓN
ISO26000	Norma no certificable que proporciona orientación sobre responsabilidad social.
Global Compact	Iniciativa internacional que establece diez principios para orientar la gestión empresarial en cuatro temáticas: derechos humanos, medio ambiente, estándares laborales y anticorrupción.
Global Reporting Initiative (GRI)	Estándar para la elaboración del Reporte de Sostenibilidad.
Iniciativa de Transparencia del Sector Extractivo (EITI)	Iniciativa de transparencia del sector extractivo.
Principios Rectores de Naciones Unidas sobre Empresas y Derechos Humanos	Estándar para la gestión de empresas y derechos humanos
Principios Voluntarios en Seguridad y Derechos Humanos	Estándar para la gestión de la seguridad de las empresas con enfoque de derechos humanos.

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General, Gerencia de Responsabilidad Corporativa

102–44 >

DIÁLOGO CON GRUPOS DE INTERÉS

Un adecuado ejercicio de la responsabilidad corporativa supone la existencia de canales de comunicación que contribuyan a mantener y mejorar la relación con nuestros grupos de interés. Para ello, se debe contar con mecanismos para recibir y gestionar adecuadamente sus peticiones, quejas, reclamos y sugerencias (PQRS), asegurando una respuesta oportuna y de fondo. De igual forma, se debe contar con escenarios de participación que permitan conocer sus expectativas y mantenerlos informados sobre las actividades desarrolladas por la empresa.

La información proveniente de las PQRS y de los escenarios de participación permite a Ecopetrol identificar oportunidades de mejora en los procesos de la organización y construir alternativas de solución frente a situaciones de insatisfacción.

Para hacer realidad este diálogo con los grupos de interés, Ecopetrol cuenta con las Oficinas de Participación Ciudadana (OPC) que garantizan el derecho de los interesados a manifestar sus posiciones e inquietudes frente a la empresa. Las OPC tienen una estructura plana, con direccionamiento por temáticas y presencia regional en distintos lugares del país (ver tabla 8).

Tabla 8. Red de Oficinas de Participación Ciudadana

REGIONAL	OFICINA
Jefatura y oficinas centrales	Bogotá
Caribe Pacífico	Cartagena
Central	Barrancabermeja, Corregimiento El Centro, Bogotá, Bucaramanga, Cúcuta y Tibú
Oriente	Puerto Gaitán
Orinoquía	Acacias, Castilla La Nueva, Guamal, Villavicencio, Yopal
Sur	Neiva, Orito

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental, OPC

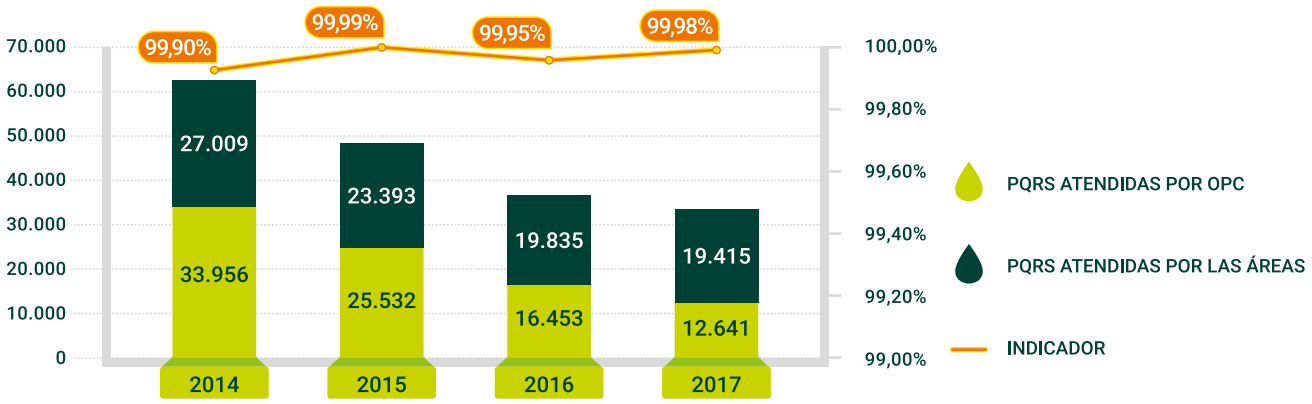
La participación ciudadana en Ecopetrol se lleva a cabo a través de un conjunto de procesos que se describen a continuación. En cada caso, se destacan los hechos y resultados más relevantes llevados a cabo durante 2017.

103–3 > 413–1

ATENCIÓN A LA CIUDADANÍA

Para garantizar la atención oportuna de las PQRS, Ecopetrol cuenta con un proceso y una red de más de 300 solucionadores distribuidos en todas las áreas. Desde la apertura de la OPC en mayo de 2005 se han atendido alrededor de 400.000 requerimientos ciudadanos, la mitad de ellos atendidos en los últimos 5 años. El indicador de atención oportuna a la ciudadanía, acumulado al 31 de diciembre de 2017, es del 99,98% (ver gráfico 3). Los resultados para cada grupo de interés se presentan en la tabla 9.

Gráfico 3. Atención a la ciudadanía (2014 – 2017)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental, OPC

Tabla 9. Indicador de Atención Oportuna a la Ciudadanía – 2017

GRUPO DE INTERÉS	CUMPLIMIENTO
Accionistas e Inversionistas	100,00%
Clientes	100,00%
Comunidad y Sociedad	99,99%
Contratistas y sus empleados	99,83%
Empleados, jubilados y sus beneficiarios	99,98%
Estado	100,00%
Socios	100,00%
TOTAL GENERAL	**99,98%**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental, OPC

413–1 >

ESPACIOS DE PARTICIPACIÓN Y DIÁLOGO

Consiste en la generación de espacios de relacionamiento donde se escuchan expectativas y necesidades de los grupos de interés y se divulgan los resultados operacionales de la empresa.

En el período 2013 – 2017, se han realizado más de 900 actividades en las diferentes regiones de operación de la empresa, contando con la participación de casi 20 mil personas (tabla 10).

Tabla 10. Espacios de participación y diálogo con grupos de interés

Asistentes Eventos

Regional	2013		2014		2015		2016		2017	
Caribe Pacífico	2.048	32	1.400	38	508	18	183	19	33	4
Central	1.920	76	1.769	126	1.159	116	510	67	406	36
Orinoquía y Oriente	543	114	2.939	110	608	18	1.052	19	3.091	12
Sur	1.050	27	713	18	451	21	137	22	390	14
TOTAL	**5.561**	**249**	**6.821**	**292**	**2.726**	**173**	**1.882**	**127**	**3.920**	**66**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental, OPC

De los eventos realizados en 2017 se destacan los Foros *"Hacia la Prosperidad Compartida"*, que tuvieron lugar en: Aguazul y Tauramena (Casanare), Granada y Cumaral (Meta), y Orito (Putumayo). Estos foros contaron con la participación de altos directivos de Ecopetrol y de comunidades locales. Permitieron la discusión abierta y participativa de los principales retos y oportunidades que Ecopetrol y sus grupos de interés tienen para generar prosperidad en los territorios.

CANALES DE COMUNICACIÓN

Además de las OPC ubicadas en las distintas regiones del país, durante 2017 Ecopetrol tuvo a disposición de los grupos de interés los siguientes canales de comunicación:



Oficinas de Correspondencia

Funcionan en todos los lugares donde Ecopetrol tiene oficinas. La de Bogotá D.C. está ubicada en la Carrera 7 No. 32-42, Edificio San Martín Piso 1.



Internet

Formulario en línea para presentar peticiones, quejas, reclamos, sugerencias o denuncias publicado en la web corporativa **(www.ecopetrol.com.co > Inicio > Nuestra Empresa > Servicios de Información al Ciudadano > Contáctenos)**



Correo electrónico

Se dispone de los siguientes buzones:

participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co

quejasysoluciones@ecopetrol.com.co



***Call Center* Corporativo**

Línea Nacional Telefónica Gratuita:

01 8000 918 418



Brigadas de atención

Atención personalizada en municipios sin presencia permanente de la empresa.



Teleiguanas

Cabinas telefónicas que comunican directamente con el *Call Center Corporativo* ubicadas en las regionales en Caribe, Casanare, Central, Huila, M. Medio, Meta, Occidente, Oriente y Nariño-Putumayo.



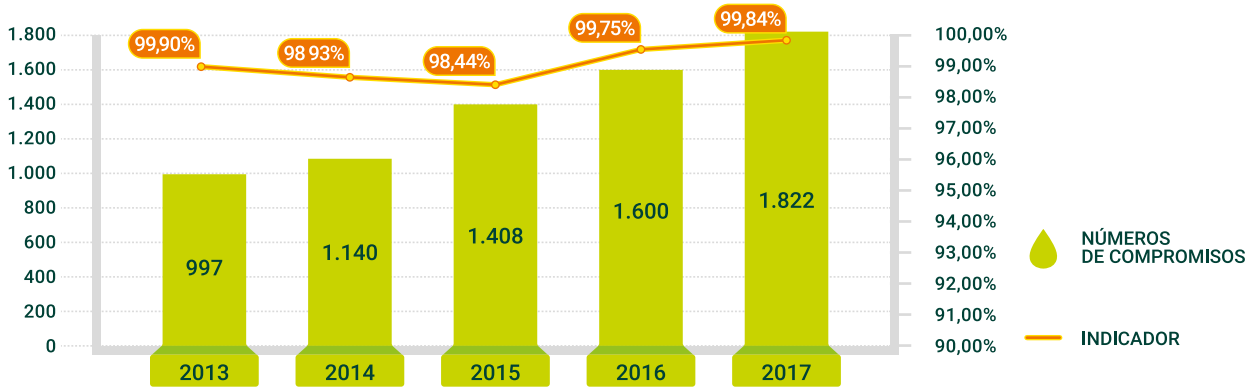
Oficinas de atención personalizada

Oficinas atendidas directamente por personal de Ecopetrol ubicadas en distintos municipios del país.

GESTIÓN DE COMPROMISOS

Como producto de la atención de PQRS y de los diferentes espacios de diálogo, es común el surgimiento de compromisos entre Ecopetrol y los grupos de interés, cuyo cumplimiento fortalece la construcción de relaciones de largo plazo. Este proceso se mide con el indicador de Gestión de Compromisos, cuyo resultado acumulado para 2017 es del 99,84% (gráfico 4).

Gráfico 4. Gestión de compromisos (2013 – 2017)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental, OPC

102–29 > 102–44

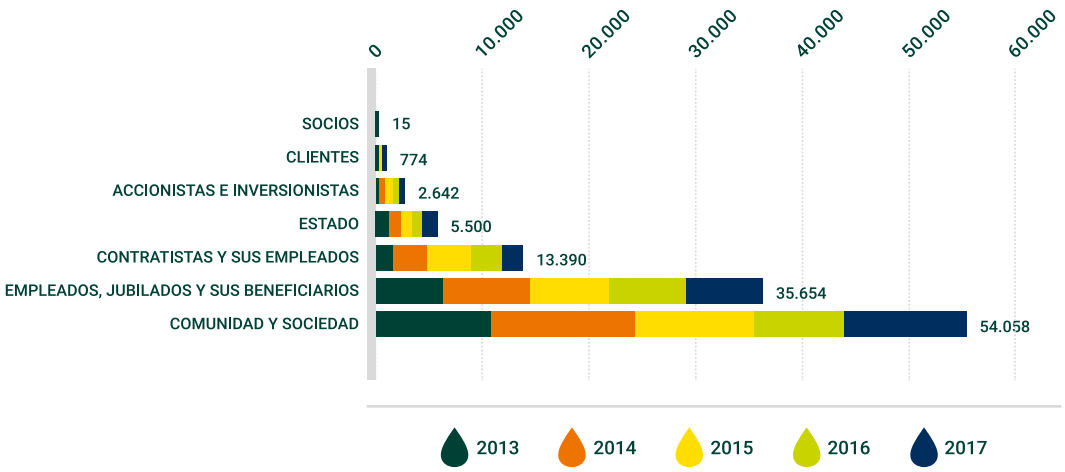
MONITOREO DE LA GESTIÓN CON GRUPOS DE INTERÉS

Como expresión de su compromiso con el mejoramiento continuo, la OPC analiza y monitorea las PQRS presentadas por los diferentes grupos de interés. Esto con el fin de identificar las causas raíz que las originan e identificar oportunidades de mejora en los procesos de la empresa que permitan eliminarlas o controlarlas.

Durante 2017, se realizaron informes nacionales y regionales de monitoreo de grupos de interés, que fueron divulgados a través de diferentes medios a la alta dirección y a profesionales clave en diferentes áreas de la empresa.

El análisis de las PQRS presentadas en los últimos 5 años (gráfico 5) y plasmadas en los informes de monitoreo, evidencian que los grupos que acumulan más insatisfacciones son Comunidad y sociedad y Empleados, jubilados y sus beneficiarios. Igualmente, que la Gerencia de Servicios Compartidos es el área que atiende el mayor volumen de casos y que la Regional Central es donde se concentran más quejas.

Gráfico 5. Comportamiento Quejas e Insatisfacciones



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental, OPC

RENDICIÓN DE CUENTAS

Ecopetrol practica sistemáticamente el ejercicio constitucional de rendición de cuentas a sus grupos de interés. Además de los mecanismos tradicionales que señala la ley, la empresa cuenta con gran cantidad de canales, eventos especializados y reportes escritos que reafirman su compromiso con la transparencia en la información.

Cualquier ciudadano desde cualquier parte del mundo que quiera comunicarse con la empresa o solicitar información sobre su gestión, puede hacerlo de manera fluida y permanente ya que se cuenta con mecanismos para la transparencia y el acceso a la información.

Entre los mecanismos anteriormente mencionados se destacan: la Asamblea General de Accionistas, las audiencias públicas de rendición de cuentas, los escenarios de participación, la página de internet, el reporte integrado de gestión sostenible y la atención a PQRS.

RETOS Y DESAFÍOS EN RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

Ecopetrol se ha propuesto el reto de ser en 2020 una compañía integrada de clase mundial de petróleo y gas, orientada a la generación de valor y sostenibilidad, con foco en exploración y producción, comprometida con su entorno y soportada en su talento humano y la excelencia operacional.

Para apalancar el logro de estos propósitos, en el marco de su estrategia de responsabilidad corporativa, ha definido dos ejes de resultado, cada uno de los cuales tiene asociado un instrumento de gestión y una meta. Los resultados de 2017 y las metas para 2018 se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11. Retos y desafíos en responsabilidad corporativa

EJE	INSTRUMENTO	META 2017	RESULTADO 2017	META 2018
Sostenibilidad	Estándar GRI	GRI G4 Autodeclarado exhaustivo (revisión de *Content Index*)	GRI G4 Autodeclarado exhaustivo (revisión de *Content Index*)	Estándar GRI *(Content Index)*
	Comunicación de Progreso Pacto Global (COP)	COP Avanzado	COP Avanzado	COP Avanzado
Gestión con grupos de interés	Indicador nivel de cumplimiento de gestión con grupos de interés	90%	93.5%	92%
	Indicador de percepción de los grupos de interés	68%	70%	>70%

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General, Gerencia de Responsabilidad Corporativa

GOBIERNO CORPORATIVO

El gobierno corporativo hace parte de la estrategia empresarial de Ecopetrol y determina su marco de actuación. Consiste en un sistema para dirigir, manejar y controlar la empresa, asegurando el buen funcionamiento de sus órganos de gobierno y el cumplimiento de los objetivos estratégicos. Esto con el fin de generar confianza a los grupos de interés y asegurar la sostenibilidad del negocio. Se soporta en 3 pilares fundamentales que se describen en la tabla 12.

Tabla 12. Pilares de gobierno corporativo

Gobernabilidad	Se orienta a contar con una estructura de gobierno definida con reglas claras que aseguren buenos resultados a los grupos de interés.
Transparencia	Incluye dos dimensiones. La primera se enfoca en los comportamientos de las personas, para que sean éticos, íntegros, honestos y coherentes. La segunda, en la información, para que la apertura y flujo de la información interna sea confiable, creíble, clara, completa y accesible a los grupos de interés.
Control	Se basa en una cultura de autocontrol que asegure el mejoramiento continuo en el desempeño de los trabajadores y contribuya al crecimiento de la empresa.

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General

GOBERNABILIDAD

102–18 >

ESTRUCTURA DE GOBIERNO

Ecopetrol cuenta con una estructura de gobierno claramente definida que asegura la adecuada toma de decisiones.



ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

Es el máximo órgano social de dirección y lo integran los titulares y/o apoderados de las acciones de capital suscritas, reunidos de conformidad con las normas establecidas en la Ley y los estatutos sociales.

Ecopetrol cuenta con un Reglamento Interno de la Asamblea General de Accionistas que garantiza la adopción de mejores prácticas de gobierno corporativo que facilitan el debate y la toma de decisiones en un marco de respeto y participación de todos los accionistas.

JUNTA DIRECTIVA

Es el órgano de administración superior, actúa en función de los derechos de los accionistas y asegura la sostenibilidad y crecimiento de la sociedad. Está integrada por nueve miembros, sin suplentes, elegidos por la Asamblea General de Accionistas para periodos de un año, mediante el sistema de cociente electoral.

La designación como miembro de la Junta Directiva puede efectuarse a título personal o a un cargo determinado. Ecopetrol publica en su página web los lineamientos para el proceso de nominación y remuneración de la Junta Directiva, así como una cartilla para resolver las inquietudes sobre dicho proceso de nominación.

La Junta elige a su Presidente y su Vicepresidente entre sus miembros, para periodos de un año, quienes deben presidir y dirigir las reuniones ordinarias y extraordinarias.

Adicionalmente, para atender de manera directa sus responsabilidades, la Junta Directiva cuenta con cuatro Comités Institucionales, de carácter permanente, integrados por miembros de la Junta Directiva, designados por la propia Junta:

- COMITÉ DE AUDITORÍA Y RIESGOS
- COMITÉ DE NEGOCIOS
- COMITÉ DE COMPENSACIÓN Y NOMINACIÓN
- COMITÉ DE GOBIERNO CORPORATIVO Y SOSTENIBILIDAD

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 26 de los estatutos sociales, la Junta Directiva estableció una Comisión de HSE, la cual tiene como objetivo mantener a la Junta Directiva informada sobre el cumplimiento y desarrollo de las políticas de HSE de la empresa. Esta Comisión está integrada por la totalidad de los integrantes de la Junta Directiva y sesiona cada 6 meses.

La Junta Directiva de Ecopetrol cuenta con un Reglamento Interno que tiene por objeto determinar las reglas básicas de su organización, funcionamiento y las normas de conducta de sus miembros. Los Comités también cuentan con su propio Reglamento en el que se definen claramente sus funciones.

102–23 >

PRESIDENTE DE ECOPETROL

Es el encargado de dirigir y administrar la empresa. Es quien ejecuta y hace ejecutar todas las operaciones y actividades comprendidas dentro del objeto social y le corresponde llevar la representación legal de Ecopetrol. El Presidente es elegido por la Junta Directiva para periodos de dos años, de conformidad con lo establecido en los estatutos sociales. La elección del Presidente se hace atendiendo criterios de idoneidad, conocimiento, experiencia y liderazgo, pudiendo ser reelegido o removido en cualquier momento por la Junta Directiva.

De conformidad con lo establecido en los estatutos sociales, en concordancia con la Ley 964 de 2005, en ningún caso el Presidente de Ecopetrol podrá ser designado como Presidente de la Junta Directiva.

102–18 >
102–26

COMITÉS DE ALTA DIRECCIÓN

Ecopetrol cuenta con 13 Comités de Alta Dirección que son dirigidos por el Presidente e integrados por altos ejecutivos de la empresa:

COMITÉ DIRECTIVO

Revisa asuntos de interés institucional, recomienda y revisa políticas corporativas; direcciona la estrategia de la empresa, revisa y gestiona asuntos clave para el desarrollo de la misión y visión empresarial que puedan generar impacto en las actividades de la compañía, buscando generar alineación entre las diferentes áreas y empresas del Grupo.

COMITÉS DE SEGMENTO

Hacen seguimiento al desempeño y proyecciones del segmento, a través de un monitoreo integral a los principales objetivos e indicadores de la planeación financiera y operativa, así como de proyectos, iniciativas u otros temas relevantes propios de cada segmento de negocio *(Upstream, Midstream, Downstream y Comercial)*, con el fin de generar alertas y efectuar recomendaciones que apoyen el cumplimiento de los planes de negocio y la agregación de valor al Grupo Ecopetrol.

COMITÉ DE FINANZAS Y GESTIÓN
Realiza seguimiento al avance del Plan de Negocio y analizar el desempeño empresarial a través de un monitoreo integral a los objetivos e indicadores del TBG del Grupo Ecopetrol y los principales indicadores de la gestión financiera, y el seguimiento a la gestión de los riesgos relacionados, con el fin de generar alertas y efectuar recomendaciones que apoyen el cumplimiento de la estrategia.

COMITÉ DE INVERSIONES Y NEGOCIOS
Es el espacio rector de la disciplina de capital en las inversiones del Grupo Ecopetrol. Allí se validan los criterios de evaluación de las inversiones y se recomiendan las decisiones resultado de la aplicación de dichos criterios. Las decisiones o recomendaciones del Comité tienen alcance al Grupo Ecopetrol y se llevan a cabo dentro la figura de gestión de Controlador Estratégico para la administración de Ecopetrol S.A., establecida en el modelo de gobernabilidad aprobado por la Junta Directiva de Ecopetrol S.A.

COMITÉ DE OPERACIONES
Revisa el cumplimiento del Plan de Suministro de la Cadena de Valor, mediante el análisis de diferentes escenarios de la programación operativa con un horizonte de mediano plazo, alineado con el horizonte de la Planeación Financiera, y considerando las restricciones operacionales, así mismo revisar el cumplimiento del Plan de Suministro de la Cadena de Valor.

COMITÉ DE EXCELENCIA HSE
Lidera el seguimiento a la adecuada implementación, ejecución, mejora y sostenibilidad de los elementos del modelo de gestión HSE en la Organización para lograr los resultados.

COMITÉ DE ENTORNO
Monitorea situaciones generadas por el entorno que puedan afectar de manera importante las operaciones o proyectos del Grupo Ecopetrol, y genera recomendaciones para su prevención y mitigación.

COMITÉ DE TRANSFORMACIÓN EMPRESARIAL
Realiza seguimiento al avance en la implementación del programa de transformación empresarial, e individualmente a cada uno de los programas que lo componen; hace seguimiento a la implementación de procesos claves de exploración y producción y a la meta de ahorros y otras metas orientadas a la generación de valor y sostenibilidad definidas por el programa y, evalúa y recomienda acciones frente a decisiones derivadas de su implementación.

COMITÉ DE TALENTO HUMANO
Analiza, formula y aprueba los lineamientos estratégicos de la Gestión del Talento Humano en Ecopetrol, y analiza y recomienda diseños organizacionales generados por necesidades de áreas o de la organización, las nominaciones en cargos de primer y segundo nivel en las filiales y subsidiarias de ECOPETROL S.A., y el modelo de compensación en ECOPETROL S.A.

COMITÉ DE AUDITORÍA INTERNA
Establece las actividades requeridas para presentar las temáticas que la Dirección de Auditoría Interna considere de interés para la Alta Dirección de la empresa y el estado de las acciones derivadas de los Planes de Mejoramiento producto de las auditorías efectuadas por la Contraloría General de la República, la Dirección de Auditoría Interna y la Revisoría Fiscal.

COMITÉ DE DEFENSA JUDICIAL Y CONCILIACIÓN
Analiza y formula políticas sobre prevención del daño antijurídico y de defensa de los intereses de la empresa; decide sobre la procedencia de la conciliación o cualquier otro medio alternativo de solución de conflictos y define la procedencia o no de iniciar acciones de repetición y llamamientos en garantía con fines de repetición.

COMITÉ DE ÉTICA
Apoya el proceso ético y de cumplimiento, vela por el monitoreo y seguimiento del proceso y, efectúa recomendaciones al mismo.

COMITÉ DE TECNOLOGÍAS DE NEGOCIO
Valida los focos de innovación y tecnología de negocio, y hacer seguimiento a la ejecución de planes de investigación, desarrollo, demostración, e incorporación de tecnologías requeridas por los diferentes segmentos del Grupo Ecopetrol, para cumplir con sus metas de desempeño operativo y financiero.

COMITÉ DE ABASTECIMIENTO
Hace las veces del Consejo Rector de Abastecimiento, definido en el nuevo modelo de abastecimiento y servicios.

102–19 >

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

A continuación se presenta la estructura organizacional de primer nivel de Ecopetrol (cargos que le responden directamente al Presidente y al Vicepresidente Ejecutivo). La única área que tiene reporte directo a la Junta Directiva es la Gerencia Corporativa de Auditoría Interna. Las demás áreas, incluidas todas las Vicepresidencias, no tienen reporte hacia la Junta Directiva sino a través del Presidente.

102–20 > Las áreas que tienen responsabilidades económicas, sociales y ambientales son las siguientes:

ECONÓMICAS

Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

SOCIALES Y AMBIENTALES

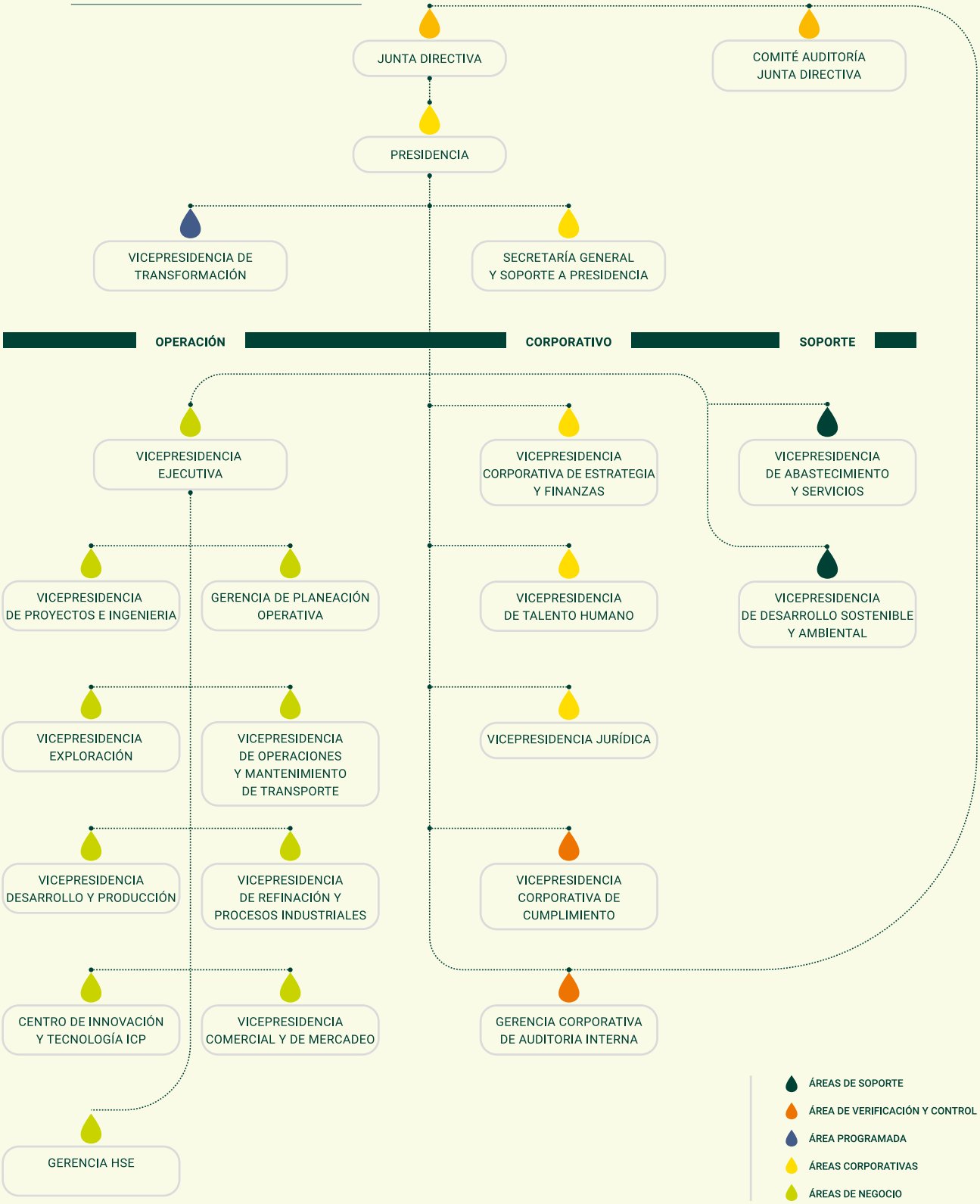
Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Secretaría General a través de la Gerencia de Responsabilidad Corporativa

Vicepresidencia Jurídica a través de la Gerencia de Asesoría Jurídica de Entorno



Estructura Organizacional



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

102–16 >

CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO

El Código de Buen Gobierno compila las mejores prácticas de gobierno corporativo que generan confianza a los grupos de interés y al mercado en general. Está enmarcado en los principios de gobernabilidad, transparencia y control en la gestión empresarial y tiene como destinatarios a los administradores, empleados y demás grupos de interés. Las prácticas de gobierno corporativo establecidas en el Código se encuentran desarrolladas en diez capítulos:

I Derechos y trato equitativo a los accionistas

Reconoce la importancia de los accionistas e inversionistas y respeta el ejercicio de sus derechos con el fin de que reciban el mismo trato, independientemente del número de acciones que posean o del valor de su inversión.

II Asamblea General de Accionistas

Asegura y promueve la participación de los accionistas en las deliberaciones y decisiones que se toman en las reuniones de la Asamblea.

V Responsabilidad Social Empresarial

Reconoce los derechos de los grupos de interés de Ecopetrol y establece los compromisos con ellos.

VI Transparencia, fluidez e integridad de la comunicación y la información

Considera que la comunicación es un proceso integral y estratégico para la gestión empresarial que debe regirse por los principios de transparencia, claridad y oportunidad.

IX Mecanismos de resolución de controversias

Establece los mecanismos alternativos para la resolución de controversias con el fin de promover la inversión extranjera, las relaciones comerciales y facilitar la convivencia entre los accionistas, los grupos de interés y la administración de la sociedad.

III Junta Directiva

Promueve la profesionalización de los miembros de la Junta Directiva y garantiza la independencia de la mayoría de sus miembros.

IV Ejecutivo principal y otros directivos

Establece reglas claras para la elección, remuneración y evaluación del Presidente y de los altos ejecutivos.

VII Control

Define los mecanismos de control externos e internos que auditan la gestión empresarial.

VIII Conflictos de interés

Establece los mecanismos concretos que permiten la prevención, manejo y divulgación de los conflictos de interés.

X Negociación de valores

Establece un procedimiento interno para la compra o venta de acciones de la sociedad por parte de sus administradores, en aras de evitar que la transacción se haga con fines especulativos o haciendo uso indebido de información privilegiada.

TRANSPARENCIA Y ANTICORRUPCIÓN

103–2 > 102–17

ESTRATEGIA ÉTICA Y DE CUMPLIMIENTO

En línea con la política de "Cero Tolerancia con la Corrupción", el programa de cumplimiento de Ecopetrol tiene como fin promover un comportamiento ético e integral de la alta dirección, trabajadores, beneficiarios, contratistas, proveedores y demás grupos de interés. Esto implica actuar bajo los principios de: integridad, responsabilidad, respeto y compromiso con la vida, asumiendo especial responsabilidad con el control interno de la empresa. Lo anterior, con el fin de:

- **Soportar el cumplimiento** razonable de los objetivos estratégicos de Ecopetrol.
- **Soportar la ejecución** adecuada de los procesos requeridos en el desarrollo de las actividades del negocio, a fin de evitar la materialización de riesgos por fallas de control.
- **Mitigar los riesgos** de cumplimiento asociados a fraude, corrupción, soborno, lavado de activos, financiación del terrorismo, violaciones al Código de Ética y Conducta y a la *Ley FCPA (Foreign Corrupt Practices Act,* por sus siglas en inglés).
- **Generar confianza** ante los inversionistas, la sociedad y el público en general.
- **Mantener la sostenibilidad** operativa y financiera de Ecopetrol.



Para cumplir el fin y objetivos referidos, el programa de cumplimiento se desarrolla a través de distintas actividades que se agrupan en cuatro componentes:

102-17 > 205-2

Prevención

Incluye acciones como: capacitación, comunicación, asesoría, monitoreo, pruebas preventivas, debida diligencia, evaluación de riesgos, verificación de controles, acompañamiento ante entes de control, suscripción del compromiso con la transparencia, creación de cláusulas éticas para contratos y seguimiento a conflictos de interés, entre otros.

Así mismo, la participación de Ecopetrol en iniciativas colectivas de anticorrupción, tales como: Empresas Activas Anticorrupción EAA de la Secretaría de Transparencia, Pacto Mundial de las Naciones Unidas contra la Droga y el Delito, Iniciativa para Empresas de la Oficina de Naciones Unidas contra la Droga y el Delito y Pacto Sectorial por la Transparencia y la Lucha en contra de la Corrupción suscrito con Campetrol.

102-17 >

Detección

Desarrolla las acciones relativas a la gestión de denuncias éticas y de cumplimiento, así como el trámite de las investigaciones disciplinarias, de conformidad con lo previsto en la Ley 734 de 2002. En el marco de este componente también se realizan actividades de cooperación con organismos de control, nacionales e internacionales, para el desarrollo de sus investigaciones o actividades de control.

Respuesta

Comprende las acciones de corrección o sanción derivadas de los resultados de las actividades de detección. En materia ética, las actividades de respuesta, según la naturaleza del asunto, pueden ser, entre otras: charla ética, suscripción de acta de compromiso con el cumplimiento del Código de Ética y Conducta, traslado a organismos de control y decisiones frente al contrato de trabajo.

En los procesos disciplinarios las sanciones son las establecidas en la Ley 734 de 2002:

DESTITUCIÓN	INHABILIDAD GENERAL	SUSPENSIÓN	MULTA Y AMONESTACIÓN

Mejora continua

Incluye las acciones tendientes a fortalecer a la organización, a través de la comunicación y realimentación sobre los resultados de los componentes anteriores, actualizaciones normativas y ajuste de controles, entre otras.

103–2 > 205–2

PREVENCIÓN DEL FRAUDE, LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO

Ecopetrol cuenta con un conjunto de prácticas orientadas a monitorear y evitar la materialización de los riesgos de cumplimiento que corresponden a temas de fraude, soborno, corrupción, lavado de activos y financiación del terrorismo (LA/FT) y violaciones a la Ley FCPA. Las principales prácticas se presentan a continuación:

- Establecimiento de controles adecuados con las áreas de la organización para mitigar los riesgos identificados.
- Vigilancia del cumplimiento de la normatividad en materia de prevención de los riesgos identificados.
- Asesoría a las áreas en la atención de dilemas y consultas que se relacionen con posibles violaciones al Código de Ética y con los riesgos referidos
- Capacitación permanente sobre temas de cumplimiento a los colaboradores, proveedores, contratistas, clientes y aliados.
- Establecimiento de las directrices para el Grupo Ecopetrol en relación con la prevención, detección, respuesta y mejora continua de asuntos relacionados con riesgos de cumplimiento.
- Supervisión del avance de la estrategia anticorrupción y reporte de hechos significativos a la Presidencia y al Comité de Auditoría de la Junta Directiva.
- Realización de la debida diligencia de: contrapartes, nuevos negocios, adquisiciones y fusiones. Así mismo, monitoreo de la presencia de contrapartes en listas restrictivas y de control.

Asesoría a las áreas que reportan alarmas o eventos que puedan representar hechos asociados a los riesgos de cumplimiento.

Realización de traslados a organismos de control competentes y reporte de operaciones sospechosas a la Unidad de Información y Análisis Financiero del Ministerio de Hacienda (UIAF).

Comunicación de mensajes éticos asociados a la prevención y mitigación del fraude, la corrupción, el lavado de activos y la financiación del terrorismo.

Promoción de la suscripción del compromiso con la integridad por parte de los contratistas, proveedores, aliados y demás contrapartes.

Reporte al Comité de Auditoría de Junta Directiva sobre el estado de denuncias o eventos relacionados con los riesgos de cumplimiento para la adopción de medidas y para generar lineamientos de gestión.

Seguimiento a inhabilidades, incompatibilidades, conflictos de interés y presiones económicas para detectar señales de alerta.

Monitoreo a pagos a personas políticamente expuestas y a las actividades de venta y compra de acciones.

Estas acciones se encuentran desarrolladas y contenidas en la Política Empresarial, el Código de Buen Gobierno, el Código de Ética y Conducta y en las siguientes guías, instructivos, manuales y procedimientos (tabla 13).

Tabla 13. Normativa empresarial de ética y cumplimiento

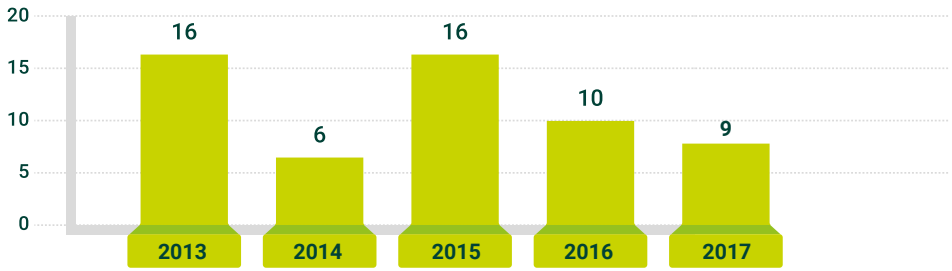
GUÍAS	PROCEDIMIENTOS	INSTRUCTIVOS Y MANUALES
Filiales.	Ciclo de gestión de riesgos en procesos.	Conflicto de interés, inhabilidades, incompatibilidades y prohibiciones.
Relacionamiento con funcionarios gubernamentales.	Gestión de asuntos éticos y de cumplimiento.	Construcción y actualización de matrices integrales de control interno.
Diseño, prueba e implementación de indicadores clave de riesgos.	Gestión de controles.	Valoración de riesgos de proceso.
Manejo de regalos y atenciones.	Monitoreos preventivos de control interno.	Diseño y seguimiento de acciones de tratamiento.
Ejecución de sanciones disciplinarias.	Valoración de fallas de control interno.	Gestión de control interno en *Bwise*.
Prevención de la corrupción en la negociación de tierras y servidumbres.	Aplicación del ciclo de gestión de riesgos empresariales.	Manual anticorrupción.
Prevención de la corrupción y fraude en los procesos de nuevos negocios, fusiones y o adquisiciones.	Gestión de autoevaluaciones del sistema de control interno.	Manual antifraude.
Prevención del fraude y la corrupción en el manejo de información secreta o restringida.	Gestión de Riesgos en el Grupo Ecopetrol.	Manual para la Administración del Riesgo de Lavado de Activos (LA) y la Financiación del Terrorismo (FT).

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento

De acuerdo con lo anterior, y en desarrollo de la debida diligencia, todos los años se reportan ante la UIAF, las empresas y personas relacionadas con Ecopetrol que presentan operaciones o perfiles sospechosos, con el fin de ser analizados por las entidades competentes.

En 2017 se enviaron a la UIAF nueve reportes, referidos a: 26 trabajadores, un ex trabajador y tres contratistas. En el gráfico 6 se muestran las estadísticas de los reportes efectuados por Ecopetrol a la UIAF en el período 2013 - 2017.

Gráfico 6. Número de operaciones sospechosas reportadas



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento

102–17 >

INCUMPLIMIENTOS AL CÓDIGO DE ÉTICA Y CASOS DE CORRUPCIÓN

Ecopetrol cuenta con mecanismos de asesoramiento y denuncia que permiten contribuir al proceso de prevención, detección y seguimiento de acciones trasgresoras del Código de Ética.

Cuando un trabajador, contratista, accionista o un ciudadano conoce o sospecha sobre alguna situación que vaya en contra del Código de Ética, puede acudir a los siguientes canales de denuncias, internos y externos, para que la situación sea analizada y se proceda a verificar los hechos puestos en conocimiento:

Link:
http://lineaetica.ecopetrol.com.co

Página web:
Iris > página principal > Accesos rápidos > Línea Ética

Línea Telefónica Internacional
(prefijo internacional sin costo)
01 8009 121013

Línea Telefónica Nacional en Bogotá
(para los empleados de Ecopetrol)
234 3900 Extensión: 43900

Las denuncias que se reciben por estos canales son analizadas de acuerdo con el procedimiento de gestión de asuntos éticos, teniendo como referentes los principios y valores del Código de Ética. Esto garantiza a los denunciantes que:

- **Su denuncia será verificada objetivamente por un equipo independiente.**
- **Su identidad será confidencial, garantizando el anonimato.**
- **No se admitirán represalias.**
- **Obtendrá una respuesta sobre la gestión de su denuncia.**
- **El seguimiento al trámite de la denuncia, consulta o dilema lo puede efectuar cada persona mediante la clave que le genera la herramienta.**

La Línea de Denuncias Corporativa es operada por una compañía internacional, garantizando total transparencia en el proceso. Además de atender denuncias, a través de la línea se reciben consultas y dilemas con el fin de emitir conceptos, lineamientos y ayudar a los trabajadores e interesados a tomar decisiones acertadas y alineadas con el Código de Ética y demás normas relacionadas con los riesgos de cumplimiento.

205-3 > En 2017 se recibieron 487 denuncias, de las cuales 297 se relacionaron con asuntos de ética y 190 con asuntos de cumplimiento (tabla 14).

Tabla 14. Denuncias éticas y de cumplimiento recibidas 2014 – 2017 (Número de denuncias)

ASUNTOS RECIBIDOS	2014	2015	2016	2017
Denuncias éticas	195	225	199	**297**
Denuncias de cumplimiento	289	352	226	**190**
TOTAL	**484**	**577**	**425**	**487**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento

Es importante tener en cuenta que las denuncias éticas se asocian con los siguientes temas: discriminación, acoso sexual, intimidación, retaliación, venganza, ambiente hostil, prácticas de empleo injustas, condiciones o prácticas de trabajo inseguras, abuso de sustancias, amenazas y violencia física, irrespeto o maltrato, incumplimiento de normas y procedimientos e incumplimiento de obligaciones civiles. Por su parte, las denuncias de cumplimiento se asocian con tipologías de corrupción, fraude, lavados de activos, financiación al terrorismo y violaciones a la Ley FCPA.

De las 487 denuncias recibidas en 2017 se tramitaron 486 con los siguientes resultados: 407 corroboradas y 79 no corroboradas (tabla 15).

Tabla 15. Denuncias éticas y de cumplimiento corroboradas 2014 – 2017 (Número de denuncias)

DENUNCIAS TRAMITADAS	2014	2015	2016	2017
No corroboradas	315	361	304	**407**
Corroboradas	70	53	70	**79**
TOTAL	**385**	**414**	**374**	**486**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento

205-3 > De otra parte, en 2017 se corroboraron 17 casos de corrupción, relacionados con actuaciones de trabajadores o contrapartes, que involucraron las siguientes tipologías: conflicto de interés, irregularidades en pagos de servidumbres, fuga de información, irregularidades en pagos de reclamaciones y pagos de bienes y servicios no recibidos.

Los casos corroborados son remitidos a diferentes áreas de Ecopetrol o a entes externos competentes, con el fin de que se

adopten las medidas correspondientes, entre las cuales se incluyen: despidos, inicio de procesos disciplinarios, traslados a organismos de control y remisión a la Vicepresidencia de Abastecimiento de Ecopetrol para la evaluación de desempeño (para los casos que involucran contratistas).

De forma complementaria, Ecopetrol asegura la revisión de los controles asociados a los procesos afectados, generando las acciones de mejora correspondiente en los casos a que hubiera lugar.

En 2017 no se presentaron casos confirmados de infracciones por corrupción con socios ni casos jurídicos públicos confirmados relacionados con corrupción. < 205–3

Una síntesis de las medidas adoptadas durante 2017 se presenta a continuación:

41 Traslados a la **Gerencia de Control Disciplinario** para los fines pertinentes

15 Traslados a la **Vicepresidencia de Talento Humano** para adopción de medidas frente al contrato de trabajo

3 Traslados a **filiales y subordinadas** para adopción de medidas

3 **Cartas de prevención** a trabajadores

13 Traslado a la **Vicepresidencia de Abastecimiento** para considerar los asuntos éticos corroborados en la evaluación de los contratistas

30 **Charlas** éticas

12 Traslados a la **Fiscalía General de la Nación**

9 **Reportes** de operaciones sospechosas

205–1 >

UNIDADES DE NEGOCIO ANALIZADAS CON RESPECTO A RIESGOS DE CORRUPCIÓN

El análisis orientado a mitigar riesgos de corrupción incluye acciones permanentes que abarcan a toda la organización. Abarca los siguientes aspectos: presiones económicas, conflicto de interés, presencia de contrapartes en listas restrictivas, inhabilidades, incompatibilidades, seguimiento a política de regalos, seguimiento a pagos de agentes aduaneros, venta y compra de acciones y pagos a personas políticamente expuestas.

Dicho análisis se realiza a través de las actividades y herramientas de monitoreo descritas anteriormente y cubre el 100% de las unidades de negocio de la compañía.

QUEJAS Y SANCIONES EN MATERIA DISCIPLINARIA

Durante 2017 se recibieron 461 quejas en materia disciplinaria y se impusieron 78 sanciones (tabla 16).

Tabla 16. Quejas y sanciones disciplinarias

ASUNTO	2014	2015	2016	2017
Sanciones (número de investigados)	108	58	65	**78**
Número de Quejas	442	558	467	**461**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento

205–2 >

COMPROMISO CON LA TRANSPARENCIA

En noviembre de 2017 se renovó el Compromiso con la Transparencia de la compañía, el cual es evaluado por la firma independiente *People's Voice*. A través de este mecanismo, los trabajadores de Ecopetrol son informados sobre la estrategia de ética y cumplimiento y declaran su compromiso con una gestión ética y transparente.

En 2017, 8.540 trabajadores participaron en esta iniciativa, lo cual corresponde al 94,3% de la planta habilitada. Este número es superior al registrado en 2016, cuando participaron 7.923 trabajadores, que representaban el 91% del total.

En materia de formación, es importante mencionar que mensualmente el 100% de los trabajadores de Ecopetrol reciben a través de medios internos, representaciones audiovisuales sobre situaciones cotidianas y dilemas éticos, en donde reciben orientación sobre cómo asegurar un comportamiento adecuado, conforme a lo establecido en el Código de Ética.

Es importante resaltar también que como parte de las acciones de comunicación e información, en 2017 la estrategia de cumplimiento fue divulgada y supervisada

desde el Comité de Auditoría y Riesgos de la Junta Directiva, en el cual participan 5 de los 9 miembros de este órgano de gobierno (55,5%). De otra parte, esta política es comunicada en el 100% de los contratos con socios.

Finalmente, es importante mencionar que en 2017 el índice de percepción de transparencia aumentó 6 puntos, pasando de 88% (nivel satisfactorio) en 2016, a 93,9% (nivel sobresaliente) en 2017. De igual forma, el índice de ambiente ético tuvo un incremento de 19,3 puntos, pasando de 61,2% (nivel insuficiente) en 2016 a 80,5% (nivel muy satisfactorio) en 2017.

TRANSPARENCIA EN EL PROCESO DE COMUNICACIONES

Las comunicaciones de marketing, la publicidad y los patrocinios son un componente de la estrategia corporativa de comunicaciones de Ecopetrol, cuyo objetivo es fortalecer la reputación de la empresa a través de un mejor posicionamiento de la marca, la generación de confianza entre sus grupos de interés y la entrega de información de forma transparente y oportuna.

Las solicitudes de patrocinio que recibe la empresa son analizadas y aprobadas o negadas por el Comité de Patrocinios, con base en el Procedimiento de Autorización de Suscripción de Patrocinios, documento en el que se definen los requisitos que debe cumplir una actividad para ser patrocinada por la empresa.

Según los lineamientos del procedimiento, las actividades o eventos deben cumplir una serie de requisitos para ser patrocinados, entre los que se destacan:

- **La relación** con la estrategia de la empresa
- **Iniciativas** de responsabilidad corporativa
- **Promoción** de productos y servicios

Además, estas actividades deben lograr una amplia exposición de marca e involucrar a públicos de interés de Ecopetrol.

Así mismo, el procedimiento determina cuáles eventos no se pueden patrocinar, entre los que se encuentran actividades políticas, religiosas o que generen confrontación entre grupos de la sociedad.

Finalmente, durante 2017 no se reportó ningún incidente fruto del incumplimiento de las regulaciones relativas a las comunicaciones de marketing, incluyendo la publicidad, la promoción y el patrocinio.

TRANSPARENCIA EN EL RELACIONAMIENTO CON EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA

Ecopetrol, en su calidad de sociedad de economía mixta perteneciente al sector descentralizado por servicios del orden nacional y por mandato constitucional, tiene expresa prohibición de hacer donaciones o contribución alguna a los partidos, movimientos o candidatos políticos (Artículos 110 y 355 de la Constitución Política de Colombia). En coherencia con lo anterior, Ecopetrol no realizó ningún tipo de donaciones a partidos políticos en 2017 ni en años anteriores.

Asimismo, por su naturaleza jurídica, Ecopetrol no realiza actividades de cabildeo *(lobbying)*, entendidas como acciones tendientes a influenciar decisiones de política pública ante instancias decisorias. Sin embargo, es importante precisar que la empresa sí puede formalizar, ante el Congreso de la República de Colombia y otras instancias gubernamentales, sus observaciones a las diferentes iniciativas legislativas y regulatorias que puedan afectar el sector de petróleo y gas en Colombia.

La empresa cuenta con un procedimiento de relacionamiento con el Congreso de la República en el cual se indica el trámite interno para:

- Atender citas solicitadas por los congresistas y hacer seguimiento a los compromisos que surjan en las mismas.
- Responder con oportunidad y calidad las solicitudes de información y los cuestionarios de citaciones a debates de control político presentados por los congresistas.
- Atender las citaciones a debates de control político.
- Hacer seguimiento y monitoreo a los Proyectos de Ley de interés para Ecopetrol.

INICIATIVA PARA LA TRANSPARENCIA DE LAS INDUSTRIAS EXTRACTIVAS

En coherencia con su compromiso con la transparencia y la lucha contra la corrupción, Ecopetrol participa activamente en la Iniciativa de Transparencia para las Industrias Extractivas (EITI) en Colombia.

El EITI es un estándar global que promueve la transparencia de los ingresos y la rendición de cuentas en el sector extractivo, en el cual participan empresas de la industria de minas e hidrocarburos, representantes de la sociedad civil y representantes del Gobierno. Cuenta con una metodología para el seguimiento y conciliación de los pagos efectuados por las empresas y los ingresos percibidos por los gobiernos, provenientes del petróleo, el gas y la minería.

En 2017 Ecopetrol hizo parte del Comité Tripartito Nacional y del Grupo de Apoyo

Técnico, desde donde contribuyó a la construcción del plan de trabajo de la iniciativa para el período 2017 – 2018 y a la elaboración del Informe EITI correspondiente al año fiscal 2016.

Información detallada sobre esta iniciativa puede ser consultada en la página web: **http://www.eiticolombia.gov.co/informe-2016**

CONTROL

Ecopetrol promueve una cultura de autocontrol que asegura un mejoramiento continuo en el desempeño de los trabajadores y contribuye al crecimiento de la empresa.

Los controles en Ecopetrol son de dos clases, según su naturaleza:

Controles externos

- Revisoría Fiscal
- Órganos de inspección, vigilancia y control
- Agencias calificadoras de riesgo

Controles internos

- Gerencia Corporativa de Auditoría Interna
- Sistema de Control Interno
- Sistema de Gestión de Riesgos

En el Informe Anual de Gobierno Corporativo (numeral 6 del Informe – Estructura de control), que se presenta a continuación en este mismo capítulo, se pueden evidenciar los aspectos más importantes relacionados con la estructura de control de Ecopetrol durante 2017.

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

De acuerdo con lo establecido en el numeral 21 del Artículo 26 de los estatutos sociales y en el Título III, Capítulo III, sección 5 del Código de Buen Gobierno, la Junta Directiva de Ecopetrol S.A., presenta a la Asamblea General de Accionistas el siguiente informe sobre el cumplimiento del Código de Buen Gobierno, correspondiente a la gestión 2017.

La estructura de este informe se encuentra alineada con las recomendaciones del Código de Mejores Prácticas Corporativas de Colombia.

En cumplimiento de lo establecido en la Circular Externa No. 028 de 2014, expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia, Ecopetrol S.A. diligenció y remitió el Reporte de Implementación del Código de Mejores Prácticas Corporativas de Colombia. El Reporte se puede consultar en la página web de la Superintendencia: **www.superfinanciera.gov.co** y en la página web de Ecopetrol S.A.: **www.ecopetrol.com.co**.

1. MODIFICACIONES AL CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO

Durante 2017 no se realizaron modificaciones al Código de Buen Gobierno de Ecopetrol S.A.

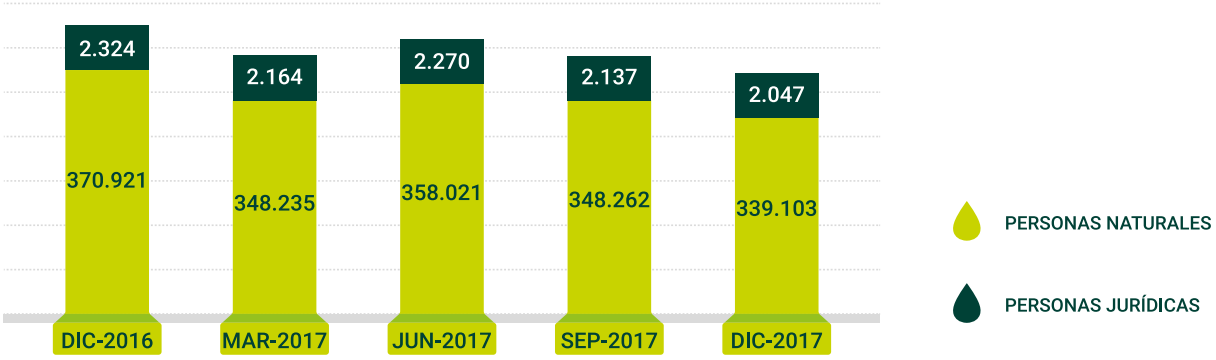


2. ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD DE ECOPETROL S.A.

2.1 CAPITAL Y ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

El número de accionistas de Ecopetrol S.A. con corte al 31 de diciembre de 2017 es de 341.150, de los cuales el 99,4% son personas naturales y el 0,6% personas jurídicas, lo cual representó una disminución del 8,6% en el número de accionistas de Ecopetrol S.A. con respecto a diciembre de 2016. En el gráfico 7 se muestra la evolución en el número de accionistas.

Gráfico 7. Evolución número de accionistas de Ecopetrol S.A.



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

2.2 COMPOSICIÓN ACCIONARIA DE ECOPETROL S.A.

En la composición accionaria de Ecopetrol S.A. a 31 de diciembre de 2017 se evidencia el incremento en la participación de las compañías extranjeras que adquieren acciones directamente en el mercado colombiano y a través de Recibos de Depósito Americano (*ADR*, por su sigla en inglés) en la bolsa de Nueva York, al igual que un aumento en la participación de los fondos de pensión.

Por su parte, las personas naturales y personas jurídicas liquidaron posiciones. En la tabla 17 se detalla la composición accionaria de Ecopetrol S.A. con corte a 31 de diciembre de 2017.

Tabla 17. Composición accionaria Ecopetrol S.A.

FECHA	31 DE DICIEMBRE DE 2016		31 DE DICIEMBRE DE 2017	
ACCIONISTAS	No. ACCIONES	% PARTICIPACIÓN	No. ACCIONES	% PARTICIPACIÓN
Nación y Otras Entidades	36.384.788.817	88,49%	36.384.788.817	88,49%
Fondos de Pensión	1.189.191.556	2,89%	1.310.316.531	3,19%
Personas Naturales	1.354.167.824	3,29%	1.116.255.029	2,71%
Fondos y compañías extranjeras	582.693.458	1,42%	955.843.645	2,32%
Personas Jurídicas	731.372.013	1,78%	573.627.947	1,40%
Fondo *ECP ADR Program*	874.474.380	2,13%	775.856.080	1,89%
TOTAL	**41.116.694.690**	**100%**	**41.116.688.048**	**100%**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas



2.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES ACCIONISTAS

En cumplimiento de las prácticas de gobierno corporativo, se informó en la página web de Ecopetrol S.A.: **www.ecopetrol.com.co** sobre la composición accionaria de la Empresa, indicando los veinte (20) accionistas con mayor número de acciones. En la tabla 18 se encuentra la información con corte a 31 de diciembre de 2017.

Tabla 18. Accionistas con mayor participación accionaria

INVERSIONISTA	NO. ACCIONES DIC. 17	% ACCIONES DIC. 17
Ministerio de Hacienda - Colombia	36.384.788.817	88,49%
JP Morgan Chase Bank NA FBO Holders of ADR Ecopetrol	775.856.080	1,89%
Fondo de Pensiones Obligatorias Porvenir - moderado	489.157.724	1,19%
Fondo de Pensiones Obligatorias Protección - moderado	388.075.752	0,94%
Fondo Bursatil ISHARES COLCAP	183.996.162	0,45%
Fondo de Pensiones Obligatorias Colfondos - moderado	153.663.785	0,37%
Old Mutual Fondo de Pensiones Obligatorias - moderado	94.328.973	0,23%
Abu Dhabi Investment Authority J.P. Morgan	69.970.097	0,17%
Fondo Bursatil Horizons Colombia Select de S&P	58.696.955	0,14%
Vanguard Total International Stock Index Fund	47.667.478	0,12%
Old Mutual Fondo de Pensiones Voluntarias	41.866.745	0,10%
Vanguard Emerging Markets Stock Index Fund	39.691.902	0,10%
ISHARES MSCI Emerging Markets ETF	35.483.089	0,09%
ISHARES Core MSCI Emerging Markets ETF	34.082.799	0,08%
Blackrock Institutional Trust Company N.A.	32.510.628	0,08%
Banco BTG Pactual S.A. Cayman Branch - APT	27.842.682	0,07%
The Bank of Nova Scotia	25.203.416	0,06%
Vol Ecopet - Fondo de Pensiones Protección	24.069.564	0,06%
Stichting Depositary APG Emerging Markets Equity P	21.774.352	0,05%
Emerging Markets Core Equity Portfolio of DFA Inve	21.604.701	0,05%
Fondo de Pensiones Obligatorias Protección - mayor R	18.500.808	0,04%

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

De acuerdo con la definición del Código de Mejores Prácticas Corporativas de Colombia, expedido por la Superintendencia Financiera de Colombia mediante Circular Externa No. 028 de 2014, ningún accionista, con excepción de la Nación, posee de manera individual una *"participación significativa"* en Ecopetrol S.A., es decir, equivalente al 10% o más de las acciones en circulación.

2.4 NEGOCIACIÓN DE ACCIONES

De acuerdo con lo establecido en el Código de Comercio, en los estatutos sociales y en el Código de Buen Gobierno, en 2017 dos (2) administradores de Ecopetrol S.A. solicitaron autorización a la Junta Directiva, uno para vender acciones y/o ADR'S de la Empresa y otro para adquirirlas, declarando que la respectiva negociación se hacía sin ánimo especulativo y sin hacer uso de información privilegiada. Dichas operaciones fueron reveladas al mercado oportunamente y se cumplió con el procedimiento establecido para la negociación de acciones por parte de los administradores.

2.5 ACUERDO DE ACCIONISTAS

El 1 de febrero de 2017, los accionistas minoritarios con mayor participación accionaria en la Empresa suscribieron un Acuerdo de Accionistas, firmado por los representantes de cinco (5) fondos de pensiones y cesantías, en el que acordaron postular a Carlos Gustavo Cano Sanz como candidato a integrar la Junta Directiva. Carlos Gustavo Cano fue incluido como miembro independiente, postulado por los accionistas minoritarios con mayor participación accionaria, en el renglón noveno de la plancha de la Junta Directiva que fue sometida a consideración en la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas del 31 de marzo de 2017.

En cumplimiento de lo establecido en el Artículo 43 de la Ley 964 de 2005, Ecopetrol S.A. informó al mercado sobre el acuerdo suscrito entre sus accionistas.

2.6 CAPITAL SOCIAL

Con corte a 31 de diciembre de 2017, el capital autorizado de Ecopetrol S.A. es de $36.540.000.000.000 (equivalente a US$12.245.308.311) representado en 60.000.000.000 de acciones nominativas ordinarias, con valor nominal de $609 (equivalente a US$0,20) cada una, de las cuales se suscribieron 41.116.694.690 acciones, cuya propiedad se encuentra representada de la siguiente manera: 11,5% perteneciente a personas naturales y jurídicas no estatales y el 88,5% restante perteneciente a entidades estatales.

El valor de las acciones en reserva asciende a $14.499.932.933.670 (equivalente a US$3.853.864.924) conformada por 18.883.305.310 acciones.

Esta información puede ser consultada por el público en la página web de la Superintendencia Financiera de Colombia: **www.superfinanciera.gov.co**.

Esta información fue calculada con TRM al 31 de diciembre de 2017: $2.984,00.

3. ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

3.1 REUNIÓN ORDINARIA

De acuerdo con lo establecido en los estatutos sociales, la convocatoria a reuniones ordinarias de la Asamblea General de Accionistas se debe efectuar con una antelación de treinta (30) días calendario a la fecha en que tendrá lugar la reunión; término superior al establecido en el Código de Comercio.

El aviso de convocatoria a la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas, celebrada el 31 de marzo de 2017, fue publicado en la página web y en el diario *"El Tiempo"*, periódico de amplia circulación nacional. Adicionalmente y en desarrollo de las prácticas de gobierno corporativo adoptadas por la Empresa, el domingo anterior a la reunión, la Administración recordó a los accionistas mediante publicación en la página web y en el diario *"El Espectador"*, la fecha de la reunión de la Asamblea y los mecanismos para hacerse representar en la misma.

Durante el término legal y estatutario de quince (15) días hábiles anteriores a la reunión del máximo órgano social, los documentos y papeles pertinentes estuvieron a disposición de los accionistas para el ejercicio del derecho de inspección.

En aras de garantizar la transparencia debida, la Empresa utilizó su página web para publicar todos los documentos soportes de la reunión de la Asamblea, tales como aviso de convocatoria, recordatorio de la reunión, orden del día, proposiciones de la Administración y hojas de vida de los candidatos propuestos para ejercer los cargos de miembros de la Junta Directiva y Revisor Fiscal.

La reunión ordinaria de la Asamblea contó con el *quórum* deliberatorio y decisorio exigido en la ley y en el Artículo 22 de los estatutos sociales. Los accionistas ejercieron su derecho al voto y los temas del orden del día sujetos a votación fueron aprobados. El desarrollo de la Asamblea fue transmitido en directo por la página web de Ecopetrol S.A. y cuatro (4) de los nueve (9) miembros de la Junta Directiva de la empresa asistieron a la reunión ordinaria. En total asistieron 4.827 personas y estuvieron representados 4.170 accionistas.

El Acta fue firmada por el Presidente de la Asamblea, por la Secretaria y por los integrantes de la Comisión principal de revisión y aprobación del acta, designados por los accionistas. El detalle de los temas presentados, las aprobaciones y autorizaciones otorgadas por la Asamblea y las observaciones formuladas por los accionistas se pueden consultar en el texto completo del Acta que fue puesto a disposición de los accionistas en la página web de la empresa. Las decisiones contenidas en el Acta y sujetas a registro fueron debidamente registradas en la Cámara de Comercio de Bogotá.

En cumplimiento de las normas del mercado de valores aplicables a Ecopetrol S.A., dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la reunión de la Asamblea, se envió copia del Acta a la Superintendencia Financiera de Colombia.

3.2 DERECHOS POLÍTICOS Y ECONÓMICOS DE LOS ACCIONISTAS

Durante la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas celebrada el 31 de marzo de 2017, los accionistas presentes pudieron ejercer su derecho político de participar en las deliberaciones del máximo órgano social y aprobaron la distribución de utilidades, por $23 pesos por acción, pagaderos en una sola cuota el 28 de abril de 2017.

3.3 ATENCIÓN AL ACCIONISTA E INVERSIONISTA

En 2017 se recibieron, a través de todos los canales de atención, un total de 83.860 solicitudes de accionistas. El 90,50% de los requerimientos fueron atendidos de manera oportuna. Se realizaron un total de 13.646 encuestas de satisfacción sobre el servicio recibido por parte de los accionistas e inversionistas, las cuales arrojaron un resultado del 95,6% sobre una meta del 100%.

Adicionalmente, a continuación se destacan las actividades de fidelización de accionistas efectuadas durante el 2017:



Asamblea General de Accionistas
(reunión ordinaria)



Boletín Informativo
para accionistas

4. FUNCIONAMIENTO DE LA JUNTA DIRECTIVA Y SUS COMITÉS

102–22 >

4.1 COMPOSICIÓN DE LA JUNTA DIRECTIVA

De acuerdo con lo establecido en los estatutos sociales, la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. está conformada por nueve (9) miembros principales, sin suplentes, elegidos por la Asamblea General de Accionistas para periodos de un (1) año, mediante el sistema de cociente electoral. La designación como miembro de la Junta puede efectuarse a título personal o a un cargo determinado y la mayoría de los miembros de la Junta Directiva son independientes.

102–24 >

4.2 PROCESO DE NOMBRAMIENTO DE LOS MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

El accionista mayoritario de Ecopetrol S.A., la Nación, representada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, al tener el 88.49% de las acciones en circulación con derecho a voto de la Empresa, presenta a la administración su lista de candidatos a integrar los nueve (9) renglones de la Junta Directiva, junto con sus respectivas hojas de vida. La plancha propuesta debe cumplir con los siguientes requisitos:

La mayoría de los candidatos debe ser independiente.

Al menos uno de los miembros debe ser experto en temas financieros, de acuerdo con lo establecido por las normas aplicables del mercado de valores de los Estados Unidos de América.

En cumplimiento de lo establecido en el Artículo 5 de la Ley 1118 de 2006 y en los estatutos sociales, en los renglones octavo (8º) y noveno (9º) de la Junta Directiva, se eligió a personas postuladas por los Departamentos Productores de Hidrocarburos explotados por Ecopetrol S.A. y por los diez (10) accionistas minoritarios con mayor participación accionaria.

Durante la reunión de la Asamblea, los accionistas pueden postular planchas alternas a la propuesta presentada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en calidad de accionista mayoritario. La plancha debe ser completa, es decir, debe proveer los candidatos para los nueve (9) renglones de la Junta Directiva y cumplir con los requisitos establecidos en los estatutos sociales y la ley. Lo anterior debido a que la postulación de un solo candidato no se compadece con el mecanismo definido en la ley para la elección de la Junta Directiva (sistema de cociente electoral), sólo es posible contabilizar planchas completas.

Ecopetrol S.A. publica en su página web los lineamientos para el proceso de nominación y remuneración de la Junta Directiva, así como una cartilla para resolver las inquietudes sobre dicho proceso de nominación. Dentro de los lineamientos se destaca la revisión que realiza la Administración respecto de las hojas de vida de cada uno de los postulados para su presentación al Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad de la Junta Directiva. Así como la labor que realiza dicho Comité para verificar que los candidatos a integrar la Junta Directiva no estén incursos en causales de inhabilidad e incompatibilidad, ni pertenezcan simultáneamente a más de cinco (5) juntas directivas de sociedades anónimas, incluida la de Ecopetrol S.A. Esta restricción se encuentra consagrada en el Artículo 202 del Código de Comercio de Colombia.

En las hojas de vida publicadas en la página web se encuentra el detalle de la información.

4.3 MIEMBROS INDEPENDIENTES DE LA JUNTA DIRECTIVA

De conformidad con lo establecido en los estatutos sociales, la mayoría de los miembros de la Junta Directiva son independientes. En el parágrafo segundo del Artículo 44 de la Ley 964 de 2005, se establece que se entenderá como miembro independiente, aquella persona que en ningún caso sea:

Empleado o directivo de Ecopetrol S.A. 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.

Accionista que directamente o en virtud de convenio dirija, oriente o controle la mayoría de los derechos de voto de la entidad o que determine la composición mayoritaria de los órganos de administración, de dirección o de control de la misma.

Socio o empleado 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 ésta, cuando los ingresos por dicho concepto representen para aquellos, el 20% o más de los gastos de funcionamiento de Ecopetrol S.A. o de los ingresos operacionales del asesor, consultor o proveedor.

Empleado o directivo de una fundación, asociación o sociedad que reciba donativos importantes de Ecopetrol S.A. Se consideran donativos importantes aquellos que representen más del 20% del total de donativos recibidos por la respectiva institución.

Administrador de una entidad en cuya junta directiva participe un representante legal de Ecopetrol S.A.

Persona que reciba de Ecopetrol S.A. alguna remuneración diferente a los honorarios como miembro de la Junta Directiva, del Comité de Auditoría o cualquier otro comité de la Junta.

Los miembros de la Junta Directiva que sean elegidos como independientes se comprometerán por escrito, al aceptar el cargo, a mantener su condición de independientes durante el ejercicio de sus funciones. Si por algún motivo pierden esa calidad, deberán renunciar al cargo y la vacante respectiva se proveerá en la próxima reunión ordinaria de la Asamblea en la que se someta a consideración de los accionistas la elección de la Junta Directiva. Lo anterior, siempre y cuando no se afecte el *quórum* de la Junta Directiva. En caso de afectarse el *quórum*, el Presidente de la compañía podrá convocar a una reunión extraordinaria para la reconformación de la Junta Directiva.

De acuerdo con el procedimiento establecido en el Decreto 3923 de 2006 (reglamentario de la ley 964 de 2005) la elección de los miembros independientes de la Junta Directiva se realiza mediante la votación por parte de la Asamblea General de Accionistas de una lista de candidatos que incluye como mínimo, el número de miembros independientes exigidos legal y estatutariamente.

4.4 PERFIL DE LOS MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

Los miembros de la Junta Directiva deben cumplir con el perfil definido en el Artículo 24 de los estatutos sociales de Ecopetrol S.A.

> *"Los miembros de la Junta Directiva deben estar comprometidos con la Visión Corporativa de la sociedad y deben como mínimo cumplir con los siguientes requisitos: (i) tener conocimiento y experiencia en las actividades propias del objeto social de la sociedad y/o tener conocimiento y experiencia en el campo de la actividad industrial y/o comercial, financiera, bursátil, administrativa, jurídica o ciencias afines, (ii) gozar de buen nombre y reconocimiento por su idoneidad profesional e integridad, y (iii) no pertenecer simultáneamente a más de cinco (5) juntas directivas de sociedades por acciones, incluida la de Ecopetrol S.A."*

102–22 > 405–1

4.5 INTEGRACIÓN DE LA JUNTA DIRECTIVA

En el 2017 la Junta Directiva estuvo integrada por mayoría de miembros independientes. En la tabla 19 se detallan los cambios en la composición de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. ocurridos durante este periodo:

Tabla 19. Junta Directiva elegida por la Asamblea General de Accionistas en reunión ordinaria del 31 de marzo de 2017

MIEMBRO DE LA JUNTA DIRECTIVA	PROFESIÓN	CALIDAD	EDAD	SEXO
Ministro de Hacienda y Crédito Público Mauricio Cárdenas Santamaría	Economista	No independiente	55 años	**M**
Mauricio Cabrera Galvis	Licenciado en Filosofía	Independiente	65 años	**M**
Yesid Reyes Alvarado	Abogado	Independiente	59 años	**M**
Ana Milena López Rocha*	Economista	No independiente	36 años	**F**
Jaime Ardila Gómez	Economista	Independiente	62 años	**M**
Carlos Cure Cure	Ingeniero Civil	Independiente	73 años	**M**

MIEMBRO DE LA JUNTA DIRECTIVA	PROFESIÓN	CALIDAD	EDAD	SEXO
Joaquín Moreno Uribe	Ingeniero Civil	Independiente	68 años	**M**
Postulado por los Departamentos Productores de Hidrocarburos Horacio Ferreira Rueda	Ingeniero de Petróleos	Independiente	48 años	**M**
Postulado por los diez (10) accionistas minoritarios con mayor participación accionaria Carlos Cano Sanz	Economista	Independiente	71 años	**M**

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General

(*) Ana Milena López Rocha, presentó su renuncia irrevocable como miembro de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A a partir del 21 de diciembre de 2017.

Las hojas de vida de los miembros de la Junta Directiva se encuentran publicadas en la página web de Ecopetrol S.A.

102-26 >

4.6 FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES

De conformidad con lo establecido en los estatutos sociales y en el Código de Buen Gobierno, la Junta Directiva es el órgano de administración superior de Ecopetrol S.A. y actúa en función de los derechos de los accionistas y de la sostenibilidad y crecimiento de la Empresa. Sus funciones y responsabilidades se encuentran establecidas en los estatutos sociales de la Empresa, que se encuentran publicados en la página web.

La Junta Directiva delega en la Administración de la Empresa el giro ordinario de los negocios y es a través del "Manual de Delegaciones de Autoridad" que el Presidente de la Empresa, como delegante, transfiere funciones a ciertos funcionarios, identificados como delegatarios, para el adecuado desarrollo del objeto social.

Es importante precisar que ningún miembro de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. hace parte de las Juntas Directivas de las sociedades subordinadas ni ocupa puestos ejecutivos en las mismas.

Las funciones del Presidente, Vicepresidente y Secretario de la Junta Directiva se establecen en el Reglamento Interno de la Junta que se encuentra publicado en la página web de la Empresa y se diferencian sustancialmente de las asignadas al Presidente de Ecopetrol S.A., a través de los estatutos sociales. El Presidente de la Junta Directiva determina, en conjunto con el Secretario, la agenda propuesta para cada sesión de la Junta, dando prioridad a aquellos asuntos que se consideran críticos y relevantes para la Empresa. Así mismo, ejerce un liderazgo permanente sobre la gestión y comunicación entre los miembros de la Junta.

El Artículo 25 de los estatutos sociales que contempla la elección del Presidente y Vicepresidente de la Junta Directiva, señala que éstos se elegirán de entre sus miembros y para períodos de un (1) año (ver tabla 20). Su función primordial es presidir y dirigir las reuniones ordinarias y extraordinarias de la Junta Directiva.

Tabla 20. Presidente y Vicepresidente de la Junta Directiva

Abril a Diciembre de 2017	
Presidente	Carlos Cure Cure
Vicepresidente	Jaime Ardila Gomez

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General

La Secretaría General se encarga de apoyar al Presidente de la Junta Directiva en sus labores y deberá velar por el buen funcionamiento de la Junta. Dentro de sus funciones se encuentran:

- **Efectuar** la convocatoria a las reuniones.
- **Entregar** en forma oportuna y suficiente la información decisoria para la deliberación y toma de decisiones.
- **Asesorar** a los miembros de la Junta Directiva para el cumplimiento de sus funciones.
- **Reflejar** en los libros de actas el desarrollo de las sesiones.
- **Dar fe** de las decisiones del órgano social.
- **Velar** por la legalidad formal de las actuaciones de la Junta Directiva, entre otras su desempeño es evaluado anualmente por parte de dicho órgano social.

Durante el año 2017, la Junta Directiva contó con la participación de Mónica Jiménez González como Secretaria General.

102–35 > 102–36 102–37

4.7 REMUNERACIÓN DE LOS MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

Los honorarios de los miembros de la Junta Directiva son fijados anualmente por la Asamblea General de Accionistas por concepto de asistencia a las reuniones de la Junta y de los Comités. Dicha remuneración es fijada atendiendo el carácter de la Empresa, la responsabilidad del cargo y las directrices del mercado.

De acuerdo con la aprobación impartida por la Asamblea General de Accionistas, el valor de los honorarios de los miembros de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. para el año 2017 ascendió a la suma total de COP $1.876.752.048 por sesiones presenciales y no presenciales de Junta Directiva y/o Comités internos. Este pago es objeto de retención en la fuente y del impuesto de Industria y Comercio (ICA).

Los miembros de la Junta Directiva no tienen ninguna clase de remuneración variable.

A continuación se muestra la evolución del valor por concepto de honorarios totales cancelados a la Junta Directiva (tabla 21).

Tabla 21. Honorarios Junta Directiva

	CORTE 31 DICIEMBRE 2016	CORTE 31 DICIEMBRE 2017
Honorarios por asistencia a reuniones de Junta Directiva y/o Comités de Junta	$1.253.429.190	**$1.876.752.048**

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General

4.8 OPERATIVIDAD DE LA JUNTA DIRECTIVA

La Junta Directiva de Ecopetrol S.A. cumplió con el cronograma de reuniones previsto para el año 2017. La convocatoria a estas reuniones fue aprobada por dicho órgano social en el Acta No. 248 de 2016 y ratificada por la Secretaría General mediante correo electrónico enviado a los miembros con antelación a la fecha de la respectiva reunión.

La Secretaría General sostuvo conversaciones con el Presidente de la Junta sobre los temas de la sesión y con base en éstas, se elaboraron los borradores de agendas de cada sesión.

Con ocho (8) días de anticipación a la celebración de la reunión se remitieron las agendas y los documentos de prelectura correspondientes a cada una de las sesiones.

Durante cada una de las sesiones se verificó el cumplimiento del *quórum* establecido en los estatutos sociales, se sometió a aprobación el respectivo orden del día y el acta de la reunión anterior. Las deliberaciones de la Junta Directiva se realizaron con un número igual o superior a cinco (5) de sus miembros y las decisiones fueron tomadas por unanimidad.

01 SOBRE ECOPETROL

El promedio de duración de las sesiones de la reunión fue de siete (7) horas para el análisis de los temas establecidos en la agenda, tales como: asuntos de los miembros de la Junta y del Presidente de la Empresa; informes mensuales de los Presidentes de cada Comité; se analizaron 64 temas informativos y aprobaron 102 asuntos, de acuerdo con las funciones establecidas en los estatutos sociales y en la Ley.

Dentro de los asuntos más relevantes que fueron objeto de estudio y análisis por parte de la Junta Directiva se encuentran los siguientes:

- Tablero Balanceado de Gestión 2017 y 2018.
- Mapa de riesgos.
- Evaluación del Presidente.
- Reservas. Certificación y reportes trimestrales.
- *Reporte 20F.*
- Revisión de estados financieros trimestrales.
- Estructura óptima de capital.
- Presupuesto y Plan de Inversiones 2018.
- Diversas oportunidades de nuevos negocios, tales como: Cóndor, Ámbar, Orión, entre otros.
- Actividades de lavado de activos y financiación del terrorismo.
- Mapa de cargos.
- Esquema de compensación variable 2017.
- Recomendación de incremento salarial de Ecopetrol S.A. y Grupo Ecopetrol.
- Nombramiento del nuevo Presidente de Ecopetrol S.A.
- Situación operativa y financiera de las compañías del Grupo Ecopetrol.
- Modelo de gobierno.
- Estrategia 2020+ y alineación de sus habilitadores.
- Obras por impuesto.

Las actas de la Junta Directiva fueron elaboradas por la Secretaría General y enviadas a los Directores para sus observaciones y comentarios antes de la siguiente sesión de la Junta Directiva. Una vez aprobadas, las actas se imprimen en libro foliado en orden consecutivo y se suscriben por el Presidente y la Secretaria de la Junta Directiva. La Secretaría General tiene la obligación de custodiar las actas, así como los libros que contienen sus documentos soporte que forman parte integral de las actas, tanto en archivo físico como en electrónico.

De otra parte, los miembros de la Junta Directiva reportaron las siguientes situaciones que podrían dar lugar a un conflicto de interés:

Carlos Gustavo Cano Sanz

Miembro independiente de la Junta Directiva, solicitó dejar constancia de que se abstendría de participar en asuntos que eventualmente llegara a conocer la Junta Directiva relacionados con la contratación de la firma FUNDES, representada legalmente por su hijo, toda vez que dicha firma tiene interés en participar en procesos contractuales de Ecopetrol S.A.

Joaquín Moreno Uribe

Miembro independiente de la Junta Directiva, informó que hace parte del Comité Directivo de la sociedad Centro de Formación y Estudios en Liderazgo y Gestión S.A.S. en calidad de director externo y que se abstendría de participar en asuntos que eventualmente llegara a conocer la Junta Directiva, toda vez que tiene conocimiento que Equion se encuentra adelantando un proceso de selección con esta firma.

Ana Milena López Rocha

Miembro independiente de la Junta Directiva, puso de presente que su suegro ha tenido relacionamiento con Bioenergy en la realización de asesoría técnica en transformación de suelos y que se abstendría de participar en asuntos que eventualmente llegara a conocer la Junta Directiva relacionados con este asunto.

Horacio Ferreira Rueda

Miembro independiente de la Junta Directiva, puso en conocimiento que su hermano representa legalmente a la Empresa Inversiones Macarali S.A.S. la cual ha ofrecido unas tierras para uso de Bioenergy, por lo tanto se abstendría de participar en asuntos que eventualmente llegara a conocer la Junta Directiva relacionada con el tema.

102–27 > 205–2

4.9 ACTUALIZACIÓN EN TEMAS DE INTERÉS

Durante el transcurso de 2017 y debido a los cambios en la integración de la Junta Directiva, la Empresa realizó un programa de inducción, el cual gira en torno a los negocios de Ecopetrol S.A. y a sus procesos más significativos.

En abril se realizaron jornadas de inducción para Mauricio Cabrera y Carlos Gustavo Cano, en su calidad de nuevos miembros de la Junta Directiva y se les entregó toda la información necesaria para el cabal cumplimiento de sus funciones.

Por solicitud de los miembros de la Junta Directiva, la Administración atendió sus inquietudes sobre temas específicos a través de sesiones que enriquecieron y fortalecieron su rol.

Las reuniones de los miembros de la Junta Directiva con la Administración aumentaron en 2017, fortaleciendo y agilizando la dinámica de la Junta Directiva en asuntos técnicos y específicos de la Empresa.

Con el propósito de actualizar a la Junta Directiva en asuntos relacionados con el sector y en temas de liderazgo, se coordinó la asistencia de dos (2) de sus miembros al *CERAWeek* y a la Liga de Directores respectivamente.

4.10 PROMEDIO DE ASISTENCIA A SESIONES DE LOS MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

Durante el 2017 se llevaron a cabo 19 sesiones de la Junta Directiva, 12 ordinarias y 7 extraordinarias. El promedio total de asistencia de los miembros de la Junta fue del 90%.

En la tabla 22 se detalla la asistencia de los miembros de la Junta Directiva.

Tabla 22. Asistencia a sesiones de Junta Directiva

MIEMBRO DE LA JUNTA DIRECTIVA	2017	
	SESIONES A LAS QUE ASISTIÓ	PROMEDIO DE ASISTENCIA
Ministro de Hacienda y Crédito Público	17 / 19	89%
Director Departamento Nacional de Planeación*	2 / 5	40%
Jaime Ardila Gómez	18 / 19	95%
Carlos Alfredo Cure Cure	18 / 19	95%
Joaquín Moreno Uribe	19 / 19	100%
Horacio Ferreira Rueda	18 / 19	95%

MIEMBRO DE LA JUNTA DIRECTIVA	2017	
	SESIONES A LAS QUE ASISTIÓ	PROMEDIO DE ASISTENCIA
Mauricio Cabrera Galvis	13 / 14	93%
Yesid Reyes Alvarado	18 / 19	95%
Ana Milena Lopez **	18 / 19	95%
Carlos Gustavo Cano	14 / 14	100%

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General

Todas las inasistencias fueron informadas a la Secretaría General.

(*) El Director de Planeación Nacional se retiró de la Junta Directiva el 31 de marzo de 2017.

(**) Ana Milena López Rocha, presentó su renuncia irrevocable como miembro de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A a partir del 21 de diciembre de 2017.

A las sesiones de la Junta Directiva asistieron en calidad de invitados, con voz pero sin voto, el Presidente de Ecopetrol S.A., el Vicepresidente Ejecutivo, la Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas, el Vicepresidente Jurídico y la Secretaría General, en su calidad de Secretaria de la Junta Directiva, con el fin de conocer en primera



instancia las decisiones adoptadas por éste órgano social. En la sesión del Comité Directivo, siguiente a la realización de la Junta Directiva, el Presidente y la Secretaria General informaron las decisiones y recomendaciones de la Junta Directiva para que fueran socializadas con los equipos de trabajo.

4.11 PARTICIPACIÓN ACCIONARIA DE LOS MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

A continuación (tabla 23) se relaciona la participación accionaria de los miembros de la Junta Directiva con corte a diciembre 31 de 2017.

Tabla 23. Participación accionaria de los miembros de la Junta Directiva

MIEMBRO DE LA JUNTA DIRECTIVA	No. ACCIONES 31 DICIEMBRE 2016	No. ACCIONES 31 DICIEMBRE 2017	PARTICIPACIÓN %
Mauricio Cárdenas Santamaría	2.000	2.000	0,0000049%
Jaime Ardila Gómez	0	0	0%
Carlos Alfredo Cure Cure	0	0	0%
Joaquín Moreno Uribe	127.988	0	0%
Horacio Ferreira Rueda*	0	0	0%
Mauricio Cabrera Galvis	0	0	0%
Yesid Reyes Alvarado	0	0	0%
Ana Milena López**	0	0	0%
Carlos Gustavo Cano	0	0	0%

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General

(*) Horacio Ferreira Rueda es propietario de ADRs *(American Depositary Receipt)* de Ecopetrol S.A. en Estados Unidos.

(**) Ana Milena López Rocha, presentó su renuncia irrevocable como miembro de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A a partir del 21 de diciembre de 2017.

102–22 >

4.12 COMITÉS DE JUNTA DIRECTIVA

Para atender de manera directa sus responsabilidades, la Junta Directiva se apoyó en los siguientes Comités, cuyos integrantes son designados por ella misma:

102–31 >

Comité de Auditoría y Riesgos

Se compone, como mínimo, por tres (3) miembros de la Junta Directiva y todos sus miembros deberán ser independientes, tener conocimiento o experiencia en temas relacionados con sus funciones y al menos uno de ellos deberá ser experto en temas financieros y contables.

Comité de Negocios

Se compone, como mínimo, por cinco (5) miembros de la Junta Directiva y la mayoría de sus miembros deberán tener la calidad de Independiente y al menos uno (1) será no Independiente. Todos los miembros del Comité deberán tener conocimiento o experiencia en temas relacionados con sus funciones. A este comité pueden asistir, en calidad de invitados, los demás miembros de la Junta Directiva.

102–31 >

Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad

Se compone, como mínimo, por tres (3) miembros de la Junta Directiva y la mayoría de sus miembros deberán tener la calidad de Independiente y al menos uno (1) será no Independiente. Todos los miembros del Comité deberán tener conocimiento o experiencia en temas relacionados con sus funciones.

Comité de Compensación y Nominación

Se compone, como mínimo, por tres (3) miembros de la Junta Directiva y la mayoría de sus miembros deberán tener la calidad de Independiente y al menos uno (1) será no Independiente. Todos los miembros del Comité deberán tener conocimiento o experiencia en temas relacionados con sus funciones.

Cada Comité tendrá un Presidente, el cual será elegido por los integrantes de cada Comité, teniendo en cuenta que la presidencia solo puede ser ejercida por los miembros de la Junta Directiva que tengan la calidad de independiente.

De otra parte, cabe resaltar que la Junta Directiva solicitó sesionar el 27 de julio de 2017 y el 15 de diciembre de 2017, de manera especial, como Comisión de HSE. Durante estas sesiones se revisaron los indicadores HSE de la Empresa y se presentó la estructura institucional de la dependencia encargada de

HSE. Los Directores consideraron apropiado que la Comisión sesionara semestralmente y así se consignó en el cronograma de 2018, aprobado por la Junta Directiva.

Integración de los Comités de Junta Directiva

En la sesión ordinaria del 20 de abril de 2017, los miembros de la Junta Directiva designaron los integrantes de cada uno de los Comités, de acuerdo con sus perfiles. En la tabla 24 se detallan los cambios en la composición de éstos, entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2017:

Tabla 24. Integración Comités de Junta Directiva

	DESDE 1 DE ENERO DE 2017 AL 31 DE MARZO DE 2017	DESDE EL 20 DE ABRIL DE 2017 HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017
Auditoría y Riesgos	• Jaime Ardila (Presidente y experto en temas financieros) • Horacio Ferreira • Yesid Reyes • Joaquín Moreno	• Jaime Ardila (Presidente y experto en temas financieros) • Horacio Ferreira • Yesid Reyes • Joaquín Moreno • Carlos Gustavo Cano
Negocios	• Ministro de Hacienda y Crédito Público • Director del Departamento Nacional de Planeación • Joaquín Moreno • Carlos Cure • Jaime Ardila • Horacio Ferreira (Presidente)	• Ministro de Hacienda y Crédito Público • Joaquín Moreno • Carlos Cure • Jaime Ardila • Horacio Ferreira (Presidente) • Carlos Gustavo Cano • Mauricio Cabrera Galvis
Gobierno Corporativo y Sostenibilidad	• Ministro de Hacienda y Crédito Público • Yesid Reyes (Presidente) • Horacio Ferreira • Carlos Cure	• Ministro de Hacienda y Crédito Público • Yesid Reyes (Presidente) • Horacio Ferreira • Carlos Cure • Jaime Ardila • Carlos Gustavo Cano • Mauricio Cabrera Galvis
Compensación y Nominación	• Ministro de Hacienda y Crédito Público • Ana Milena López • Carlos Cure • Joaquín Moreno (Presidente)	• Ministro de Hacienda y Crédito Público. • Ana Milena Lopez* • Carlos Cure • Joaquín Moreno (Presidente) • Mauricio Cabrera Galvis

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General

(*) Ana Milena López Rocha, presentó su renuncia irrevocable como miembro de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A a partir del 21 de diciembre de 2017.

Asistencia a los Comités de Junta Directiva

En la tabla 25 se detalla el promedio de asistencia a las sesiones de los Comités de la Junta Directiva:

Tabla 25. Asistencia a reuniones de Comités de Junta Directiva

	PERÍODO: ENERO A DICIEMBRE DE 2017			
MIEMBRO DE LA JUNTA DIRECTIVA	COMITÉ DE AUDITORÍA Y RIESGOS	COMITÉ DE GOBIERNO CORPORATIVO Y SOSTENIBILIDAD	COMITÉ DE NEGOCIOS	COMITÉ DE COMPENSACIÓN Y NOMINACIÓN
Ministro de Hacienda y Crédito Público	N.A.	100%	83%	60%
Jaime Ardila Gómez	100%	80%	92%	N.A.
Carlos Alfredo Cure Cure	N.A.	100%	100%	100%
Joaquín Moreno Uribe	100%	N.A.	100%	100%
Horacio Ferreira Rueda	100%	100%	83%	N.A.
Simón Gaviria	N.A.	N.A.	25%	N.A.
Yesid Reyes Alvarado	100%	100%	N.A.	N.A.
Ana Milena López*	N.A.	N.A.	N.A.	100%
Carlos Gustavo Cano	100%	100%	100%	N.A.
Mauricio Cabrera Galvis	N.A.	100%	100%	100%

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General

(*) Ana Milena López Rocha, presentó su renuncia irrevocable como miembro de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A a partir del 21 de diciembre de 2017.

Gestión de los Comités de Junta Directiva

A continuación (tabla 26) se presenta la gestión de cada uno de los Comités con corte al 31 de diciembre de 2017.

102–31 > 102–34

Tabla 26. Gestión Comités de Junta Directiva – 2017

COMITÉ	PRINCIPALES FUNCIONES	GESTIÓN 2017
Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad **(5 SESIONES)**	Apoya la gestión que realiza la Junta Directiva respecto del Buen Gobierno y la Sostenibilidad de la Empresa y recomienda a dicho órgano de administración, sistemas para la adopción, seguimiento y mejora de las prácticas de gobierno corporativo y sostenibilidad.	El Comité conoció y analizó seis (7) temas informativos y recomendó a Junta Directiva la aprobación de ocho (8) asuntos sometidos a su consideración. Los asuntos más relevantes puestos a su consideración fueron: • Evaluación del Presidente. • Revisión de los temas propios de la Asamblea General de Accionistas (reunión ordinaria). • Revisión hojas de vida de los candidatos a la Junta Directiva. • Estructura societaria Ecopetrol S.A. • Modelo de gobierno y su implementación.
Comité de Auditoría y Riesgos **(17 SESIONES)**	Es el máximo órgano de control de Ecopetrol S.A., 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.	El Comité conoció y analizó 82 temas informativos y recomendó a Junta Directiva la aprobación de 20 asuntos sometidos a su consideración. Los asuntos más relevantes puestos a su consideración fueron: • Estructura óptima de capital del Grupo Ecopetrol. • Recomendación para la elección del Revisor Fiscal por parte de la Asamblea General de Accionistas. • Gestión desarrollada en materia de prevención y control de Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo en 2017. • Proyecto distribución de dividendos. • Calculo Compensación Variable. • Seguimiento a las acciones realizadas en las sociedades subordinadas en cuanto a su sistema de control interno, sistema de administración de riesgos, y denuncias éticas, de corrupción y fraude. • *Reporte 20F.*

COMITÉ	PRINCIPALES FUNCIONES	GESTIÓN 2017
Comité de Compensación y Nominación **(5 SESIONES)**	Revisa y recomienda a la Junta Directiva los sistemas de compensación y los criterios de selección de los altos directivos, así como de otros empleados clave de la organización.	El Comité conoció y analizó seis (6) temas informativos y recomendó a Junta Directiva la aprobación de cuatro asuntos sometidos a su consideración. Los asuntos más relevantes puestos a su consideración fueron: • Recomendación del incremento salarial para Ecopetrol S.A. y las Empresas del Grupo Ecopetrol. • Esquema de Compensación Variable. • Compensación Presidente. • Mapa de Cargos.
Comité de Negocios **(12 SESIONES)**	Apoya la gestión que realiza la Junta Directiva respecto de la definición de la estrategia de inversión, análisis del portafolio y proyectos de inversión que requieran de la aprobación de la Junta Directiva, y evaluación y seguimiento al portafolio de inversión y a los resultados de dichas inversiones.	El Comité conoció y analizó 31 temas informativos y recomendó a Junta Directiva la aprobación de 49 asuntos sometidos a su consideración. Los asuntos más relevantes puestos a su consideración fueron: • Extensión de la fase 2 del contrato E&P RC12. • Proyecto Cravo Norte. • Actualización Plan de Inversiones. • Oportunidad cerrito. • Devolución Bloque RC10. • Terminación de los contratos: VMM29, COR62 y TEA COR46. • Opciones de Negocio en los activos del Portafolio de Desarrollo y Producción. • Opciones de Crecimiento inorgánicas. • Solicitud de recursos adicionales para estudios del centro de maduración de proyectos. • Comercializadora de Energía Eléctrica.

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General

102–28 >

4.13 EVALUACIÓN DE LA JUNTA DIRECTIVA

En cumplimiento de las mejores prácticas de gobierno corporativo, Ecopetrol S.A. ha implementado los siguientes mecanismos de evaluación de su Junta Directiva:



Evaluación cualitativa

Autoevaluación que tiene por objeto medir los comportamientos deseables para el buen funcionamiento de la Junta Directiva, tales como conocimiento, calidad de la información, resultados de la gestión, ejercicio de las funciones, liderazgo, relacionamiento. Con la autoevaluación se mide el comportamiento individual de los miembros de la Junta y el funcionamiento de la Junta como órgano colegiado. Se realiza anualmente.



Evaluación cuantitativa

Es una evaluación sobre la gestión de la Junta Directiva que consiste en el resultado de los indicadores definidos para este órgano de administración en el tablero balanceado de gestión de Ecopetrol S.A. Se realiza anualmente.



Evaluación externa

Evaluación de la gestión de la Junta Directiva realizada por un tercero independiente. Se ha realizado cada 2 años desde 2012. En la sesión del Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad de noviembre de 2016 se autorizó que este tipo de evaluación se llevará a cabo sobre la gestión de la Junta Directiva del año 2017 y se alterna con las evaluaciones anuales que realiza la Junta Directiva.



Evaluación entre pares

Corresponde a la evaluación que hace un miembro de la Junta Directiva sobre la gestión, conocimiento y liderazgo de sus pares con el fin de visualizar oportunidades de mejora entre los miembros de la Junta en cuanto al rol que ejercen. Este mecanismo fue aprobado por la Junta Directiva en noviembre de 2015 y se realiza anualmente.

La evaluación de la gestión de 2017 fue realizada por un tercero independiente. La metodología utilizada por el consultor contempló etapas de excelencia, cumplimiento y de desempeño superior, donde se maximiza el valor de las Juntas Directivas para las empresas y el sector frente a las mejores prácticas internacionales. Los aspectos evaluados fueron:

Estructura y Gobierno | **Coordinación** | **Interacción** | **Enfoque en lo estratégico**

En la opinión del consultor, la calificación de Ecopetrol es superior frente a los estándares internacionales. Ecopetrol obtuvo una nota sobresaliente tanto en el componente de comunicaciones como en el componente de interacción donde mostró una mejoría notable frente a la calificación pasada. En este aspecto, vale la pena resaltar la mejora en la cultura de discusión, así como en los procesos administrativos de la Junta. Ecopetrol tuvo una calificación superior en los componentes de comités de apoyo, metas estratégicas, funciones de la Junta y toma de decisiones. Finalmente, los componentes de composición de la Junta, información y agenda presentaron oportunidades de mejora.

5. EJECUTIVO PRINCIPAL Y OTROS DIRECTIVOS

102–24 >

5.1 POLÍTICA DE SELECCIÓN DE ALTOS EJECUTIVOS

La política de selección para el cargo de Presidente de Ecopetrol S.A., es potestad de la Junta Directiva de la sociedad y se rige por las condiciones establecidas en los Estatutos de la Sociedad y el Código de Buen Gobierno.

Para las demás posiciones de altos ejecutivos en Ecopetrol S.A., se realizan las mismas etapas de todos los procesos de selección de talento humano, correspondientes a búsqueda, preselección, evaluación, selección y vinculación o promoción de la persona más idónea que cumpla con el perfil del cargo establecido, es decir, con la formación, experiencia, competencias técnicas, organizacionales y de liderazgo asociados a las exigencias de los cargos, independiente de sexo, raza, origen nacional o familiar, lengua, religión, condición de discapacidad, opinión política o filosófica. Estos aspectos, garantizan que el proceso se realice de acuerdo con las normas internas y los lineamientos derivados del marco estratégico.

Durante el 2017 se aplicaron los siguientes procesos de selección para las vacantes de altos ejecutivos:

Procesos mixtos, con personal interno y externo, incluyendo los sucesores identificados para el cargo.

Procesos con candidatos externos, en casos de perfiles específicos, que no se encontraron al interior de la Empresa.

102–35 > 102–36

5.2 POLÍTICA DE COMPENSACIÓN DE ALTOS EJECUTIVOS

La política de compensación de Ecopetrol S.A. es aprobada por la Junta Directiva y se enmarca bajo los siguientes parámetros:

Tiene como objetivo **posicionar a la empresa** en la mediana del mercado minero energético colombiano.

Anualmente se referencia con una firma especializada con el propósito de **monitorear la competitividad salarial** y realizar los ajustes necesarios para asegurar la atracción, fidelización del personal y sostenibilidad de la Empresa.

Cuenta con un **componente de compensación variable para directivos** que se define como un porcentaje (entre el 25% y el 30%) de la compensación fija. La asignación se realiza al final de ejercicio y se hace en función de los resultados Empresariales, de área y desempeño individual, estando sujeta a la aprobación de la Junta Directiva de la Empresa.

Cuenta con un **paquete de beneficios competitivos** y alineados a las prácticas del sector.

Con corte a 31 de diciembre de 2017, la Política de Compensación de Ecopetrol S.A. no previó mecanismos especiales de pago o remuneración en acciones de la Empresa a sus trabajadores y administradores.

102–38 > La compensación fija anual del presidente es 8.40 veces la compensación fija promedio anual de los trabajadores. Esta información se calculó con información de compensación a noviembre de 2017.

Para el 2017 se aplicó un aumento general de salarios para todos los trabajadores de 5.20 puntos equivalentes a la inflación a junio 30, + 1.21 puntos adicionales acordados con la representación sindical. < 102–39

Tabla 27. Remuneración altos ejecutivos

CARGO	SALARIO BASE DE SALARIO INTEGRAL*	
	MÍNIMO	MÁXIMO
Presidente Vicepresidente Exploración Vicepresidente Desarrollo y Producción Vicepresidente Refinación y Procesos Industriales Vicepresidente Corporativo de Estrategia y Finanzas	$ 45.177.000	$ 60.588.000
Vicepresidente Talento Humano Vicepresidente Corporativo de Cumplimiento Vicepresidente Desarrollo Sostenible y Ambiental Vicepresidente Transformación Vicepresidente Jurídico Vicepresidente Proyectos e Ingeniería Vicepresidente Abastecimiento y Servicios Vicepresidente Comercial y de Mercadeo Vicepresidente Operación y Mantenimiento de Transporte Director Centro de Innovación y Tecnología ICP Secretaria General y Soporte a Presidencia Gerente Corporativo de Auditoría Interna	$ 26.318.000	$ 40.781.000

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

(*) Sobre este valor se reconoce un factor prestacional del 70% como componente de pagos fijos.

5.3 EVALUACIÓN DE LOS ALTOS EJECUTIVOS

El 2017 fue un año en el que se lograron resultados que superaron las metas planteadas al inicio del año. Se logró la sostenibilidad financiera de la compañía, con resultados financieros sobresalientes con respecto a la industria y se mantuvo el grado de inversión. También, se trabajó bajo estricta disciplina de capital y gasto, se alcanzaron ahorros por eficiencias en $2.6 Billones. Adicionalmente, se logró una producción de 715 KBPED y se incorporaron 269 MBPE de recursos contingentes, vía exploración.

Por su parte, en el negocio de refinación, en la refinería de Barrancabermeja, se lograron buenos resultados operativos y optimización de costos; en Cartagena, se logró la ejecución exitosa de la prueba global de desempeño de la refinería. Por su parte, en Bioenergy se ejecutó la fase de estabilización de la planta. Finalmente, en el negocio de transporte, se avanzó en la consolidación del nuevo modelo operativo.

En cuanto a los temas habilitadores, se continuó con el propósito de afianzar la seguridad como pilar de las operaciones: el desempeño en disminución de las accidentalidad le permitió a la compañía lograr un resultado destacado respecto a la media mundial de

la industria del sector de *Oil & Gas*. En seguridad de procesos se presentó el mejor resultado de los últimos 9 años, con un total de 5 incidentes (Nivel 1 – operaciones críticas), apalancado principalmente en la implementación de prácticas seguras y en el fortalecimiento del liderazgo en los niveles gerenciales. Se obtuvo la certificación OHSAS 18001 (Seguridad y Salud en el Trabajo) y la certificación ISO 14001 (Gestión Ambiental), permitiendo ratificar altos estándares en HSE y competitividad en el mercado.

Adicionalmente los equipos regionales se fortalecieron para atender directamente los retos del entorno. Se aumentó la percepción de transparencia y subió el puntaje en la calificación del programa de cumplimiento dado por la Secretaría de Transparencia de la Presidencia de la República.

Todos estos resultados se lograron con el compromiso del Presidente de Ecopetrol, su equipo de dirección, y la organización en general, trabajando bajo los principios de colaboración, integridad y creatividad, y fomentando estos comportamientos en todos sus equipos de trabajo.

6. ESTRUCTURA DE CONTROL

6.1 CONTROLES EXTERNOS

Revisoría Fiscal

La Asamblea General de Accionistas en su reunión del 31 de marzo de 2017, aprobó la elección de la firma Ernst & Young S.A.S., como Revisor Fiscal de la Empresa para el periodo fiscal 2017, por un valor de $4.100´000.000 más IVA. Durante la anualidad dicha firma ha realizado actividades de auditoría externa, cuyos resultados se han presentado ante el Comité de Auditoría y Riesgos de la Junta Directiva.



Órganos de inspección, vigilancia y control

En Colombia las principales autoridades reguladoras de las actividades relacionadas con el objeto social de Ecopetrol S.A. son el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG); el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA); el Ministerio del Interior y las Corporaciones Autónomas Regionales.

Por otro lado, las Superintendencias que tienen función de vigilancia sobre las principales actividades de Ecopetrol S.A. son la Superintendencia Financiera, la Superintendencia de Sociedades, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la Superintendencia de Puertos y Transporte, la Superintendencia de Salud y la Superintendencia de Industria y Comercio.

En cuanto son servidores públicos, dada la naturaleza jurídica de Ecopetrol S.A., los empleados de Ecopetrol S.A. se encuentran sujetos al control disciplinario de la Procuraduría General de la Nación. Adicionalmente, dado el manejo de recursos públicos, Ecopetrol S.A. está sujeta al control fiscal de la Contraloría General de la República.

Por otra parte, debido a que Ecopetrol S.A. tiene inscritas sus acciones en la Bolsa de Valores de Nueva York, su actividad en dicho mercado se encuentra sujeta a la regulación de la *Securities and Exchange Commission* (SEC). En cuanto a la Bolsa de Valores de Toronto, en febrero de 2016 Ecopetrol S.A. aplicó para que sus *American Depositary Receipts* (ADR's) fueran deslistados de dicha bolsa y en octubre de 2017 se inició el trámite ante la *Alberta Exchange Commission* y la *Ontario Exchange Commission* para solicitar el cese de las obligaciones de reporte como emisor del país.

Agencias Calificadoras de Riesgo

Debido a los actuales niveles de precios del petróleo, las compañías del sector han sido objeto de revisiones en su calificación y perspectiva con mayor frecuencia. No obstante lo anterior, Ecopetrol S.A. ha logrado mantener su grado de inversión en las tres (3) Calificadoras como se presentará a continuación:

FR

La agencia de calificación **Fitch Ratings** mantuvo la calificación en **BBB** y aumentó su perspectiva a estable.

M

La agencia de calificación **Moody's** mantuvo la calificación en **Baa3** en grado de inversión y mejoró la perspectiva a estable gracias al buen desempeño financiero de la Empresa incluyendo una buena posición de liquidez. La acción de calificación también se basó en la sólida estrategia de adición de reservas que se encuentra adelantando la compañía.

S&P

La agencia de calificación **Standard & Poor's** ajustó la calificación en **BBB** - grado de inversión con perspectiva estable en línea con la revisión a la baja de la calificación de la República de Colombia.

Los reportes de las agencias calificadoras se encuentran disponibles en la página web en el siguiente link: **https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/relacion-inversionistas/renta-fija/calificacion-de-riesgo**

102–30 > 102–31

6.2 CONTROLES INTERNOS

La Junta Directiva de Ecopetrol S.A. supervisa y vigila el Sistema de Control Interno y revisa las políticas de la Empresa relacionadas con el sistema de control interno y de riesgos.

Gerencia Corporativa de Auditoría Interna

El cumplimiento del Plan General de Auditoría durante el 2017 fue del 100%. Se realizaron trabajos de auditoría a procesos con una evaluación de riesgo importante para el cumplimiento de los objetivos estratégicos de la Empresa y sobre proyectos de impacto alto por su nivel de inversión y representatividad sobre el cumplimiento de los objetivos estratégicos.

En el 2017 el Plan General de Auditoría cubrió elementos de 15 de los 25 procesos vigentes de Ecopetrol S.A. (Gestión Integrada de Portafolio, Planeación Financiera y Presupuesto, Gestión Empresarial, Exploración, Perforación y completamiento, Gestión de Oportunidades de Desarrollo, Transporte y Logística de Hidrocarburos, Compra y Venta de Materias Primas, Ecopetrol S.A. desarrollo de proyectos, Abastecimiento, Cadena de Suministro, Talento Humano, Gestión de Información, Financiera y Convenios). Las autoridades incluyeron proyectos de aseguramiento y asesoramiento, así como actividades de cumplimiento de normas externas e internas vigentes aplicables a la función.

Como resultado de la ejecución del Plan General de Auditoría, las áreas responsables diseñaron los planes de mejoramiento orientados a mitigar las observaciones de la Gerencia Corporativa de Auditoría Interna sobre los componentes del modelo de control interno; los cuales han sido objeto de seguimiento permanente por parte de la Junta Directiva, para asegurar su aplicación y efectividad.

Sistema de Control Interno

El Sistema de Control Interno (SCI) de Ecopetrol S.A. busca proveer seguridad razonable en el logro de los objetivos estratégicos, operacionales, de reporte de información y cumplimiento normativo, mediante la gestión oportuna de sus riesgos y el aseguramiento de la efectividad de sus controles, tomando como referencia las prácticas recomendadas por el marco de referencia internacional COSO *(Committe of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*, por sus siglas en Inglés).

Así las cosas, es importante resaltar que dicho sistema considera cinco (5) elementos de interrelación permanente, los cuales pueden identificarse de la siguiente forma:

- **Ambiente de control:** establece las bases del control interno, la filosofía frente al riesgo y el tono de la organización; además, es el fundamento de todos los demás componentes del sistema, aportando disciplina y estructura.

Sus factores incluyen la integridad, los valores éticos y la capacidad de los trabajadores de la Empresa, así como la filosofía de dirección y el estilo de gestión, la asignación de autoridad y responsabilidad.

- **Evaluación gestión de riesgo:** se encarga de identificar los eventos o situaciones que puedan afectarlos, valorar los riesgos para priorizarlos y dar respuesta al riesgo con el tratamiento más adecuado. La gestión integral de riesgos de Ecopetrol S.A. se analiza en dos niveles: Riesgos Empresariales y Riesgos de Procesos.
- **Actividades de control:** se encuentran en la operación y están integradas por los procedimientos, controles y demás medidas establecidas que al ejecutarse evitan la materialización de las causas que generan los riesgos.
- **Información y comunicación:** contempla la gestión de la información relevante que debe ser identificada y comunicada para la toma de decisiones y la corrección de errores.
- **Actividades de monitoreo:** se trata del elemento que evalúa y propende por el adecuado funcionamiento de todo el sistema de control interno, supervisado mediante actividades de la administración y evaluaciones independientes.

En ese contexto, el SCI se encuentra alineado con la estrategia y los procesos de la Empresa, el cual no solo impone deberes a la Administración en el ejercicio de controles, sino que obliga y hace responsables a todos los funcionarios de asegurar la gestión de riesgos, la efectividad de los controles a su cargo, el reporte de los incidentes y las deficiencias encontradas, así como velar por el mejoramiento continuo de sus procesos.



Ecopetrol S.A. ha implementado un Sistema de Gestión de Riesgos el cual interactúa de manera sistemática e involucra a todos los niveles de la Organización. Los tres pilares de la gestión de riesgos:

La cultura | **La estructura Organizacional y la Normativa** | **Las herramientas de Gestión**

Sistema de Gestión de Riesgos

Ecopetrol S.A. cuenta con un Mapa de Riesgos entendido como una herramienta para la identificación y seguimiento de los riesgos financieros y no financieros a los que está expuesta la Empresa, este refleja los eventos que a juicio de la Junta Directiva y de la Alta Dirección de la Empresa, podrían desviar en mayor medida a Ecopetrol S.A. del logro o cumplimiento de sus objetivos estratégicos reflejados en el Plan de Negocio 2017-2020, el cual fue presentado en febrero de 2017, para aprobación del Comité de Auditoría y Riesgos de la Junta Directiva el Mapa de Riesgos, de la siguiente manera:

102-29 > 102-30 102-31

Gráfico 8. Mapa de Riesgos Empresariales 2017



RIESGOS NUEVOS

RIESGOS INTEGRADOS

RIESGOS QUE SE MANTIENEN

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento

ESTRATÉGICOS

1. No encontrar los recursos contingentes técnica y económicamente viables.
2. No aplicación exitosa de tecnologías de factor de recobro.
3. Inviabilidad Financiera de la compañía por factores externos (precios y tasas).

ENTORNO

4. Inviabilidad Operacional por entorno y anormalidad laboral.
5. Cambios en el entorno regulatorio.

OPERACIONALES

6. Incidentes por causa operacional (HSE) o eventos naturales.
7. Proyectos que no cumplan su promesa de valor.
8. Faltas de ética, cumplimiento y afectación negativa a la reputación de la compañía.
9. Ciber ataques y fuga o pérdida de información gritica de Ecopetrol.
10. Socios que no cumplen los compromisos contractuales.
11. Disminución de la capacidad operativa como consecuencia de decisiones de los entes judiciales y de control.

Los riesgos propuestos para el Mapa de Riesgos Empresariales 2017 son producto de un análisis de la realidad situacional de la Empresa, el contexto actual y esperado del sector *Oil & Gas* a nivel mundial, de los perfiles de riesgos de las compañías y de los asuntos relevantes del país. De acuerdo con esto, se realizó un análisis documental de los siguientes temas:

- Entorno de riesgos analizando informes emitidos por diversas firmas que contienen los principales riesgos identificados en la industria, tales como: *Navigating joint ventures in oil and gas – Ernest & Young Limited 2015, 2016 top five trends in oil markets - Global Risks insight, The global Risks report 2016 - World Economic Forum, 2016 BDO Oil and Gas Risks factor Report, Managing bribery and corruption Risks in the oil and gas Industry – Ernest & Young Limited, Allianz risk Barometer Top Business risks 2016 – Allianz.*
- Análisis de los principales riesgos en otras compañías del sector por medio de la revisión de los riesgos reportados a la SEC *(Security Exchange Comission* por sus siglas en inglés) en los formatos 20F y 10K por las siguientes compañías: Statoil, Eni, Total, British Petroleum, Shell, Exxon, Conocophillips.
- Materializaciones de riesgos presentadas en los dos (2) últimos años en la compañía, identificando los impactos generados de dichos eventos.
- Asociación de los riesgos a los pilares del Plan de Negocio 2017-2020 para determinar la correspondencia directa de cada uno de los riesgos propuestos frente a la estrategia de Ecopetrol S.A.

De acuerdo con los análisis mencionados, el Mapa de Riesgos Empresariales 2017 contiene asuntos relevantes como el precio del crudo, eventos climáticos, corrupción, viabilidad económica, regulación ambiental, seguridad física, cibercrimen, entre otros, reflejándose esto en las siguientes modificaciones en relación con el mapa de riesgos empresariales del año 2016 (ver tabla 28).



Tabla 28. Comparación de Riesgos 2016-2017

RIESGOS EN 2016	RIESGOS EN 2017
No encontrar los recursos contingentes que garanticen la sostenibilidad de Ecopetrol S.A.	Se mantiene, incluyendo como foco de gestión el tema de filiales
No aplicación exitosa de tecnologías de factor de recobro.	Se mantiene
Subordinadas que no cumplan con sus objetivos estratégicos.	Se racionaliza integrándose en otros
Inviabilidad Financiera de la compañía.	Se mantiene
Incapacidad de cumplir con la estrategia.	Se racionaliza
Inviabilidad operacional.	Se mantiene
Cambios en el entorno político y regulatorio.	Se mantiene, ajustando su nombre a *Cambios en el entorno regulatorio*
Incidentes por causa operacional (HSE) o eventos naturales.	Se mantiene
Proyectos que no cumplan su promesa de valor.	Se mantiene, incluyendo como foco de gestión el tema de filiales
Faltas a la ética, cumplimiento y afectación negativa a la reputación.	Se mantiene, incluyendo como foco de gestión el tema de filiales
Ciber ataques y fuga o pérdida de información crítica de Ecopetrol S.A.	Se mantiene
Socios que no cumplen los compromisos contractuales.	Se mantiene
Disminución de la capacidad operativa como consecuencia de decisiones de los órganos de control.	Nuevo

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento

Durante 2017 se ejecutaron 45 acciones de tratamiento y se monitorearon 17 Indicadores clave de Riesgos (KRIs) para su adecuada gestión y seguimiento.

La Gerencia Corporativa de Aseguramiento de Control Interno monitorea la gestión de riesgos del Grupo Ecopetrol y la ejecución del Ciclo de Gestión de Riesgos en Ecopetrol S.A. lo que comprende 1.929 riesgos y 3.498 controles de compañías del Grupo. De estos, 389 riesgos de proceso, 11 riesgos Empresariales y 873 controles corresponden a Ecopetrol S.A.

Respecto de los monitoreos preventivos sobre los diferentes elementos del Sistema de Control Interno se efectuaron actividades de verificación preventiva sobre algunos procesos, a fin de detectar y corregir oportunamente posibles fallas sobre los elementos del sistema, en el primer semestre del año 2017 se elaboró el documento que establece los lineamientos para la implementación

del programa de cumplimiento en materia de gestión de riesgos, control interno, ética, antifraude, anticorrupción, prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo, para las compañías Subsidiarias y Filiales de Ecopetrol S.A.

En este contexto, se resalta que las acciones en este sentido se enfocaron en procesos y en filiales, tal como se detalla a continuación:

En procesos

La Gerencia Corporativa de Aseguramiento de Control Interno lleva a cabo revisiones sobre procesos de Ecopetrol S.A., a fin de detectar de manera preventiva fallas de los elementos del Sistema de Control Interno. Durante el 2017 se efectuó esta actividad para los siguientes procesos:

- Activos con socios
- Comercio Internacional
- Tecnología de Información
- Materiales de proyectos
- Servicios Jurídicos
- Transformación e Inventario de materiales

En adición a lo anterior, la Gerencia realizó cambios en la estructura del equipo, con el fin de contar con una instancia de soporte y monitoreo para un mayor aseguramiento de los asuntos relevantes de control interno en áreas de negocio; es así como se realizaron las siguientes actividades complementarias:

Asesoramiento y apoyo de la identificación de riesgos y controles, dentro del Plan de Implementación del Proceso de Operaciones Logísticas de Cadena de Suministro (inicio de operación en el año 2018)

Definición del plan para el levantamiento de riesgos y controles, del Sistema de Gestión de Laboratorios 2017 – 2018

Revisión al Esquema de Aseguramiento de Inversiones (No EDP) y configuración de equipo interdisciplinario para aseguramiento y seguimiento a la ejecución de este tipo de inversiones.

En filiales

Con el propósito de determinar las brechas que deban corregirse y garantizar la adecuada gestión del SIC del Grupo Ecopetrol, se diseñó un cronograma de monitoreo preventivo para las filiales siguiendo una metodología que considera aspectos como:

- El conocimiento del negocio y entendimiento de los procesos y del sistema de control interno de la filial.
- La revisión de documentación y evaluación de los componentes del sistema de control interno considerando el ambiente de control, la evaluación de riesgo, las actividades de control, la información y comunicación y el monitoreo conforme al modelo COSO 2013.

Adicionalmente, se ejecutaron revisiones de asuntos de control interno y estados financieros en: Reficar, Bioenergy, Cenit, HOCOL, OCENSA, Esenttia, Ecopetrol S.A. América Inc., Ecopetrol S.A. Perú, Black Gold Re, Andean, Ecopetrol S.A. Brasil, Ecopetrol S.A. Global Energy, Ecopetrol S.A. Capital AG y HPL obteniendo diagnósticos de cumplimiento para el fortalecimiento del control interno en estas compañías.

Así mismo, se realizó acompañamiento en el cierre de brechas derivadas de las observaciones emitidas por el Revisor Fiscal en las compañías: Reficar, Bioenergy, Cenit, Ecopetrol S.A. América Inc., Esenttia, HOCOL y Oleoducto de Colombia (ODC). De manera adicional se realizó la revisión de controles anuales en: Reficar, Bioenergy y Cenit.

Los asuntos de *Control Interno* identificados en el Grupo Ecopetrol representan 299 oportunidades de mejora a remediar y una serie de alertas cuya gestión se está realizando para evitar posibles materializaciones de riesgo.

7. OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

De conformidad con lo establecido en los estatutos sociales, la Junta Directiva es responsable de velar que las relaciones económicas de Ecopetrol S.A. 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 y en todo caso, en condiciones de mercado.

En la Guía de Precios de Transferencia entre Vinculados Económicos de Ecopetrol S.A. se determinan los parámetros que se deben tener en cuenta al momento de determinar la remuneración a ser pactada en operaciones bien sea de bienes o servicios, llevadas a cabo entre Ecopetrol S.A. y sus subordinadas, de manera tal que las condiciones establecidas en las operaciones objeto de análisis sean consistentes con aquellas pactadas con o entre terceros independientes; evitando de esta manera la afectación de los estados de resultados por las relaciones de control o subordinación.

En ese sentido, las relaciones económicas con la Nación y las sociedades subordinadas, consolidadas durante 2017 mediante convenios o contratos, se llevaron a cabo bajo los anteriores parámetros. Estas relaciones no pretenden beneficiar a la Nación ni a las sociedades subordinadas, ni van en detrimento de los intereses de los accionistas minoritarios. Con estas relaciones contractuales, Ecopetrol S.A. persigue el cumplimiento de sus objetivos Empresariales de acuerdo con su modelo de responsabilidad corporativa.

El detalle de las operaciones con sociedades subordinadas pertenecientes al Grupo Ecopetrol se revela en las notas correspondientes a los estados financieros. Así mismo, semestralmente el presidente presenta un informe a la Junta Directiva de la Compañía sobre las operaciones, convenios o contratos que la Empresa ha celebrado con sus subordinadas dentro de dicho período en el cual indica que las condiciones de las mismas corresponden a condiciones de mercado.

En principio, no deberían existir conflictos de interés entre las sociedades que conforman el Grupo Ecopetrol en la medida en que todas persiguen la misma unidad de propósito y dirección determinada por Ecopetrol S.A. en su calidad de matriz. Ahora bien, en caso de que se llegare a presentar un conflicto de interés, las personas involucradas tendrán que cumplir con el procedimiento establecido en la estatutos sociales y en el instructivo de conflictos de interés, inhabilidades, incompatibilidades y prohibiciones de Ecopetrol S.A.

102–25 >

8. CONFLICTOS DE INTERÉS

Ecopetrol S.A. cuenta con mecanismos concretos que permiten la prevención, manejo y divulgación de los conflictos de interés que se puedan presentar entre los accionistas (mayoritarios y minoritarios), administradores y funcionarios en general, frente a sus propios intereses y los de la empresa.

Para evitar incurrir en un conflicto de interés, la Gerencia de Asuntos Éticos de la Vicepresidencia de Cumplimiento, líder del proceso dentro de la compañía, informa que durante el 2017, 136 personas atendieron el procedimiento establecido por la Empresa y revelaron las situaciones que podían dar origen a los mismos.

9. MECANISMOS DE RESOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

Ecopetrol S.A. cuenta con mecanismos alternativos para la resolución de controversias para promover la inversión extranjera, las relaciones comerciales y facilitar la convivencia entre los accionistas, grupos de interés y la administración de la empresa. Estos mecanismos, tales como el arreglo directo, los amigables componedores, los conciliadores y el arbitraje, se convierten en una alternativa, diferente al conducto regular de la justicia ordinaria, para resolver las controversias contractuales de manera más ágil, especializada y en ciertos casos, más económica.

Las controversias administrativas representativas, solucionadas en el año 2017, a través de los mecanismos alternativos, fueron las siguientes (tabla 29).

Tabla 29. Controversias Administrativas 2017

PARTES DEL PROCESO	RAZÓN DE LA CONTROVERSIA	IDENTIFICACIÓN DEL NÚMERO Y NOMBRE DEL CONTRATO	MECANISMO UTILIZADO PARA DIRIMIR LA CONTROVERSIA
Ecopetrol S.A. vs. Cafesalud	Pago de saldo de contrato de compraventa de bienes muebles.	Contrato de compraventa de bienes muebles No. CSC-CCE-LI-001-16.	Se firmó transacción con CAFESALUD.
Ecopetrol S.A. vs Colombiana de Vigilancia y Seguridad Ltda Colviseg	A la Policlínica de Ecopetrol S.A. ingresaron personas extrañas que hurtaron equipos tecnológicos de gastroenterología siendo Colviseg la encargada de la vigilancia.	Contrato suscrito entre Ecopetrol S.A. y Colviseg con No. 5214620.	Se suscribió conciliación que fue aprobada por el Juzgado Primero Administrativo del Circuito de Barrancabermeja
Ecopetrol S.A. vs Ganaderías El Polígono	En el predio del demandado se tenía previsto adelantar obras concernientes a la Construcción de la locación del pozo exploratorio *Casona 1* y a la adecuación de la vía de acceso al punto de captación, como Ecopetrol S.A. no dió la viabilidad al proyecto se recobraron los valores pagados por las afectaciones que no se concretaron sobre el predio.	Actas de daño No. 890, 979, 889 y 888 suscritas por Ecopetrol S.A. y los demandantes.	Se firmó transacción con los dueños del predio.
Fiduprevisora	Ruptura del poliducto *Puerto Salgar-Cartago* de propiedad de Ecopetrol S.A. que conllevó a la fuga de producto y a la afectación de la quebrada Aguazul y de la planta de tratamiento de agua potable de *Acuaseo*.	No existe contrato entre Ecopetrol S.A. y Fiduprevisora, ya que este proceso se relacionaba con una acción de *Reparación Directa*.	Se firmó transacción con La Previsora S.A., que fue aprobada por el Tribunal Contencioso Administrativo de Cundinamarca - Sección Tercera.
Arbitraje de Transgas de Occidente contra Ecopetrol S.A. y TGI	Que se declare que durante la ejecución del *Contrato DIJ-738*, suscrito el 22 de febrero de 1995, se presentó el fenómeno de la niña de carácter extraordinario y anormal.	*Contrato DIJ-738*, suscrito el 22 de febrero de 1995 entre Ecopetrol S.A. y Transgas de Occidente S.A, cedió a favor de Ecogas y posteriormente a TGI.	Se profirió laudo arbitral a favor de Ecopetrol S.A. A la fecha en trámite recurso extraordinario de anulación interpuesto por Transgas de Occidente S.A.

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Jurídica

10. TRANSPARENCIA, FLUIDEZ E INTEGRIDAD DE LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA AL PÚBLICO

PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN EN PÁGINA WEB Y DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN RELEVANTE

Durante 2017 se publicaron 77 comunicados de *Información Relevante* en la Superintendencia Financiera de Colombia. En Estados Unidos se publicaron 47 comunicados de prensa y 33 documentos bajo los diferentes formatos que exige la *Securities and Exchange Commission* (SEC). Adicionalmente, en Canadá se publicaron 41 documentos en SEDAR *(System for Electronic Document Analysis and Retrieva*l por sus siglas en inglés).

Todos los comunicados se divulgaron de manera oportuna al mercado y se encuentran disponibles en la página de la Superintendencia Financiera de Colombia: **https://www.superfinanciera.gov.co**, sección *"Información Relevante"*, en la página de la SEC **https://www.sec.gov/**, sección *"Filings"*, *"Search for Company Filings"*, *"Company or fund name, ticker symbol, CIK (Central Index Key), file number, state, country, or SIC (Standard Industrial Classification)"*, en la página de SEDAR: **https://www.sedar.com/**, sección *"Search Database, Search for Company Documents, Company name: Ecopetrol"*, así como en la página web de Ecopetrol S.A. **https://www.ecopetrol.com.co**

11. RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

La misión empresarial establece que en Ecopetrol S.A. trabajamos todos los días para construir un mejor futuro: rentable y sostenible; con una operación sana, limpia y segura (barriles limpios); asegurando la excelencia operacional y la transparencia en cada una de nuestras acciones, y construyendo relaciones de mutuo beneficio con los grupos de interés.

En línea con lo anterior, para Ecopetrol S.A. la responsabilidad corporativa es un componente transversal de la estrategia empresarial que se coordina desde la Gerencia de Responsabilidad Corporativa (GRC) de la Secretaría General, y cuyo objetivo es acompañar la implementación y seguimiento de prácticas, estándares e iniciativas que orienten una gestión empresarial responsable y sostenible.

Lo anterior se soporta en el interés constante que tiene Ecopetrol S.A. de tomar en consideración las expectativas de sus grupos de interés y armonizarlas con sus objetivos empresariales. Así mismo, en la necesidad de prever y mitigar riesgos futuros asociados a la regulación de asuntos actualmente voluntarios.

Durante 2017 la gestión de Ecopetrol S.A. en responsabilidad corporativa se enfocó en cinco (5) iniciativas que se describen a continuación:

Gestión con grupos de interés

Seguimiento al desempeño en responsabilidad corporativa

Consulta de percepción y expectativas de grupos de interés

Participación en iniciativas y estándares voluntarios

Diálogo con grupos de interés

Gestión con Grupos de Interés

De forma alineada con la Norma ISO26000, la gestión con Grupos de Interés establece las directrices para promover una gestión empresarial responsable de Ecopetrol S.A. con cada uno de sus siete grupos de interés.

La gestión con grupos de interés parte de la identificación de los grupos de interés y el reconocimiento de su importancia para apalancar el logro de los objetivos empresariales. Los siete grupos de interés de Ecopetrol S.A. son:

- Accionistas e Inversionistas
- Clientes
- Asociados y socios
- Empleados, pensionados y sus beneficiarios
- Contratistas y sus empleados
- Sociedad y comunidad
- Estado

Para cada grupo de interés identificado, se asigna un área responsable de dentro de la empresa, con la cual la Gerencia de Responsabilidad Corporativa trabaja coordinadamente en la definición de los siguientes elementos:

Promesa de valor

Afirmación o enunciado que recoge los elementos fundamentales de la oferta de valor de la empresa hacia cada grupo de interés, en el marco del ejercicio de la responsabilidad corporativa. Se construye teniendo en cuenta las expectativas de los grupos de interés y las posibilidades e intereses estratégicos de la empresa.

Objetivos de responsabilidad corporativa

Son enunciados de los logros y propósitos a los que se debe llegar para cumplir con la promesa de valor establecida para cada grupo de interés.

Indicadores

Son medidas verificables de cambio o resultado que permiten hacer seguimiento al logro de los objetivos y promesa de valor establecidos para cada grupo de interés.

Subgrupos de interés

Son las agrupaciones que pueden conformarse al interior de cada grupo. Se construyen a partir de la identificación de características comunes que son relevantes en materia de relacionamiento.

Los Grupos de Interés, Subgrupos, Promesa de Valor y Objetivos definidos por Ecopetrol S.A. en 2017 se presentan a continuación (tabla 30).

Tabla 30. Mapa de grupos de interés de Ecopetrol S.A. – 2017

	SUBGRUPOS	PROMESA DE VALOR	ÁREA RESPONSABLE
Accionistas e inversionistas	• Personas naturales. • Inversionistas Institucionales.	Generar una relación sólida y de confianza a través de la entrega oportuna de información confiable y de calidad.	**Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas**
Clientes	• Refinados. • Gas. • Petroquímicos e industriales. • Internacionales.	Agregar valor a través de relaciones fiables, cercanas y transparentes, que nos convierten en un aliado.	**Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo**
Asociados y socios	• Socios de producción	Asegurar negocios conjuntos sostenibles dentro de un marco de relaciones transparentes, confiables, eficientes y de mutuo beneficio.	**Vicepresidencia de Activos con Socios**
Empleados, pensionados y sus beneficiarios	• Empleados. • Beneficiarios. • Organizaciones sindicales. • Pensionados. • Estudiantes en práctica.	Agregar valor a través de la gestión del talento humano, la calidad de vida y bienestar de las personas.	**Vicepresidencia de Talento Humano**

	SUBGRUPOS	PROMESA DE VALOR	ÁREA RESPONSABLE
Contratistas y sus empleados	• Contratistas activos. • Trabajadores de contratistas.	Transparencia, reglas claras y una relación de mutuo beneficio.	**Vicepresidencia de Abastecimiento**
Sociedad y comunidad	• Organizaciones de base. • Empresas, fundaciones y ONGs. • Organizaciones étnicas. • Propietarios de predios. • Organizaciones de base.	Contribuir a la construcción de condiciones de prosperidad compartida en los territorios de interés, en el marco del respeto de los derechos humanos.	**Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental**
Estado	• Estado nacional. • Estado local.	Promover el fortalecimiento de las capacidades institucionales del Estado y aportar a la construcción de la paz.	**Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental** **Vicepresidencia Jurídica** **Secretaría General**

Fuente: Ecopetrol, Gerencia de Responsabilidad Corporativa

Cada grupo definido en el mapa de grupos de interés de Ecopetrol S.A., cuenta con un plan de gestión, que incluye las iniciativas y actividades más adecuadas para interactuar e involucrarse con cada grupo de interés, de acuerdo con sus características particulares.

Seguimiento al desempeño de Ecopetrol S.A. en responsabilidad corporativa

El grado de progreso frente a los objetivos de responsabilidad corporativa de cada grupo de interés, se mide a través de un conjunto de indicadores específicos definidos por las diferentes áreas de Ecopetrol S.A., que se agregan en el indicador “nivel de cumplimiento de la gestión con grupos de interés”.

En 2017, el nivel de cumplimiento de la gestión con grupos de interés incluyó 31 indicadores individuales y registró un resultado de 93.5% con corte a 31 de diciembre. Esto representa un nivel de cumplimiento de 104% frente a la meta establecida de 90%.

Consulta de Percepción y Expectativas de Grupos de Interés

A través de la realización de 1.672 encuestas en las diferentes regiones de operación en todo el país, en 2017 la Gerencia de Responsabilidad Corporativa consultó las percepciones y expectativas de los siete grupos de interés de Ecopetrol S.A., accionistas e inversionistas; clientes; asociados y socios; empleados; contratistas y sus empleados; sociedad y comunidad, y Estado.

La consulta evalúa la percepción sobre Ecopetrol S.A. alrededor de once (11) atributos de responsabilidad corporativa, que son determinantes para la construcción y fortalecimiento de relaciones de confianza (p.ej. cumplimiento de los compromisos adquiridos, prácticas éticas y transparentes, responsabilidad con la comunidad, responsabilidad con el medio ambiente, respeto por los derechos humanos, entro otros).

Para cada atributo, los encuestados de cada grupo de interés califican su "Nivel de Acuerdo" utilizando la escala *Likert*, donde:



En 2017, el 70% de encuestados calificaron estos atributos en las dos opciones más altas de la escala *(Top Two Boxes – T2B)*. Esto representa una mejora de 6% frente al resultado obtenido en 2016 (66%). Se destacan los mejores resultados obtenidos en los grupos de interés: accionistas e inversionistas, contratistas y sus empleados y empleados.

Los resultados de la consulta contribuyen a una mejor comprensión de las expectativas de cada grupo de interés, en línea con lo establecido en los diferentes sistemas de gestión (ISO 9001, ISO 14001, OSHAS 18000). De igual forma, sirven como insumo para revisar la promesa de valor, objetivos e indicadores de responsabilidad corporativa establecidos por Ecopetrol S.A. con cada grupo de interés para 2018.

Prácticas, estándares e iniciativas de responsabilidad corporativa

Durante 2017 Ecopetrol S.A. participó en diferentes iniciativas de responsabilidad corporativa y orientó su gestión a la luz de lo definido en estándares internacionales de transparencia, sostenibilidad y derechos humanos.

Una síntesis de las principales prácticas, estándares e iniciativas adoptados por Ecopetrol S.A. en 2017 se presenta a continuación (tabla 31):

Tabla 31. Prácticas, estándares e iniciativas de responsabilidad corporativa

NOMBRE	DESCRIPCIÓN
ISO26000	Norma no certificable que proporciona orientación sobre responsabilidad social.
Global Compact	Iniciativa internacional que establece diez principios para orientar la gestión empresarial en cuatro temáticas: • Derechos humanos • Medio ambiente • Estándares laborales • Anticorrupción.
***Global Reporting Initiative* (GRI)**	Estándar para la elaboración del Reporte de Sostenibilidad.
Iniciativa de Transparencia del Sector Extractivo (EITI)	Iniciativa de transparencia del sector extractivo.
Principios Rectores de Naciones Unidas sobre empresas y derechos humanos	Estándar para la gestión de Empresas y derechos humanos.
Principios Voluntarios en Seguridad y Derechos Humanos	Estándar para la gestión de la seguridad de las empresas con enfoque de derechos humanos.

Fuente: Ecopetrol, Gerencia de Responsabilidad Corporativa

Rendición de cuentas

Durante 2017 se aseguró la adecuada atención de las Peticiones, Quejas, Reclamos y Solicitudes (PQRS) de los grupos de interés, y la existencia de espacios de diálogo y comunicación orientados a asegurar un adecuado relacionamiento. Los canales disponibles se presentan a continuación (tabla 32):

Tabla 32. Canales de atención 2017

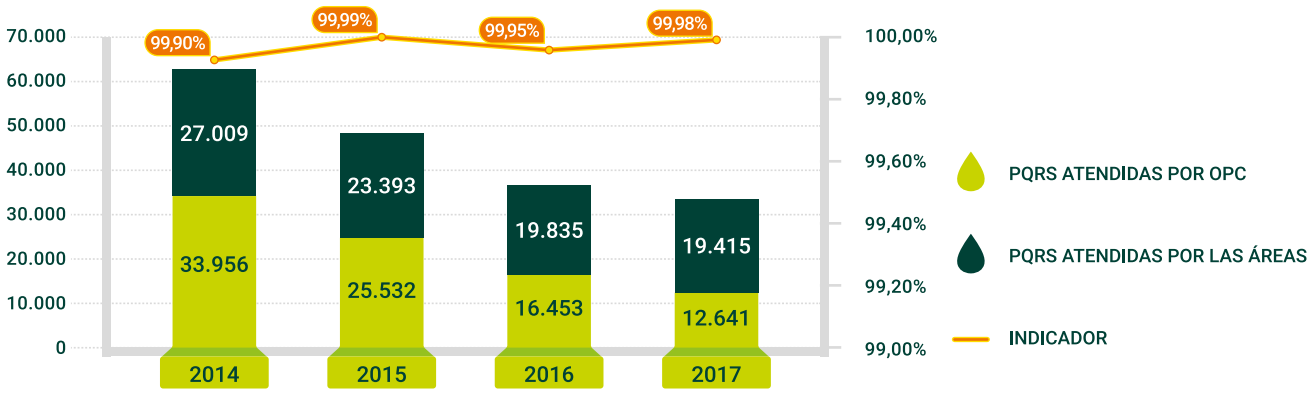
Correos electrónicos	**participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co** **codigodeetica@ecopetrol.com.co** **quejasysoluciones@ecopetrol.com.co**
***Call Center* Línea Nacional Telefónica Gratuita**	**01 8000 918 418**
Página web	**https://www.ecopetrol.com.co**
Teleiguanas	Presente en las regionales en donde opera Ecopetrol: Caribe Pacífico, Andina, Central, y Orinoquía.
Oficinas de atención personalizada	Acacías, Barrancabermeja, Bogotá D.C., Bucaramanga, Cartagena, Castilla La Nueva, Corregimiento El Centro, Cúcuta, Tibú, Guamal, Neiva, Orito, Puerto Gaitán, Villavicencio y Yopal.
Otros	Brigadas de atención en varios municipios del país.

Fuente: Ecopetrol, Oficina de Participación Ciudadana

A lo largo de 2017 se gestionaron 32.056 solicitudes ciudadanas entre requerimientos, solicitudes de copias y de información, quejas y reclamos, de las cuales 12.641 fueron resueltas directamente por la Oficina de Participación Ciudadana en un primer nivel de atención.

Las restantes 19.415 PQRS se resolvieron a través de las distintas áreas de la organización. El indicador de Atención Oportuna a la Ciudadanía, que mide el cumplimiento de los términos legales de respuesta, alcanzó en 2017 un resultado del 99,98%. El comportamiento de este indicador en los últimos 5 años, se presenta en el gráfico 9.

Gráfico 9. Indicador de atención PQRS 2017

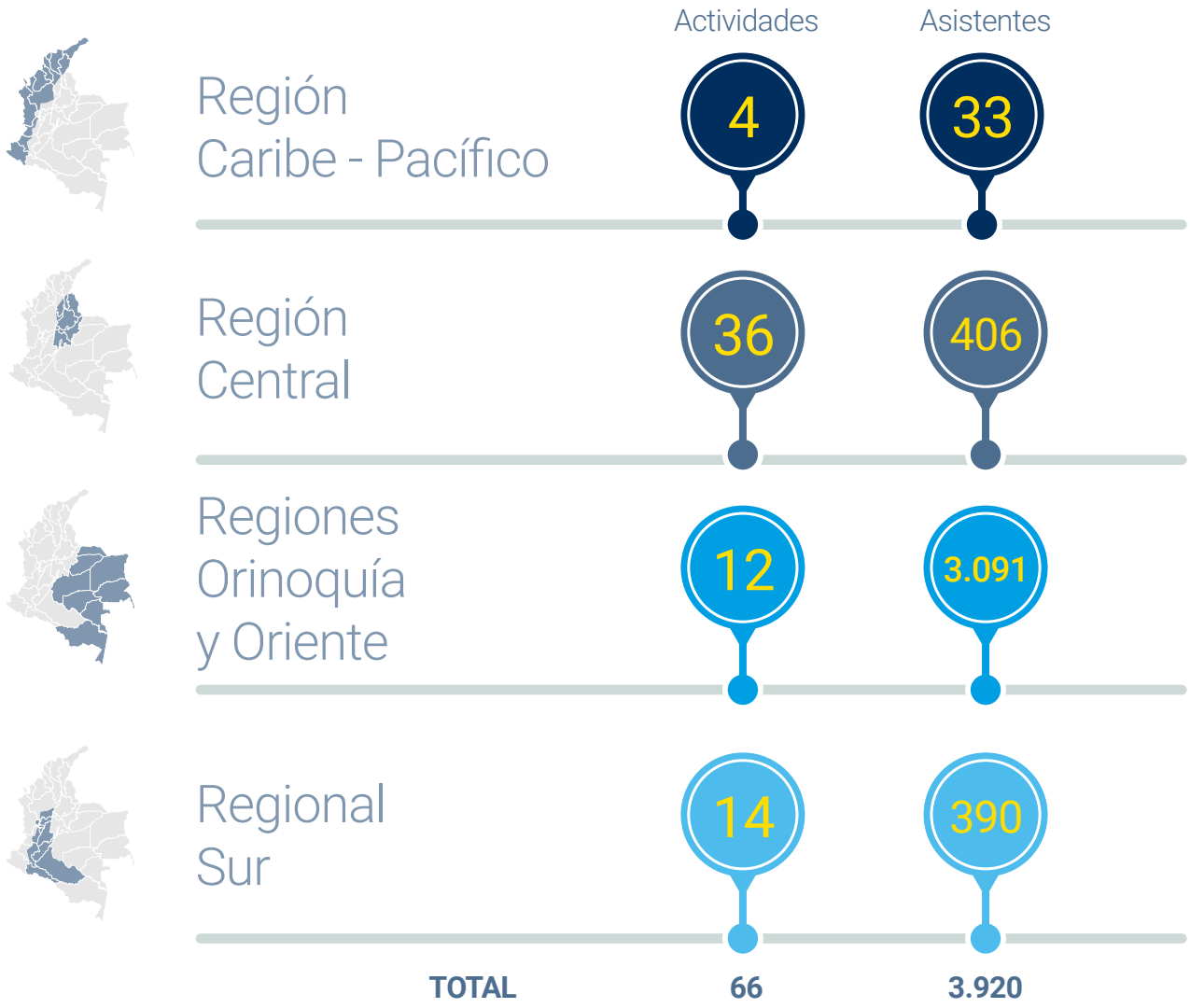


Fuente: Ecopetrol, Oficina de Participación Ciudadana



Adicionalmente y como parte de las actividades de rendición de cuentas y atención a los grupos de interés, en 2017 se realizaron 66 escenarios de participación con los grupos de interés donde se escucharon sus expectativas y necesidades y se divulgó información relevante de la Empresa. El gráfico 10 resume los eventos realizados y el número de asistentes.

Gráfico 10. Actividades de rendición de cuentas 2017



Fuente: Ecopetrol, Oficina de Participación Ciudadana

De los eventos realizados se destacan los Foros denominados “Hacia la prosperidad compartida” que contaron con la Presencia del Presidente de Ecopetrol S.A., del Vicepresidente de Desarrollo Sostenible y Ambiental y autoridades locales.

Estos foros permitieron la discusión abierta y participativa de los principales retos y oportunidades que Ecopetrol S.A. y sus Grupos de Interés tienen para generar prosperidad en los territorios. Los foros realizados se presentan en la tabla 33.

Tabla 33. Foros *"Hacia la prosperidad compartida"* - 2017

META (CUMARAL)	**CASANARE** (TAURAMENA)	**PUTUMAYO** (ORITO)
24 DE MAYO DE 2017	31 DE MAYO DE 2017	22 DE NOVIEMBRE DE 2017
META (GRANADA)	**CASANARE** (AGUAZUL)	
19 DE DICIEMBRE DE 2017	21 DE DICIEMBRE DE 2017	

Fuente: Ecopetrol, Oficina de Participación Ciudadana

Los asuntos relacionados con peticiones, quejas, reclamos y solicitudes de los grupos de interés son reportados al Comité Directivo de Ecopetrol S.A. a través de los Informes de Monitoreo de la Gestión con Grupos de Interés, tanto con enfoque nacional con periodicidad mensual, como con enfoque regional con periodicidad bimestral. Para la vigencia 2017, se publicaron:

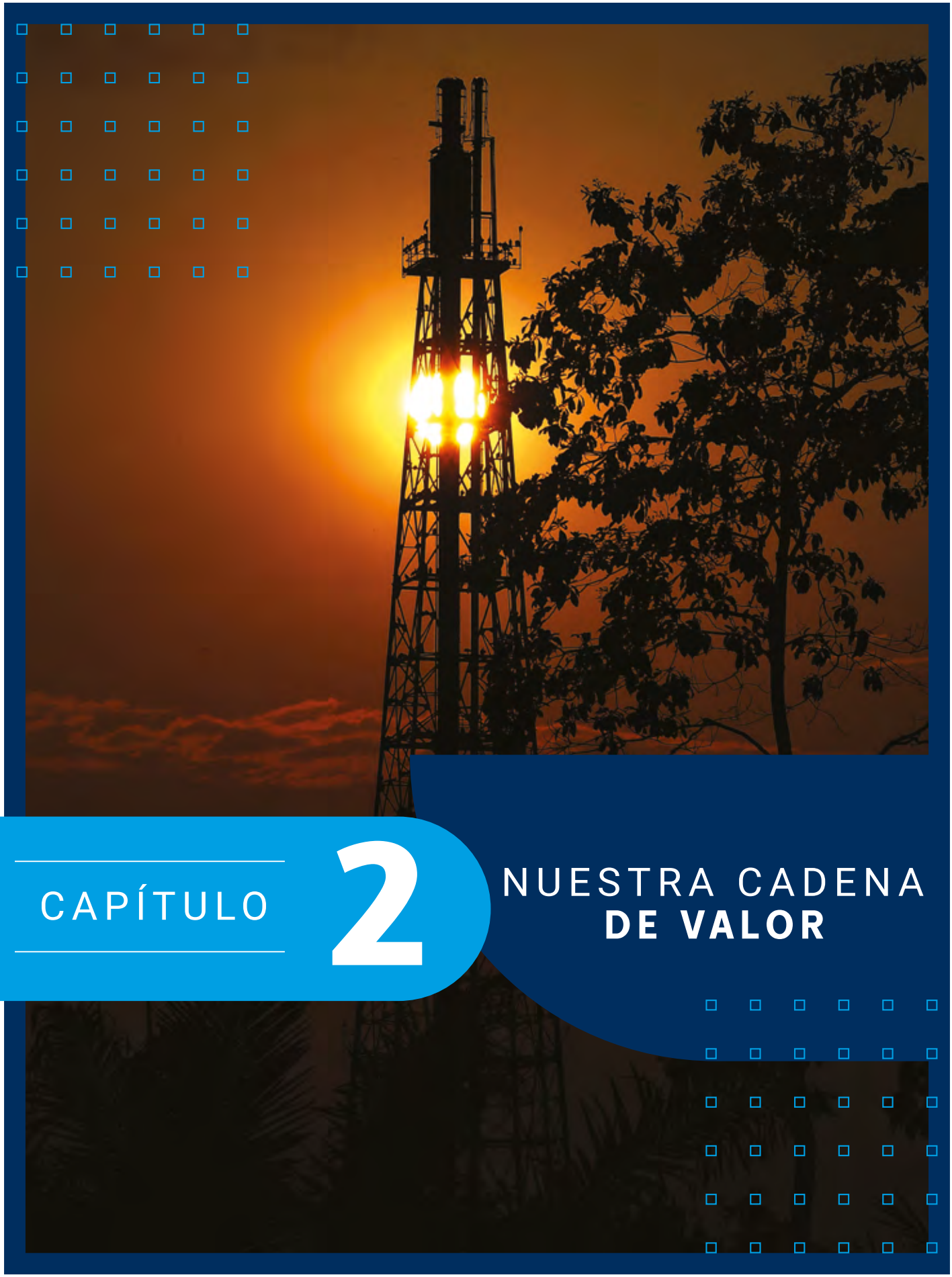
12
Informes Nacionales

uno para cada mes, y 38 informes regionales, uno bimestral para cada una de las regionales: Caribe Pacífico, Central, Bogotá, Oriente, Orinoquía y Sur.

12. RECLAMACIONES DE ACCIONISTAS E INVERSIONISTAS

Para la vigencia 2017 no se presentaron reclamaciones por parte del grupo de interés accionistas e inversionistas, relacionadas con el cumplimiento del Código de Buen Gobierno.

La Junta Directiva hace un reconocimiento a Ecopetrol S.A. y todos sus trabajadores por su compromiso constante en la aplicación de Buenas Prácticas de Gobierno Corporativo que aseguren la gobernabilidad, transparencia y control de la Empresa.



CAPÍTULO **2**

NUESTRA CADENA **DE VALOR**



Refinería de Cartagena, Reficar.

102–9 > Ecopetrol participa en todos los eslabones de la cadena de hidrocarburos: desde la exploración y producción de petróleo y gas, hasta la transformación en productos de mayor valor agregado y, posteriormente, su comercialización en los mercados nacionales e internacionales.

Cada uno de estos pasos implica riesgos y oportunidades para la empresa, para las regiones donde se desarrollan las actividades y para el país que, gracias a la presencia de Ecopetrol, está en condiciones de emprender nuevas iniciativas de carácter social destinadas a mejorar la calidad de vida de los colombianos.

EXPLORACIÓN

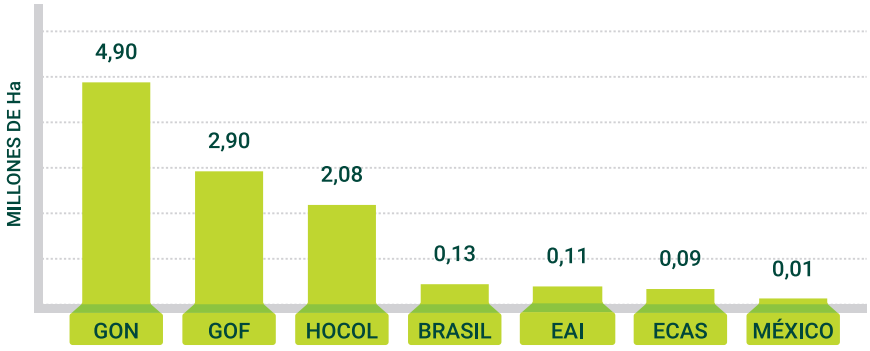


Plataforma *offshore*, Caribe Colombiano.

102–2 > Es el primer eslabón de la cadena de hidrocarburos y comprende la realización de distintas actividades orientadas a la búsqueda de petróleo y gas, como: la adquisición de sísmica, su interpretación y la perforación de pozos exploratorios.

El Grupo Ecopetrol (GE) cubre un área de exploración de 10.200.000 hectáreas (Ha) con una participación en 189 bloques en Colombia y en el exterior (ver gráfico 11).

Gráfico 11. Áreas a las que tiene acceso el Grupo Ecopetrol, según sus filiales y gerencias operativas



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración

La exploración se realiza en áreas nacionales (95%) a través de la gerencia *Onshore* (GON), la gerencia *Offshore* (GOF), y las subsidiarias Ecopetrol Costa Afuera Colombia (ECAS) y Hocol S.A., y en áreas internacionales (5%) a través de las subsidiarias Ecopetrol America Inc. (Estados Unidos – Golfo de México), Ecopetrol Brasil y Ecopetrol Hidrocarburos México S.A. En los ámbitos nacional e internacional la empresa realiza su actividad exploratoria a través de cuatro modalidades:

- Como operador directo en bloques al 100%, en el cual el GE es operador (esto es sin participación de terceros).
- Con participación en riesgo en bloques que son operados por un tercero.
- Como operador en bloques donde participa en riesgo con terceros.
- A través de contratos de asociación.

En la actualidad, Ecopetrol tiene vigentes tres contratos de asociación en etapa de exploración:

CATLEYA **MUNDO NUEVO** **QUIFA**

La Vicepresidencia de Exploración es la encargada de incorporar, de manera directa y asociada, los recursos contingentes de hidrocarburos de Ecopetrol que luego se convierten en reservas probadas y auditadas, para que la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción las explote.

La tipología de las compañías del *Upstream* del GE que desarrollan actividades exploratorias se define en función del porcentaje de participación de Ecopetrol S.A., teniendo en cuenta que dentro del portafolio de compañías del Grupo existen participaciones accionarias que restringen el grado de intervención que la matriz puede ejercer sobre las mismas.

Estas compañías se dividen en Tipo I y Tipo II. Las Tipo I son propiedad 100% de Ecopetrol y las Tipo II son las compañías en las cuales la participación accionaria es inferior al 100% (ver gráfico 12).

Gráfico 12. Portafolio de compañías y definición por tipología

TIPO I		TIPO II
ecopetrol america 100%	HOCOL 100%	SAVIA PERÚ 50%
ecopetrol BRASIL 100%	ecopetrol costa afuera colombia 100%	equion 51%
ecopetrol PERÚ 100%	ecopetrol GERMANY 100%	

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración

El modelo de operación de exploración en compañías Tipo I describe cómo se implementa la estrategia exploratoria del Grupo Ecopetrol, a través de la interacción de Ecopetrol S.A. y la compañía Tipo I.

Este tipo de compañías trabaja en conjunto con Ecopetrol S.A. en el proceso de búsqueda de oportunidades y áreas para exploración y se encarga de las valoraciones técnico-económicas, y la perforación de oportunidades exploratorias (prospectos), la caracterización inicial y delimitación del descubrimiento y la administración comercial, financiera y técnica de los activos exploratorios.

El modelo requiere de la participación de dos actores principales que se interrelacionan en todo el proceso: la Vicepresidencia de Exploración (VEX) y la Compañía Tipo I.

La Gerencia de Portafolio de la Vicepresidencia de Exploración es la responsable de velar por el estricto cumplimiento del proceso. En compañía del Departamento Financiero de Exploración, aseguran las correctas prácticas de valoración económica, lo cual permite un crecimiento y robustecimiento del portafolio exploratorio, siempre buscando la diversificación del riesgo.

En el marco de la estrategia exploratoria 2020, Ecopetrol aspira a incorporar al menos 1.000 millones de barriles de recursos contingentes, centrados en proyectos de alto valor en Colombia costa afuera, en la revaluación de oportunidades en Colombia continental y la consolidación de áreas internacionales como: el Golfo de México, Brasil y otras áreas de América.

Durante 2017 la estrategia exploratoria se apalancó en tres frentes de trabajo:

Colombia *onshore*

Caribe *offshore*

Exploración en el exterior

02 CADENA DE VALOR

En *onshore*, la Vicepresidencia de Exploración concentró esfuerzos conjuntos con la filial Hocol para desarrollar actividad exploratoria básicamente en las cuencas Sinú *onshore*, Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena y Llanos. El foco ha sido la búsqueda de hidrocarburos en cuencas maduras cercanas a campos y a infraestructura de producción.

En el *offshore* se continuó con las operaciones exploratorias en el Golfo de México (Estados Unidos). Así mismo, en aguas del Caribe colombiano se perforaron cinco pozos, entre ellos el primer pozo *offshore* operado por Ecopetrol S.A. (Molusco - 1) a través de Ecopetrol Costa Afuera ECAS (50%) en asocio con ONGC (50%).

Para el tercer frente, con el fin de diversificar y fortalecer el portafolio exploratorio y con el ánimo de extender horizontes y lograr la consolidación como una compañía panamericana, se creó la subsidiaria Ecopetrol Hidrocarburos México S.A., que estará a cargo de los bloques 6 y 8 adjudicados en asociación con Petronas y Pemex en este país.

Así mismo, a través de Ecopetrol America Inc. se logró la adjudicación de los bloques *Garden Banks* 77, 78, 121 y 122 en el Golfo de México (USA) donde se encuentran prospectos como el denominado *"Blacktail"*, cercanos a plataformas de producción. En caso de un descubrimiento, esto permite obtener producción temprana gracias a la posibilidad de conectarse con facilidades existentes en la zona.

ecopetrol america

50%
DE PARTICIPACIÓN

+

ASOCIADO CON

BLOQUES
Garden Banks 77, 78, 121 y 122
Golfo de México (USA)

REPSOL
operador

50%
RESTANTE

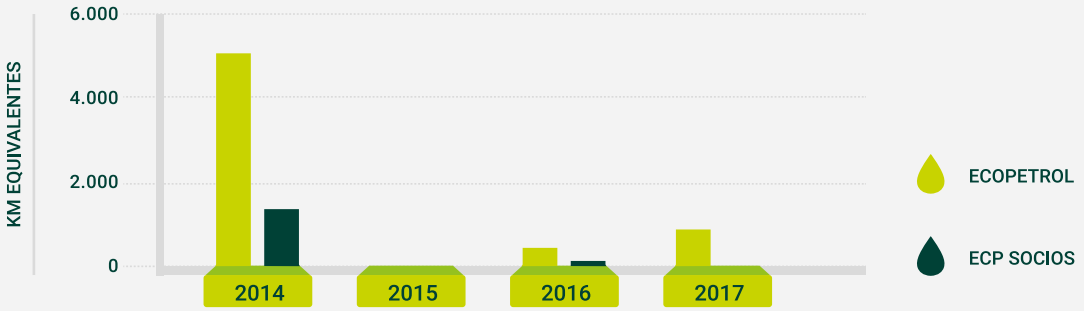
SÍSMICA

En 2017 el Grupo Ecopetrol ejecutó programas de adquisición sísmica en el ámbito nacional (cuenca Sinú San Jacinto) e internacional (Brasil). Durante este periodo se registraron 1.276 kilómetros equivalentes (ver gráfico 13). Del total, 518 km fueron 2D y 758 km fueron 3D.

En el ámbito nacional, por medio de Hocol se adquirieron 518 km de sísmica 2D en los bloques SN 8 y SN 18, dentro de los tiempos y presupuestos planeados y sin incidentes HSE.

Por otra parte, Ecopetrol Brasil realizó la adquisición de un programa de sísmica marina 3D de 758 kilómetros equivalentes (446 km^2) en el bloque FZA-M-320 en la cuenca Foz de Amazonas. La ejecución no tuvo novedades HSE. La participación de Ecopetrol en este bloque es del 70% y JX Nippon 30%.

Gráfico 13. Adquisición sísmica (kilómetros equivalentes)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración

Nota: En 2014 se adquirieron 31.500 Km equivalentes de Sísmica en el Golfo de México y Brasil.

102–7 > En 2017 el Grupo Ecopetrol perforó 21 pozos: 19 se clasificaron como exploratorios y dos como delimitadores. De los 19 pozos exploratorios perforados en el año, 13 correspondieron a Ecopetrol (directo o en asocio), cuatro a Hocol S.A., uno a Ecopetrol America Inc. y otro más a ECAS (ver tabla 34).

Tabla 34. Pozos exploratorios 2017

POZOS EXPLORATORIOS 2017					
POZO	CLASIFICACIÓN LAHEE	OPERADOR	BLOQUE	CUENCA	ESTADO
Purple Angel - 1A	**A3**	Anadarko (50%) Ecopetrol (50%) Operador Anadarko	Purple Angel	Sinú *offshore*	Exitoso
Gorgon - 1	**A3**	Anadarko (50%) Ecopetrol (50%) Operador Anadarko	Purple Angel	Sinú *offshore*	Exitoso
Siluro - 1B	**A3**	Repsol (50%) Ecopetrol (50%) Operador Repsol	RC 11	Guajira *offshore*	Taponado y abandonado
Warrior - 2 ST - 1	**A3**	Anadarko (70%) Ecopetrol (30%) Operador Anadarko	Green Canyon 519	Golfo de México	Exitoso
Bonifacio - 1	**A3**	Hocol (100%) Operador	LLA-65	Llanos	En evaluación
Brama - 1	**A3**	Petrobras (40%) Ecopetrol (30%) Repsol (20%) Statoil (10%) Operador Petrobras	Tayrona	Guajira *offshore*	Taponado y abandonado
Coyote - 1	**A3**	Parex (50%) Ecopetrol (50%) Operador Parex	De Mares	VMM	Exitoso
Trogon - 1	**A2b**	Ecopetrol (55%) Repsol (45%) Operador Ecopetrol	CPO-9	Llanos	Taponado y abandonado

POZOS EXPLORATORIOS 2017					
POZO	**CLASIFICACIÓN LAHEE**	**OPERADOR**	**BLOQUE**	**CUENCA**	**ESTADO**
Molusco - 1	**A3**	ECAS (50%) ONGC (50%) Operador ECAS	RC-9	Guajira *offshore*	Taponado y abandonado
Landero - 1	**A3**	Ecopetrol (100%) Operador	Magdalena Medio	Valle Medio del Magdalena	Taponado y abandonado
Infantas Oriente - 1	**A3**	Ecopetrol (52%) OXY (48%) Operador Ecopetrol	La Cira Infanta	Valle Medio del Magdalena	Exitoso
Godric Norte - 1	**A3**	Hocol (100%) Operador	CPO-17	Llanos	En evaluación
Pollera - 1	**A3**	Lewis (50%) Hocol (50%) Operador Lewis	SSJN1	Sinú *offshore*	En evaluación
Lorito - 1	**A3**	Ecopetrol (55%) REPSOL (45%) Operador Ecopetrol	CPO-9	Llanos	Exitoso
Cosecha V	**A3**	OXY 70% Ecopetrol 30% Operador OXY	Cosecha	Llanos	Exitoso
REX NE - 1	**A3**	OXY 70% Ecopetrol 30% Operador OXY	Cosecha	Llanos	Exitoso
Lunera - 1	**A3**	Hocol (100%) Operador	VSM-9	Valle Superior del Magdalena	Taponado y abandonado
Búfalo - 1	**A3**	Ecopetrol (51%) CPVEN (49%) Operador Ecopetrol	VMM-32	VMM	En evaluación

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración

Hocol perforó en asocio con *Lewis Energy* como operador el pozo delimitador Bullerengue Sur-3, dentro del campo Bullerengue.

Por su parte, Ecopetrol perforó en asocio con Parex el pozo delimitador Capachos-2ST Central, en el campo Capachos (ver tabla 35).

Tabla 35. Pozos delimitadores

POZOS DELIMITADORES 2017					
POZO	**CLASIFICACIÓN LAHEE**	**OPERADOR**	**BLOQUE**	**CUENCA**	**ESTADO**
Bullerengue Sur - 3	**A1**	Lewis 50% Hocol 50% Operador Lewis	SSJN1	Sinú *onshore*	Taponado y abandonado
Capachos 2ST	**A1**	Parex (50%) Ecopetrol (50%) Operador Parex	Capachos	Llanos	Exitoso

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración

METAS

De acuerdo con el presupuesto aprobado para la vigencia 2018, el Grupo Ecopetrol concentrará su actividad en la perforación de 12 pozos *onshore* en Colombia: Ecopetrol planea la perforación de cinco pozos exploratorios y tres pozos delimitadores, mientras que Hocol proyecta perforar tres pozos exploratorios y un pozo delimitador.

La actividad sísmica en Colombia se realizará por medio de Hocol en la cuenca de Sinú San Jacinto (294 km de sísmica 2D) y por medio de Ecopetrol S.A. en el Putumayo (162 km de sísmica 2D). De igual manera, se prevé la compra y adquisición de información sísmica 2D y 3D en México, Golfo de México, Brasil y Colombia, sobre un área de aproximadamente 41.000 kilómetros.



INVERSIONES EXPLORATORIAS

A continuación se muestran las inversiones del Grupo Ecopetrol en exploración (ver gráfico 14).

En 2017

US$376

millones en inversiones del Grupo Ecopetrol en exploración

En 2016

US$256

millones en inversiones del Grupo Ecopetrol en exploración

Las ejecuciones presupuestales en el *onshore* continental fueron apalancadas por las actividades de Hocol (cuatro pozos A3, un pozo delimitador y dos sísmicas 2D) y las actividades exploratorias realizadas por Ecopetrol S.A. en las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos. Además, para el segundo semestre del año, se invirtieron recursos para la pre-factibilidad de proyectos de sísmica y estudios en Ecopetrol Hidrocarburos México.

Para el 2018 se tiene contemplado

US$473

millones en inversiones focalizadas en la perforación de pozos y estudios de *pre-drilling* en el onshore colombiano, así como en la adquisición sísmica y de estudios en México y Brasil.

Gráfico 14. Inversiones exploratorias Ecopetrol (millones de dólares)



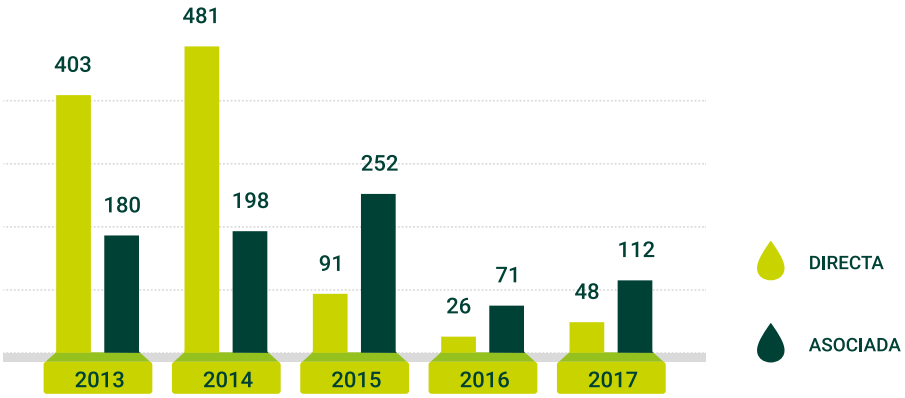
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración.
(p) Proyectado.



INVERSIÓN
CON SOCIOS

Entre 2016 y 2017 se registró un incremento de 84% en la inversión exploratoria directa de Ecopetrol y de 58% en la inversión con socios (ver gráfico 15).

Gráfico 15. Inversión exploratoria directa vs asociada (millones de dólares)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración

GESTIÓN CON
SOCIOS DE EXPLORACIÓN

102–43 > En 2017 se continuó con la estrategia de fortalecer la actividad costa afuera en asocio con compañías de talla mundial, buscando generar relaciones de largo plazo y mutuo beneficio que apalanquen el crecimiento y cumplimiento de las metas futuras.

Los principales socios de Ecopetrol en exploración son: Anadarko, CPVEN, Emerald Energy, Frontera Energy, ONGC Videsh Lda, Oxy, Parex Resources Inc., Petrobras Internacional, Repsol Exploración Colombia, Shell Exploration and Production Colombia, SK Innovation, Statoil Eta Netherlands, Tpic y Total Energy.



PRODUCCIÓN

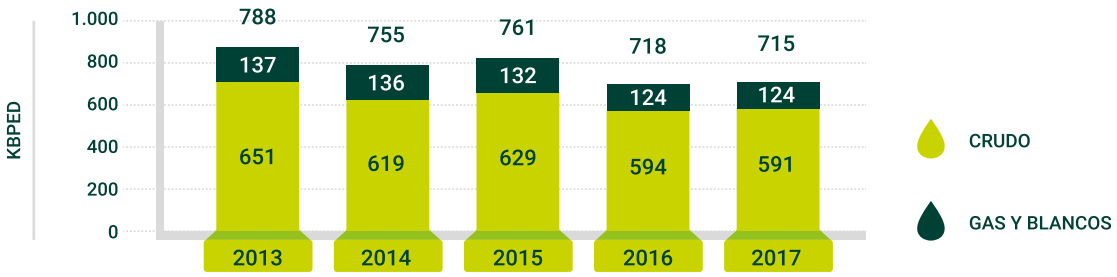


Ecopetrol. Campo de producción *Campo Tello*. Departamento del Huila.

OG-1 > El segundo eslabón de la cadena de valor es la producción de crudo y gas, que se realiza de manera directa o en asocio con otras compañías.

Al cierre del año 2017, la producción equivalente de crudo y gas del Grupo Ecopetrol fue de 715 mil barriles de petróleo equivalentes por día (Kbped), cumpliendo la meta de producción para el año. Esta cifra representa una disminución del 0.5% frente al resultado del año 2016 (ver gráfico 16).

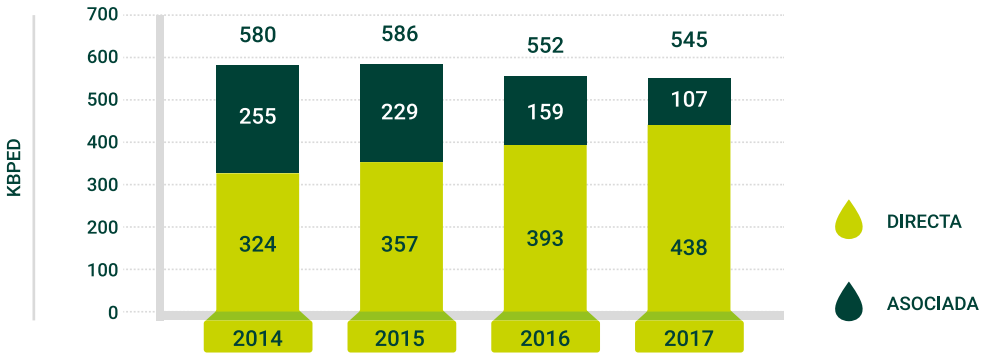
Gráfico 16. Producción equivalente de crudo y gas – Grupo Ecopetrol (Kbped)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción

La producción de crudo participación Ecopetrol descendió 1.8% situándose en 545 mil barriles por día (Kbpd), de los cuales 438 Kbpd fueron de operación directa y 107 Kbpd de operación asociada (ver gráfico 17).

Gráfico 17. Producción de crudo - Participación Ecopetrol - directa y asociada (Kbpd)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción



METAS

Para el año:

2018

se proyecta una meta de producción entre:

715

725 Kbped

CORRESPONDE A:

83% crudo

17% gas y blancos

102-2 >

PRINCIPALES PROYECTOS

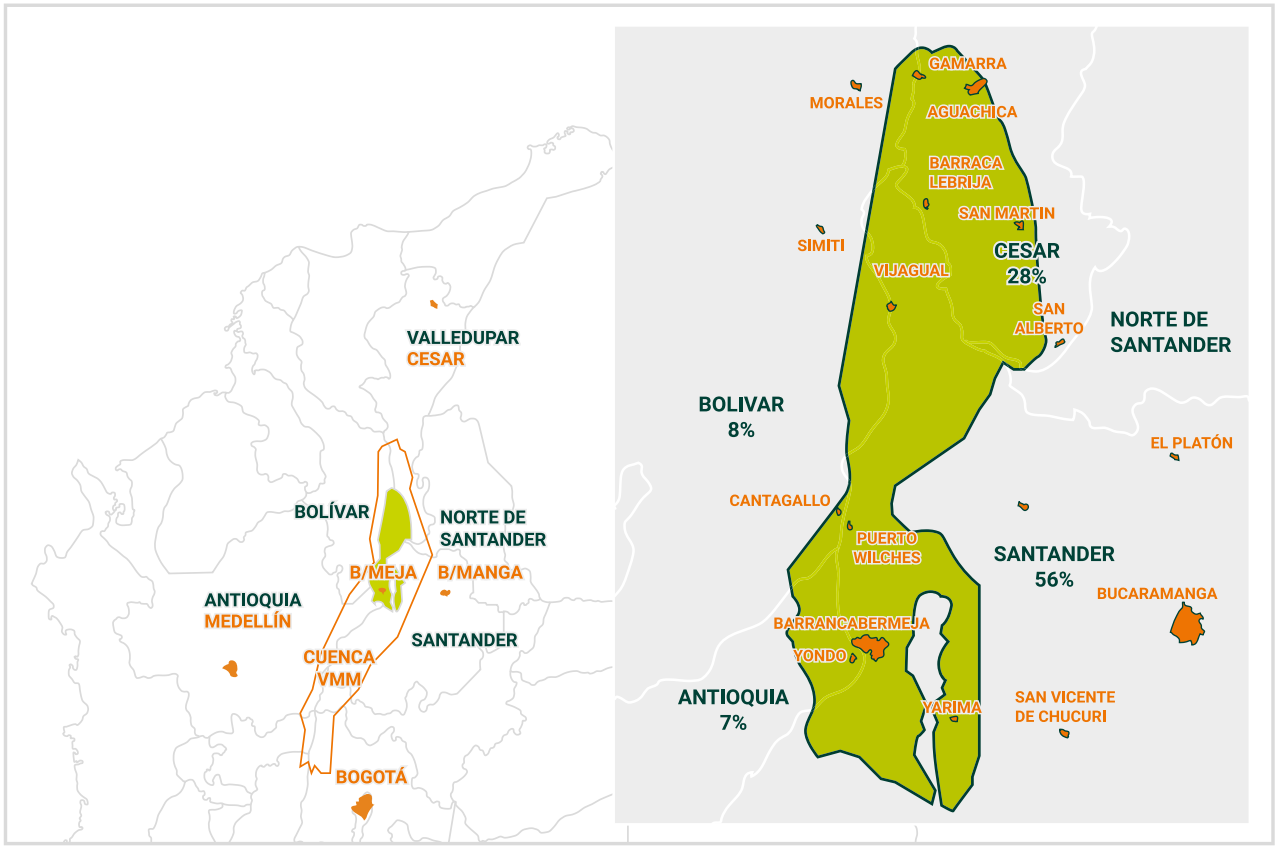
Castilla	Ecopetrol trazó una estrategia de agregación de valor a partir del incremento del factor de recobro del crudo pesado, mediante un esquema incremental diversificado con pilotos de inyección de agua, inyección de aire y recobro químico. A lo largo del año se ejecutaron inversiones de crecimiento por más de US$280 millones, alcanzando una producción promedio de 114 Kbpd.
Rubiales	Durante 2017 se ejecutaron inversiones de crecimiento por más de US$208 millones contrarrestando la declinación natural del campo de crudo pesado. Ecopetrol obtuvo una producción promedio de 118 Kbpd durante el año.
La Cira Infantas	Ecopetrol y el socio Oxy ejecutaron una serie de acciones encaminadas a recuperar más petróleo original y contener la declinación natural del campo. De esta manera se logró alcanzar una producción promedio de casi 40 Kbpd en el año.
30K	Este proyecto tiene como objetivo aumentar la producción rentable de Ecopetrol mediante inversiones de rápida ejecución y alto impacto en activos como Chichimene, Castilla y Apiay en los Llanos Orientales; La Cira Infantas en el Magdalena Medio, y San Francisco y Boquerón en la región sur del país. Para la primera fase se destinaron recursos por más de US$20 millones y se logró ejecutar 7 pozos y 37 *workovers*. El proyecto cumplió su promesa de valor con una producción de 10 Kbpd y permitió que estos activos iniciaran el año 2018 con una mejor proyección.

ESTRATEGIA DE YACIMIENTOS
NO CONVENCIONALES

La estrategia está estructurada sobre la base de evaluar el potencial de no convencionales en *legacy assets* que posee Ecopetrol, con prioridad en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

La proyección en superficie de los potenciales yacimientos no convencionales de edad cretácica del Valle Medio del Magdalena corresponde a un área con epicentro en Barrancabermeja, según se ilustra en el gráfico 18.

Gráfico 18. Ubicación geográfica del área de evaluación



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción

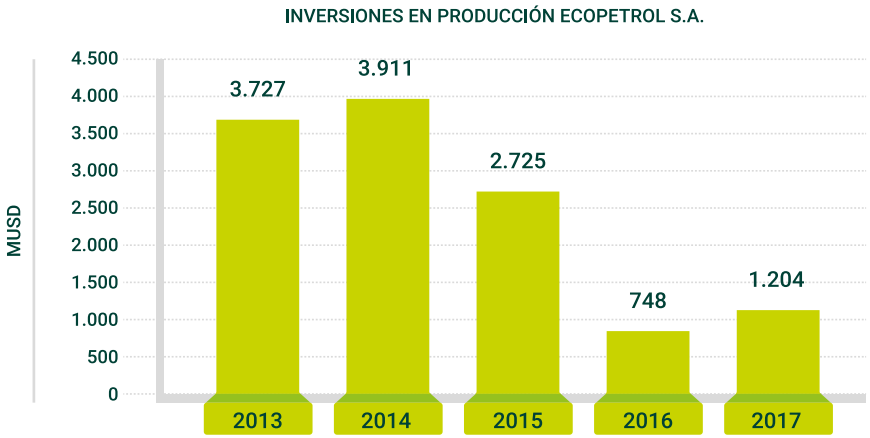
Estimaciones preliminares indican que los recursos recuperables para el área de evaluación, sin riesgo, podrían estar en el orden de 2,4 a 7,4 billones de barriles de petróleo equivalentes. Estas cifras guardan relación con las estimaciones hechas por organizaciones como la Agencia Internacional de Energía (EIA).

Para 2018 Ecopetrol tiene previsto avanzar en el proceso de licenciamiento ambiental de áreas, con el propósito de viabilizar un programa de pozos piloto que permitan probar el potencial de producción de los yacimientos identificados.

INVERSIONES EN PRODUCCIÓN

201–1 > En 2017 las inversiones en este segmento fueron de US$1.204 millones, con un incremento de 61% respecto a 2016. Este crecimiento obedeció a la recuperación del precio del petróleo, lo cual mejoró la rentabilidad de varios de los activos del portafolio de producción (ver gráfico 19).

Gráfico 19. Inversiones totales en producción (millones de dólares)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción



GESTIÓN DE LAS RELACIONES
DE ECOPETROL CON SOCIOS

La gestión de las relaciones de Ecopetrol con sus socios es un elemento clave de la estrategia corporativa, a través del cual se busca asegurar negocios conjuntos sostenibles dentro de un marco de relaciones transparentes, confiables, eficientes y de mutuo beneficio.

La estrategia está enfocada en maximizar el retorno de los activos, optimizar la operación, estructurar planes integrados de desarrollo y gestionar los riesgos y la sostenibilidad. Sus objetivos específicos son:

Asegurar el cumplimiento de la promesa de valor del negocio conjunto.

Promover relaciones respetuosas, éticas, transparentes y colaborativas con los socios.

Contribuir conjuntamente a la sostenibilidad del negocio y al adecuado manejo del entorno.

Actuando en esta dirección, en 2017 se llevaron a cabo las siguientes iniciativas:

Entorno de socios actuales producción: consiste en la evaluación, segmentación y definición de planes de relacionamiento con cada uno de los asociados; con el fin de gestionar la relación con cada compañía de manera individualizada, de acuerdo con sus características particulares.

Aseguramiento del conocimiento de los activos con asociados o con socios.

Formación y desarrollo de competencias de relacionamiento con socios para los funcionarios de la Vicepresidencia de Activos con Socios.

Cada una de estas iniciativas se desarrolló mediante un plan de actividades que tuvo seguimiento trimestral a lo largo del año y que logró un cumplimiento de 100% a diciembre de 2017.

De otra parte, en 2017 se llevó a cabo la consulta de percepción y expectativas de los socios, respecto a un conjunto de atributos clave en la gestión integral de la relación.

Como fortalezas los socios reconocen la experiencia, solidez y confiabilidad de Ecopetrol para el desarrollo de negocios sostenibles. Los socios también identifican oportunidades de mejora asociadas con aspectos como: mayor rapidez en dar respuesta a las solicitudes, mayor agilidad en la toma de decisiones y mayor comunicación de parte de Ecopetrol.

Las fortalezas y las oportunidades de mejora fueron tomadas en consideración en el proceso de definición de la estrategia de gestión con socios para 2018.

A 31 de diciembre de 2017 Ecopetrol contaba con 59 contratos de desarrollo y producción de distinto tipo (ver tabla 36).

Tabla 36. Contratos de producción vigentes a 31 de diciembre de 2017

TIPO DE CONTRATO	TOTAL	CONTRATO	TOTAL
De Asociación (9 en solo riesgo)	**43**	Acuerdo de participación en el área Casanare (Rancho Hermoso)	**1**
Con riesgo para campos descubiertos no desarrollados e inactivos	**2**	De Exploración y Producción – E&P (CPO09)	**1**
De producción incremental	**4**	*Farm Out Agreement*	**1**
De riesgo compartido (CRC Guariquíes)	**1**	*Joint Operating Agreement* – JOA (CPO09, Capachos)	**2**
De colaboración empresarial (LCI – Teca)	**2**		
De servicios y colaboración técnica (Casabe)	**1**		
De servicios de producción con riesgo (Rancho Hermoso)	**1**		

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Activos con Socios

Así mismo, al cierre del 2017 tenía 36 socios de producción (ver tabla 37).

Tabla 37. Socios de producción en 2017

ASOCIADOS / SOCIOS ECOPETROL A DICIEMBRE 31 DE 2017	
Canacol Energy Colombia	Metapetroleum
Cepsa Colombia S.A.	Nexen Petroleum Colombia Ltda (Hoy de CNOOC)
Chevron Petroleum Company	Nikoil Energy Corp.
Cinco Ranch Petroleum Colombia Inc.	Occidental
Colombia Energy Development Co.	Pacific Stratus Energy
Compañía Operadora Petrocolombia COPP	Parex Resources
Consorcio Vetra - Suroco	Perenco *Oil & Gas* Colombia Limited
Emerald Energy PLC	Petrodorado
Equión Energía Limited	Petroleos Colombianos S.A. (PETROLCO S.A.)
Frontera Energy	Petrominerales
Geoadinpro Ltda.	Petrosantander Colombia Inc.
Grantierra Energy Colombia Ltda.	Petrosouth Energy Corporation
Hocol S.A.	Santiago Oil Company
Interoil Colombia Exploration & Production	Schlumberger Surenco S.A.
Lagosur Petroleum Colombia Inc.	Talisman Colombia Oil & Gas (Hoy Repsol)
Las Quinchas Resources Corp.	Texican Oil & Gas Ltda.
Lewis Energy	Unión Temporal Ismocol - Joshi Parko (TU IJP)
Mansarovar Energy	Vetra Exploración y Producción de Colombia S.A.S.

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Activos con Socios

BALANCE DE RESERVAS

OG-1 >

Al cierre de 2017 las reservas probadas de petróleo, condensado y gas natural (reservas 1P) de Ecopetrol, incluida su participación en filiales y subsidiarias, fue de 1.659 millones de barriles de petróleo equivalentes. El índice de reemplazo de reservas fue de 126%, y la vida media de reservas equivale a 7,1 años (ver tabla 38).

Tabla 38. Reservas probadas Grupo Ecopetrol 2015 - 2017

	2015	2016	2017
Probadas	2,084	1.849	**1,598**
Revisiones	-25	-54	**175**
Recobro Mejorado	16	11	**73**
Compras de minerales	0	0	**4**
Extensiones y descubrimientos	24	27	**44**
Ventas	0.0	0.0	**0.0**
Producción	-251	-235	**-234**
RESERVAS NETAS PROBADAS A DICIEMBRE 31	**1,849**	**1,598**	**1,659**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

Las reservas fueron estimadas con base en los estándares y metodología de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de los Estados Unidos. El 99% de las reservas fue auditado por dos reconocidas firmas especializadas independientes *(Ryder Scott Company y DeGolyer and MacNaughton).*

El 95% de las reservas probadas son propiedad de Ecopetrol S.A., mientras que Hocol, Ecopetrol America y las participaciones en Equión y Savia Perú contribuyen con el 5%. Se destaca que Ecopetrol S.A. tiene una vida media de reservas de 7,4 años.

En el año 2017, el Grupo Ecopetrol incorporó 295 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas probadas, lo que representa un cambio positivo en la tendencia de incorporación de reservas de los últimos años. La producción total acumulada del año fue 234 millones de barriles de petróleo equivalentes.

El precio SEC utilizado para la valoración de las reservas de 2017 fue US$54,93 por barril Brent frente a US$44,49 por barril Brent de 2016. Ecopetrol estima que por efecto de un mayor precio se recuperaron aproximadamente 94 millones de barriles de petróleo equivalente, gracias a la extensión del límite económico de los campos y a la incorporación de nuevos proyectos. Por su parte aproximadamente 201 millones de barriles de petróleo equivalente son producto de la gestión técnica y optimización financiera de los activos.

Es importante destacar que gran parte del aumento de las reservas probadas (73 Mbpe) se debe a los resultados del programa de incremento del factor de recobro, cuyos principales logros se han dado en campos como Chichimene, Castilla, Casabe y Tibú. Este resultado es muy satisfactorio al ser uno de los pilares de crecimiento de reservas y producción de la compañía.



TRANSPORTE



Ecopetrol. Estación de Transporte *Mancilla.* Departamento de Cundinamarca.

El tercer eslabón en la cadena de valor de Ecopetrol es el negocio de transporte. Se realiza a través de los sistemas de oleoductos, poliductos y transporte multimodal (flota fluvial y carro tanques), que llevan los crudos desde los campos de producción hasta las refinerías o los puertos de exportación.

102–45 > Desde 2013, el negocio de transporte del Grupo Ecopetrol es liderado por Cenit, filial que es 100% de Ecopetrol S.A. y que es operada por Ecopetrol por medio de su Vicepresidencia de Operación y Mantenimiento de Transporte.

Actualmente, la Vicepresidencia de Operaciones y Mantenimiento de Transporte tiene la propiedad de los siguientes activos: Terminal Cartagena, Sistema de Trasporte Tello – Dina, Sistema de Trasporte Toldado – Gualanday, y Centro de Control de Operación (CCO).

Cenit y Ecopetrol ejecutan conjuntamente los siguientes procesos:

- Gestión de Activos, Planeación y Programación del transporte, Optimización de la Operación.
- **Gerencia de Planeación Operativa** Operación de Carrotanques y Contratos de propósito específico.
- Flota Fluvial.
- **Seguridad Física** Control de Apoderamiento y Marcación de Producto.

El año 2017 la Vicepresidencia de Operaciones y Mantenimiento de Transporte continuó participando en la transformación del segmento de transporte del Grupo Ecopetrol, con lo cual se puso en marcha un nuevo modelo de mantenimiento que permitirá capturar mayores eficiencias, especializar a cada uno de los actores que intervienen en las diferentes etapas de este proceso y enfocar recursos en las áreas estratégicas, en aras de asegurar su consolidación y posicionamiento en el sector.

VOLÚMENES TRANSPORTADOS

En 2017, Cenit transportó un volumen de 1.091 Kbpd, lo que representó una disminución del 3.2% con respecto al año 2016. De este volumen, 823.3 Kbpd corresponden a crudos y 268.2 Kbpd a productos refinados (ver tabla 39).

Tabla 39. Volúmenes transportados desde el 2013 hasta el 2017 (Kbpd)

	2014	2015	2016	2017
Oleoductos	954	978	867	**823**
Poliductos*	251	267	263	**268**
TOTAL	**1.205**	**1.245**	**1.130**	**1.091**

Fuente: *Cenit*

(*) Desde 2015, se contabiliza dentro de los volúmenes transportados por Poliductos la entrega de producto en Sebastopol a Biomax.

NUEVOS NEGOCIOS Y PROYECTOS DE CENIT

El portafolio de Cenit para el año 2017, se basó en la optimización y eficiencia de sus recursos. El principal proyecto realizado en el año fue San Fernando – Monterrey, que contempló la construcción y puesta en marcha de la infraestructura necesaria para ampliar la capacidad de transporte del crudo que se produce en los campos de los llanos orientales. Los siguientes fueron los sistemas y subsistemas del proyecto que se pusieron en operación durante el 2017:

Estación San Fernando

La planta tiene facilidades para recibo, almacenamiento, bombeo de crudos, y sistemas para la dilución de crudos pesados. Además, cuenta con sistemas auxiliares para el manejo de alivios de presión, drenajes, aguas aceitosas, aguas lluvias y servicios industriales (aire comprimido, agua potable, aguas negras, sistema eléctrico y generadores a base de ACPM en caso de falla eléctrica).

Línea de 30” entre San Fernando y Apiay y conexiones de recibo de crudo San Fernando

Oleoducto de 30 pulgadas con una extensión de 30 kilómetros, que incluye la conexión a la línea existente de 16 pulgadas entre las plantas Castilla 2 y Apiay. También se puso en marcha el sistema de control remoto de válvulas ESDVs sobre la línea de 30 pulgadas y la conexión de línea de 16 pulgadas desde las estaciones de Castilla y Chichimene hasta la estación San Fernando.

Línea de 30” entre Apiay y Monterrey

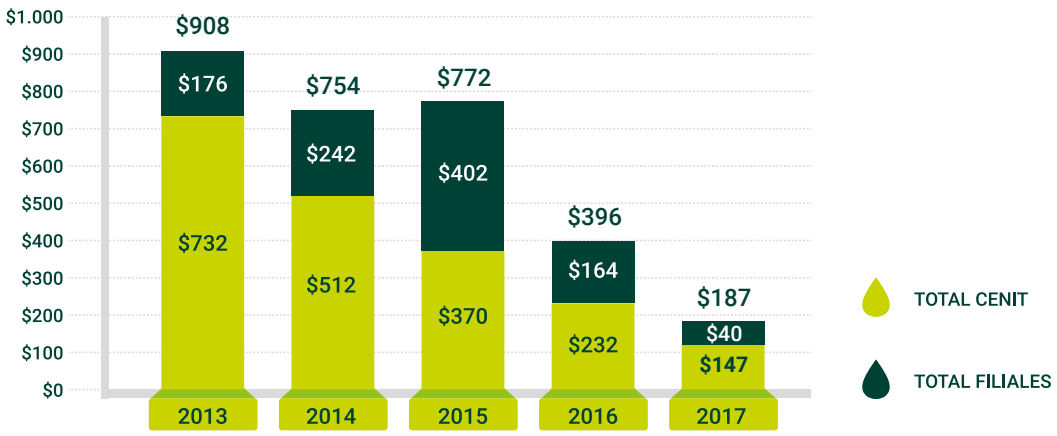
Puesta en marcha del tramo del km 83 al km 89 del oleoducto de 30 pulgadas comprendido entre la planta Apiay y Monterrey y su correspondiente conexión en el km 89 con el oleoducto de 20 pulgadas entre las plantas Apiay y Monterrey.

Nafta ducto bidireccional entre Chichimene y San Fernando

Línea de conexión de 7,6 km para suministro de diluyente entre la estación de producción Chichimene y la planta San Fernando, así como las facilidades para su bombeo en sentido San Fernando – Chichimene, en caso de presentarse una contingencia.

Las inversiones totales realizadas por Cenit y sus filiales en 2017 se estiman en US$187 millones, lo que significa una disminución de 52,7% frente a 2016 en línea con lo que han significado los esfuerzos de disciplina de capital del Grupo Ecopetrol (ver gráfico 20).

Gráfico 20. Inversiones totales en transporte (millones de dólares)



Fuente: Cenit

APODERAMIENTO DE HIDROCARBUROS

El apoderamiento de hidrocarburos es un delito que sigue afectando la infraestructura de transporte. La modalidad más utilizada es la conexión de válvulas ilícitas a los oleoductos, lo cual genera impactos económicos, sociales y ambientales. En el año 2017 se detectaron 812 válvulas ilícitas, cifra superior en 23.5% frente a la registrada en 2016 (ver tabla 40).

Tabla 40. Número de válvulas ilícitas

	2014	2015	2016	2017
Válvulas ilícitas	871	807	621	**812**

Fuente: Cenit

La variación que se presentó respecto al año 2016, se debe principalmente al aumento de afectaciones en el sur del país. Para la mitigación de esta causa se continúa realizando un trabajo conjunto entre Cenit y Ecopetrol, por medio de convenios con la Fuerza Pública y las entidades del Estado que permiten que este delito sea judicializado. Además, se siguen instalando tecnologías que permiten la detección de válvulas ilícitas, lo cual conlleva a una rápida respuesta de la compañía y la Fuerza Pública.

ATENTADOS CONTRA LA INFRAESTRUCTURA

OG–13 >

En el año 2017 se registraron 63 atentados, lo que significó un aumento de 20.6% frente al 2016 (ver tabla 41). El sistema que recibió el mayor número de ataques fue el oleoducto Caño Limón – Coveñas, con 62 ataques. El otro atentado fue contra el oleoducto Trasandino.

Tabla 41. Número de atentados en los últimos cuatro años

	2014	2015	2016	2017
Atentados	96	53	50	**63**

Fuente: *Cenit*

306–3 >
306–5

DERRAMES A CUERPOS HÍDRICOS

En 2017, se notificaron a las autoridades ambientales y entidades del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres 129 eventos con pérdida de contención de producto, asociados a la infraestructura de transporte de CENIT. De estos incidentes: 119 fueron por hechos de terceros, ocho por causas operativas y dos por hechos fortuitos.

De los 129 eventos, 63 presentaron afectación a cuerpos hídricos naturales o artificiales, con un volumen confirmado de 29.723 barriles. De este número, el 100% corresponde a derrames por acciones de terceros. A la fecha se encuentra pendiente por determinar el volumen derramado de 18 eventos.



REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA



Ecopetrol. Planta de coque. *Reficar*. Departamento de Bolívar.

El cuarto eslabón en la cadena de valor es la actividad de refinación y petroquímica, que tiene su origen en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Es allí donde los crudos que llegan de los campos se transforman en productos de valor agregado, lo cual contribuye con la generación de empleo y la dinamización de las economías regionales.

RESULTADOS
DEL NEGOCIO

El 2017 fue un año de grandes logros en las dos refinerías. Se continuó la consolidación de iniciativas de valor en la refinería de Barrancabermeja y se culminó de manera exitosa el arranque, las pruebas de desempeño individuales y la prueba global de la refinería de Cartagena.

Gracias a esto en el año se logró una carga de 345,5 miles de barriles por día calendario (Kbdc), la más alta en la historia del país, siendo diciembre el mes de mejor desempeño con 385,2 Kbdc.

La refinería de Barrancabermeja continuó la consolidación de las iniciativas de maximización de margen, que permitieron alcanzar un rendimiento en destilados medios de 36,5%vol, el más alto de los últimos 5 años.

Los trenes petroquímicos de Barrancabermeja tuvieron un desempeño destacado, con una producción de polietileno de 53.400 toneladas/año, estando por segundo año consecutivo por arriba de 50 mil toneladas, así como una producción de 22 mil barriles (Kb) de disolventes aromáticos adicionales con respecto 2016, pasando de 854,2 Kb por año a 872,5 Kb por año.

En la nueva refinería de Cartagena, el 5 de diciembre finalizó la prueba global de desempeño, culminando así la etapa de estabilización de la refinería. La prueba se cumplió logrando los más altos estándares en HSE, calidad de productos y rendimientos de productos valiosos. En diciembre se alcanzó la mayor carga del año, con 151.200 Bdc, así como la mayor producción de coque petroquímico (82 mil toneladas/mes).

En términos financieros, se obtuvieron resultados satisfactorios gracias a las mejoras operativas alcanzadas en Barrancabermeja, la continuación de la estrategia de optimización de costos en ambas refinerías y la estabilización de Cartagena. En Barrancabermeja se espera un EBITDA superior a los $2,1 billones y Cartagena obtuvo un resultado positivo de $12 mil millones.

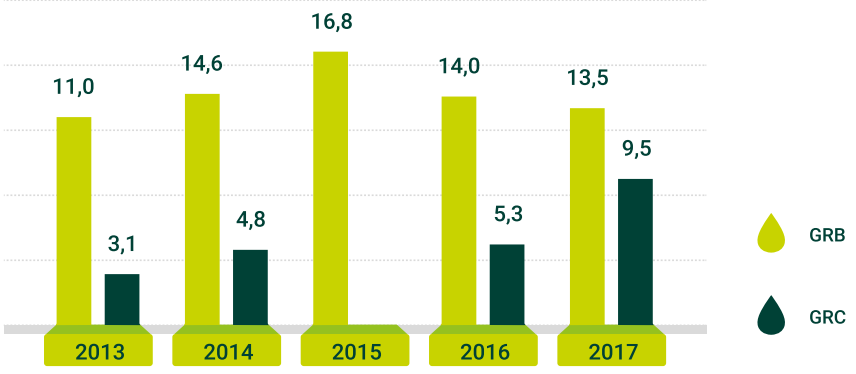
MARGEN DE REFINACIÓN

En la refinería de Barrancabermeja (GRB) el margen bruto de refinación disminuyó de US$14/barril en 2016 a US$13,5/barril en 2017 (ver gráfico 21). El descenso de US$0,5/barril está asociado a una mejor valoración de los crudos nacionales en el mercado internacional, que fortaleció el costo de la dieta de carga. Esto no pudo ser compensado por el mejoramiento de los precios internacionales de los combustibles, lo cual se reflejó en un *crack spread* (diferencial entre los precios de los combustibles y el crudo de referencia) superior en US$1,8/barril al del año 2016.

En la refinería de Cartagena (GRC) el margen bruto obtenido de US$9,5/barril presentó una mejora comparado con el 2016, año de arranque de la mayoría de las unidades (ver gráfico 21). El resultado es consistente con el incremento paulatino en rendimientos de productos valiosos de la refinería.

De esta forma, en los últimos tres meses del año se lograron los mejores niveles de conversión, superiores a 90% y muy cerca de las condiciones de diseño, los cuales se reflejaron en un margen de US$12,5/barril para dicho periodo.

Gráfico 21. Margen de refinación (dólares por barril)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales

CARGAS DE REFINERÍA

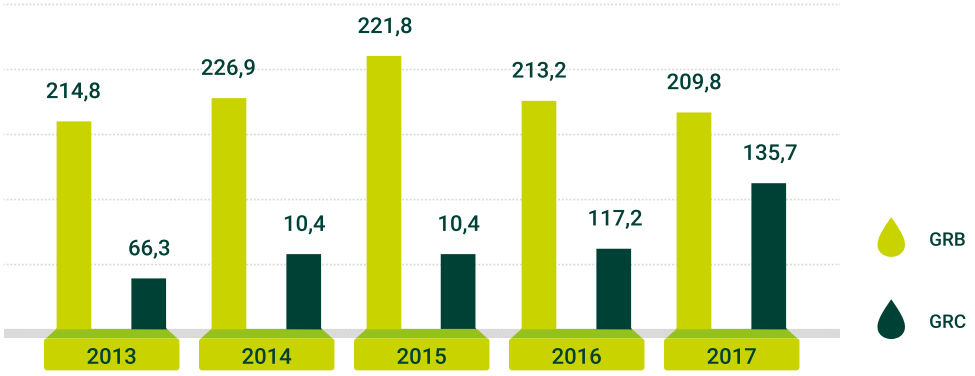
Gracias a la operación satisfactoria de las dos refinerías, en 2017 se logró la carga más alta en la historia de la refinación de Colombia: 345,5 Kbdc. En el mes de diciembre la carga promedio alcanzó los 385,2 Kbdc.

La carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja fue de 209,8 Kbdc, menor que el resultado de 2016, consecuencia de la menor disponibilidad de crudos livianos e intermedios. A pesar de la menor carga, durante el año la operación fue estable y eficiente, garantizando el cumplimiento en entregas de combustibles y continuando con el mejoramiento sostenido del rendimiento de destilados medios, que comparado con el año 2016 se incrementó en 4,2%vol. Esto significa que con una menor carga se incrementó la producción de destilados medios en 7,8 Kbdc.

La carga de crudo en la refinería de Cartagena fue de 135,7 Kbdc, logrando la mayor carga de la historia de la refinería. Se realizó de manera exitosa la prueba global de desempeño, durante la cual en los 60 días de duración se logró una carga promedio de 144,2 Kbdc. En el mes de diciembre se logró la carga récord mensual de 151,2 Kbdc.

Se destaca en Cartagena el incremento en la dieta de crudos nacionales, pasando de 33%vol a principios del año a 77 %vol en diciembre, permitiendo incrementar las opciones de carga para optimización de su operación (ver gráfico 22).

Gráfico 22. Carga de crudo de las refinerías (Kbdc)



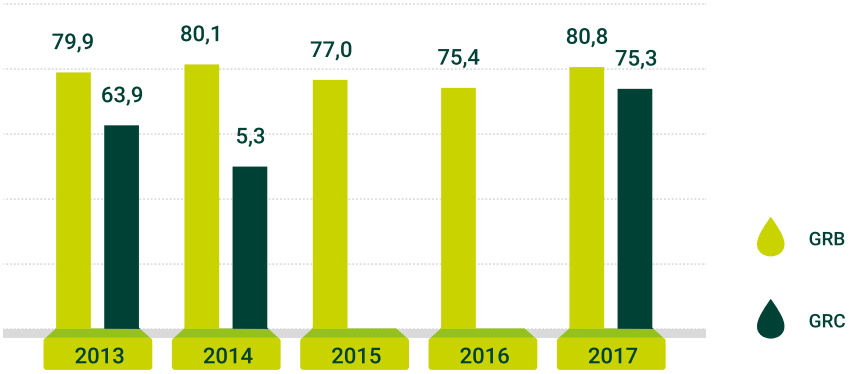
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales

FACTOR DE UTILIZACIÓN

El factor de utilización de la refinería de Barrancabermeja durante 2017 fue nuevamente superior a 80%. Esta mejora se obtuvo gracias a la mayor carga en las unidades de hidrotratamiento y a la actualización de las bases de cálculo del indicador según el nuevo tipo de carga que se procesa en la refinería, es decir crudos más pesados (ver gráfico 23).

Por su parte, la refinería de Cartagena realizó durante 2017 las pruebas individuales de desempeño pendientes así como las adecuaciones necesarias para la ejecución de la prueba global, con la cual finalizó su etapa de estabilización. Esto permitió obtener un factor de utilización de 75,3% (ver gráfico 23).

Gráfico 23. Factor de utilización de las refinerías (%)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales



INVERSIONES

Una descrición de las principales inversiones realizadas en 2017 en cada una de las refinerías se presenta a continuación:

Refinería de Barrancabermeja (GRB)

- Compra, instalación y puesta en servicio de 71 equipos de análisis de laboratorio de GRB.
- **Reposición cabezal gas ácido lado sur:** reducción de la probabilidad de pérdida de contención del cabezal de gas ácido lado sur de la refinería por los mecanismos de daño *Sulfide Stress Cracking* y *HIC-SOHIC* pasando de riesgo H a Riesgo L (Factor de daño <2) de acuerdo con la metodología establecida por API 581 de 2008.
- **Reposición R-2652:** recuperación del reactor R-2652 como *spare* del R-2651 con el fin de flexibilizar la operación segura y confiable de la unidad U-2650 UNIBON bajo el esquema MHC y asegurar el cumplimiento de los volúmenes de entrega de diésel de la refinería Barrancabermeja.
- **Reposición sistemas de control turbomaquinaria GRB Trisen:** disponibilidad y confiabilidad de los sistemas de control de velocidad en hardware y software de la GRB, disminuyendo el riesgo que existe en la operación de la refinería por paradas no programadas de las unidades de *cracking*, parafinas y refinación.

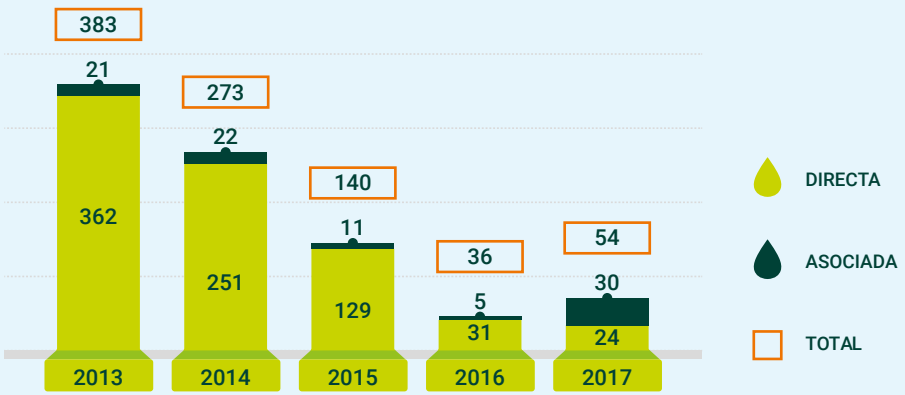
En el gráfico 24 se presentan las inversiones consolidadas para la Vicepresidencia en los últimos cinco años. Para la refinería de Cartagena se presentan las Inversiones de Continuidad Operativa (ICO).

Refinería de Cartagena (GRC)

Adicional a las actividades de cierre del proyecto de construcción de las plantas de la refinería ampliada, se realizaron Inversiones de continuidad operativa en el año 2017 por valor de US$21,15 millones ($62,42 miles de millones).

- Mantenimiento integral de 6 tanques de almacenamiento de materias primas y productos para garantizar la integridad mecánica y continuidad operativa de acuerdo al ciclo de corrida.
- **Iniciativas de optimización y cierre de brechas:** implementación de oportunidades de mejora identificadas en las unidades de proceso durante el arranque y estabilización de la refinería ampliada.
- **Compra de equipos de nuevos talleres:** actualización de los procesos en los talleres con los equipos mínimos requeridos por las nuevas plantas, de acuerdo con los procesos de mantenimiento establecidos.
- **Recuperación integridad red contraincendio:** recuperación de la integridad de las tuberías de la red de contra incendio de la planta de *Cracking* y área 3000.

Gráfico 24. Inversiones corrientes en refinerías (millones de dólares)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales

METAS

En 2018 se materializarán las sinergias y beneficios de contar con dos refinerías complementarias: una ubicada en el centro del país y la otra en la Costa Atlántica, con capacidad de lograr eficiencias en la compra y mezclas de crudos, la producción de combustibles y las exportaciones.

En 2018 se prevé una operación estable y segura de la nueva refinería de Cartagena, la cual estará en condiciones de ser autosostenible financieramente, fondear sus propias inversiones y generar beneficios, con un EBITDA estimado de al menos $500.000 millones.

A 2020 se deberían alcanzar eficiencias de US$300 millones en la refinería de Cartagena y US$70 millones en la refinería de Barrancabermeja.



SUMINISTRO Y MERCADEO



Ecopetrol. Carguero petrolero en Coveñas. Departamento de Sucre.

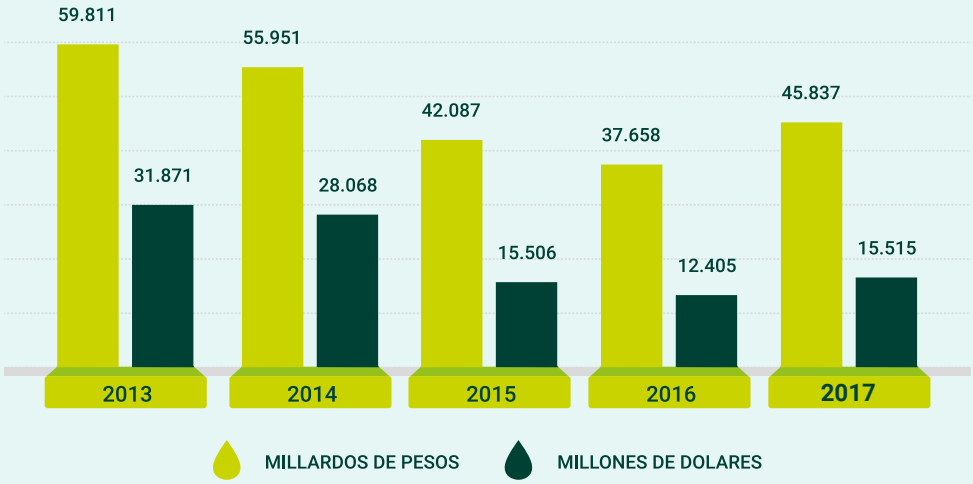
Es el último eslabón de la cadena de valor. A través de la gestión comercial, Ecopetrol agrega valor al crudo y al gas extraídos en los campos y a los combustibles, petroquímicos e industriales producidos en las refinerías, los cuales son comercializados en los mercados nacionales e internacionales más rentables.

En adición a la comercialización, el suministro supone la compra del crudo de regalías y de terceros para optimizar la carga de las refinerías, la importación de las naftas para asegurar la dilución de los crudos pesados y la compra de los combustibles y petroquímicos que se requieren para completar la oferta propia y atender los compromisos con los clientes.

Finalmente, incluye la gestión de la compra de energía para Ecopetrol y sus filiales, la venta de excedentes y la planeación y optimización energética de la compañía.

201–1 > En 2017 el 99% de los ingresos de Ecopetrol se soportó en las ventas de crudo, gas y productos (incluyendo combustibles y petroquímicos) y el restante 1% provino de la prestación de servicios. Los ingresos por ventas ascendieron a $45,8 billones con un crecimiento de 22% respecto al 2016, gracias a la recuperación de los precios internacionales del crudo y al desarrollo de estrategias comerciales orientadas a mejorar los diferenciales de la canasta de crudos (ver gráfico 25).

Gráfico 25. Ingresos por ventas en pesos y en dólares*



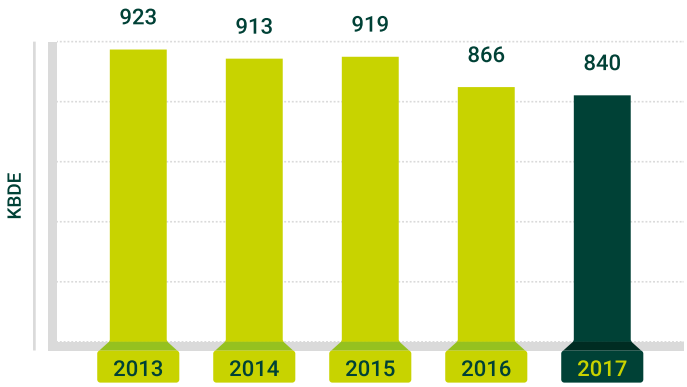
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

(*) No se incluyen ingresos por concepto de servicios ni operaciones de cobertura de deuda.

En 2017 se comercializaron 840 mil barriles por día (Kbd) distribuidos así: 479 Kbd de crudos, 280 Kbd de productos (combustibles y petroquímicos) y 81 Kbed de gas natural. Frente a 2016 se presentó una reducción de 26 Kbd en

las ventas, explicada principalmente por la menor exportación de *fuel oil*, la caída en la producción de crudo para exportación y la reducción en la demanda de gas en el sector térmico (gráfico 26).

Gráfico 26. Volumen de ventas (Kbde)*



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo
(*) Solo considera ventas de Ecopetrol (no incluye Reficar).

En el total del volumen vendido las exportaciones representaron un 51% y las ventas nacionales un 40%, mientras que las ventas en zona franca tuvieron una participación del 9%.

Las ventas de crudo cayeron 2% (8 Kbd) como consecuencia de la menor producción y las menores compras. De otro lado, las ventas de productos cayeron 4% (12 Kbd) debido a la reducción en la producción de *fuel oil* en la refinería de Barrancabermeja por mejor realización de las corrientes alternativas procesadas.

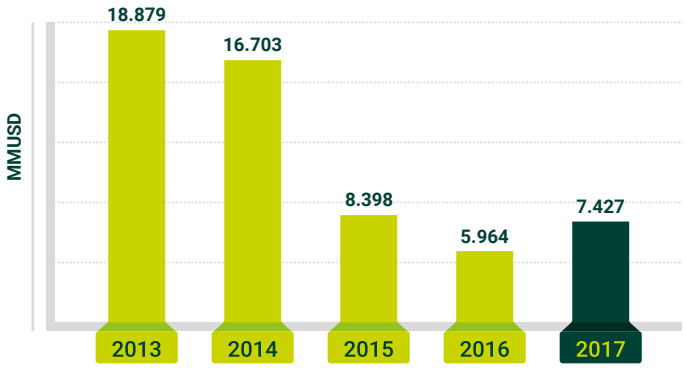
Finalmente, las ventas de gas presentaron una reducción en volumen de 7% (6 Kbed) por la caída en la demanda térmica nacional como consecuencia de la finalización del fenómeno del Niño.

EXPORTACIONES

En 2017 el valor total de las exportaciones de Ecopetrol alcanzó los US$7,4 billones, con una variación de 25% frente a 2016, lo cual se explica por el aumento en los precios de exportación de crudo y *fuel oil* (ver gráfico 27). Los mayores precios logrados en 2017 reflejan un eficiente aprovechamiento de las oportunidades de venta en medio de un balance más ajustado de oferta-demanda en el mercado de crudos internacional, al igual que una reducción en oferta de *fuel oil* en los principales centros de consumo.

El *ICE Brent* referente para nuestros crudos de exportación se cotizó en promedio en US$54.7por barril, es decir US$9,6 por barril por encima del valor promedio en 2016. De otro lado, el diferencial de la canasta de exportación de crudos se ubicó en -US$6.6 por barril mejorando US$2.8 por barril con respecto al año anterior. Este diferencial ha sido el mejor en los últimos 7 años.

Gráfico 27. Valor de las exportaciones (millones de dólares)*



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo
(*) Solo considera ventas de Ecopetrol (no incluye Reficar).

La mezcla Castilla se manuvo como el principal crudo de exportación con 315 Kbd en 2017. Dicho nivel representa una reducción de 2% (6 Kbd) frente al 2016 debido al consumo de crudo en las refinerías locales y a los menores requerimientos de diluyente para transportar el crudo desde campos de producción hacia terminales marítimos.

La mezcla Vasconia/Vasconia Norte continuó siendo el segundo crudo más representativo de la canasta con exportaciones de 44 Kbd, manteniéndose estable frente al año anterior.

Pese a la caída en volumen, los ingresos por exportaciones de crudo aumentaron como consecuencia del fortalecimiento de los precios internacionales, gracias a:

Menor suministro de crudo pesado e intermedio asociado a recortes de producción como resultado de acuerdos OPEP / No OPEP para estabilizar el mercado.

Mayor demanda de crudos pesados por parte de refinadores independientes de China.

Mejora en los márgenes de refinación en los principales mercados de Estados Unidos, Europa y Asia.

El precio promedio ponderado de la canasta de crudos exportados en 2017 fue de US $48.1por barril lo que representó un incremento de US$ 12,4por barril frente a 2016. Esto evidencia la capacidad del equipo comercial para capturar oportunidades generadas por un entorno favorable para el crudo pesado e intermedio.

ESTRATEGIA DE DIVERSIFICACIÓN

102-6 > Ecopetrol hace presencia en diferentes mercados del mundo a través de una estrategia enfocada en la eficiencia de mercado, según la cual se prioriza las ventas a aquellas regiones que representan mayor valor para el crudo y los productos. La diversificación de destinos ha sido fundamental para lograr la colocación de barriles en los mercados objetivo de manera sostenible y rentable.

En 2017, Estados Unidos se mantuvo como el principal destino de exportación de crudos con un 48% del volumen vendido, aunque representa una reducción frente al 59% observado el año anterior. El Caribe y Centroamérica fueron el segundo destino de exportación con una participación de 29%, el cual corresponde a un punto intermedio de almacenamiento empleado por los clientes para posterior envío a otros destinos en Asia y Estados Unidos principalmente.

Asia fue el tercer destino con el 17%, mostrando una participación estable en comparación con 2016.

Los resultados de participación por destino de las diferentes regiones reflejan el aprovechamiento de oportunidades que surgieron en virtud de la coyuntura de mercado explicada previamente.

REDUCCIÓN DE COSTOS DE DILUCIÓN

En línea con la estrategia implementada por Ecopetrol en el programa de reducción de costos y mejora de eficiencia, se identificó que la disminución en los costos de dilución constituía un aporte importante para viabilizar los proyectos de producción de crudos pesados que comercializa el Grupo Ecopetrol.

Durante 2017, los esfuerzos se enfocaron en aumentar los ahorros por dilución a través de la comercialización del crudo Castilla a viscosidades superiores a 400 *centistokes* (cSt), nivel máximo de referencia para 2016. De esta manera en 2017 se alcanzaron viscosidades en el rango de 400 a 500 cSt, lo que permitió obtener ahorros incrementales por menor requerimiento de diluyente que ascendieron a $56 mil millones.

IMPORTACIONES

En 2017 las importaciones disminuyeron 23% en volumen en comparación con el año anterior, al registrar 103 Kbd frente a 134 Kbd de 2016. Lo anterior, como resultado de los menores requerimientos de diésel importado gracias a la entrada en operación de la refinería de Cartagena, que permitió abastecer la demanda nacional.

Así mismo, se importaron menores volúmenes de nafta diluyente (-5 Kbd) como consecuencia de la estrategia corporativa de reducción en costos de dilución a través de la comercialización de crudo de alta viscosidad.



VENTAS
NACIONALES

102–7 >

GASOLINA

El volumen de venta de gasolina comercializada por Ecopetrol durante 2017 fue de 93 Kbd, cifra que refleja un aumento de 2% (2 Kbd) con respecto a 2016. Esto debido principalmente a los siguientes factores:

Disminución
de las conversiones a gas natural vehicular del 51% frente a 2016.

Incremento
de ventas en la zona norte por menor producción de la refinería de Cartagena por mantenimientos durante el primer semestre.

Reducción
de la mezcla con etanol de 8% a 6% durante el primer semestre del año, que incrementó el contenido de gasolina en la mezcla.

DIÉSEL

Las ventas crecieron 3% (3 Kbd) con un promedio de 98 Kbd por las siguientes razones:

Mayor disponibilidad de producto por maximización de la producción en la refinería de Barrancabermeja que permitió atender la demanda incremental de la industria petrolera y para generación eléctrica.

Mayor demanda de diésel para fabricación de combustibles marinos en el Pacífico.

Estos factores compensaron el incremento en mezcla con biodiesel del 8% al 9%.

JET

Los volúmenes de este producto se mantuvieron relativamente estables frente al año anterior, registrando ventas por 22 Kbd.

COMBUSTIBLES MARINOS Y GLP

Ecopetrol continuó ofreciendo al mercado de combustibles marinos los productos requeridos para la producción de IFOS *(Intermediate Fuel Oil)*.

Las ventas de estas corrientes residuales de la refinería de Barrancabermeja, base para *IFOS* y *Fuel Oil*, presentaron un crecimiento del 34% respecto al 2016 (2 Kbd) por las ventas de producto a clientes nacionales con destino exportación. Adicionalmente se presentó mayor disponibilidad de crudo de Moriche y Rubiales en boca de pozo.

De otro lado, las ventas de GLP se mantuvieron en niveles de 14 Kbd al igual que el año anterior.

PETROQUÍMICOS

Las ventas de productos petroquímicos e industriales producidos en la refinería de Barrancabermeja en 2017 sumaron 13 Kbd, cifra que muestra una reducción con relación a 2016 de 2 Kbd. Lo anterior, explicado principalmente por una disminución en la demanda de asfalto a causa de la menor ejecución de obras de infraestructura a nivel nacional y a la menor producción de polietileno.

Esta variación negativa fue compensada parcialmente con las mayores ventas de aromáticos y parafinas, las cuales presentaron un aumento en volumen del 7% y del 30% respectivamente, con respecto al año anterior, aportando ingresos adicionales del orden de $38 mil millones.

Los ingresos totales por venta de productos petroquímicos e industriales se ubicaron en $974 mil millones.

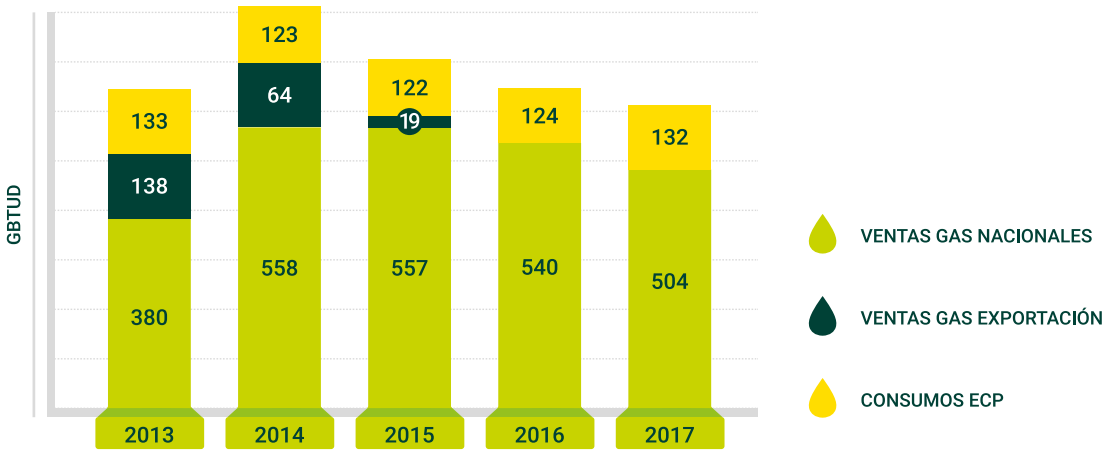
GAS NATURAL

La demanda total país estimada al cierre de 2017 fue de 954 *Giga British Thermal Unit* por día (Gbtud), es decir, 67 *Gbtud* por debajo de lo reportado para el año inmediatamente anterior. La principal causa de esta reducción fue la caída en el consumo de gas natural en el sector térmico, que en 2015 y 2016 debió afrontar el fenómeno de El Niño.

Ecopetrol realizó entregas por 636 Gbtud para atender la demanda, incluyendo los consumos de las refinerías de Cartagena y de Barrancabermeja así como de algunos campos de producción, alcanzando una participación de 67% en el mercado.

La demanda atendida por Ecopetrol en 2017 presentó una disminución de 28 Gbtud frente a 2016, debido principalmente a menores ventas a terceros. Esto fue compensado parcialmente por mayores autoconsumos y el desarrollo de nuevos negocios que permitieron alcanzar ventas incrementales por 13.5 Gbtud en los sectores térmico e industrial (sustitución de carbón) con ingresos adicionales por US$9,98 millones (ver gráfico 28).

Gráfico 28. Ventas de gas (Gbtud)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

Es importante mencionar que en octubre de 2017 fueron comercializados 174 Gbtud en contratos de largo plazo (2018 - 2023 y 2025) de las fuentes Cusiana y Cupiagua que representarán ingresos cercanos a US$1.521 millones a partir de diciembre de 2018.

Adicionalmente, se suscribieron contratos de suministro de gas natural de campos menores o aislados como: Floreña (Pauto), Cantagallo, Llanito, Provincia, Dina y Santiago por una cantidad indicativa de 1.8 Gbtud. Los contratos representan un ingreso estimado de US$1,79 millones para Ecopetrol entre diciembre de 2017 y noviembre de 2018.

ESTRATEGIA DE GAS

Se establecieron los planes de negocio y táctico a 2020 que contribuirán a que Ecopetrol tenga una hoja de ruta para enfocar sus esfuerzos en la agregación de valor en el negocio de gas natural.

102–43 >

RESPONSABILIDAD CON LOS CLIENTES

Ecopetrol está comprometido con agregar valor a sus 296 clientes a través de relaciones fiables, cercanas y transparentes, buscando así convertirse en un aliado.

CLIENTES NACIONALES



Combustibles líquidos

Ecopetrol cuenta con 90 clientes que compran: gasolina, diésel, jet, diésel marino, GLP, *Fuel Oil*, crudos en boca de pozo, querosene y avigás. Son empresas nacionales, multinacionales y comercializadoras internacionales, las cuales atienden los segmentos de transporte terrestre, aéreo, marítimo, residencial e industrial.



Petroquímicos e industriales

Este segmento tiene 141 clientes que corresponden a transformadores y comercializadores. Entre los productos que compran los clientes se encuentran: disolventes, bases lubricantes, parafinas, polietileno, asfalto, azufre y propileno, que se constituyen en materias primas para fabricar gran cantidad de productos para el consumidor final tales como pegantes, pinturas, plásticos, velas y lubricantes.



Gas natural

En 2017 Ecopetrol tuvo 41 clientes incluidos los distribuidores que atienden el sector residencial, vehicular e industrial y empresas de generación eléctrica.

CLIENTES INTERNACIONALES

El portafolio de clientes internacionales de Ecopetrol es de 24 compañías, en su mayoría refinadores que utilizan el crudo como materia prima para cargar sus refinerías y producir refinados para diferentes usos. En menor proporción se cuenta con comercializadores, cuyo rol es la intermediación comercial para acceder a nuevos clientes y mercados.

102–43 >

CANALES DE ATENCIÓN

El modelo de relacionamiento con clientes de Ecopetrol está basado en la atención personalizada mediante ejecutivos comerciales y logísticos, quienes están encargados de atender los requerimientos e inquietudes de los clientes y son el principal canal de contacto con la empresa.

Adicionalmente, se han habilitado los siguientes canales de comunicación para atender las solicitudes de los clientes:

- ***Contact Center***
- **Buzón electrónico de Servicio al Cliente**
- **Página de Internet**
- **Oficina de Participación Ciudadana**



Entre las actividades de relacionamiento desarrolladas en 2017, se resaltan:

- Visitas a clientes en sus instalaciones.
- Emisión del boletín *"Nuestros clientes, nuestros aliados"*.
- Cierre oportuno de las quejas y reclamos recibidos a través de un seguimiento permanente a las solicitudes ingresadas.
- Evento de clientes internacionales en Bogotá.
- Evento de clientes nacionales en Bogotá.
- Participación en eventos nacionales e internacionales para fortalecer las relaciones e identificar clientes potenciales. Entre los eventos más importantes en 2017 se destacan: *American Fuel & Petroquemical Manufacturers*, Argus Río de Janeiro para crudos y productos, *Appec Meeting* en Singapur, *Argus Fuel Oil & Feedstock*, *New York Harbor Supply and Distribution*, API San Diego, XX Congreso Naturgas, Evento de la Cámara Colombiana de Infraestructura y *10th Argus Américas Asphalt Summit*.

102–44 >

SATISFACCIÓN DE CLIENTES

Cada año Ecopetrol realiza una medición de la calidad general percibida por los clientes durante la experiencia en el servicio ofrecido, a través de un tercero experto en este tipo de estudios.

En 2017 el 91% de los clientes encuestados calificaron en un rango de 7 a 10 su satisfacción frente a la calidad general de su experiencia con Ecopetrol (según la metodología *Top Four Boxes*), mejorando 3 puntos porcentuales versus 2016, y logrando nuevamente un resultado superior al nivel de excelencia mínimo establecido para este tipo de estudios (89%).

La encuesta evalúa la lealtad de los clientes, las percepciones generales sobre la atención de los ejecutivos de cuenta, la atención de los profesionales de las áreas de logística y facturación, y la experiencia en todos los momentos de verdad:

Negociación	**Nominación**	**Toma de pedido**	**Manejo de emergencias operacionales**
Entrega de productos	**Facturación**	**Proceso de cartera y recaudos**	**Manejo de las quejas y reclamos**

En los resultados de 2017 se destacan como variables mejor valoradas por los clientes la lealtad hacia la empresa que se ha mantenido por encima del 80% en los tres últimos años, y la percepción de agregación de valor la cual estuvo calificada con un 92%.

Con base en los resultados se elabora un plan de trabajo orientado a cerrar las brechas identificadas en los procesos más críticos, con el propósito de mantener la satisfacción de los clientes en un nivel de excelencia.

Ecopetrol de acuerdo con su Manual de Prevención de Lavado de Activos y con el Procedimiento de Inscripción de Clientes/ Proveedores se realiza una validación en listas vinculantes, restrictivas y otras de control, cada vez que registra una nueva contraparte; así mismo, se realiza la actualización de listas y documentación de las contrapartes de riesgo alto cada año y cada dos años para las demás.

PRODUCTOS

Ecopetrol ofrece las siguientes categorías de productos a sus clientes:

PETROQUÍMICOS **INDUSTRIALES** **GLP** **GAS NATURAL** **COMBUSTIBLES Y CRUDOS**

Las descripciones y características, usos, precauciones de manejo, logística de venta y puntos de venta de estos productos puede ser consultada a través de la página web:
http://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos/index.html



PETRÓLEO

El petróleo se extrae mediante la perforación de un pozo sobre el yacimiento. Si la presión de los fluidos es suficiente, forzará la salida natural del petróleo a través del pozo que se conecta mediante una red de oleoductos hacia su tratamiento primario, donde se deshidrata y estabiliza eliminando los compuestos más volátiles.

Posteriormente, se transporta a refinerías o plantas de mejoramiento. Durante la vida del yacimiento, la presión descenderá y será necesario usar otras técnicas para la extracción del petróleo. Esas técnicas incluyen la extracción mediante bombas, la inyección de agua o la inyección de gas, entre otras.

COMBUSTIBLES

Los combustibles son derivados del petróleo que se obtienen a través de procesos de refinación.

El primer paso de la refinación del crudo se cumple en las torres de destilación primaria o destilación atmosférica.

En su interior, estas torres operan a una presión cercana a la atmosférica y están divididas en numerosos compartimientos, denominados *"bandejas"* o *"platos"*, cada una de las cuales tiene una temperatura diferente y cumple la función de fraccionar los componentes del petróleo.

El crudo llega a estas torres después de pasar por un horno, donde se *"cocina"* a temperaturas de hasta 400 °C, que lo convierten en vapor, el cual entra por la parte inferior de la torre de destilación y asciende por entre las bandejas. A medida que sube, pierde calor y se enfría.

Cuando cada componente vaporizado encuentra su propia temperatura de condensación, pasa a fase líquida y se deposita en su respectiva bandeja, a la cual están conectados unos ductos por los cuales se recogen las distintas corrientes que se separaron en esta etapa.

Al fondo de la torre cae el *"crudo reducido"*, es decir, aquel que no alcanzó a evaporarse en esta primera etapa. La producción final de combustibles como gasolinas, jet y diésel requiere etapas de hidrotratamiento (proceso por el que se retiran compuestos azufrados) con el fin de eliminar componentes nocivos para la salud y el ambiente, acorde con las normas ambientales.

Los combustibles derivados del petróleo son:

ACPM o diésel

Es el combustible utilizado en los motores diésel, de uso común en camiones y buses, y en pequeñas plantas de generación eléctrica.

Gasolina motor corriente y extra

Para consumo en los vehículos automotores de combustión interna, principalmente. La gasolina extra tiene mayor octanaje (característica relacionada con el momento de su detonación) que la gasolina corriente.

Combustóleo o *fuel oil*

Es un combustible pesado para hornos y calderas industriales.

Gas propano o GLP

Se utiliza como combustible doméstico e industrial.

Gasolina de aviación o avigás

Para uso en aviones con motores de combustión interna.

Queroseno

Se utiliza en estufas domésticas y en equipos industriales. Es el que comúnmente se llama *"petróleo"*.

Turbocombustible o turbosina

Gasolina para aviones con turbina tipo propulsión o jet, también conocida como Jet A-1.

GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos conformada principalmente por metano, y que también incluye etano, propano y otros hidrocarburos más pesados.

Algunos gases inertes tales como nitrógeno y dióxido de carbono, pueden estar presentes al igual que pequeñas cantidades de sulfuro de hidrógeno y oxígeno. Se obtiene mediante la explotación de los yacimientos o depósitos subterráneos, en los cuales se encuentra en forma libre o asociado al petróleo.

Una vez extraído, se separa del crudo y se somete a un tratamiento para retirarle hidrocarburos (GLP y gasolina natural) e impurezas tales como vapor de agua, sólidos y productos corrosivos. El gas natural es más ligero que el aire y en caso de fuga, a menos que se atrape, se elevará y disipará rápidamente en la atmósfera.

El transporte de gas natural se realiza a través de gasoductos convencionales o gasoductos virtuales (gas comprimido transportado en carrotanques).

IMPACTOS EN LA SALUD DE LOS CLIENTES

Los diversos productos provenientes del petróleo: gas natural, combustibles líquidos y petroquímicos, pueden causar impactos en la salud y la seguridad de las personas si no son manipulados y utilizados de acuerdo con las estrictas normas vigentes.

Permanentemente la empresa está realizando capacitaciones y entregando elementos de divulgación para usuarios de todos los niveles.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (DIÉSEL, GASOLINA Y JET A-1)

Los combustibles líquidos tienen un riesgo inherente asociado tanto a la inhalación de vapores pre y post-combustión, como a la ingestión de los mismos. Una síntesis de estos riesgos se presenta en la tabla 42:

Tabla 42. Riesgos asociados a combustibles líquidos

	COMBUSTIBLE		
	DIÉSEL	GASOLINA	JET
Inhalación	Los vapores producen dolor de cabeza, náuseas, mareo, narcosis, irritación de los ojos, nariz, tráquea y pulmones, depresión del sistema nervioso central, inconciencia (a altas temperaturas y ventilación deficiente). La aspiración del líquido dentro de los pulmones puede producir neumonía química.	Depresión del sistema nervioso central. **En baja concentración:** sed y opresión en el pecho. **En alta concentración:** dolor de cabeza, irritación de los ojos, nariz, garganta y pulmones, fatiga, descoordinación, somnolencia, náuseas, vómito, convulsiones, shock.	La inhalación de concentraciones excesivas del vapor o nubes es irritante al tracto respiratorio y puede causar efectos tales como dolor de cabeza, desvanecimientos, nauseas, convulsiones o pérdida de la conciencia, dependiendo de las concentraciones y del tiempo de exposición.
Ingestión	Puede resultar nocivo o fatal. Alto riesgo de aspiración si se presenta el vómito. Si la sustancia es bronco aspirada puede causar neumonitis química	Irritación gastrointestinal, fatiga, pérdida de la conciencia, coma. Puede causar neumonía.	La bronco aspiración puede producir neumonía Por ingestión es levemente tóxico, puede causar disturbios gastrointestinales.
Piel	El contacto repetido o prolongado con la piel causa dermatitis y posible infección secundaria.	El contacto repetido o prolongado con la piel puede causar dermatitis	Causa pérdida de las grasas naturales e irritación, por exposiciones repetidas o prolongadas puede causar dermatitis.
Ojos	Irritación, enrojecimiento y ardor.	Posible irritación e inflamación, no causa daños permanentes.	A altas concentraciones del vapor el contacto con el líquido es irritante.

	COMBUSTIBLE		
	DIÉSEL	GASOLINA	JET
Efectos crónicos	Puede generar síntomas como irritación, náuseas, vómito y diarrea. Puede producir daños al sistema nervioso central, produce efectos tales como excitación, euforia, dolor de cabeza, desvanecimiento, somnolencia, visión borrosa, fatiga, temblor, convulsiones, pérdida de la conciencia, deficiencia respiratoria y finalmente la muerte.	Estudios de laboratorio con ratas y ratones muestran que la inhalación crónica puede causar daños al hígado y a los riñones. Este producto puede contener benceno que es cancerígeno. Estudios de salud en humanos, muestran que el benceno puede causar daños en el sistema de producción de sangre como serios desordenes que pueden incluir leucemia.	

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

Por ningún motivo se deben almacenar combustibles en una casa, apartamento o en cualquier recinto cerrado. Los combustibles se evaporan continuamente y, además de generar una atmósfera de vapores tóxicos, pueden causar un incendio o una explosión. Para su manejo seguro se debe utilizar ropa impermeable adecuada, gafas y guantes de seguridad.

Ecopetrol reconoce los riesgos y actúa proactivamente para la prevención y mitigación de los mismos gracias a:

Estándares fundamentados en disciplina operativa

Publicación en la página web de los riesgos asociados con el manejo de cada uno de sus productos

Inversiones permanentes en la producción de combustibles más limpios

GAS NATURAL

En su estado natural, antes de ser sometido a proceso de combustión, el gas natural actúa como asfixiante y si su contenido de sulfuro de hidrógeno es superior a 70 partes por millón (ppm) y el de monóxido de carbono a 50 ppm, puede tener efectos perjudiciales para la salud.

El sulfuro de hidrógeno es un gas incoloro, con olor desagradable, altamente venenoso, que a concentraciones de 70 ppm puede ocasionar mareos y problemas respiratorios, y a concentraciones en el aire superiores a 300 ppm, puede ser fatal.

El monóxido de carbono es un gas incoloro, inodoro e inflamable, que produce una acción tóxica sobre la sangre y que en concentraciones en el aire superiores a 50 ppm, puede ser fatal.

En caso de fuga se debe retirar al personal innecesario del área y proveer una ventilación a prueba de explosión, remover o eliminar la fuente de ignición, cortar el suministro de gas, prohibir fumar y asegurar que los interruptores eléctricos no operen. Las fugas o escapes pueden ser detectadas con suspensión de jabón aplicada al punto, y nunca se debe usar una llama para detectar fugas.

El gas natural es altamente inflamable; si bien es estable en condiciones normales de almacenamiento y manejo, se debe evitar el calor excesivo, así como la presencia de llamas u otras fuentes de ignición.

Reacciona violentamente con agentes oxidantes como tetrafluoruro de bromo, cloro, trifluoruro de nitrógeno y oxígeno líquido, y explota espontáneamente cuando se mezcla con dióxido de cloro. La combustión incompleta del gas natural genera monóxido de carbono, que es altamente perjudicial y tóxico.

En caso de incendio, la llama se debe extinguir con CO_2, químico seco o gas halocarbonado. Una vez concluido el primer ataque a un incendio a causa de gas natural, se debe enfriar el área adyacente y eliminar la fuente de ignición, dado el peligro de sufrir una nueva explosión o una reignición si la llama es extinguida sin cortar el suministro de gas.

Los riesgos de ingestión son extremadamente raros. Puede causar irritación en los ojos, visión borrosa, lloriqueo, enrojecimiento y turbiedad superficial.

102–11 >

RESPONSABILIDAD EN EL MANEJO DE LOS PRODUCTOS

En su labor de minimizar los riesgos e impactos asociados a la manufactura, uso y disposición de los productos, y de sus efectos en las personas y el ambiente, Ecopetrol cuenta con procesos y procedimientos específicos, cumple con las regulaciones nacionales y aplica las mejores prácticas de la industria petrolera internacional.

Es así como para el manejo de combustibles líquidos Ecopetrol aplica la NFPA 30 *(National Fire Protection Association)*, que establece estándares para el diseño de los tanques de almacenamiento y tuberías de llenadero, al igual que las normas técnicas aplicables y las reglamentaciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

En lo relativo a la protección contra incendios, aplica las normas NFPA y API *(American Petroleum Institute)*, así como las reglamentaciones expedidas por las autoridades gubernamentales de control nacional, regional y local.

En el caso de petroquímicos e industriales, Ecopetrol tiene especial precaución por tratarse de productos volátiles que pueden causar explosiones bajo ciertas condiciones de presión y temperatura; por ello se almacenan, manejan y disponen de acuerdo con la ficha técnica de cada producto y de acuerdo con la reglamentación nacional para manejo y disposición de residuos peligros.

Para el diseño, construcción y operación de las instalaciones para el transporte y manejo de hidrocarburos se aplican las normas API, ANSI, ASME, NFPA, DOT e ICONTEC, y las reglamentaciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y las demás autoridades competentes.

Merecen especial atención y fuerte vigilancia las válvulas, conexiones y accesorios de tanques, cisternas y cilindros que se utilizan para almacenar estos productos, dada la magnitud de las consecuencias que puede generar la materialización de alguno de los riesgos propios de estos implementos.

Cada producto de la empresa está identificado con una hoja de seguridad que contiene información relevante como composición, identificación de los riesgos, medidas de primeros auxilios, medidas para control y extinción de incendios, medidas para el manejo y almacenamiento, medidas en el caso de escapes o fugas del producto, controles de explosión y protección personal, propiedades físicas y químicas, información toxicológica y ecológica, consideraciones sobre desechos, información sobre transporte e información reglamentaria y datos de contacto en caso de emergencia.

Es importante mencionar que todas las instalaciones y operaciones de Ecopetrol cuentan con planes de contingencia que permiten reaccionar, controlar y mitigar las consecuencias de la materialización de los riesgos potenciales.



102-2 >

VENTA DE PRODUCTOS CONTROLADOS

De acuerdo con la información de la Subdirección de Control y Fiscalización de Sustancias Químicas y Estupefacientes del Ministerio de Justicia, no corresponde al rol de Ecopetrol llevar un control de los certificados de carencia para la venta de productos controlados.

No obstante, al interior del Departamento Comercial de la Gerencia de Petroquímicos e Industriales se han implementado las siguientes acciones frente a los productos controlados:

Se solicita el certificado de carencia en el momento en que un cliente manifiesta el interés en comprar un producto que es controlado por la Subdirección o durante la firma de un contrato u orden de venta.

Se revisa el cupo de los certificados de carencia durante los despachos mensuales.

Se cuenta con un procedimiento detallado para la comercialización de sustancias y productos químicos controlados.

NORMATIVA DEL ETIQUETADO Y ENTREGA DEL PRODUCTO

Con el fin de proteger la integridad de las personas y el medio ambiente, y en cumplimiento de la legislación y normativa nacional e internacional vigente, en Ecopetrol se promueve la gestión segura de los productos químicos que genera, vende y distribuye a través de las siguientes actividades:

Actualización de la clasificación e identificación de peligros para los productos del catálogo de Ecopetrol bajo los lineamientos del Sistema Globalmente Armonizado (SGA) de acuerdo con los términos establecidos por el gobierno nacional.

Entrega de productos químicos debidamente envasados, etiquetados y en embalajes y recipientes en buen estado, sin defectos o averías.

Entrega de las fichas de datos de seguridad y tarjetas de emergencia con información confiable y actualizadas de acuerdo con las normas técnicas colombianas correspondientes y con lo establecido en la normativa internacional asociada al transporte marítimo y aéreo para el transporte sin riesgos de mercancías peligrosas.

Administración centralizada de la información de fichas de datos de seguridad en una herramienta corporativa para asegurar la disponibilidad y calidad de la información asociada a los riesgos de los productos.

Aseguramiento de la adecuada disposición de los residuos asociados a productos químicos que no se necesiten más y/o de los recipientes impregnados con químicos, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

COMBUSTIBLES

El transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo se podrá realizar a través de los siguientes medios:



Terrestre



Poliductos



Marítimo



Fluvial



Férreo



Aéreo

El transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo que se movilice por vía terrestre, sólo podrá ser prestado en vehículos con carrocería tipo tanque.

El transportador deberá cumplir con los requisitos establecidos en el Decreto 1609 del 31 de julio de 2002 o en las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.

La actividad de transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo por poliducto, se regirá por el reglamento de transporte que para el efecto expida el Ministerio de Minas y Energía. Las embarcaciones que transporten combustibles líquidos derivados del petróleo que se movilicen por vía marítima o fluvial deberán portar la guía única de transporte.

Para el almacenamiento se deben escoger lugares ventilados, frescos y secos, lejos de fuentes de calor, ignición y de la acción directa de los rayos solares, señalizados adecuadamente, con salidas de emergencia en caso de incendio, separado de materiales incompatibles.

Se deben rotular los recipientes adecuadamente y mantenerlos bien cerrados, protegidos del daño físico. No se deben almacenar recipientes vacíos que pueden contener mezclas explosivas. Se deben conectar a tierra los contenedores para evitar descargas electrostáticas. Los equipos eléctricos, de iluminación y ventilación deben ser a prueba de explosión.

SEGUIMIENTO A LA CALIDAD DE LOS PRODUCTOS

Para el seguimiento de la calidad, Ecopetrol realiza monitoreo e inspecciones permanentes a sus productos en diferentes puntos de sus facilidades. Ecopetrol cumple irrestrictamente con la regulación y aseguramiento de la calidad de los productos que ofrece al mercado y participa proactivamente en las discusiones en torno a la regulación de la calidad de los productos.



CALIDAD DEL DIÉSEL
***RESOLUCIÓN 90963* DE 2014**

- **T-95:** 380 °C *(Res. 41214* de 2015).
- **Azufre:** 50 ppm.
- **Aromáticos:** 28,5 %vol.



CALIDAD DE LA GASOLINA
***RESOLUCIÓN 1180* DE 2006**

- **IAD-Octanos:** 81
- **Azufre:** 300 ppm.

Ecopetrol tiene dentro de su sistema de gestión, planes de calidad para cada producto en donde están estipulados las frecuencias de monitoreo de manera que se asegure la calidad en el producto entregado al cliente. Además, se ha establecido un comité de calidad a nivel corporativo que hace seguimiento a las posibles desviaciones que se puedan presentar y define los lineamientos para el aseguramiento de calidad de los productos de acuerdo con lo establecido en la ficha técnica de cada uno de ellos.

SEGURIDAD DE PROCESOS



Ecopetrol. Trabajadores en la refinería de Barrancabermeja. Departamento de Santander.

103–2 > El principal objetivo de la seguridad de procesos en Ecopetrol, es minimizar los riesgos por pérdida de contención de hidrocarburos o sustancias peligrosas. Para ello, se trabaja en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las unidades de proceso, buscando evitar accidentes catastróficos de alto costo que puedan generar daños a las personas, a la infraestructura, al medio ambiente e incluso a la comunidad.

RESULTADOS DE SEGURIDAD DE PROCESOS

OG–13 > En el análisis de los resultados en materia de seguridad de procesos en Ecopetrol, se deben tener en cuenta las definiciones que se presentan en la tabla 43.

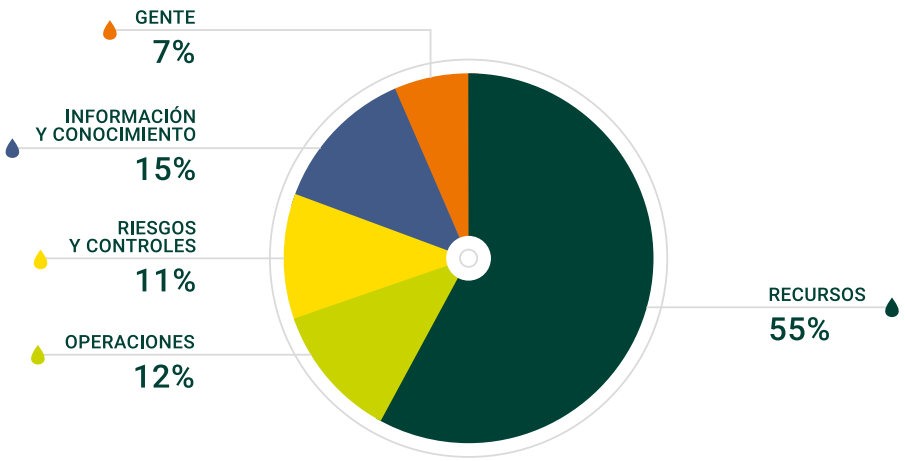
Tabla 43. Definiciones clave en seguridad de procesos

Incidente	Es un evento o cadena de eventos no planeados, no deseados y todos previsibles que generaron un accidente o que, bajo circunstancias ligeramente diferentes, pudieron haber generado un accidente (casi accidente): lesiones, enfermedades o muerte de las personas, daño a los bienes, al medio ambiente, a la imagen de la empresa o a la satisfacción del cliente.
Accidente	Es un incidente con consecuencias reales.
Accidente ocupacional	Es todo suceso repentino que sobrevenga por causa o con ocasión del trabajo y que produzca en el trabajador una lesión orgánica, una perturbación funcional o psiquiátrica, una invalidez o la muerte.
Accidente de seguridad de procesos	Es un incidente en donde se presenta afectación real a personas, ambiente o infraestructura por pérdida de contención primaria no planeada o no controlada de cualquier material (incluyendo materiales no tóxicos y no inflamables) proveniente de un proceso industrial de acuerdo con lo definido en el *API-754.*

Fuente: Ecopetrol, Gerencia de HSE

En el gráfico 29 se describen las principales causas de los incidentes de seguridad de procesos durante 2017.

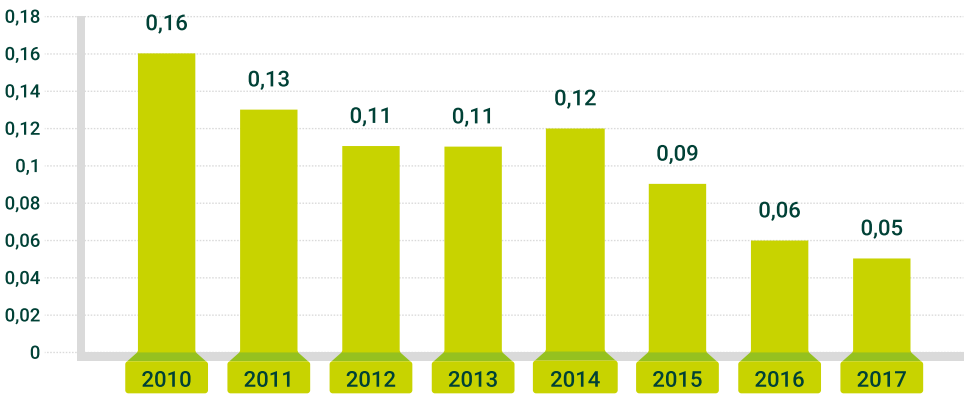
Gráfico 29. Causalidad de los incidentes de seguridad de procesos – 2017



Fuente: Ecopetrol, Gerencia de HSE

En cuanto al Índice de Frecuencia de Seguridad de Procesos (IFSP), al cierre de 2017 el resultado de este indicador fue de 0,05 (accidentes con clasificación TIER 1 según API 754). Esto representa una reducción del 17% respecto a 2016. De igual forma, es el mejor resultado de este indicador desde 2010 (ver gráfico 30).

Gráfico 30. Índice de Frecuencia de Incidentes de Seguridad de Procesos (IFSP)*



Fuente: Ecopetrol, Gerencia de HSE

(*) IFSP = número de accidentes de seguridad de procesos que supera el umbral *TIER 1- API754*/Total Horas Hombre Trabajadas Ecopetrol x 1´000.000.

403–2 > En 2017 se registraron 924 incidentes de seguridad de procesos, distribuidos así:

894
ESCAPES
(157 fueron pérdidas de contención de sustancias no tóxicas, no inflamables y no combustibles)

27
INCENDIOS

3
EXPLOSIONES

CLASIFICACIÓN TIER SEGÚN API-754

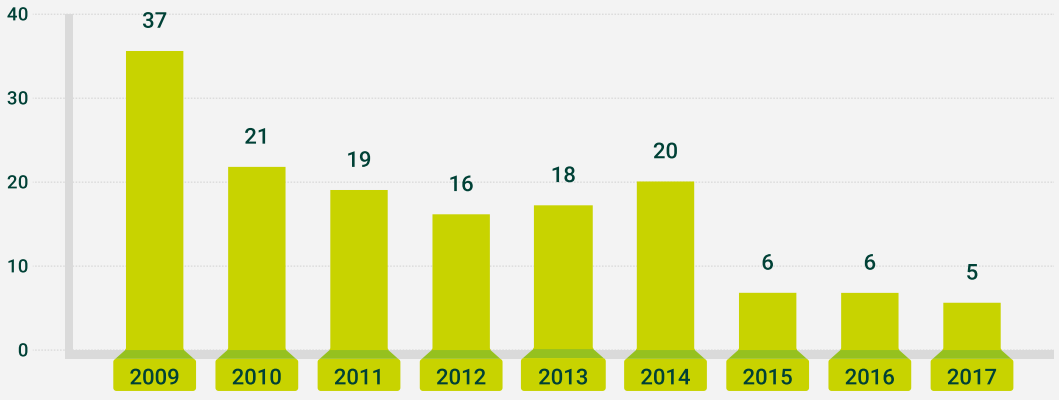
5 INCIDENTES
TIER1

13 INCIDENTES
TIER2

906 INCIDENTES
TIER3

403–2 > No se presentó ningún accidente de seguridad de procesos que requiriera activar las coberturas de las pólizas de seguro contratadas por la compañía. Tampoco se presentó ninguna fatalidad, (ver gráfico 31).

Gráfico 31. Número de accidentes de seguridad de procesos TIER1 (2009 – 2017)



Fuente: Ecopetrol, Gerencia de HSE

PLANES DE MITIGACIÓN Y CONTINGENCIA PARA LA RECUPERACIÓN DE RECURSOS NATURALES CUANDO OCURREN DERRAMES

Con el fin de proteger y minimizar los daños a las personas, el medio ambiente y a los activos, Ecopetrol dispone de planes de emergencia debidamente documentados, actualizados, divulgados y entrenados. Esto garantiza la intervención inmediata, oportuna y efectiva ante las emergencias que se puedan presentar en sus instalaciones y locaciones.

De acuerdo con la legislación nacional vigente y las mejores prácticas en los ámbitos nacional e internacional, los planes de emergencia en Ecopetrol incluyen elementos de preparación y respuesta que permiten definir el marco de actuación de la organización ante las emergencias.

Los elementos de preparación se orientan a garantizar que la organización disponga de la capacidad suficiente para atender y controlar de forma ágil y oportuna las emergencias, mediante el desarrollo e implementación de los siguientes elementos:

Escenarios definidos a partir de los análisis de riesgos de cada instalación o locación, que incluyen entre otras: emergencias naturales (inundaciones, sismo), tecnológicas (incendios, derrames, explosiones) y de tipo ocupacional con afectación a personas.

Clasificación de las emergencias y niveles de activación, establecidos para asegurar la movilización de recursos a nivel interno y externo de acuerdo con los escenarios definidos para cada instalación o locación. Estas pueden ser clasificados como menores, medias o mayores.

Estrategias y procedimientos de respuesta implementados en cada instalación o locación por tipo de emergencia.

Personal apto, capacitado y entrenado a través de un programa de formación desarrollado e implementado con la Universidad Corporativa de Ecopetrol, que asegure la idoneidad de los responsables de la atención de las emergencias. Incluye charlas de divulgación de riesgos y planes de emergencia para comunidades.

Recursos, equipos, herramientas, dotación y sistemas disponibles, para garantizar la ejecución de las estrategias y procedimientos establecidos para la atención oportuna de las emergencias.

Programas anuales de preparación, que aseguran el cierre de hallazgos producto de los anteriores ejercicios y simulacros permitiendo así una validación e implementación de los planes de emergencias en todas las facilidades. Para el año 2017 se construyeron y cumplieron los 97 planes con un porcentaje de cumplimiento del 97%.

Ejercicios y simulacros, que permitan validar la eficacia de los planes de emergencia, su evaluación y mejora continua. Durante 2017 se realizaron 146 simulacros menores (simulación de emergencias con respuesta interna y recursos propios), 22 simulacros medios (simulación de emergencias con respuesta y recurso propios y de organismos de respuesta externos) y 3 simulacros mayores (simulación de emergencias con respuesta y recursos propios y de varios organismos de atención departamental y nacional).

02 CADENA DE VALOR

Por su parte, los elementos de respuesta se orientan a garantizar la toma de decisiones y la ejecución de las acciones requeridas para controlar, detener, reducir y minimizar los impactos sobre las personas, el ambiente, las instalaciones cuando se materializa una emergencia. Esto se lleva a cabo a través de los siguientes elementos:

Modelo implementado de mando y control común denominado Sistema Comando de Incidentes, el cual permite la toma de decisiones organizada y orientada a objetivos tanto al interior de Ecopetrol como de forma conjunta con otras entidades gubernamentales.

Esquemas de cooperación y coordinación definidos y formalizados a través de los Planes de Ayuda Mutua, cuando la respuesta a una emergencia requiera la intervención de otras áreas de la organización además de la afectada, de entidades gubernamentales, otras industrias y/o comunidades.

Información operativa y comunicaciones disponibles para evaluar y llevar un análisis situacional de la evolución de la emergencia y facilitar el logro de los objetivos de la atención.



CADENA DE ABASTECIMIENTO



Ecopetrol. Empleados de contratistas en *Campo Cusiana* (Casanare).

103–2 > 102–9 A través de un nuevo modelo operativo, la gestión de abastecimiento en Ecopetrol apalanca los tres pilares de la estrategia corporativa:

Protección de la caja y eficiencia en costos

Estricta disciplina de capital

Crecimiento de reservas y producción

02 CADENA DE VALOR

103–1 > Lo anterior a través del suministro efectivo, responsable y sostenible de bienes y servicios, de forma segmentada, bajo parámetros de ética, transparencia y debida diligencia, y con conocimiento del entorno de operación de la empresa. El proceso de abastecimiento genera valor a los tres segmentos de negocio *(upstream, downstream y midstream)* a través de las siguientes vías:



Asegurando el abastecimiento anticipado de bienes y servicios para lograr ejecutar los niveles de inversión requeridos por el *upstream* para garantizar el crecimiento rentable de la compañía.



Generando sinergias a través de la agregación de demanda de bienes y servicios que permitan a *midstream* mantener sus niveles de EBITDA en el mediano y largo plazo.



Planeando y ejecutando las compras anticipadas de bienes y contratación eficiente de servicios requeridos para operar las refinerías.

La puesta en marcha del modelo operativo de abastecimiento se materializó en: ahorros, reducción del costo de la función y mejora en sus métricas de desempeño. Específicamente, durante 2017 se generaron ahorros por $512.000 millones, de los cuales $389.000 millones correspondieron a costos reducidos con impacto presupuestal, y $123.000 millones por costos evitados. Las categorías de servicios petroleros, obras por especialidad, consultorías y compras aportaron el 67% del total de los ahorros generados.

< 103–3 De igual forma, durante 2017 se reportó una mejora significativa en el desempeño de la función de abastecimiento con respecto a 2016, reflejada en una reducción de 70% en el número de quejas, de 97% en el monto de atraso en pagos y de 87% en reclamaciones contractuales.

Es importante mencionar que en la actualidad, Ecopetrol cuenta con un modelo operativo de abastecimiento implementado, estabilizado y operando. Así mismo, con un mapa de ruta para continuar evolucionando y haciendo escalable la función, que permite asumir los nuevos retos estratégicos de la compañía con flexibilidad, anticipación y entendimiento de la perspectiva a largo plazo del negocio.

PROCESO DE
CONTRATACIÓN EN ECOPETROL

De acuerdo con lo establecido en el Manual de Contratación, Ecopetrol utiliza los siguientes mecanismos para identificar a los invitados a participar en los procesos de selección de contratistas:



Contratación directa

Proceso mediante el cual se contrata de manera directa con una persona natural o jurídica, capaz e idónea, y con fundamento en una propuesta favorable que puede resultar de una negociación integral.



Concurso cerrado

Proceso competitivo en el que pueden presentar propuesta varias personas, naturales o jurídicas, previamente invitadas, y se selecciona la más favorable con base en factores objetivos.



Concurso abierto

Proceso competitivo en el que pueden presentar propuesta varias personas, naturales o jurídicas, que cumplan las condiciones de la respectiva convocatoria pública y se selecciona la más favorable, con base en factores objetivos.



Concurso cerrado plurinegocial

Proceso en el que se negocia con varias personas naturales o jurídicas, previamente invitadas, y se identifica el ofrecimiento más favorable con base en factores objetivos.



Proceso combinado

Proceso que se surte en dos etapas, siendo la primera de naturaleza pública, dirigida a identificar las personas que cumplan las condiciones de la respectiva convocatoria, y la segunda de naturaleza privada, dirigida a asignar el contrato de manera directa, mediante la aplicación de criterios objetivos previamente determinados.

02 CADENA DE VALOR

Para concursos abiertos y procesos combinados, hay libertad de concurrencia. Es decir, cualquier interesado puede concursar o participar, siempre y cuando cumpla con los requisitos de participación establecidos por Ecopetrol para asegurar la capacidad e idoneidad del proponente y del contratista. En concursos cerrados, los invitados, que son determinados, se identifican a través de los siguientes instrumentos:



Precalificación

Este mecanismo es utilizado para establecer una lista corta de preseleccionados, que a través de la metodología pasa/no pasa o cumple/no cumple, acreditan ciertas y determinadas condiciones de capacidad e idoneidad y que, por consiguiente, los hace aptos para participar en futuros procesos de selección en los que no se repetirá la calificación o verificación de las condiciones mencionadas.

Generalmente este trámite es de naturaleza pública, lo que implica una invitación general a participar, dirigida a personas indeterminadas. Excepcionalmente, procede la precalificación privada para la identificación de invitados a participar en procesos de contratación que tienen por objeto categorías de bienes y servicios calificadas por Ecopetrol como líneas de contratación local.



Sistema de Información de Proveedores de Ecopetrol (SIPROE)

Todas las empresas interesadas en ser proveedores de Ecopetrol pueden registrarse e ingresar su información en el SIPROE.

Conforme a lo establecido en el Manual de Contratación, Ecopetrol puede usar el SIPROE para identificar y determinar los invitados a participar en procesos precedidos de invitaciones privadas (contratación directa, concurso cerrado y procesos plurinegociales).

El registro realizado por los empresarios, permite obtener a Ecopetrol información verificada y en línea de la capacidad técnica, condiciones de calidad, información legal y financiera de los proveedores.

Al cierre de 2017 el SIPROE contaba con 25.000 proveedores de migración de los diferentes sistemas y auto-registro de proveedores. Con esta información Ecopetrol iniciará en 2018 la validación de la información cargada.

Consulta al mercado

Actividad de indagación de información en el mercado realizada por cualquier dependencia de Ecopetrol, necesaria para el desarrollo de las siguientes actividades:

- Planeación operativa de contratos.
- Elaboración de presupuestos oficiales.
- Revisión de la estructura, las características y las tendencias del mercado de bienes y servicios.
- Identificación de proveedores de bienes y servicios.
- Conocimiento de nuevos productos, servicios o tecnologías.
- Entendimiento de condiciones y limitaciones relacionadas con la provisión de ciertos bienes y servicios.

Inteligencia de mercado

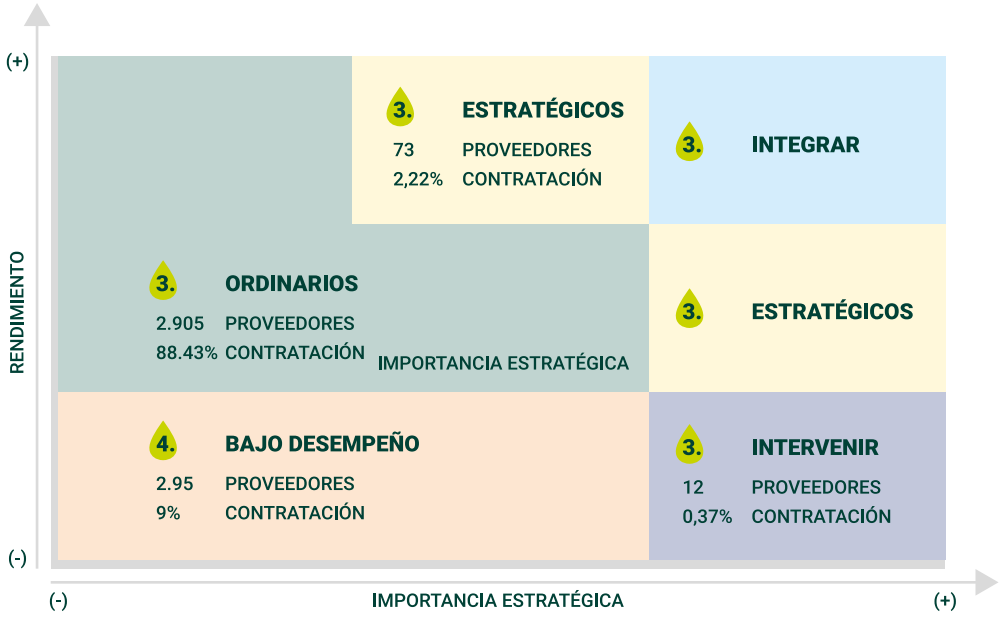
Es el trámite de indagación pública, obtención y análisis de información del mercado, realizado por funcionarios autorizados, que sirve de sustento a actos contractuales (listas de precios, acuerdos de bases económicas, listas cortas de invitados a procesos de selección, entre otros), o para identificar los segmentos que representan la mejor oportunidad o el menor riesgo, o para identificar a los eventuales proveedores de determinado bien o servicio.

En cualquier caso es importante tener en cuenta que en la planeación de los procesos de selección de contratistas, se realiza un análisis integral de la ejecución del servicio y se identifican controles que son incluidos en las especificaciones de los contratos. De igual forma, todos los contratistas que ejecutan actividades valoradas con el nivel alto de riesgo ambiental, deben estar certificados en la Norma ISO14001.

SEGMENTACIÓN
DE PROVEEDORES

En 2017 Ecopetrol trabajó en la depuración del portafolio de proveedores, a partir de la realización de un ejercicio de segmentación. De acuerdo con su importancia estratégica y desempeño, se clasificaron 3.825 proveedores activos en una matriz de segmentación que establece 5 segmentos (ver gráfico 32).

Gráfico 32. Matriz de segmentación de proveedores



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios

Cada uno de los segmentos de la matriz se describe a continuación:

Segmento integrar
Proveedores de gran importancia con iniciativas de colaboración acordadas y/o en fase de implementación.

Segmento estratégicos
Proveedores importantes para Ecopetrol pero sin un plan claro aprobado de generación de valor incremental.

Segmento ordinarios
Es la base general de proveedores de categorías no críticas que no hacen parte del 80% del gasto y que tienen desempeño satisfactorio.

Segmento bajo desempeño
Proveedores con oportunidades de desempeño, inconvenientes, multas, apremios o problemas de ejecución, que pueden ser reemplazados en caso de serlo necesario.

Segmento intervenir
Proveedores de bajo desempeño pero indispensables para la organización por lo que requieren un plan específico para mitigar el riesgo (p. ej. plan conjunto, desarrollo de proveedores alternativos).

CONTRATACIÓN EN ECOPETROL

204–1 >

CONTRATACIÓN TOTAL

En 2017, la contratación total en Ecopetrol fue de $9.564 miles de millones, lo que representó una disminución de 9,17% respecto a 2016, año en el que la contratación fue de $10.425 miles de millones. En la tabla 44 se detalla el total de las contrataciones para el período 2014 – 2017, según su origen.

Tabla 44. Valor de la contratación total (cifras en pesos)

AÑO	ORIGEN DEL PROVEEDOR		TOTAL
	EXTRANJERO	NACIONAL	
2014	1.343.726.293.635	17.623.046.334.920	**18.966.772.628.555**
2015	617.797.701.045	11.583.395.097.365	**12.201.192.798.410**
2016	440.349.590.239	9.984.741.842.891	**10.425.091.433.130**
2017	**560.312.191.574**	**9.003.743.520.566**	**9.564.055.712.140**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios

En cuanto al número de contratistas, en 2017 Ecopetrol contrató 3.245 empresas contratistas, de las cuales 2.951 fueron nacionales y 294 extranjeras. En la tabla 45 se detalla la distribución del número de contratistas, según su origen, para el período 2014 – 2017.

Tabla 45. Número de empresas contratistas 2014 – 2017

AÑO	ORIGEN DEL PROVEEDOR		TOTAL
	NACIONAL	EXTRANJERO	
2014	3.965	230	**4.195**
2015	3.643	189	**3.832**
2016	3.284	95	**3.379**
2017	**2.951**	**294**	**3.245**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios

204–1 > ## CONTRATACIÓN LOCAL Y REGIONAL

En la tabla 46 se presenta la distribución regional de la contratación de Ecopetrol para el período 2014 – 2017.

Tabla 46. Distribución de la contratación por regional de ejecución – 2017

AÑO	ORIGEN DEL PROVEEDOR					
	CARIBE PACÍFICO	CENTRO	ORINOQUÍA	SUR	EXTRANJERO	TOTAL
2014	5%	77%	2%	9%	7%	**100%**
2015	10%	75%	3%	7%	5%	**100%**
2016	5%	78%	2%	10%	4%	**100%**
2017	**7%**	**76%**	**4%**	**7%**	**6%**	**100%**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios

En cuanto a contratación local, en 2017 Ecopetrol contrato $3.110 miles de millones con proveedores locales; es decir, cuyo domicilio se encuentra en el mismo lugar donde se ejecuta el contrato (ver tabla 47).

Tabla 47. Valor de la contratación local (cifras en pesos)

	VALOR DE LA CONTRATACIÓN
2014	4.777.545.969.981
2015	4.200.846.808.780
2016	2.497.944.444.978
2017	**3.110.971.048.866**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios

MANO DE OBRA LOCAL

204–1 > Ecopetrol promueve el cumplimiento de la normatividad nacional en cuanto a la vinculación de mano de obra (Decreto 1668 de 2016), de acuerdo con el cual la mano de obra local se define en los siguientes términos:

> *"Sólo se considerará como mano de obra local, sin importar el tipo de vacante al que aspire, la persona que acredite su residencia con el certificado expedido por la alcaldía municipal, de conformidad con lo previsto en el numeral 6º del literal f del Artículo 91 de la Ley 136 de 1994, modificado por el Artículo 29 de la Ley 1551 de 2012".*

Teniendo en cuenta lo anterior, en Ecopetrol la mano de obra local corresponde a la contratación de trabajadores de contratistas con dedicación exclusiva para la empresa, que acreditan residencia del sitio donde se realizan las actividades contratadas.



La vinculación de personal contratista fluctúa según los requerimientos de las obras y proyectos que ejecuta Ecopetrol. En 2017 se vincularon 24.281 trabajadores de contratistas, de los cuales 20.169 fueron contratados localmente (ver tabla 48). La distribución regional del personal contratista se presenta en la tabla 49.

Tabla 48. Trabajadores de contratistas distribuidos según origen (Número de trabajadores)

AÑO	ORIGEN		TOTAL TRABAJADORES DE CONTRATISTAS
	NO LOCAL	LOCAL	
2013	3.150	25.900	29.050
2014	8.343	40.193	48.536
2015	5.422	28.178	33.600
2016	3.750	22.878	26.628
2017	**4.112**	**20.169**	**24.281**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios

Tabla 49. Distribución regional de trabajadores de contratistas

REGIÓN	CARIBE	CASANARE ARAUCA	CENTRO ORIENTE	MAGDALENA MEDIO	META VICHADA	SUR OCCIDENTE	TOTAL
2014	7,5%	4,7%	24,5%	28,1%	23,2%	12,0%	100%
2015	7,6%	5,6%	18,9%	30,6%	23,8%	13,4%	100%
2016	8,0%	6,7%	15,2%	31,5%	24,5%	14,2%	100%
2017	**6,0%**	**7,2%**	**12,6%**	**31,6%**	**32,1%**	**10,5%**	**100%**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios

102–16 >

MECANISMOS DE TRANSPARENCIA EN LA CONTRATACIÓN

Ecopetrol cuenta con diferentes mecanismos que aseguran la transparencia en el proceso de contratación, entre los cuales se encuentran:

Portal de proveedores
Durante el año 2017 se trabajó en el fortalecimiento de la implementación del portal de proveedores en SAP. Al cierre del año cerca del 100% de los procesos de elección se llevaron a cabo a través de este mecanismo. Solo en casos excepcionales, por fallas en la plataforma, fue necesario utilizar métodos de elección manual.

Encuesta de transparencia
Cada año Ecopetrol realiza una medición de la percepción de la transparencia y la satisfacción de los proveedores con el proceso de abastecimiento de bienes y servicios. En 2017 se aplicó una nueva metodología, denominada La Voz del Proveedor, que se basa en una comunicación de doble vía a través de reuniones y visitas en campo. Los resultados para el período 2013 – 2017, se presentan en la tabla 50:

Tabla 50. Resultados de la encuesta de satisfacción de proveedores

	RESULTADO (%)
2013	94%
2014	93%
2015	94%
2016	84%
2017*	**88%**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios
(*) En 2017 se utilizó una nueva metodología, por lo tanto los datos no son comparables con los de años anteriores.

En 2017, los proveedores destacaron los siguientes aspectos del nuevo modelo de abastecimiento de Ecopetrol: las reuniones de atención y la utilización de nuevas tecnologías. Así mismo, registraron una percepción más favorable en términos de transparencia y equidad de los procesos. En cuanto a aspectos a mejorar, mencionaron el fortalecimiento del nuevo habilitador tecnológico (Portal de Proveedores), la planeación y la oportunidad en las comunicaciones.



Página web

A través de su página web, Ecopetrol publica información de interés para sus contratistas como: procesos de compras y contratación **http://contratos.ecopetrol.com.co/default.aspx**, plan de compras y contratación, vehículos comerciales, facturación, marcas aceptadas, etc.



Publicación de procesos

Ecopetrol realiza la publicación de sus procesos de selección a través de diferentes canales de comunicación, teniendo en cuenta el tipo de proceso. Entre los principales canales de publicación, están:

Página web	Carteleras locales	Carteleras de las Cámaras de Comercio

VERIFICACIÓN LABORAL A LOS CONTRATISTAS

Con el fin de asegurar, verificar y monitorear el cumplimiento de obligaciones laborales de trabajadores de contratistas, en 2017 se continuó con la realización de verificaciones laborales preventivas y correctivas a contratistas.

Las acciones preventivas incluyen, entre otras: la planeación de los contratos, la capacitación a los diferentes actores de la cadena de abastecimiento, el monitoreo en campo y el plan de verificaciones laborales.

En materia de capacitación, durante 2017 se realizaron jornadas de formación en las diferentes zonas del país, con un cubrimiento de 2.178 actores de la cadena de abastecimiento. Los principales temas tratados incluyeron, entre otros:

Aspectos laborales en actividades contratadas

Calificación de salarios

Tipologías contractuales

Normativa del Servicio Público de Empleo y roles

Responsabilidades de interventores y administradores de contratos

Por su parte, las acciones de verificación incluyen la realización de entrevistas a trabajadores de contratistas en su lugar de trabajo y revisiones documentales en las oficinas del contratista. Como producto de esta revisión, en los casos que haya lugar, se levanta el informe de hallazgos. En tales casos, Ecopetrol notifica al administrador del contrato para que asegure la definición e implementación de los planes de acción correspondientes y establezca el plazo máximo para su cierre.

Otros aspectos para resaltar en 2017 relacionados con la verificación laboral a los contratistas son:

La continuación de la implementación del Esquema de Atención al Trabajador del Contratista (EAT). Este mecanismo facilita la verificación del cumplimiento de obligaciones laborales en actividades contratadas, a través del monitoreo, atención y análisis de las peticiones, quejas y reclamos presentados por los empleados de contratistas. El número de contratos y de trabajadores de contratistas atendidos bajo el EAT entre 2014 y 2017 se presenta en la tabla 51.

Tabla 51. Trabajadores y contratos atendidos

AÑO	TRABAJADORES ATENDIDOS	NÚMERO DE CONTRATOS
2014	5.740	686
2015	6.254	706
2016	32.113	822
2017	**47.659**	**1.015**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios

La actualización de la normativa en materia de aseguramiento de obligaciones laborales en actividades contratadas (Guía de Aspectos y Condiciones Laborales en actividades contratadas por Ecopetrol). La guía actualizada está publicada en la página de internet de Ecopetrol, y puede accederse a ella a través del siguiente link:

http://www.ecopetrol.com.co/documentos/GuiadeAspectos%20yCondicionesLaborales.pdf

EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE CONTRATISTAS

La evaluación de desempeño es una de las herramientas que utiliza Ecopetrol para identificar a sus mejores proveedores. Incluye los siguientes criterios:



Eficiencia operativa
Mide el cumplimiento del objeto del contrato conforme a las condiciones técnicas definidas, con base en indicadores de gestión establecidos por subcategorías de contratación.



Cumplimiento de plazos
Evalúa el cumplimiento en tiempos establecidos en el contrato.



Aspectos administrativos
Mide el cumplimiento de obligaciones laborales, comerciales y documentales.



HSE
Mide el cumplimiento en el desempeño del contrato en aspectos de salud ocupacional, ambiente y seguridad.



Gestión de Entorno
Evalúa los criterios de normalidad operativa y de Gestión de Entorno.

Los contratistas son evaluados de 1 a 100 puntos en cada criterio. Si luego de aplicarse el debido proceso y derecho de defensa, un proveedor obtiene una calificación inferior a 80 puntos en cualquiera de los criterios anteriormente mencionados, Ecopetrol promueve la generación e implementación de planes de mejora, teniendo en cuenta su ubicación estratégica dentro de los planes de negocio de Ecopetrol. El plan tiene como propósito mejorar el desempeño de los contratistas, a partir del análisis de causas raíz de los incumplimientos y del planteamiento de acciones que le permitan mejorar su desempeño y obtener un mejor puntaje de evaluación.

En 2017 se evaluaron 5.932 contratos, equivalentes a 2.239 proveedores. La calificación promedio por tipo de criterio se presenta en la tabla 52.

Tabla 52. Calificación promedio de evaluaciones de desempeño de contratistas 2017

AÑO	CALIFICACIÓN PROMEDIO POR CRITERIO				
	EFICIENCIA OPERATIVA	CUMPLIMIENTO DE PLAZOS	ASPECTOS ADMINISTRATIVOS	HSE	GESTIÓN DE ENTORNO
2017	98.06%	95.88%	99.53%	99.30%	99.34%

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios

Al cierre del año, 6.357 contratos continúan registrando calificaciones inferiores a 80 puntos en al menos uno de los criterios evaluados y se han desarrollado planes de mejora para 29 proveedores. De este total, 15 tienen aún planes de mejoramiento activos y 14 tienen planes cerrados en razón al cumplimiento de los hitos establecidos.

Es importante mencionar que en diciembre de 2017, Ecopetrol actualizó el Procedimiento de Evaluación de Desempeño de Contratistas. Los principales cambios en esta nueva versión del documento se presentan a continuación:

- Se establece que el procedimiento no aplica para: prestadores de servicios de salud vinculados mediante la modalidad de adscripción; contratos de derechos de uso, soporte, mantenimiento y derechos a nuevas versiones de licencias de software, y contratos de adhesión (salvo aquellos en los que en la planeación se determine la necesidad de incluir la evaluación de desempeño).
- Se eliminan las acciones derivadas, lo cual hace necesario que para los contratistas que tengan resultados menores a 80 puntos en alguno de los criterios de la evaluación de desempeño, los funcionarios autorizados deban realizar un análisis integral al momento de invitarlo a participar en procesos de elección.
- Se define que el criterio de HSE es el único en el que se determina frecuencia de evaluación, de acuerdo con el nivel de riesgo HSE.

- Se amplían los plazos para realizar la evaluación de desempeño por parte del administrador del contrato. De igual forma, los criterios y la frecuencia de realización de la Evaluación de Desempeño son definidos de acuerdo con la necesidad del servicio.
- Se permite el ajuste de los resultados de evaluaciones parciales y finales, en caso que Ecopetrol detecte incumplimientos posteriormente al cierre de una evaluación.
- Se incluye la medición frente a cumplimiento en obligaciones comerciales con proveedores y/ subcontratistas.
- Se establece que el criterio "HSE" puede ser recuperado hasta un 80%. Así mismo, que los criterios "aspectos administrativos" y "gestión de entorno", pueden ser recuperados hasta en un 90%. Adicionalmente, en el criterio de gestión de entorno se incluyen los siguientes aspectos: afectación a la normalidad operativa y promoción de la oferta local.
- Se precisan las características de los planes de mejoramiento.
- Se incluye la valoración de riesgo para los incumplimientos laborales.



102–43 >

RELACIONAMIENTO CON LOS CONTRATISTAS

En 2017 la estrategia de relacionamiento se enfocó en el fortalecimiento de relaciones de confianza con contratistas y en la gestión del cambio para la interiorización del nuevo modelo de abastecimiento de Ecopetrol. Para ello, se desarrolló un plan de relacionamiento que incluyó la generación de los siguientes espacios de atención, capacitación y conversación:



Reuniones personalizadas

Se generaron 800 espacios de reunión para que empresas contratistas activas y potenciales de Ecopetrol pudieran interactuar con la empresa.



Atención telefónica

A través del *Contact Center* de Ecopetrol, se atendieron 9162 llamadas de proveedores, sobre las siguientes temáticas:

- Proceso para ser proveedor de Ecopetrol.
- Soporte técnico para el portal de proveedores.
- Solicitud de citas personalizadas.
- Información sobre ejecución contractual.
- Nuevas tecnologías y marcas aceptadas, entre otras.



Cumbres de proveedores

Se realizaron 8 cumbres de proveedores en las diferentes zonas del país, a las cuales asistieron 1.334 proveedores y 4.000 se conectaron vía *streaming* (ver Tabla 53).

Tabla 53. Cumbres de proveedores 2017

NOMBRE	FECHA	LOCALIDAD	ASISTENTES
Cumbre Nacional	28 de marzo	Bogotá	557
Cumbre Regional Caribe	20 de abril	Cartagena	150
Cumbre Regional Magdalena Medio	04 de mayo	B / Bermeja	138
Cumbre Regional Meta	18 de mayo	Villavicencio	120
Cumbre Regional Neiva	06 de julio	Neiva	93
Cumbre Regional Casanare	29 de junio	Yopal	110
Cumbre Regional Orito	07 de julio	Orito	49
Cumbre Regional Barranquilla	27 de julio	Barranquilla	117
TOTAL			**1334**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios

Las cumbres son espacios de relacionamiento para socializar temas de interés común con proveedores activos y potenciales. En 2017 se trataron las siguientes temáticas:

- **Resultados 2016 y Proyecciones 2017**
- **Compromiso con la vida y HSE**
- **Ética y cumplimiento**
- **Nuevo modelo de abastecimiento y Manual de Contratación**
- **Gestión del Entorno**
- **Contratación local, aspectos laborales y sindicales**
- **SIPROE**

DESARROLLO
DE PROVEEDORES

En 2017 Ecopetrol concentró sus esfuerzos en apoyar el desarrollo del tejido empresarial de pequeños emprendedores, micro, pequeñas y medianas empresas *(Mipymes)*, a través de la estructuración de tres Centros de Desarrollo Empleo y Emprendimiento en diferentes territorios de operación.

Los centros tienen como propósito apalancar las vocaciones productivas en los siguientes municipios:

- Orito
- Valle del Guamuéz
- San Miguel
- Puerto Caicedo *(Putumayo)*
- Guamal
- Acacias
- Castilla
- Cubarral *(Meta)*
- Barrancabermeja
- Sabana de Torres
- Yondó
- Cantagallo
- San Martín
- San Vicente (*Magdalena Medio)*

SOSTENIBILIDAD EN LA
CADENA DE ABASTECIMIENTO

Con el fin de promover la sostenibilidad en la cadena de abastecimiento, en 2017 Ecopetrol llevó a cabo las siguientes actividades:

RANE Autogestión de proveedores en HSE: en línea con su compromiso con la vida, Ecopetrol realizó una Reunión a Nivel de Expertos (RANE) de Autogestión de HSE, dirigida a proveedores de Barrancabermeja.

El evento se llevó a cabo los días 2 y 3 de noviembre de 2017 el marco de la Semana de Salud Ocupacional (SemanaSO). El RANE contó con la participación de 188 asistentes, quienes compartieron prácticas y conocimientos en materia de HSE. Así mismo, sirvió como escenario para el lanzamiento del Premio Autogestión HSE de Proveedores.

Premio Autogestión HSE de Proveedores: este premio se llevará a cabo en 2018, con el fin de promover que los proveedores tomen en consideración criterios de eficiencia y de aseguramiento de sus operaciones basados en el compromiso con la vida y en la excelencia operativa.

Programa de desarrollo de proveedores: con el apoyo del *Global Reporting Initiative* (GRI), Ecopetrol participó en la formulación del proyecto de Desarrollo Sostenible de Proveedores. El proyecto tiene como objetivo generar estrategias para el desarrollo sostenible de proveedores, a través del acompañamiento en el proceso de elaboración de reportes de sostenibilidad.

INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA



Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), en Piedecuesta (Santander).

A través de la estrategia de innovación y tecnología, Ecopetrol desarrolla e implementa soluciones tecnológicas de alto impacto, orientadas a lograr mejoras de proceso que aumenten ingresos, reduzcan costos o mitiguen riesgos operacionales y de entorno.

FOCOS
TECNOLÓGICOS

De forma alineada con el Plan de Negocios 2030, el Centro de Innovación y Tecnología de Ecopetrol (ICP) estructuró en 2017 sus focos de trabajo hacia el desarrollo de tecnologías en los siguientes campos:

Crecimiento de reservas

Eficiencias en la cadena de valor

Soporte técnico a exploración y adquisiciones

Viabilización de yacimientos en roca generadora (ver tabla 54).

Tabla 54. Focos Tecnológicos

FOCO TECNOLÓGICO	TEMAS / TECNOLOGÍAS
Crecimiento de reservas	• Reducción del *break even* de proyectos clave de recobro. • Reemplazo y disminución diluyente. • Análisis de sinergias para progresar recursos a reservas. • Reducción de costos de perforación y facilidades. • Transformación digital.
Eficiencias en la cadena de valor	• Modelamiento integrado de la cadena de valor. • Esquemas de refinación y cambios de mercado y de regulaciones. • Calidad de aire.
Soporte técnico a exploración y adquisiciones	• Apoyo a estudios regionales de cuencas foco: Caribe, *onshore* Colombia, Golfo de México, México y Brasil.
Viabilización de yacimientos en roca generadora	• Caracterización y protección de los acuíferos superficiales. • Estudios de esfuerzos y geomecánica • Propantes de bajo costo. • Fluidos de fractura de bajo costo. • Desarrollo tecnológico de la cadena de suministro.

Fuente: Ecopetrol, Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

FORTALECIMIENTO DE ALIANZAS
Y AVANCES EN INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

En 2017 Ecopetrol avanzó en el desarrollo de los siguientes proyectos y actividades de investigación y desarrollo, orientados a contribuir al cumplimiento de las metas de la compañía (ver tabla 55).

Tabla 55. Principales logros y avances en Investigación y Desarrollo

PROCESO DE NEGOCIO	LOGROS Y AVANCES 2017
Exploración	• Actualización de modelos geológicos para reevaluar el potencial de recursos mediante análisis integrado de información geoquímica, petrográfica y bioestratigráfica. • Desarrollo de modelos geológicos, geofísicos y geoquímicos para proyectos y para soporte de toma de decisiones exploratorias. • Desarrollo de la tecnología de análisis de velocidad para reducir la incertidumbre en el elemento carga de los prospectos con complejidad estructural del Piedemonte (GEOVEL).
Desarrollo	• Actualización del modelo sedimentológico y petrofísico del campo Yariguí-Cantagallo (Formación La Paz y Mugrosa). • Actualización de los modelos geomecánicos 3D y seguimiento a la perforación en tiempo real de 14 pozos de las campañas de perforación de los campos Castilla y Rubiales.

PROCESO DE NEGOCIO	LOGROS Y AVANCES 2017
Producción	• Desarrollo de la prueba tecnológica Júpiter para demostrar el uso de dos aditivos para mejorar la capacidad de flujo y potenciar la capacidad de dilución, permitiendo: eliminación del consumo de nafta en recolección, disminución en la evaporación de nafta en las operaciones de separación de agua-gas-crudo, reducción del consumo de energía y reducción de emisiones. • Seguimiento en campo a pilotos de recobro a través de inyección de polímeros, logrando incrementos de producción. • Desarrollo de un piloto de modificación de procesos para disminuir la corrosión producida por CO_2 y H_2S en los pozos inyectores, lo cual significa un incremento significativo de la vida útil remanente del pozo y del *run life*.
Refinación, comercialización y transporte	• Divulgación de los resultados del estudio de calidad de aire de la ciudad de Bogotá, los cuales han sido clave para orientar las discusiones con los ministerios de Medio Ambiente y Energía y la elaboración de la propuesta de modificación de la resolución del T-95 del Diésel. • Evaluación de opciones para mitigar el impacto del convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques (MARPOL), a través de la hidroviscorreducción. Esta opción permite disminuir la producción de *fuel oil* y la tecnología *slurry hidrocracking* permite su eliminación. • Desarrollo de pruebas de planta piloto para establecer la estrategia del socio de suministro de catalizadores de hidroprocesamiento.

Fuente: Ecopetrol, Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

DESARROLLO, INNOVACIÓN
Y PROTECCIÓN DE TECNOLOGÍAS

En cuanto al desarrollo, innovación y protección de las tecnologías, en 2017 se destacan los siguientes resultados:

- Desarrollo de 12 productos tecnológicos:

  5 *upstream* 2 *midstream* 5 *downstream*

  CORRESPONDE A:

  75% **TECNOLOGÍAS DURAS** (proceso, aditivos y equipos)

  25% **TECNOLOGÍAS BLANDAS** (metodologías y software)

- Radicación de 12 solicitudes de patentes a través de Tratado de Cooperación de Patentes (PCT).
- Fueron otorgadas a Ecopetrol 5 patentes:

  4 PATENTES **Concedidas por el Gobierno colombiano** a través de la Superintendencia de Industria y Comercio.

  1 PATENTES **Otorgada** en Brasil.

- Fueron declarados **4 secretos** industriales.
- Inscripción de **39 certificaciones** de derechos de autor.
- Realización de **72 publicaciones** en revistas científicas especializadas.

BENEFICIOS COMPROBADOS POR GESTIÓN DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA

Gracias a la aplicación de soluciones tecnológicas, en 2017 se generaron beneficios económicos certificados por US$652.5 millones, de los cuales US$5.7 millones corresponden a beneficios tributarios. En la tabla 56 se presentan las soluciones tecnológicas de mayor impacto en los negocios.

Tabla 56. Beneficios económicos de soluciones tecnológicas 2017 (Millones de dólares)

	SOLUCIÓN TECNOLÓGICA	BENEFICIOS ECONÓMICOS (millones de US$)
	Dilución y evacuación de CP y XP	216,0
	Reservas probadas Rubiales	113,0
	Recobro químico Yariguí	102,7
	Calidad de combustibles T-95	40,8
	Reconstituido refinería de Barrancabermeja	33,3
	FCC GRB UOP I, UOP II, Modelo IV	23,7
	Custodia PIMS y modelos	23,3
	Protección LTO - La Cira	17,4
	Productividad de pozos GCH	17,0
	Integridad de la refinería de Barrancabermeja	11,5
	Mitigación riesgo tubería flexible	10,9
	Marcación nacional de combustibles	7,9
201–4 >	Beneficios tributarios – Colciencias	5,7
	Otros	42,5
	TOTAL	**652,5**

Fuente: Ecopetrol, Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

CONVENIOS DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA

Ecopetrol trabaja de la mano con instituciones nacionales e internacionales y le apuesta a la construcción de alianzas estratégicas de largo plazo, a través de la suscripción de convenios para: investigación científica y desarrollo tecnológico, desarrollo de proyectos de innovación, transferencia de tecnología, y cooperación científica y tecnológica, entre otros.

En 2017 se establecieron 38 nuevos convenios de cooperación tecnológica en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) para los cuales se desembolsaron recursos por un valor aproximado de $36.000 millones.

Se destacan los convenios suscritos con entidades como Polynex, Sumicol, Servicio Geológico Colombiano, Universidad de los Llanos y Universidad de Standford, orientados al fortalecimiento de capacidades internas y a la identificación y gestión de nuevos productos tecnológicos en temas de: recobro, exploración, optimización de costos de producción y eficiencia energética. Así mismo, el fortalecimiento de alianzas con la Universidad Industrial de Santander (UIS), la Unidad Pontificia Bolivariana y la Universidad de los Llanos, para fortalecer las capacidades institucionales y promover un entorno de crecimiento sostenible en la región de la Orinoquia.


Bienvenidos
Departamento de
Petroquímica

NUESTRA
CADENA DE VALOR

Ecopetrol participa en todos los eslabones de la cadena de hidrocarburos desde la exploración y producción de petróleo y gas, hasta la transformación en productos de mayor valor agregado y, posteriormente, su comercialización en los mercados nacionales e internacionales.

1 EXPLORACIÓN

Comprende la realización de actividades orientadas a la búsqueda de petróleo y gas, tales como la adquisición de sísmica, su interpretación y la perforación de pozos exploratorios.

Área de exploración
10.200.000 hectáreas con participación de 189
en Colombia y el exterior

Pozos Exploratorios
19 pozos exploratorios + 2 pozos delimitadores = 21 pozos

Sísmica
1.276 km de adquisición de sísmica en la cuenca Sinú San Jacinto y en Brasil
518 km **2D** 758 km **3D**

Inversiones
2016 US$256 millones Grupo Ecopetrol en exploración
2017 US$376 millones
46,9% incremento



2 PRODUCCIÓN

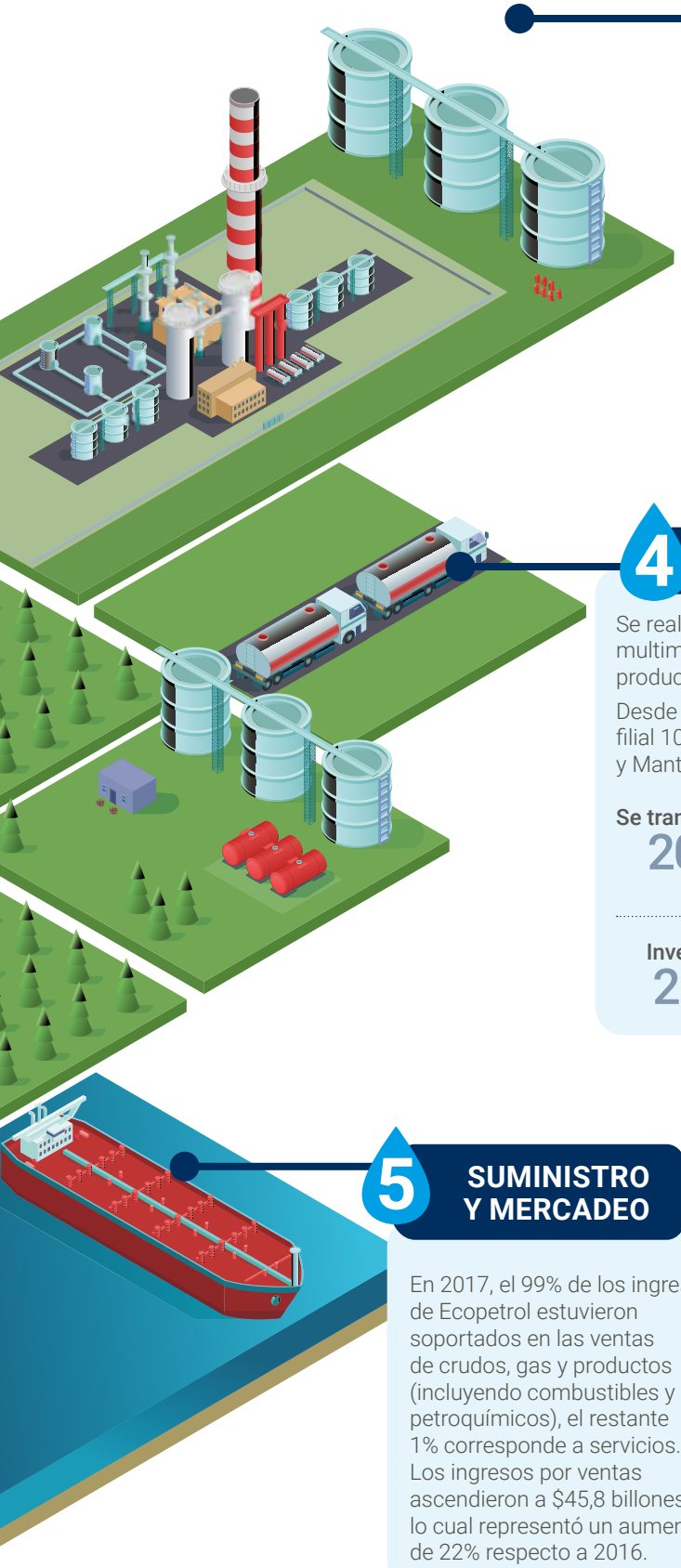
Comprende la producción de crudo y gas, realizada de manera directa o en asocio con otras compañías.

Volumen de producción 2017
= 715 Kbped [591 Kbped CRUDO + 124 Kbped GAS]
Producción equivalente de crudo y gas de Ecopetrol

Inversiones 2017
US$1.204 millones Grupo Ecopetrol en exploración
61% **más que en 2016**
Recuperación del precio del petróleo y mayor rentabilidad

Principales proyectos

	Castilla		Rubiales		La Cira Infantas
	INVERSIÓN	PRODUCCIÓN	INVERSIÓN	PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN
	US$280 millones	114 Kbpd	US$208 millones	118 Kbpd	40 Kbpd



3 REFINACIÓN

Tiene su origen en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, donde los crudos que llegan de los campos se transforman en productos de valor agregado.

El 5 de diciembre de 2017 finalizó la prueba global de desempeño de la nueva refinería de Cartagena, culminando así la etapa de estabilización. Así mismo, en dicho mes se logró la mayor producción de coque petroquímico (82 mil toneladas/mes).

Se logró en 2017 Carga de crudo = 345,5 Kbdc **La más alta en la historia del país**

Cartagena y Barrancabermeja

4 TRANSPORTE

Se realiza a través de los sistemas de oleoductos, poliductos y transporte multimodal (flota fluvial y carro tanques). Lleva los crudos desde los campos de producción hasta las refinerías o los puertos de exportación.

Desde 2013, el negocio de transporte del Grupo Ecopetrol es liderado por Cenit, filial 100% de Ecopetrol S.A, operada a través de su Vicepresidencia de Operación y Mantenimiento de Transporte.

Se transportó en 2017 1.091 Kbped = 823 Kbped CRUDO + 268 Kbped REFINADO

Inversiones 2017 CENIT Y FILIALES = US$187 millones

5 SUMINISTRO Y MERCADEO

En 2017, el 99% de los ingresos de Ecopetrol estuvieron soportados en las ventas de crudos, gas y productos (incluyendo combustibles y petroquímicos), el restante 1% corresponde a servicios. Los ingresos por ventas ascendieron a $45,8 billones, lo cual representó un aumento de 22% respecto a 2016.



Innovación y tecnología

Gracias a la implementación de la estrategia de innovación y tecnología en la cadena de valor, en **2017** se generaron beneficios económicos certificados por **US$652,5** millones. La ejecución de inversiones y gastos en proyectos de innovación y tecnología fue de **$36.000** millones.

En **2017 fueron otorgadas cinco nuevas patentes a Ecopetrol:** cuatro en Colombia y una en Brasil, para un acumulado de **84 patentes vigentes.**

También se generaron cuatro secretos industriales.



CAPÍTULO **3**

DIMENSIÓN **ECONÓMICA**



Tras experimentar en 2016 el nivel de precio más bajo de la historia reciente, el Brent pasó la página más complicada de la crisis en 2017 y se embarcó en una recuperación paulatina desde la segunda mitad del año.



Ecopetrol, Plataforma Offshore Tayrona Departamento del Magdalena

El acuerdo de recortes coordinados de producción de la OPEP y sus aliados en 2017, fue el factor clave que impulsó el mercado de crudo hacia una senda de reequilibrio. No obstante, los factores de riesgo geopolítico han renovado su relevancia.

La demanda fue favorecida por el mejor desempeño económico de los países emergentes, mientras que cambios en la regulación en China impulsaron la demanda de crudo internacional por parte de refinerías independientes.

En las actualizaciones a las proyecciones realizadas en diciembre, EIA e IEA estiman que el incremento en la oferta global de crudo en 2017 habría sido tan solo de +730 Kbd y +600 Kbd, respectivamente.

Tras el acuerdo alcanzado en noviembre 2016 al interior de OPEP, en conjunto con algunos miembros No-OPEP, (así como la posterior extensión del mismo hasta finales de 2017), los límites a los incrementos de la producción cimentaron las bases para darle un piso al precio a partir del cual viene consolidando su recuperación. En términos generales el cumplimiento de los acuerdos es satisfactorio.

A lo largo del año, la expectativa de crecimiento de la oferta No-OPEP por parte de las principales agencias ha venido ajustándose al alza. Sin duda la producción en EE.UU. ha sido una fuente de sorpresa. No obstante, a pesar de un crecimiento anual en la producción de EE.UU. de cerca de 800 Kbd, los inventarios de crudo en EE.UU. al corte al 15 de diciembre se redujeron en 42.5 mmbls (- 8.9%) en 2017.

EE. UU.

Crecimiento anual

INVENTARIOS DE CRUDO

800 Kbd

CORTE AL 15 DIC

42.5 mmbls

-8.9% en **2017**

Si los acuerdos OPEP dieron un piso al precio del petróleo por el lado de la oferta, en 2017 la demanda, proveniente de las economías desarrolladas de América y Europa y en especial de las emergentes de la región de Asia, impulsó el rally del precio durante el tercer trimestre de 2017 y el cuatro trimestre de 2017. IEA estima el crecimiento anual de la demanda global en +1.5 Mmbd para 2017.

Para 2018 las perspectivas del mercado de crudo se enmarcan en el continuo reequilibrio de la oferta, en donde seguirá siendo clave el ajuste del nivel de inventarios globales, lo que se reflejará en una recuperación adicional de los precios respecto a los observados en 2017.

EE.UU. se posicionará como uno de los mayores productores de crudo al lado de Rusia y Arabia Saudita.

Aunque el acuerdo de la OPEP irá hasta finales de 2018, en un escenario muy positivo de precios podrían materializarse riesgos de incumplimiento por parte de algunos miembros con capacidad ociosa, o una finalización del pacto antes de lo acordado (en un caso extremo). Finalmente, se espera que, en medio de las positivas perspectivas de crecimiento económico global, la demanda se mantenga fuerte y siga creciendo.

APORTE DEL SECTOR PETROLERO AL PIB NACIONAL

El desempeño de la actividad económica local se caracterizó en 2017 por el debilitamiento de la demanda interna debido al impacto de la reforma tributaria sobre la inflación, el efecto de una política monetaria contractiva por parte de Banco de la República que se tradujo en mayores niveles de tasas de interés y el incremento del desempleo por la desaceleración económica. Desde el punto de vista de la demanda, la desaceleración del gasto de los hogares (componente de mayor peso en el PIB) se acentuó en el primer trimestre de 2017 principalmente por el incremento de la tarifa general del IVA desde 16% a 19%, la ampliación de la base de tributación del impuesto al consumo y el nuevo impuesto verde sobre los combustibles en los primeros dos meses del año.

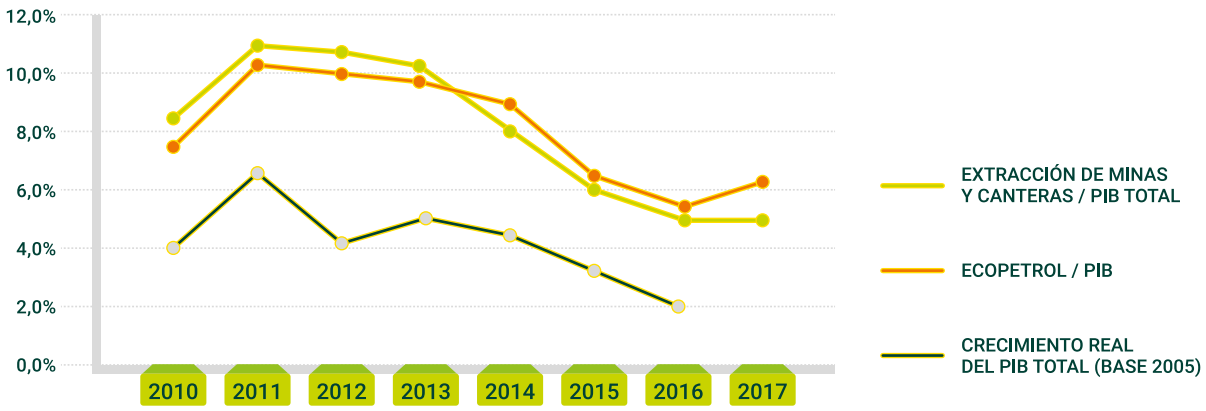
El principal motor de la inversión fija continuó siendo la construcción de obras civiles, con una aceleración moderada frente a 2016, destacándose la importante reactivación de la construcción de oleoductos y obras para la minería, favorecidas por los mejores precios internacionales del petróleo y otras materias primas.

El crecimiento del PIB desde el punto de vista de los sectores económicos (PIB por oferta) estuvo liderado por el sector agropecuario (con un fuerte impulso de la producción de café y otros cultivos), por una moderación en la contracción de la industria y por el desempeño de los servicios sociales, personales y financieros. El sector minero continúa contrayéndose, pero mostrando algunas señales de recuperación gracias al repunte en los precios internacionales del petróleo.

El peso de Ecopetrol dentro del PIB de Colombia se estima en 6,1% al cierre de 2017. Se destaca que la recuperación moderada en los precios del crudo en 2017 habría generado un repunte en el peso frente a lo observado en 2016, cuando fue de 5,5% (Ver gráfico 31).



Gráfico 31. PIB minero y producción de Ecopetrol como porcentaje del PIB total de Colombia



Nota: Se usó la metodología de aproximación al PIB de Ecopetrol mediante los ingresos operacionales del grupo, por lo cual no se incluye en los cálculos el efecto del CAPEX sobre el PIB de minería. Se tomó como supuesto un PIB a precios corrientes para 2017 de alrededor de 900 billones de pesos

103-2 >

ESTRATEGIA FINANCIERA DE ECOPETROL

Durante 2017 se registró una recuperación en los niveles de precio referencia del crudo, superando los promedios de 2015 y 2016. No obstante, Ecopetrol ha mantenido su estrategia financiera de cimentada en sus tres pilares:

Protección de la caja y eficiencia en costos, basada en consolidar ahorros.

Estricta disciplina de capital.

Crecimiento de reservas y producción de manera rentable, segura y limpia.

Para la protección de caja, Ecopetrol centra sus acciones en la generación de caja operativa, política de distribución de dividendos alrededor del 40% y métricas de endeudamiento acordes con el grado de inversión.

Ecopetrol mantiene sus objetivos planteados en el plan de negocio al 2020 donde busca alcanzar una producción de 760 Kbped, con un crecimiento de 6% frente a 2016. En exploración, se aspira incorporar al menos 1.000 millones de barriles de recursos contingentes hasta 2020. Adicionalmente, se tendría la flexibilidad financiera para tener opciones de crecimiento inorgánico.

ANÁLISIS DE INVERSIONES

Al cierre del año 2017, las inversiones del Grupo Ecopetrol ascendieron a US$2.200 millones de los cuales cerca de US$1.680 millones fueron destinados a oportunidades en los negocios de exploración y producción (E&P), es decir un 77% de la inversión total del Grupo. Con respecto al 2016, en 2017 las inversiones en E&P crecieron 38% mientras que en los demás segmentos se redujo alrededor del 60%.



Exploración y producción

El nivel de inversión en E&P, como porcentaje de la inversión total, se ubicó por encima del promedio del período 2013-2016 (58%). Lo anterior obedece al esfuerzo estratégico de focalizar los flujos de inversión en exploración y producción con el objetivo de incorporar reservas.



Refinación

Las inversiones se redujeron del 26%, en promedio durante los últimos cuatro años, al 14% de la inversión total al cierre de 2017. Los mayores montos en este negocio evidenciados en el período 2013-2015 obedecen a la etapa de construcción de la nueva refinería de Cartagena la cual logró su estabilización en 2017 culminando satisfactoriamente la prueba global de desempeño en el mes de diciembre.



Transporte

Las inversiones bajaron de 15% a 9% en 2017 por una mayor eficiencia en el uso de recursos destinados a la ejecución de mantenimientos mayores y de inversiones de continuidad operativa en las redes de oleoductos y poliductos manteniendo los estándares de confiabilidad y desempeño.

La optimización de los recursos destinados a inversión está alineada con la estrategia de protección de la caja, disciplina de capital y crecimiento rentable. Lo anterior ha sido un factor clave para proteger la rentabilidad de los proyectos y fortalecer la capacidad de adaptación de la compañía a un entorno de precios menos favorable que al de hace tres años.

102–7 > 201–1

RESULTADOS FINANCIEROS

BALANCE GENERAL

Al cierre de diciembre de 2017, los activos en el estado de situación financiera del Grupo Ecopetrol disminuyeron 1% ($0,6 billones), llegando a $120,7 billones.

Esta disminución se dio por el efecto combinado de la disminución en propiedad, planta y equipo, recursos naturales e intangibles, principalmente por efecto de mayores depreciaciones y amortizaciones del año con respecto a las inversiones realizadas y la recuperación de impairment de activos reconocido en años anteriores. Asimismo, disminuyó el efectivo y equivalentes de efectivo, principalmente por el uso de recursos para prepago y servicio de la deuda, recursos para CAPEX y pago de dividendos, compensado parcialmente con el flujo de caja generado por la operación y el aumento en la cuenta por cobrar al fondo de estabilización de precios para la gasolina y diésel.

Los pasivos representaron el 59% del total de los activos. Con relación al año anterior, se presentó una disminución de $5 billones, principalmente por los prepagos de deuda en moneda extranjera por USD$2,400 millones durante el 2017.

Al 31 de diciembre de 2017, el nivel de deuda del grupo ascendió a $43,5 billones, de los cuales el 86% es origen moneda extranjera y el 14% es origen moneda nacional.



El patrimonio total ascendió a $49,78 billones, de los cuales, $47,90 billones son atribuibles a los accionistas de Ecopetrol y $1,88 billones, a accionistas no controlantes. Se presentó un incremento de $4,46 billones con relación al año anterior por el efecto combinado del resultado del período, la actualización del cálculo actuarial, la valoración cambiaria de la deuda designada como instrumento de cobertura, y el ajuste por conversión de los activos y pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano.y el ajuste por conversión de los activos y pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano.

201–1 >

Información detallada sobre los Estados Financieros de Ecopetrol (consolidados y no consolidados) se encuentra al final de este reporte.

201–1 >

INDICADORES FINANCIEROS

Los resultados de los indicadores financieros en 2017 fueron (Ver tabla 57):

INDICADORES DE LIQUIDEZ

Corresponden a los recursos requeridos por la compañía para operar en el corto plazo manteniendo un margen para cubrir las fluctuaciones de efectivo como resultado de las operaciones del activo y pasivo corriente.

Al cierre de 2017, los activos corrientes disminuyeron en un 4% respecto al año anterior, principalmente, por la redención de títulos del portafolio de inversiones utilizados para los prepagos de deuda en moneda extranjera por USD 2,400 millones durante el 2017, compensado parcialmente con un incremento en la cuenta por cobrar al fondo de estabilización de precios para la gasolina y diésel.

El incremento en la porción corriente de los pasivos del 3%, se debe al vencimiento de los primeros tramos de los bonos locales e internacionales que se iniciaran a pagar en 2018.



INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO

Representa la proporción de la inversión de la empresa que ha sido financiada con deuda, es decir, con recursos de terceros.

El valor total de los activos que respaldan las deudas con terceros se mantuvo en el 63% para 2016 y en 59% para 2017; asimismo, la concentración del endeudamiento a corto y largo plazo se ubicó en el 2017 en 24% y 76%, respectivamente.

El total de los pasivos disminuyó $5 billones que equivale a un 7% menos respecto al año anterior, principalmente por disminución en el nivel de deuda del Grupo Ecopetrol producto de los prepagos realizados en 2017 por US$2.400 millones, compensado parcialmente con el incremento en pasivos por beneficios a empleados por la actualización actuarial del pasivo pensional.

< 201–1

INDICADOR DE RENTABILIDAD

El margen EBITDA de 2017 se situó en 41.8% frente a 37.7% presentado en 2016, como resultado del incremento en ingresos de 16% asociado principalmente al aumento del precio Brent y mejores diferenciales de la canasta de ventas de crudos y productos. Asimismo, incrementaron las ventas locales debido al manejo de la contingencia en el oleoducto Caño Limón Coveñas, mayores ventas de combustóleo, diésel, gasolina y gas natural.

Los gastos operativos disminuyeron $2.4 billones impactado principalmente por las reversiones de *impairment* reconocidos en años anteriores, producto de las nuevas variables de mercado.

El resultado financiero en 2017 incrementó en $1,3 billones frente al año anterior, debido a que la posición en dólares del Grupo Ecopetrol es cercana a cero, como resultado de la aplicación de la contabilidad de coberturas naturales y la asignación eficiente de deuda dentro de las sociedades que conforman el Grupo Ecopetrol bajo el marco de la optimización de estructura de capital.

Como resultado de lo anterior, se generó una disminución en ingresos financieros de $963 mil millones. Asimismo, en 2016 se generaron ingresos por la reversión de la provisión relacionada con un litigio en Santiago de las Atalayas, compensado parcialmente con un menor gasto de intereses financieros.

La rentabilidad sobre los activos del Grupo Ecopetrol en 2017 fue de (6%), reflejando un incremento de 4% frente al 2016 (2%), principalmente por los mejores resultados ($7,4 billones) frente a la utilidad del año anterior ($2,4 billones).

INDICADOR DE ACTIVIDAD

Como resultado de lo anterior el índice de actividad de la empresa se ubicó en 0,5 puntos (frente a 0,4 puntos en el 2016).

Tabla 57. Indicadores financieros consolidados (Millones de pesos)

INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	2017	2016	2015	2014
INDICADORES DE LIQUIDEZ				
Capital de trabajo (Activo corriente - Pasivo corriente)	**6.771.599**	11.730.897	3.772.065	1.644.424
Razón corriente (Activo corriente / Pasivo corriente)	**1,5**	2,0	1,3	1,1
Prueba ácida (Activo corriente - Inventarios) / Pasivo corriente	**1,3**	1,8	1,1	0,9
INDICADOR DE ENDEUDAMIENTO				
Nivel de endeudamiento (Total pasivo / Total activo)	**56%**	57%	57%	47%
Apalancamiento financiero total (Total pasivo / Patrimonio)	**1,3**	1,3	1,3	0,9
Concentración a corto plazo (Pasivo corriente / Total pasivo)	**22%**	19%	20%	27%
Concentración a largo plazo (Pasivo no corriente / Total pasivo)	**78%**	80%	80%	73%
INDICADOR DE RENTABILIDAD				
Margen operacional (Utilidad operacional / Ventas)	**17%**	11%	2%	23%
Margen neto (Utilidad neta / Ventas)	**14%**	4%	-9%	10%
Rendimiento sobre activos - ROA (Utilidad neta / Activos totales)	**6%**	2%	-4%	6%
Rendimiento sobre patrimonio - ROE (Utilidad neta / Patrimonio)	**14%**	4%	-9%	12%
EBITDA	**14.760.856**	10.333.569	8.736.620	20.376.143
Margen EBITDA	**32%**	27%	20%	35%
INDICADOR DE ACTIVIDAD				
Rotación del activo total: Ventas netas / Activo total	**0,43**	0,38	0,43	0,64

Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

EJECUCIÓN PRESUPUESTAL

La Junta Directiva en su sesión del 18 de noviembre de 2016, aprobó el presupuesto para el año 2017 el cual fue elaborado con un precio de referencia Brent de US$48 por barril y una tasa de cambio promedio año estimada de $2.950 por US$1.

Presupuesto estimado

2017

Precio de referencia Brent

US$48

$2.950
por US$1

Tasa de cambio promedio año

Entre los propósitos inmediatos del Grupo Ecopetrol se encontraba lograr una producción de crudo y gas de 715 Kbde y el cumplimiento de metas e indicadores con criterios de sostenibilidad, generación de valor y operación eficiente.

En 2017 el precio promedio de referencia Brent fue de US$55 por barril y la tasa representativa de mercado promedio fue de $2.951 por US$1. La canasta total de crudos del Grupo se fortaleció en el mercado internacional, pasando de estar US$-9,4 por barril en 2016 a US$ -6,9 por barril en 2017.

Con respecto a la producción, se cumplió la meta establecida de 715 Kbde, con un comportamiento destacado de campos como Chichimene, Castilla, Cupiagua y Cusiana, esto a pesar de los atentados sufridos en la infraestructura de transporte.

$55,2 billones

$27,5 billones	$21,8 billones	$4,1 billones	$1,8 billones
Ventas combustibles y petroquímicos	**Ventas de crudo**	**Servicios**	**Ventas de gas**

Respecto a los costos y gastos la ejecución fue del 100% del presupuesto aprobado, manteniendo el foco en crecimiento rentable definido en el programa de transformación empresarial.

EBITDA 2017
fue generado por los segmentos

$13,2 billones	$7,9 billones	$1,9 billones
Upstream	***Midstream***	***Downstream***

$23,1 billones
Ebitda

$5,1 billones
más que en 2016

$1,7 billones
por encima de lo presupuestado



Ecopetrol, Estación *Acacias*, departamento del Meta.

El Grupo Ecopetrol inició operaciones con una posición de caja de $14,1 billones y generó internamente recursos por $21,2 billones; con los cuales se atendieron las necesidades de inversión, dividendos y financiación, incluidos los prepagos de deuda realizados por un valor aproximado de $7,2 billones.

Al cierre de 2017

el Grupo Ecopetrol terminó con

recursos de **$13.8** billones disponibles

superior al

presupuesto de **$10,7** billones

Desde el punto de vista de las inversiones, Ecopetrol ejecutó US$2.200 millones, de estos recursos el 62% fueron asignados al negocio de producción, el 17% al de exploración, 12% al de refinación y el restante a transporte.

GASTOS LABORALES

La planta de personal para el año 2017 ascendió a 9.282 trabajadores correspondiente a un incremento del 4,9%. Se realizaron 732 vinculaciones, 152 revinculaciones y 417 desvinculaciones.

El incremento salarial para los trabajadores de Ecopetrol beneficiarios del régimen convencional y adheridos al Acuerdo 01 se hizo efectivo a partir de julio de 2017 y fue del 5,20% correspondiente a la inflación anual publicada por el DANE al cierre de junio de 3,99% más 1,21% adicional.

Las partidas y beneficios contemplados, tanto en la Convención Colectiva de Trabajo como en el Acuerdo 01, fueron modificadas conforme a lo establecido en el régimen salarial y prestacional. La variación de los costos y gastos laborales de los años 2017 y 2016, fue del 7% (ver tabla 58).

201-3 > **Tabla 58.** Variación de costos y gastos laborales 2017 y 2016

	ACUMULADO (M$)		
	2017	**2016**	**VARIACIÓN**
Sueldos y salarios	**902.337**	824.803	9%
Prestaciones sociales	**268.930**	260.928	3%
Beneficios	**464.642**	334.007	39%
Salud	**267.976**	230.639	16%
Plan de retiro	**8.515**	168.680	-95%
Educación	**120.662**	109.453	10%
Aportes parafiscales	**193.190**	174.765	11%
Otros beneficios	**84.617**	58.886	44%
TOTAL	**2.310.867**	**2.162.161**	**7%**

Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

201-3 > Es importante tener en cuenta que como parte de las prestaciones sociales se incluyen los aportes para pensiones. De acuerdo con lo establecido en la normativa legal colombiana, el aporte para pensiones corresponde al 16% del sueldo mensual de cada trabajador. De este valor, el 4% es aportado por el empleado y 12% por la empresa.

201–4 >

IMPUESTOS Y TRANSFERENCIAS A LA NACIÓN

Ecopetrol es uno de los más importantes contribuyentes de impuestos nacionales y territoriales en Colombia. Su política fiscal propende el cumplimiento de sus obligaciones legales dentro de las normas vigentes y la obtención de la mayor cantidad de beneficios tributarios para la compañía. Los impuestos a cargo de Ecopetrol se resumen en la tabla 59.

Tabla 59. Detalle de impuestos a cargo de Ecopetrol

TIPO DE IMPUESTO	IMPUESTO
Nacional	• Renta y complementarios • Impuesto sobre la renta para la Equidad (CREE) • IVA régimen común • Agente de retención de renta, IVA • Sobretasa nacional al ACPM • Impuesto nacional a la gasolina y ACPM • Impuesto a la riqueza • Gravamen a los movimientos financieros
Territorial	• Impuesto de industria y comercio, avisos y tableros • Agentes retenedores de industria y comercio • Alumbrado público • Vehículos • Predial • Sobretasa a la gasolina • Impuesto de transporte

Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

El valor pagado por Ecopetrol incluye los impuestos asumidos por la compañía y las retenciones o recaudos de impuestos que realiza a terceros y gira a las diferentes autoridades tributarias en su calidad de agente de retención.

Los principales pagos realizados por impuestos durante los dos últimos años se presentan en la tabla 60.

Tabla 60. Valor por concepto de impuestos y transferencias pagadas a nivel nacional y territorial (Cifras en millones de pesos)

TIPO DE IMPUESTO	2014	2015
IMPUESTOS PROPIOS		
Impuesto de renta	2.972.253	1.493.191
Impuesto de renta para la Equidad CREE	1.219.524	1.145.108
Autorreteción de retención para la Equidad - CREE	963.120	719.575
Autorretenciones por renta	902.634	651.671
Impuesto al patrimonio / riqueza	476.494	417.115
Impuesto global (vigente hasta 2013)	-	-
Impuesto nacional a la gasolina y al ACPM	250.349	282.643
Impuesto al carbono	-	-
Sobretasa nacional al ACPM	4.292	2.042
Impuesto a las ventas	-	-
Impuesto de industria y comercio	199.418	162.106
Impuesto predial	17.541	18.390
Impuesto de transporte	45.854	103.089
Gravamen a los movimientos financieros	207.260	139.769
Impuesto de vehículos	328	299
Impuesto de alumbrado	13.548	15.000
Sobretasa a la gasolina	-	-
Subtotal impuestos propios	**7.272.615**	**5.149.998**
RECAUDO DE TERCEROS		
Impuesto nacional a la gasolina y al ACPM	2.253.142	2.543.783
Retención en la fuente por renta / IVA / timbre	902.634	766.895
Retención de terceros impuesto CREE	-	-
Impuesto global (Vigente Hasta 2012)	-	.
Sobretasa nacional al ACPM	38.628	38.332
Impuesto al carbono	-	-
Retención en la fuente de industria y comercio	67.634	75.392
Subtotal Impuestos Recaudo de Terceros	**3.262.038**	**3.424.401**
TOTAL	**10.534.653**	**8.574.399**

Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

2016	2017	RENGLÓN	DESTINO
-	**372.438**	Renta y otros	Nación
-	**-**	Renta y otros	Nación
634.400	**75.130**	Renta y otros	Nación
548.792	**1.407.033**	Renta y otros	Nación
368.844	**147.168**	Renta y otros / Impuesto al patrimonio	Nación
-	**-**	Impuesto global	Nación
304.193	**2.706**	Impuesto nacional	Nación
-	**556**	Impuesto al carbono	Nación
934	**40**	Sobretasa a la gasolina y ACPM	Nación
2.525	**865.288**	IVA	Nación
136.758	**136.819**	Renta y otros	Municipios
18.538	**22.801**	Renta y otros	Municipios
103.875	**113.412**	Renta y otros	Municipios
84.672	**95.579**	Renta y otros	Nación
795	**182**	Renta y otros	Municipios
12.367	**13.775**	Renta y otros	Municipios
-	**5**	Sobretasa a la gasolina y ACPM / Renta y otros	Departamentos / Municipios
2.216.693	**3.252.932**		
2.737.738	**1.181.870**	Impuesto nacional	Nación
580.003	**639.167**	Renta y otros	Nación
-	**-**	Renta y otros	Nación
-	**-**	Impuesto global	Nación
36.986	**44.278**	Sobretasa a la gasolina y ACPM / Renta y otros	Nación
-	**345.762**	Impuesto al carbón	Nación
45.509	**35.495**	Renta y otros	Municipios
3.400.236	**2.246.571**		
5.616.929	**5.499.503**		

El total de las transferencias que realizó Ecopetrol a la Nación en 2017, representadas en compras de crudo a la ANH, regalías, dividendos e impuestos propios y recaudo de terceros, ascendió a $5,49 billones.

EVOLUCIÓN DE LA ACCIÓN

La Bolsa de Valores de Colombia (BVC), experimentó una valoración durante el 2017, favorecida por un mejor desempeño del precio del crudo. El Brent subió 18% durante el año, pasando de niveles de US$56 por barril a US$66 por barril. El índice COLCAP, principal referencia de la Bolsa de Valores de Colombia, tuvo una valorización del 12% durante 2017.

El precio de la acción de Ecopetrol cerró el año en $2.210, con una valorización del 60%. La acción alcanzó en 2017 un máximo de $2.210 el 31 de diciembre, y un mínimo de $1.290 el 14 de marzo. En la tabla 61 y en los gráficos 32 y 33 se observa el comportamiento de la acción de Ecopetrol en 2017.

Tabla 61. Comportamiento de la acción de Ecopetrol en la BVC (cifras en pesos)

DESCRIPCIÓN	VALOR
Precio enero 01 / 2017	**$1.380**
Precio diciembre 31 / 2017	**$2.210**
Precio promedio	**$1.457,49**
Precio mínimo	**$1.290**
Precio máximo	**$2.210**
Valorización Ecopetrol	**60%**
Valorización COLCAP	**12%**

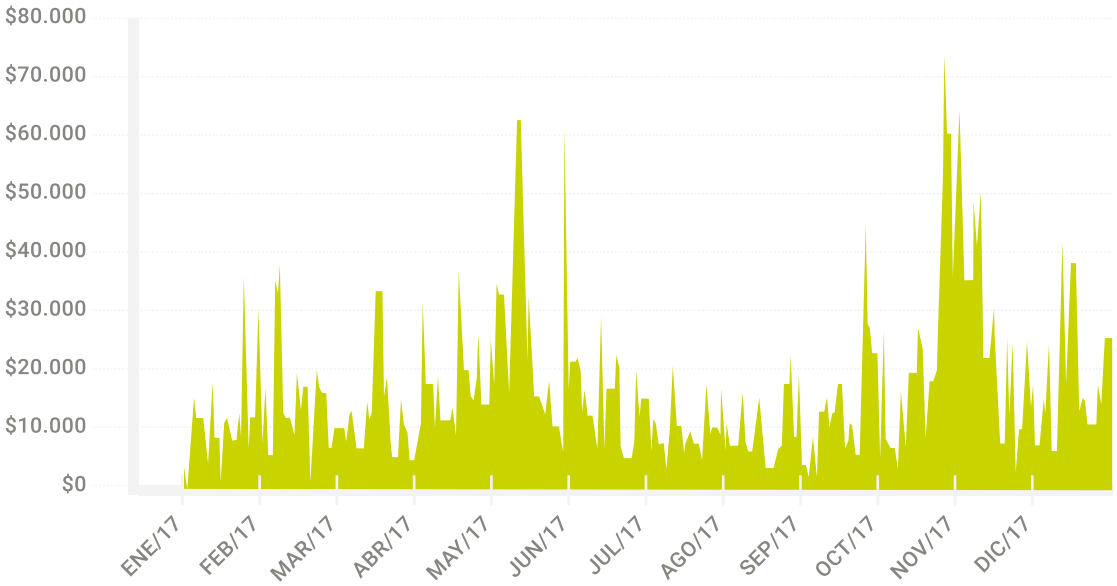
Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

Gráfico 32. Precio de la acción de Ecopetrol en la BVC (Pesos Colombianos)



Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

Gráfico 33. Volumen negociado de Ecopetrol en la BVC 2017(millones de pesos)



Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

EVOLUCIÓN DEL ADR EN LA BOLSA DE NUEVA YORK (NYSE)

El ADR de Ecopetrol cerró el 2017 con un precio de US$14,63, lo que equivale a una valorización de 62% frente al cierre del 2016. El comportamiento del ADR fue superior a la valorización de las compañías de petróleo y gas, que aunque se vieron beneficiadas por el incremento en el precio del petróleo, fue en menor proporción al ADR de Ecopetrol.

El ADR alcanzó un máximo de US$14,63 el 31 de diciembre y un mínimo de US$ 8,60 el 14 de marzo. En la tabla 62 y los gráficos 34, 34A y 35, se observa el comportamiento de los ADR en 2017.

Tabla 62. Comportamiento del ADR de Ecopetrol en la NYSE

DESCRIPCIÓN	VALOR
Precio enero 1/2017	**US$9,05**
Precio diciembre 31/2017	**US$14,63**
Precio promedio	**US$9,85**
Precio mínimo	**US$8,60**
Precio máximo	**US$14,63**
Valorización ADR	**62%**
Valorización S&P 500 *Oil&Gas*	**-2%**

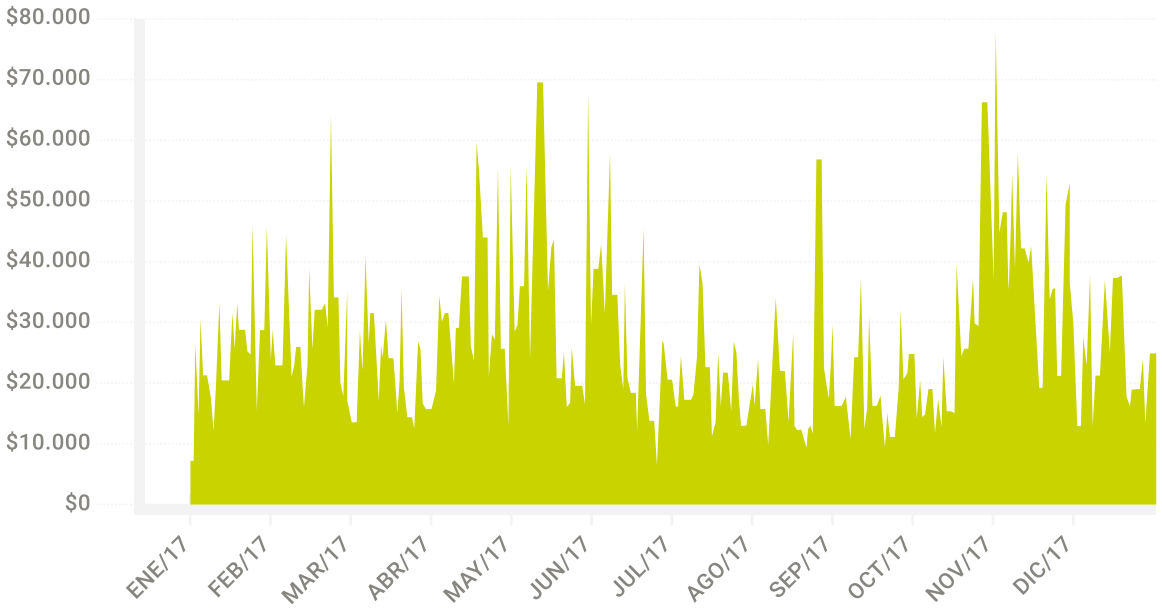
Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

Gráfico 34. Precio del ADR de Ecopetrol en la NYSE (Dólares)



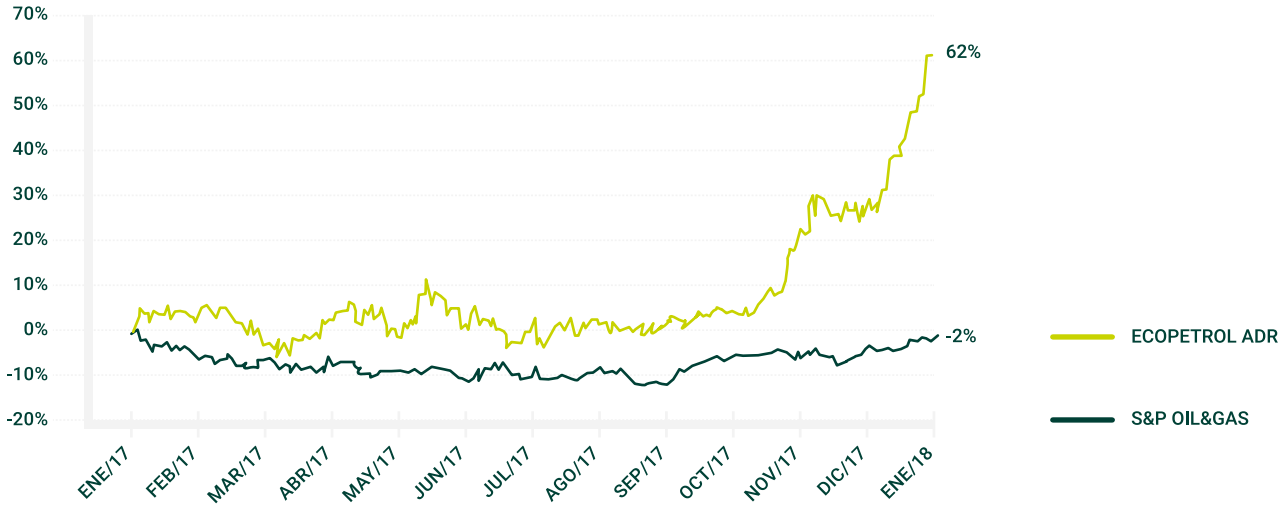
Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

Gráfico 34A. Volumen de ADR negociados en la NYSE



Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

Gráfico 35. Valoración del ADR de Ecopetrol vs Índice S&P *Oil&Gas*



Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

CUMPLIMIENTO DE NORMAS

Durante 2017, Ecopetrol cumplió con todas sus obligaciones de publicación de información relevante, de la Ley Sarbanes-Oxley (SOX) como emisor de valores ante la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE), al igual que con las obligaciones como emisor sujeto a reporte en Canadá frente a los entes regulatorios Ontario Securities Commission (OSC) y Alberta Securities Commission (ASC).



INFORMACIÓN RELEVANTE

En 2017 se cumplieron todas las obligaciones de revelación de información relevante en Colombia y en el exterior. El resumen de la gestión es la siguiente:

EN COLOMBIA
se publicaron 77 comunicados de información relevante ante la Superintendencia Financiera de Colombia.

EN ESTADOS UNIDOS
se publicaron 47 comunicados de prensa y 33 documentos bajo el formato *6-K* que exige la *Securities and Exchange Commission* (SEC, por sus siglas en inglés).

EN CANADÁ
se publicaron 31 documentos en *SEDAR*.

Todos los comunicados se divulgaron de manera oportuna al mercado y se encuentran disponibles en la página de la Superintendencia Financiera de Colombia: **www.superfinanciera.gov.co**, sección Información Relevante; y en la página de la SEC: **www.sec.gov,** sección *Filings, Search for Company Filings, Company or fund name, ticker symbol, CIK (Central Index Key), file number, state, country, or SIC (Standard Industrial Classification)*; en la página de TSX *(Toronto Stock Exchange)* **www.tmx.com**, sección *Get quote*, con el símbolo *ECP*, sección *News Headlines for Ecopetrol S.A.*, así como en la página electrónica de Ecopetrol: **www.ecopetrol.com.co.**



201–4 >

ESTRATEGIA TRIBUTARIA

Los principales aspectos en los que se basa la planeación tributaria de Ecopetrol están relacionados con:

Aprovechar los beneficios tributarios (deducciones especiales, descuentos, pérdidas fiscales, etc.) contemplados en la legislación tributaria vigente.

Participar activamente en la estructuración de los nuevos negocios de la compañía, buscando la optimización de la carga tributaria de los mismos.

Trabajar en conjunto con la autoridad tributaria (DIAN) y el ministerio de Hacienda y Crédito Público con el fin de participar activamente en la emisión de nueva legislación y doctrina tributaria.

RIESGOS TRIBUTARIOS

Ecopetrol ha identificado sus principales riesgos tributarios que en el caso de materializarse podrían afectar a la compañía con el pago de multas, sanciones e intereses a autoridades tributarias.

Si bien cualquier materialización de un riesgo origina costos financieros para la compañía, se han identificado los siguientes como los más importantes desde el punto de vista tributario.

Cambios adversos de la legislación tributaria que impliquen un mayor valor del pago de impuestos para Ecopetrol.

Asumir posiciones fiscales agresivas que impliquen posibles cuestionamientos por parte de la autoridad tributaria.

Desconocimiento de legislación internacional en la cual la Ecopetrol pueda realizar dichas operaciones.

RELACIONAMIENTO CON ACCIONISTAS

El compromiso de Ecopetrol con sus accionistas es asegurar la sostenibilidad del negocio a través de una gestión ética, transparente y responsable. Para esto, además de maximizar el valor de las acciones, debe mantener una relación que permita a sus 341.150 accionistas (cifra con corte a 31 de diciembre de 2017), conocer la gestión económica, social y ambiental que desarrolla la empresa, pues de ello depende su éxito en el largo plazo.

SOLICITUDES RECIBIDAS Y OPORTUNIDAD EN LA RESPUESTA

En 2017 se recibieron 84.016 solicitudes de accionistas, de las cuales el 99,7% fueron atendidas de manera oportuna, sobre una meta del 90% para un cumplimiento del indicador de 110%. En la tabla 63 se detalla el indicador.

Tabla 63. Solicitudes de accionistas y oportunidad de respuesta

TIPOLOGÍA	NÚMERO DE SOLICITUDES	OPORTUNIDAD EN RESPUESTA
Consulta primer nivel	76.786	99.95%
Consulta segundo nivel	7.080	99.10%
Quejas y reclamos	55	100%
Derechos de petición	95	100%
TOTAL	**84.016**	**99,76%**

Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

NIVEL DE SATISFACCIÓN DE ACCIONISTAS E INVERSIONISTAS

Para conocer la satisfacción sobre el servicio recibido, en 2017 se realizaron 14.056 encuestas entre los accionistas y 57 entre los inversionistas. El nivel de satisfacción alcanzó el 100,29% sobre una meta del 100%. Este resultado es inferior al obtenido en 2016, cuando la cifra llegó a 109,69%.

ACTIVIDADES DE FIDELIZACIÓN E INFORMACIÓN A ACCIONISTAS

Durante 2017 se atendieron 43.570 accionistas a través de distintas actividades de fidelización que se resumen así:

Asamblea de accionistas

En el pabellón de Atención al Accionista durante la Asamblea General Ordinaria de 2017, se atendieron 677 accionistas

Boletín informativo para acaccionistas

Se envió un boletín con los temas más relevantes de cada trimestre e información de interés para los accionistas.



103–1 > 103–2 103–3 419–1

ASUNTOS LEGALES

Con corte a diciembre de 2017, Ecopetrol tenía a su cargo 1.531 procesos jurídicos: 692 como demandado y 839 como demandante. Entre estos se encuentran litigios contencioso-administrativos, procesos civiles, acciones constitucionales, arbitramentos y procesos penales.

Durante el año se cerraron 734 procesos con rol Ecopetrol demandado, de los cuales 631 fueron fallados a favor y 103 en contra de los intereses de la empresa. En cuanto a los procesos cerrados bajo el rol Ecopetrol demandante, el reporte de la gestión judicial indica que de 214 procesos que fueron cerrados, 181 fueron fallados favorablemente y 33 en contra.

En cuanto a procesos laborales, en 2017 se registraron 3.432 procesos: 2.996 con rol Ecopetrol como demandado y 436 como demandante (tabla 64).



Tabla 64. Total de procesos laborales

ROL ECOPETROL	NÚMERO
Demandado	**2.996**
Laboral especial	45
Laboral ordinario	1.701
Querella laboral	86
Reclamación laboral	737
Tutela	427
Demandante	**436**
Laboral especial	214
Laboral ordinario	209
TOTAL GENERAL	**3.432**

Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.



154 PROCESOS SOLIDARIDAD

196 RECONOCIMIENTO DE PENSIÓN

230 PROCESOS DESPIDO SIN JUSTA CAUSA INDEMINZACIÓN Y/O REINTEGRO

256 PROCESOS REAJUSTE PENSIONAL

En 2017, 6 trabajadores cuyos contratos de trabajo terminaron por distintas razones fueron reintegrados. Cuatro de estos reintegros se ordenaron al considerar los jueces de tutela que los trabajadores gozaban de estabilidad laboral reforzada por encontrarse en estado de debilidad manifiesta.



419–1 >

PROCESOS JUDICIALES

Con corte a 31 de diciembre de 2017, 396 procesos judiciales con rol de Ecopetrol como demandado, cuentan con provisión contable.

El 37% del valor provisionado ($25.000 millones) se encuentra distribuido en los cinco procesos siguientes (tabla 65).

Tabla 65. Procesos judiciales - Ecopetrol Demandado - Provisionados

PROCESO	VALOR PROVISIONADO (millones de pesos)	ESTADO
Administrativo Ordinario Reparación Directa	**11.000**	Sentencia de primera instancia desfavorable a Ecopetrol. A la fecha al despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.
Administrativo Ordinario Desequilibrio Contractual	**5.300**	Sentencia de primera instancia desfavorable a Ecopetrol. A la fecha al despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.
Administrativo Ordinario	**3.500**	Sentencia de primera instancia desfavorable a Ecopetrol. A la fecha en trámite de segunda instancia en el Consejo de Estado. Pendiente prueba pericial ordenada de oficio y pendiente la decisión de la medida cautelar innominada solicitada por Ecopetrol.
Administrativo Ordinario Reparación Directa	**3.000**	Sentencia de primera instancia desfavorable a Ecopetrol. A la fecha al despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.
Reparación Directa	**2.200**	Sentencia de primera instancia desfavorable a Ecopetrol. El proceso se encuentra en segunda instancia ante el Tribunal Administrativo de Norte de Santander

Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

Por su parte, los principales procesos judiciales en los que Ecopetrol actúa como demandante suman $381.400 millones.

En cuanto a los procesos relacionados con comunidades, con corte a diciembre de 2017, se reportan los siguientes casos (tabla 66 y 67).

Tabla 66. Procesos judiciales relacionados con comunidades

NÚMERO DE ACCIONES	TIPO DE ACCIÓN	DESCRIPCIÓN
6	**Tutela**	No cumplimiento de consulta previa (5). Nulidad escrituras de legalización de servidumbres (1).
1	**Nulidad y restablecimiento del derecho**	Ilegalidad del acto que declara como zona de reserva especial a favor de ECOPETROL, en su condición de Empresa Industrial y Comercial del Estado, la delimitada como área de interés perforatoria "Gibraltar" con una extensión aproximada de 1.489 hectáreas 1.545 km^2.
2	**Restitución y formalización de tierras**	Restitución de tierras presentada por la Unidad Administrativa Especial de Gestión de Restitución de Tierras Territorial Meta.
1	**Acción Popular**	Amparo de derechos colectivos.

Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Jurídica

Tabla 67. Litigios con comunidades Locales

NÚMERO DE ACCIONES	TIPO DE ACCIÓN	DESCRIPCIÓN
3	**Acción Popular**	Amparo de derechos colectivos, por actividad sísmica (1) y derrame de hidrocarburos (2).
3	**Acciones de grupo**	Derrame durante maniobra de cargue de buque tanque (2). Explosión por hechos de terceros (1).

Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia Jurídica

DEMANDAS POR COMPETENCIA DESLEAL, PRÁCTICAS MONOPOLÍSTICAS Y CONTRA LA LIBRE COMPETENCIA

Durante 2017 no se presentaron ni se fallaron en contra de Ecopetrol acciones relacionadas con prácticas contra la libre y leal competencia económica o por prácticas comerciales restrictivas.

SANCIONES Y MULTAS

En 2017 el Ministerio de Trabajo impuso a Ecopetrol una sanción por presunta vulneración del derecho de asociación sindical por considerar que el Acuerdo 01 de 1977 se constituye en un pacto colectivo y un elemento de discriminación antisindical y violación de la libertad sindical.

El día 9 de febrero de 2017 se notificó a Ecopetrol S.A. la Resolución N° 0119 del 19 de enero de 2017, por medio de la cual se sanciona a Ecopetrol S.A. por la presunta vulneración del derecho de asociación sindical. Multa de 100 SMLMV equivalente a $73.771.000. Esta Resolución fue recurrida por Ecopetrol y los recursos se encuentran en trámite.

Durante el 2017 no se reportaron multas o sanciones fruto del incumplimiento de la normativa en relación con el suministro, uso de productos, etiquetado y servicios de la organización.

Tampoco se reportaron incumplimientos de la regulación y los códigos voluntarios de marketing, publicidad, promoción y patrocinio.

En cuanto a normas ambientales, se confirmó la resolución DPT 1162 de 2016, expedida por Corpoamazonía, que contiene una multa contra Ecopetrol por valor de $1.054 millones.

Finalmente, no se la ha impuesto a Ecopetrol ninguna sanción no monetaria por el incumplimiento de la legislación y las normas ambientales. < 307–1

INFORME ESPECIAL DE GRUPO ECOPETROL



Se presenta el siguiente informe especial de Grupo Ecopetrol con el fin de dar cumplimiento al artículo 29 de la Ley 222 de 1995.

PRINCIPALES CAMBIOS EN LA ESTRUCTURA DEL GRUPO ECOPETROL DURANTE 2017

102–42 > Con corte a diciembre 31 de 2017, el Grupo Ecopetrol contaba con 29 sociedades subordinadas y 9 participaciones accionarias, en otras sociedades, de forma directa y/o a través de sus filiales, como se muestra en la ilustración. Actualmente, el Grupo Ecopetrol tiene compañías con operación en Brasil, Perú, Golfo de México (Estados Unidos) y México.

ESTRUCTURA

GRUPO ECOPETROL

Hoy contamos con el siguiente portafolio de inversiones subordinadas y Participantes Accionarias.
9 participaciones accionarias y 29 compañias subordinarias

Fecha del corte 31 de dicicembre de 2017.

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		
SUBORDINADAS		PARTICIPACIÓN ACCIONARIA
equion	(b) 51%	
ecopetrol GERMANY	(c) 100%	
ecopetrol PERÚ	100%	
ecopetrol AMÉRICA	100%	Offshore International Group 50%
ecopetrol MÉXICO	100%	
ecopetrol COSTA AFUERA COLOMBIA	100%	
ecopetrol BRASIL	100%	
HOCOL	(b) 100%	

TRANSPORTE

SUBORDINADAS		PARTICIPACIÓN ACCIONARIA
cenit	100%	Serviport S.A. (a) 49%
bicentenario	55,97%	
OCENSA	72,65%	
	73%	TRANSGAS DEL OCCIDENTE S.A. (a) 10,20%
ODL	(b) 65%	

REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA

SUBORDINADAS		PARTICIPACIÓN ACCIONARIA
reficar Refinería de Cartagena S.A.	100%	SOCIEDAD PORTUARIA OLEOFINAS Y DERIVADOS S.A. (a) 50%
esenttia	100%	ZONA FRANCA DE CARTAGENA S.A. (a) 9,79%
PROPILCO		
COMAI		SOCIEDAD PORTUARIA DEL DIQUE 0,51%
ESENTTIA RESINAS DEL PERÚ SAC		

ENERGÍAS ALTERNATIVAS

SUBORDINADAS		PARTICIPACIÓN ACCIONARIA	
BIOENERGY	98,5%	ecodiesel	50%
BIOENERGY ZONA FRANCA			

VEHÍCULOS DE INVERSIÓN

SUBORDINADAS		PARTICIPACIÓN ACCIONARIA	
BLACK GOLD RE	100%	Invercolsa	50%
ECOPETROL CAPITAL A.G.			
ANDEAN CHEMICALS LTD			
HOLCOL PETROLEUM LIMITED			
ECOPETROL GLOBAL ENERGY SLU		Concentra	50%
ECOPETROL GLOBAL CAPITAL SLU			
SANTIAGO OIL COMPANY (b)	51%	ENERGIA de Bogotá	50%
COLOMBIA PIPELINES LIMITED			
AMANDINE HOLDINGS CORP. (c)	98,5%		
LOS ARCES GROUP CORP. (c)			

(a) Participación accionaria de Compañía Subordinada de Ecopetrol S.A.
(b) Compañía extranjera que tiene sucursal de sociedad extranjera en Colombia.
(c) Compañía en proceso de liquidación.
(*) Los % de participación relacionados hacen referencia a Participación directa e indirecta de Ecopetrol S.A,, La información de esta estructura no cuenta con la totalidad de las participaciones accionarias ni las cifras decimales, por lo que sólo se debe usar para fines ilustrativos.
Se reportan las Compañías que son denominadas Participaciones accionarias (Directas de Ecopetrol S.A), Filiales , Subsidiarias así como las Participaciones accionarias de las compañías subordinadas de Ecopetrol S.A.

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

Durante 2017 se presentaron los siguientes cambios en la estructura del Grupo:

Como parte de la consolidación del segmento de transporte en CENIT, en enero 2017, se culminó el proceso de fusión por absorción entre Sento S.A.S y Cenit S.A.S ("CENIT") siendo esta última la sociedad absorbente. En consecuencia, CENIT quedó como titular directo de la participación correspondiente al 51,28% de Oleoducto de Colombia - ODC.

Con el propósito de dar cumplimiento a los requerimientos legales de Angola derivados de las participaciones que se tenían en los bloques exploratorios 38/11 y 39/11 de ese país, ECP *Oil & Gas* Germany GmbH registró en Angola una sucursal ECP *Oil & Gas* Germany GMBH – Sucursal Angola.

En línea con la estrategia de diversificación y fortalecimiento del portafolio de exploración y producción, y como resultado de la adjudicación de los contratos de exploración y extracción en México. En el mes de agosto se constituyó la subsidiaria ECP Hidrocarburos México S.A. de C.V. cien por ciento (100%) propiedad de Ecopetrol S.A. Sus accionistas son las filiales Ecopetrol Global Energy SLU, sociedad incorporada en España, con una participación del 99% del capital accionario, y Ecopetrol America Inc, sociedad incorporada en Estados Unidos, con una participación del 1%.

En el mes de octubre de 2017 se culminó el programa de enajenación de la participación accionaria de propiedad de Ecopetrol, en la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), concluyendo la desinversión total en esta compañía.



UPSTREAM

HOCOL S.A.

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

Participación indirecta de 100% a través de Hocol Petroleum Limited en Bermudas.

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Compañía dedicada a la búsqueda, producción y transporte de hidrocarburos en distintas regiones de Colombia. Durante los últimos años ha ampliado su presencia inicial del Valle Superior del Magdalena a otras zonas como el Valle Inferior del Magdalena, los Llanos, el Piedemonte y la Guajira. La Compañía ha extendido igualmente el rango de sus intereses para cubrir la exploración y producción de crudos pesados, extrapesados y gas condensado, adecuando los procesos y tecnologías para responder con eficiencia y oportunidad a las necesidades energéticas del país. Su producción proviene principalmente de los campos Ocelote, Bonga-Mamey y Espinal situados en el departamento del Meta, valle inferior y superior del Magdalena, respectivamente.

PRINCIPALES LOGROS 2017

- Durante el año 2017 Hocol alcanzó una producción promedio de KBOEPD 27,5 antes de regalías, logró la adición de MMBOE 5,2 de Reservas 1P y la incorporación de MMBOE 5,3 de Recursos contingentes, todo bajo una operación limpia y segura, cerrando con un indicador TRCF de 0,6. Después de apalancar el 100% de sus inversiones, realizó el pago de US$ 65 millones de dividendos a ECP, alcanzando un pago total desde su adquisición de US$ 706 millones.
- Adquisición de 518 Kms Lineales de sísmica de alta calidad en los bloques SN 8 y 18 en el VIM, con 1,8 millones de horas hombre, 0 incidentes reportables, en cumplimiento del cronograma y ahorros por esquema de contratación de US$ 3 millones.
- Firma de contratos de suministro de gas con Reficar, promoviendo sinergias y la mejor alternativa de negocio para el GEE.
- Viabilidad del proyecto de Crudos Pesados Godric Norte.
- Adición de 3 pozos en la campaña de perforación Guarrojo, como respuesta a necesidades de Producción.
- Adquisición de 50% de participación del Bloque CPO 17 a Maurel & Prom.

OPERACIONES DE MAYOR IMPORTANCIA

Con esta subsidiaria se realizaron compras y ventas de productos y servicios por la suma total de $355.858 millones donde la compra de crudo fue el concepto más relevante. El saldo neto de las obligaciones al 31 de diciembre de 2017 es de $97.709 millones a favor de Hocol S.A.

EQUION ENERGÍA LIMITED

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

51% participación directa de Ecopetrol S.A.

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Equion es una empresa de exploración y producción de petróleo que tiene presencia en el Piedemonte Llanero; sus inversiones se han enfocado en el desarrollo de las reservas de los contratos actuales de Piedemonte principalmente. Se caracteriza por su excelente desempeño en HSE, es la primera compañía de la industria que logra Sello de Sostenibilidad en Colombia.

PRINCIPALES LOGROS 2017

- Tiene 2 contratos de asociación vigentes y una producción, antes de descontar regalías, cercana a los 62.4 mboed. La mayor parte de la producción proviene de los contratos de Piedemonte que se caracterizan por la generación de crudo, gas y condensados. En 2017 se perforó 1 pozo de desarrollo con buena contribución incremental en producción y en reservas y se logró una optimización en costos hasta del 3.4% para enfrentar los retos de entorno.
- En 2017 tuvo resultados financieros sólidos apuntándole a todas las líneas de los estados financieros, que conllevaron a una mayor generación de caja y viabilizaron giros al *Deposit Agreement* por $296m y distribución de dividendos a nuestros accionistas por $146 millones.

OPERACIONES DE MAYOR IMPORTANCIA

Se llevaron a cabo operaciones en conjunto de operación y exploración por una suma total de $994.295 millones, donde a 31 de diciembre de 2017 se tiene un saldo a favor de Equion de $98.488 millones.



ECOPETROL AMERICA INC.

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

Participación indirecta del 100% a través de Ecopetrol Global Energy S.L.U.

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

En el año 2007 se constituyó esta compañía con el objetivo de tener presencia en el Golfo de México de Estados Unidos, una de las zonas más prospectivas del mundo, para poder desarrollar una estrategia de largo plazo que permita incrementar las reservas y ampliar el portafolio de inversiones.

Ecopetrol América cuenta con 3 activos en producción, Gunflint, K2 y Dalmatian, con una participación del 31.5%, 20.8% y 30%, respectivamente. Adicionalmente, cuenta con participación en 67 bloques y se centra en aguas profundas dentro de la región, considerada como una de las más prospectivas del mundo.

PRINCIPALES LOGROS 2017

En 2017 Ecopetrol América adquirió una participación adicional del 11.6% en el campo K2, en el que ya tenía presencia, lo que resulta en una participación total del 20.8%. Adicionalmente, a través del proceso de la ronda *"Lease sale 249"* la filial logró la adjudicación de 4 bloques exploratorios en aguas profundas del Golfo de México de Estados Unidos. En estas áreas se encuentra el prospecto Blacktail, cercano a plataformas de producción lo que permitiría, en caso de descubrimiento, producción temprana.

OFFSHORE INTERNATIONAL GROUP INC.

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

50% participación directa de Ecopetrol S.A.

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

En febrero de 2009 se adquirió en asocio con la compañía coreana *Korea National Oil Corporation* (KNOC) (50%), Ecopetrol S.A. (50%). El principal activo de OIG es Savia Perú (antigua Petro-Tech Peruana S.A), empresa dedicada a la exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos en el Pacífico. Actualmente cuenta con 2 bloques en ese país (Z-2B en fase de explotación y produciendo 10 KBOED, y Z-6 en fase de explotación sin producción y en situación de fuerza mayor), lo que representa una superficie de 0.7 millones de hectáreas. El bloque Z2B es el principal activo; está ubicado al norte del país. El bloque Z6 tiene recursos contingentes de gas y un mercado potencial de desarrollo para esa zona del país.

PRINCIPALES LOGROS 2017

En febrero de 2009 se adquirió en asocio con la compañía coreana Korea National Oil Corporation (KNOC) (50%), Ecopetrol S.A. (50%). El principal activo de OIG es Savia Perú (antigua Petro-Tech Peruana S.A), empresa dedicada a la exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos en el Pacífico. Actualmente cuenta con 2 bloques en ese país (Z-2B en fase de explotación y produciendo 10 KBOED, y Z-6 en fase de explotación sin producción y en situación de fuerza mayor), lo que representa una superficie de 0.7 millones de hectáreas. El bloque Z2B es el principal activo; está ubicado al norte del país. El bloque Z6 tiene recursos contingentes de gas y un mercado potencial de desarrollo para esa zona del país.

ECOPETROL OLEO E GAS DO BRASIL LTDA.

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

Participación indirecta de 100% principalmente a través de Ecopetrol Global Energy S.L.U.

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Compañía constituida en diciembre de 2006 a través de Ecopetrol Global Energy S.L.U. y Ecopetrol America Inc, como parte de la estrategia de internacionalización del *upstream*. Se han perforado 9 pozos (2 descubrimientos sub-comerciales). Actualmente tiene participación en tres bloques de exploración *offshore* en Brasil:

- Bloque CE-M-715 operado por Chevron y Ecopetrol con participación del 50%.
- Bloque FZA-M-320: operado por Ecopetrol y participación del 70%.
- Bloque POT-M-567: operado por Ecopetrol y participación del 100%.

PRINCIPALES LOGROS 2017

- Adquisición de 446 km^2 de sísmica 3D en el bloque *offshore* FZA-M-320 en la cuenca Foz de Amazonas.
- Evaluación de participación en las Rondas ANP para adjudicación de bloques, incluyendo la compra de información sísmica.

ECOPETROL PERÚ

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

Participación indirecta de 100% principalmente a través de Ecopetrol Global Energy S.L.U.

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Constituida en 2007. Dueña de participaciones en los bloques 90, 101, 109, 110, 117, 134, 158 y bloques CET. Actualmente Ecopetrol Perú se encuentra en proceso de devolución de dichos bloques a la autoridad peruana competente, Perupetro, para proseguir con el cierre de la compañía, estimado para el 2019, una vez se surtan los respectivos trámites ambientales• Bloque CE-M-715 operado por Chevron y Ecopetrol con participación del 50%.

ECOPETROL OIL AND GAS GERMANY GMBH

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

Participación indirecta de 100% a través de Ecopetrol Global Energy S.L.U.

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Compañía constituida en el año 2014, tuvo como objetivo gestionar la estrategia de entrada de Ecopetrol en el segmento de exploración y producción en la región de África Occidental. En el año de constitución se adquirió el 10% de los derechos en los bloques 38 y 39 de aguas profundas de Angola, cuya campaña exploratoria no fue exitosa. Con el ajuste de la estrategia del Grupo Ecopetrol en agosto de 2017 se tomó la decisión de liquidar la sociedad, lo cual está en proceso de implementación.

ECOPETROL COSTA AFUERA COLOMBIA S.A.S.

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

A través de la Cía. Hocol Petroleum Limited – HPL 100% (HPL filial de Ecopetrol con el 100% del capital de su casa matriz).

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Compañía constituida para la exploración, explotación, producción, transporte, distribución, exportación, venta, comercialización de petróleo, gas y cualquier otro hidrocarburo o sus derivados y productos, así como cualquier otra actividad relacionada con el sector de hidrocarburos costa afuera.

Actualmente en etapa exploratoria.

PRINCIPALES LOGROS 2017

- Funcionamiento de una compañía colombiana del Grupo Ecopetrol con objeto exclusivo de desarrollo de actividades en Zona Franca - Costa Afuera.
- Evaluación de participación en las Rondas ANP para adjudicación de bloques, incluyendo la compra de información sísmica.
- Declaración Zona Franca Costa afuera en el Bloque exploratorio RC-9
- Perforación como operador del Pozo Molusco -1 asociado con la Cía. ONGC Videsh Limited en un 50%.

ECOPETROL HIDROCARBUROS MEXICO S.A. DE C.V.

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

Participación indirecta de 100% a través de Ecopetrol Global Energy S.L.U. (99%) – Ecopetrol America Inc. (1%) de su casa matriz).

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

La Sociedad tiene por objeto exclusivo la exploración y extracción de hidrocarburos en territorio mexicano, incluyendo la realización de todas las actividades necesarias para la consecución del mismo, incluyendo sin limitar la enajenación de los hidrocarburos que se obtengan de dicha exploración y extracción.

PRINCIPALES LOGROS 2017

- Materialización de la entrada al mercado mexicano con la adquisición del 50% de los derechos en los Bloques 6 y 8 de la Ronda 2.1 de Aguas Someras de México.



MIDSTREAM

CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S. – CENIT

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

100% participación directa de Ecopetrol S.A.

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Desde el año 2013 Cenit lidera el negocio de Transporte y Logística de hidrocarburos en el país, contando para ellos con una red de oleoductos de 4.543 km y una capacidad de evacuación de 1.215 kilo barril por día (KBPD) (incluyendo la infraestructura de nuestras filiales); una red de poliductos de 3.635 km y una capacidad de transporte de 335 Kbpd, cuatro descargaderos: Monterrey, Araguaney, Vasconia y Ayacucho, dos cargaderos en Pozos Colorados y Tocancipá y tres terminales marítimos, uno de importación de productos refinados Terminal Pozos Colorados y dos de exportación de crudos, Terminal Coveñas y Terminal Tumaco.

PRINCIPALES LOGROS 2017

En 2017 se transportaron en promedio 823 Kbpd por oleoductos y 269 Kbpd por poliductos, registrando un total de volumen transportado de 1.091 Kbpd.
Cenit implementó exitosamente su nuevo modelo de mantenimiento, con el cual se busca capturar eficiencias futuras sobre un marco de contratos por actividades.

Puesta en Marcha de 600 *centistocks* (cSt): La puesta en marcha del proyecto incluyó la verificación de la ingeniería y los trabajos adelantados en los sistemas de Cenit, Ocensa y Oleoducto de Colombia para poner en funcionamiento de forma regular la operación del Bacheo de crudo de 600 cSt de viscosidad, disminuyendo el consumo de nafta, usada como diluyente en los campos de producción.
El proyecto incluyó la ingeniería y puesta en operación de las adecuaciones para el bombeo de baches de 300 cSt hacia Araguaney para el cumplimiento de compromisos comerciales existentes.
Puesta en Operación del Proyecto San Fernando: con este proyecto se aumentó la capacidad de almacenamiento, estabilización de calidades y disponibilidad de nafta para dilución en el área de Castilla-Chichimene-Apiay.

Programa de Seguros Negocio de Transporte: se diseñó e implementó el programa de seguros que trajo ahorros importantes a las empresas del negocio de transporte así como coberturas adicionales con las que no se contaba.

Preparación de Mezclas para Reficar en Coveñas: Generación de un nuevo servicio logístico mediante la reacomodación de activos disponibles en el terminal Coveñas para la preparación de dieta homogenizada a Reficar a partir de variados componentes que permiten maximizar rendimientos en refinación.

OPERACIONES DE MAYOR IMPORTANCIA

Diferentes transacciones se realizaron en el 2017 siendo la más relevante la de transporte, almacenamiento y logística de crudos y productos refinados por una valor total de $2.676.655 millones, de los cuales al 31 de diciembre de 2017 queda un saldo neto a favor de CENIT de $122.118 millones.

OLEODUCTO DE LOS LLANOS S.A. – ODL

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

Ecopetrol S.A. tiene una participación indirecta del 65% a través de Cenit S.A.S

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

El Oleoducto de los Llanos Orientales - ODL, es una empresa con una capacidad para transportar 340 KBPD (miles de barriles promedio al día), la cual opera en los departamentos de Meta y Casanare, a través de 235 km de Oleoducto desde la Estación de Bombeo Rubiales (Meta) hasta Monterrey (Casanare), y de una derivación de 25 km desde El Viento (Casanare) hasta Cusiana (Casanare).

PRINCIPALES LOGROS 2017

En 2017 este oleoducto transportó 199 kbpd de crudo proveniente del campo Rubiales.

El principal hito durante el 2017 fue la continuación del Proyecto de Transformación, el cual tenía tres objetivos claros: eficiencia operativa, excelencia en los procesos y una nueva estructura organizacional. Para el cumplimiento de estos objetivos, la Oficina de Transformación contó con tres frentes de trabajo: operaciones y mantenimiento, compras y otros gastos de estructura, y soporte O&M y costos variables.

OPERACIONES DE MAYOR IMPORTANCIA

Con transacciones principalmente de transporte de crudos y productos por un monto total de $715.066 millones donde quedó al final del ejercicio un saldo a favor de ODL de $67.595 millones.



OLEODUCTO CENTRAL S.A. – OCENSA

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

participación indirecta de 72,65% a través de Cenit S.A.S.

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

El Oleoducto Central S.A. – OCENSA, cuenta con una tubería de 836 kilómetros en tierra y 12 kilómetros en el mar, contamos con diez estaciones de bombeo, una reductora de presión, un terminal marítimo, tanques para almacenar hasta cinco millones de barriles y una base para la coordinación de las actividades de mantenimiento.

PRINCIPALES LOGROS 2017

En 2017 se transportaron 581 Kbpd de crudo. Como hito principal en el 2017 se culminó y puesta en marcha del proyecto de ampliación en 135 kbpd.

OPERACIONES DE MAYOR IMPORTANCIA

Se reportaron transacciones por un monto total de $3.035.195 millones donde primó el servicio de transporte de hidrocarburos dentro del sistema que comprende cuatro segmentos desde Cupiagua pasando por Vasconia hasta Coveñas. Al 31 de diciembre de 2017 el saldo neto a favor de esta subsidiaria es de $423.605 millones.



OLEODUCTO DE COLOMBIA S.A. – ODC

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

Ecopetrol tiene una participación indirecta de 73% en ODC, 51,25% a través de Cenit S.A.S., 21,72% a través de Hocol S.A.

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Oleoducto de Colombia S.A. – ODC, es una empresa dedicada principalmente a ejecutar las actividades que permiten el transporte de crudos pesados y medios entre la planta Vasconia y el terminal Coveñas, así como la prestación el servicio de cargue de crudo a buquetanque para exportación.

PRINCIPALES LOGROS 2017

En 2017 se transportaron 203 Kbpd de crudo. ODC resalta la ejecución dentro de sus programas de continuidad de negocio, inversiones que permitieron el transporte de petróleo crudo más viscoso (hasta 600 cSt) lo cual es fundamental para el desarrollo de la industria petrolera en el país, pues permite disminuir los costos por el manejo de diluyente en los campos productores de crudo pesado. De la misma forma se logró que la capacidad efectiva de transporte se mantuviera en 205 KBP, aun con el aumento en la viscosidad del crudo pesado, lo anterior gracias al rediseño de los esquemas operativos para manejo de los baches de crudo que se bombean por el oleoducto.

OPERACIONES DE MAYOR IMPORTANCIA

Las operaciones realizadas con la controlante ascendieron a $320.083 millones por el transporte y logística de crudo. Al cierre del 2017 quedó con un saldo neto a favor de $36.906 millones.



OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA S.A.S.

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

Participación indirecta del 55,97%, (55% a través de Cenit y 0,97% a través de Hocol).través de Hocol S.A.

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Oleoducto Bicentenario de Colombia fue creada el 18 de agosto del 2010 por siete compañías de la industria del petróleo, convocadas por Ecopetrol como socios estratégicos para la construcción y la operación de un sistema de transporte que incidiera en el desarrollo nacional, al potenciar al máximo la riqueza petrolera del país. La producción petrolera que atiende Bicentenario es la proveniente del piedemonte llanero concentrado en Campo Rubiales, Castilla, Casanare y Floreña, siendo este crudo propiedad de los socios de la Compañía.

PRINCIPALES LOGROS 2017

En 2017 se transportaron alrededor de 71 kbpd de crudo como servicio regular y 11,9 kbpd de servicio contingente.

El principal hito durante el 2017 fue la continuación del Proyecto de Transformación, el cual tenía tres objetivos claros: eficiencia operativa, excelencia en los procesos y una nueva estructura organizacional. Para el cumplimiento de estos objetivos, la Oficina de Transformación contó con tres frentes de trabajo: operaciones y mantenimiento, compras y otros gastos de estructura, y soporte O&M y costos variables.

OPERACIONES DE MAYOR IMPORTANCIA

Se realizaron operaciones con Ecopetrol S.A. en el 2017 por una suma de $647.495 millones con el objetivo de evacuar crudos provenientes de las cuencas de los Llanos Orientales. Del resultado del ejercicio, queda un saldo neto a favor de $4.717 millones.



DOWNSTREAM

REFINERÍA DE CARTAGENA S.A. – REFICAR

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

100% (incluye participación directa e indirecta).

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Reficar e considerada como una de las Refinerías más modernas de 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.

Actualmente tiene una capacidad de carga de 150 KBD y de conversión de 97.5%. El 2.5% restante se transforma en azufre y coque, productos que se venden a precios de mercado en Colombia y en el exterior.

PRINCIPALES LOGROS 2017

- El 6 de diciembre se cumplió con éxito la prueba global de desempeño, que se llevó a cabo durante 60 días con una carga promedio de 144 mil barriles por día. Durante los 60 días las 34 unidades de la refinería operaron según sus parámetros de diseño y de manera sincronizada, sin incidentes de seguridad de procesos, ni ambientales. A partir de ese momento, se inicia la etapa de optimización y operación continua de la refinería.
- Durante 2017, Reficar alcanzó ventas por US $3.098 millones, superando en un 44% el valor de ventas de 2016. Este comportamiento positivo obedeció a que la compañía logró aumentar su capacidad de producción, como resultado de haber alcanzado paulatinamente la fase de estabilización.
- Como resultado de esfuerzos conjuntos con Ecopetrol, durante el último trimestre de 2017, se incrementó la participación de los crudos nacionales dentro de la carga total de la refinería, logrando en el mes de diciembre, la mayor proporción de crudos nacionales dentro de la dieta de la refinería, alcanzando un 77%, apalancando así, la optimización del costo de la dieta.
- Los esfuerzos realizados en la parte operativa del complejo de refinación sumado a las optimizaciones para reducir costos y gastos se reflejan en una notoria mejoría del EBITDA de la empresa, comparativamente frente al año anterior, pasando de US$-212M a US$4M.

OPERACIONES DE MAYOR IMPORTANCIA

Las operaciones de mayor importancia con esta entidad corresponde a la venta de crudos para carga y la compra de productos refinados entre los que se destacan los combustibles. Estas transacciones tienen un valor total en 2017 de $6.611.345 millones. Al cierre del ejercicio contable queda un saldo neto a favor de Ecopetrol S.A. de $1.296.357 millones.

POLIPROPILENO DEL CARIBE S.A. – PROPILCO (ESENTTIA)

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

100% (incluye participación directa e indirecta).

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Compañía perteneciente al sector petroquímico que ingresó al Grupo Ecopetrol en el año 2008. Ubicada en la ciudad de Cartagena, Propilco es el productor líder en el mercado de polipropileno en Colombia con una capacidad de producción de 470.000 Ton/año.

PRINCIPALES LOGROS 2017

En el 2017, la Compañía alcanzó un nivel record en el volumen de ventas de Polipropileno con 451 Kton. Pese a la volatilidad de materia prima durante el transcurso del año, ESENTTIA mantuvo una buena dinámica en el volumen de ventas de resinas plásticas, destinó el 38% para atender las necesidades del mercado nacional y exportó el 62% de su producción, destacándose Brasil, México y Perú.
En 2017 inició la operación de la nueva filial ESENTTIA Resinas del Perú, lo que permitirá ampliar la participación en ese mercado.

OPERACIONES DE MAYOR IMPORTANCIA

Se realizaron operaciones principalmente por concepto de venta de productos que constituyen materia prima por un monto de $44.472 millones. El saldo de la obligación a favor de la controlante es de $405 millones al cierre de diciembre de 2017.



BIOENERGY S.A.

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

Participación indirecta de 99.08% principalmente a través de Andean Chemicals Ltd.

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Subsidiaria adquirida por Ecopetrol en el año 2008, cuyo objetivo es el de construir y operar una planta industrial para la producción de etanol a partir de caña de azúcar, con una capacidad teórica de 480 mil litros día, ubicada en los llanos orientales, (Dpto. Meta).

PRINCIPALES LOGROS 2017

Se cumplieron los hitos operativos en 2017:

- Bioenergy finalizó la construcción de la planta
- Inició operación comercial en abril de 2017
- Planta en periodo de estabilización
- Consolidación organizacional, transición Empresa Proyecto a Operativa

OPERACIONES DE MAYOR IMPORTANCIA

Se realizaron operaciones principalmente por concepto de venta de productos que constituyen materia prima por un monto de $44.472 millones. El saldo de la obligación a favor de la controlante es de $405 millones al cierre de diciembre de 2017.

ECODIESEL COLOMBIA S.A.

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

50%

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Compañía creada en el año 2007 perteneciente al sector de Biocombustibles, la cual cuenta con una planta de producción de biodiesel en la ciudad de Barrancabermeja con una capacidad de producción de hasta 120 mil toneladas por año.

PRINCIPALES LOGROS 2017

En el 2017 se alcanzó un total de ventas de 110.838 toneladas de biodiesel, de las cuales 83.065 toneladas se vendieron a Ecopetrol y las restantes 27.773 toneladas fueron comercializadas a distribuidores mayoristas. Lo anterior posiciona a Ecodiesel como un actor importante en su zona de influencia y dentro del sector de biodiesel del país con una participación en el mercado nacional del 22%.

VEHÍCULOS FINANCIEROS

BLACK GOLD RE

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

100%

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Black Gold Re Limited la cual fue constituida el 24 de agosto del 2006, es la filial del Grupo Ecopetrol que se encarga de apoyar la retención y transferencia de los riesgos del Grupo directamente al mercado reasegurador, capturando y controlando comisiones retrocesión, ajustando el nivel de retención ante ciclos de mercado y facilitando la capacidad de negociación en materia de seguros.

PRINCIPALES LOGROS 2017

Durante el 2017 se continuó optimizando los términos y condiciones de cobertura y tasa para los distintos ramos suscritos de la cautiva, siendo los principales: Daños materiales, Sabotaje y Terrorismo y Control de Pozos. Así mismo, se alcanzó un nivel de prima bruta suscrita de US$ 25 Millones y se obtuvo un resultado técnico de US$ 8,3 Millones. Se adelantó plan para buscar recurso con dedicación exclusiva y se reforzó el equipo que presta soporte y servicio técnico desde Casa Matriz.

ECOPETROL CAPITAL AG

Porcentaje de participación de Ecopetrol:

100%

PERFIL Y ACTIVIDAD A LA QUE SE DEDICA

Constituida a finales del año 2010, Ecopetrol Capital AG es el vehículo financiero del Grupo Ecopetrol. Domiciliado en Suiza y con una participación directa de Ecopetrol S.A. del 100%, ha suministrado liquidez a compañías del Grupo Ecopetrol con recursos provenientes de empresas con excedentes de caja.

PRINCIPALES LOGROS 2017

Se movilizaron recursos entre filiales y Ecopetrol S.A. por un monto de USD916 millones.

RESPECTO A LAS DECISIONES DE MAYOR IMPORTANCIA

I. Ecopetrol S.A. informó durante el 2017 que como parte de su proceso de transformación, continuó con la estrategia de optimización de estructura de capital dentro del Grupo Ecopetrol.
Dicha estrategia tiene dentro de sus objetivos una asignación eficiente de deuda dentro de las sociedades que conforman el Grupo Ecopetrol.

Lo anterior, se alinea con el compromiso de la compañía de incentivar ahorros y optimizaciones con el fin de generar eficiencia financiera en el resultado consolidado. Los resultados operativos y financieros alcanzados por las compañías del grupo se reflejan en una sólida posición de caja, que permite continuar optimizando la estructura de capital.

Como parte de la implementación de la estrategia mencionada, en el mes de diciembre de 2017 el Grupo Ecopetrol realizó tres operaciones que se describen a continuación:

1 Ecopetrol y Refinería de Cartagena S.A. (Reficar) obtuvieron autorizaciones del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) mediante las Resoluciones No. 4095 del 5 de diciembre de 2017 y 4112 del 7 de diciembre de 2017, para que Ecopetrol, en calidad de *sponsor* (promotor), asuma la deuda de Reficar en las mismas condiciones financieras de monto, plazo y tasa de interés, según el mecanismo de asunción voluntaria que se estipuló en los contratos de financiación firmados por ambas compañías en 2011. Surtidos los trámites con las agencias para el fomento de las exportaciones y con la banca internacional, Ecopetrol asumió aproximadamente USD$2.666 millones de deuda nominal más los intereses causados a la fecha de asunción. Dicha asunción voluntaria a nivel de Ecopetrol implica una capitalización en Reficar por el monto de la deuda asumida.

2 Ecopetrol capitalizará el crédito por COP$1.109.626 millones más intereses, que otorgó a Reficar en 2010. Con ocasión de la capitalización de las deudas arriba mencionadas, se suscribirán los documentos societarios que delinean las relaciones y compromisos que se generen para los accionistas de dicha subordinada para el desarrollo de la capitalización. Es relevante resaltar que las operaciones de asunción de deuda (1) y la capitalización (2), no tienen ningún efecto sobre el nivel de endeudamiento del Grupo Ecopetrol, dado que la deuda ya se encuentra reflejada en los Estados Financieros consolidados.

3 Ecopetrol informó que en diciembre de 2017 pagó anticipadamente la totalidad de los créditos con The Bank of Tokyo-Mitsubushi UFJ, Ltd. (BTMU) y Export Development Canada (EDC), por un valor nominal de USD$175 y USD$300 millones respectivamente. El año original de vencimiento de dichas facilidades era 2021. Con las operaciones arriba mencionadas, las cuales cumplieron todos los trámites y aprobaciones internas y externas requeridas, la deuda nominal del Grupo Ecopetrol disminuye a USD$14.580 millones.

II. Dentro de los propósitos de fortalecimiento y diversificación del portafolio, establecidos en la estrategia corporativa, Ecopetrol S.A. informó que de conformidad con la autorización impartida por su Junta Directiva el 12 de julio de 2017, se formalizó la constitución de su nueva subsidiaria ECP Hidrocarburos México S.A. de C.V., mediante Acta Constitutiva 68.294 de la Notaría 212 de la Ciudad de México. La nueva subsidiaria, que está domiciliada en Ciudad de México, es cien por ciento (100%) propiedad de Ecopetrol S.A. y sus accionistas son las filiales Ecopetrol Global Energy SLU, sociedad incorporada en España, con una participación del 99% del capital accionario, y Ecopetrol America Inc, sociedad incorporada en Estados Unidos, con una participación del 1% del capital accionario.

ECP Hidrocarburos México S.A. de C.V., cuyo objeto social exclusivo es la exploración y extracción de hidrocarburos, tendrá a su cargo la suscripción y ejecución de los contratos petroleros que le sean adjudicados en México, empezando por los correspondientes a los Bloques 6 y 8 de la Ronda 2.1. de aguas someras.

III. La Junta Directiva de Ecopetrol S.A., aprobó la constitución de la Sociedad Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P, con un porcentaje de participación directa e indirecta de Ecopetrol del 100%. La nueva compañía, cuyo domicilio será Bogotá D.C., tendrá como objeto principal la generación, transformación y comercialización de energía, así como la prestación de servicios relacionados, conexos o complementarios a la generación, transformación y comercialización de energía eléctrica para el Grupo Ecopetrol y terceros, en los términos de las Leyes 142 y 143 de 1994.

A través de la constitución de la nueva filial se busca reducir el costo de energía eléctrica para lograr una optimización en los costos del Grupo Ecopetrol. El capital autorizado de esta sociedad es de tres mil millones de pesos. Como paso previo a la constitución de la sociedad, Ecopetrol S.A. debe tramitar y obtener la correspondiente aprobación por parte del Gobierno Nacional, la cual una vez obtenida permitirá llevar a cabo la constitución de la sociedad, que se informará al mercado como lo señala la normatividad vigente.

IV. Ecopetrol S.A. informó en el 2017 que la Junta Directiva en su sesión del 18 de agosto de 2017, como parte del proceso de revisión de la estructura societaria del Grupo Ecopetrol, autorizó:

- Proceder a tomar las medidas necesarias conforme a la ley aplicable para liquidar la sociedad Ecopetrol Global Capital S.L.U. domiciliada en Madrid, España, de la cual Ecopetrol S.A posee el 100% de participación accionaria. Actualmente dicha sociedad no realiza ninguna actividad y ha dejado de ser necesaria para el Grupo Ecopetrol.

- Así mismo autorizó proceder a tomar las medidas necesarias conforme a la ley aplicable para liquidar a ECP Oil and Gas Germany, sociedad domiciliada en Frankfurt (Alemania), en la cual Ecopetrol S.A. ostenta indirectamente el 100% de la participación accionaria a través de su filial española Ecopetrol Global Energy S.L.U. Dicha liquidación se materializará una vez culmine el proceso de cancelación del registro de la sucursal que dicha sociedad tiene en Angola, teniendo en cuenta que ya finalizó el proceso de retiro de los bloques exploratorios 38/11 y 39/11 en dicho país.



CAPÍTULO 4

DIMENSIÓN **SOCIAL**





Comprometida con su entorno y soportada en su talento humano, Ecopetrol va más allá de sus metas operacionales, asignando un valor especial a la promoción y el respeto de los derechos humanos, al fortalecimiento de sus prácticas laborales y al desarrollo sostenible de las comunidades de su entorno.

DERECHOS HUMANOS



Trabajadora de Ecopetrol en el departamento de Norte de Santander.

103–2 > Con fundamento en el principio de debida diligencia, la gestión de Ecopetrol frente al compromiso de respeto y promoción de los derechos humanos (DD. HH.) se lleva a cabo a través de un marco de gestión que permite establecer las acciones a adelantar en el corto, mediano y largo plazo, según las expectativas de sus grupos de interés y las necesidades de la organización.

El marco de gestión de DD. HH. comprende un conjunto de actividades organizadas alrededor de tres ejes temáticos:

1 Direccionamiento estratégico y relacionamiento con grupos de interés

2 Gestión en DD. HH.

3 Mejora continua

Su implementación y cumplimiento involucra a distintas áreas dentro de la organización, todas las cuales reportan trimestralmente su gestión a través del indicador: "cumplimiento del plan de DD. HH." Para 2017, se definió una meta de cumplimiento de 90% para este indicador, la cual fue superada en ejecución, con un 100% de cumplimiento.

Las principales actividades realizadas en 2017 en cada uno de los ejes temáticos mencionados anteriormente, se presenta a continuación.

103–2 >

DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO Y RELACIONAMIENTO CON GRUPOS DE INTERÉS

Para orientar la gestión de asuntos de DD. HH., Ecopetrol cuenta desde el 2013 con la Directriz de Derechos Humanos, en la cual se establecen los compromisos, roles y responsabilidades y esquema de gestión de la temática, al interior de la organización.

La Directriz reconoce que el desarrollo de políticas de DD. HH. es un proceso dinámico, sujeto a la incorporación de ajustes, de acuerdo con la gestión interna de la compañía y el entorno en que desarrolla sus operaciones. Por esta razón, en 2017 se llevaron a cabo una serie de actividades encaminadas a su actualización, de conformidad con la visión y misión empresarial, así como con los estándares internacionales, las necesidades operacionales y del entorno. La actualización incluyó la realización en dos tipos de ejercicios, uno en el ámbito interno y otro en el ámbito externo.

En el ámbito externo, en el ejercicio anual de consulta de percepción y expectativas de los siete grupos de interés, se incluyó por primera vez un módulo específico sobre DD. HH. en el cual se consultó a cada grupo sobre sus percepciones en relación con la gestión de Ecopetrol en esta materia. Esto como punto de partida para la identificación de riesgos e impactos en este tema.

Entre los aspectos consultados se incluyó la divulgación de la política de DD. HH., la capacitación a trabajadores y contratistas en la materia, la existencia de mecanismos de atención y solución a reclamaciones de derechos humanos, la percepción frente al respeto por el derecho de asociación y al derecho a la no discriminación y la gestión de riesgos e impactos de derechos humanos, entre otros. En la tabla 68 se resumen los resultados de la encuesta para cada grupo de interés.

Tabla 68. Resumen de resultados del módulo de DD. HH. de la encuesta de percepción y expectativas de grupos de interés 2017

GRUPO DE INTERÉS	ECOPETROL…	% DE RESPUESTAS AFIRMATIVAS
Sociedad y comunidad	Da a conocer su política de DD. HH.	40%
	Informa los potenciales impactos positivos y negativos de sus actividades	51%
	Cuenta con mecanismos para resolver reclamaciones sobre asuntos de DD. HH.	50%
Estado local	Da a conocer su política de DD. HH.	30%
	Trabaja articuladamente con las entidades del Estado que promueven y garantizan los DD. HH.	50%
Empleados	Da a conocer su política de DD. HH.	80%
	Capacita a sus empleados en DD. HH.	55%
	Respeta el derecho a la igualdad y a la no discriminación en el trabajo	92%
	Respeta el derecho de asociación sindical y negociación colectiva	92%
	Ofrece condiciones dignas y seguras de trabajo	96%
Contratistas y sus empleados	Da a conocer su política de DD. HH.	64%
	Promueve el respeto de los DD. HH. entre sus empresas contratistas	71%
Asociados y socios	Da a conocer su política de DD. HH.	65%
	Hace explícito su compromiso con el respeto de los DD. HH. en los contratos con socios	70%
	Identifica riesgos de DD. HH. en el marco de los contratos con asociados y socios	75%
	Previene y mitiga riesgos de DD. HH. en el marco de los contratos con asociados y socios	75%
Clientes	Da a conocer su política de DD. HH.	53%
Accionistas e inversionistas	Da a conocer su política de DD. HH.	37%
	Divulga información relacionada con DD. HH.	37%
	La información sobre DD. HH. es relevante para la toma de decisiones de inversión	62%

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General, Gerencia de Responsabilidad Corporativa

En el ámbito interno, Ecopetrol adelantó un ejercicio comparativo con empresas de los sectores de hidrocarburos y minero energético, orientado a identificar los elementos más destacados en las políticas empresariales de DD. HH. y a analizar las principales brechas en relación con estándares internacionales y especialmente frente a los Principios Rectores de Naciones Unidas sobre Empresas y Derechos Humanos.

Una vez identificadas las percepciones y expectativas, así como las mejores prácticas y aspectos susceptibles de mejora, se elaboró una primera propuesta de actualización de la Directriz de DD. HH. de Ecopetrol. Esta primera versión fue puesta a consideración de diversas áreas de la compañía, con el fin de obtener retroalimentación de los trabajadores de conformidad con su rol, funciones, expectativas e intereses.

Como resultado de esta gestión, al cierre de 2017 se obtuvo una versión final de la Directriz de DD. HH. actualizada la cual será objeto de aprobación por parte del Presidente de Ecopetrol en 2018.

GESTIÓN EN DERECHOS HUMANOS

412-1 >

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS E IMPACTOS EN DERECHOS HUMANOS

Durante el 2017 Ecopetrol mantuvo la matriz de riesgos elaborada en 2016, de manera conjunta con varias áreas de la organización. Esto permitió dar continuidad al ejercicio de identificación de riesgos de DD. HH. para las actividades de exploración y a la adopción de medidas de prevención y mitigación de los mismos.

Este mismo ejercicio fue también realizado para los planes de entorno formulados para la gestión de los asuntos socio ambientales en cada una de las regionales en las que se encuentra la operación de Ecopetrol. Como resultado de ello, cada uno de dichos planes incorpora una vista de DD. HH. que permite anticipar escenarios de riesgos e impactos en esa materia, que pueden gestionarse de manera preventiva con la comunidad y con el Estado local.

DESEMPEÑO EN DD. HH. DE LA CADENA DE VALOR

Para el aseguramiento del desempeño en derechos humanos en la cadena de valor, Ecopetrol incorpora a los contratos celebrados con sus contratistas, cláusulas y anexos de DD. HH. de obligatorio cumplimiento.

Estos instrumentos, entre los cuales se incluye: el “Anexo de Derechos Humanos y Responsabilidad Social Empresarial”, la “Guía de aspectos y condiciones laborales en actividades contratadas por Ecopetrol” y las “Cláusulas de Derechos Humanos y Derecho Internacional Humanitario para contratos relacionados con servicios de seguridad”, están enfocados en promover el respeto por los DD. HH., así como la debida diligencia para la identificación y gestión de riesgos en la materia.

De igual forma, Ecopetrol promueve entre sus proveedores la adhesión a Pacto Mundial de las Naciones Unidas, así como la adopción del estándar del *Global Reporting Initiative* (GRI) para la elaboración de sus reportes de sostenibilidad.

Específicamente en relación con este punto, en 2017 Ecopetrol trabajó conjuntamente con el GRI en el diseño del *proyecto de Desarrollo Sostenible de Proveedores*, orientado a generar estrategias para el desarrollo sostenible de los proveedores de Ecopetrol, a través de la formación y acompañamiento en el proceso de elaboración de reportes de sostenibilidad. El proyecto está dirigido a que los proveedores medianos y pequeños de Ecopetrol puedan tener un mayor nivel de madurez en temas de sostenibilidad y DD. HH.

Finalmente es importante mencionar que Ecopetrol lleva a cabo auditorías laborales a aquellos contratos de personal vinculado con dedicación exclusiva y realiza evaluaciones de desempeño a los contratistas que incluyen aspectos sociales relacionados con la afectación a la normalidad operativa y la promoción de la oferta local de bienes y servicios, entre otros.

A través de estos mecanismos, < 412–3
Ecopetrol identifica los contratistas con mejor desempeño y promueve una mejor gestión en aquellas temáticas donde se presentan impactos sociales significativos. Adicionalmente, es importante mencionar que el 100% de los contratos de Ecopetrol incluyen una cláusula específica de DD. HH.

En relación con contratos con socios, durante 2017 se incluyeron cláusulas de DD. HH. o fueron objeto de análisis en esta materia en 4 contratos de asociación.

SEGURIDAD Y DERECHOS HUMANOS

En 2017 Ecopetrol definió un plan de acción en seguridad y DD. HH. alrededor de cuatro focos de trabajo. Las principales actividades realizadas en 2017 cada uno de estos focos se describen a continuación:



Planeación

Definición de la estrategia 2020 en seguridad y derechos humanos.



412–3 > **Debida diligencia**

Incorporación de un análisis de riesgos de DD. HH. y seguridad al proceso de suscripción de convenios con la Fuerza Pública. Igualmente, en conjunto con el Ministerio de Defensa, se llevó a cabo la revisión de la cláusula de derechos humanos que está contenida en dichos acuerdos. La cláusula establece los compromisos de las partes de forma alineada con la legislación y mejores prácticas en esta materia.



Cadena de suministro

Inclusión de una cláusula de DD. HH. en los contratos a suscribir con las empresas de vigilancia y seguridad privada. La cláusula exige a las empresas contratistas el cumplimiento de las siguientes obligaciones:

- **Establecer procedimientos** de recepción y gestión de quejas, reclamos y denuncias por conducta inadecuada o ilegal en que incurra su personal.
- **Desarrollar un plan de capacitación** para concientizar a su personal respecto de la manera limitada y cautelosa con que se debe actuar en la actividad seguridad.
- **Presentar al inicio del contrato** un procedimiento disciplinario que incluya las etapas de investigación, evaluación y sanción para conductas de violación o abuso de la ley en contra de la naturaleza preventiva del servicio de seguridad.
- **Denunciar ante las autoridades** competentes los hechos de que tenga conocimiento por abusos de DD. HH causadas por parte de sus trabajadores.
- **Abstenerse de emplear** para el servicio contratado a personas que de manera creíble estén implicadas en abuso de los DD. HH.



Mejoramiento de habilidades

Inclusión de aspectos de DD. HH. en la prueba de valoración de competencias técnicas de candidatos para el área de seguridad física de Ecopetrol. Los resultados de esta prueba son tomados en consideración tanto para la selección y retención de personal, como para la identificación de necesidades específicas de capacitación. Otras actividades desarrolladas en el marco de este foco de trabajo se describen en detalle en una sección posterior de este capítulo.

102–11 > Es importante resaltar que el enfoque preventivo es una de las premisas en la gestión de DD. HH. de Ecopetrol. Por esta razón, la empresa cuenta con un equipo especializado en esta materia, que orienta y asesora a las áreas encargadas de la seguridad en las diferentes zonas de operación, sobre los principios y marco jurídico que deben tenerse en cuenta ante situaciones de riesgo o impacto en DD. HH. y Seguridad, tales como protestas sociales y acciones por vías de hecho.

Todo lo anterior contribuyó a que en 2017 no se identificaran denuncias contra Ecopetrol por presuntas violaciones a los DD. HH. por parte de la Fuerza Pública o la vigilancia privada.

408–1 > ## DERECHOS DE LOS NIÑOS, NIÑAS Y ADOLESCENTES

En desarrollo del ejercicio de identificación de riesgos de DD. HH., se identificaron riesgos asociados a los derechos de niños, niñas y adolescentes en operaciones de exploración. Como consecuencia de lo anterior, Ecopetrol adoptó medidas contractuales encaminadas a su prevención, las cuales incluyeron la adopción de códigos de conducta ajustados a la Directriz de Derechos Humanos de Ecopetrol y a la legislación penal colombiana vigente.



Niños escuela Buena Vista - Casanare.

102–41 > 103–1 103–2 103–3 407–1 ## DERECHO DE ASOCIACIÓN Y NEGOCIACIÓN SINDICAL

En línea con su compromiso con el respeto al derecho de asociación, libertad sindical y negociación colectiva, en 2017 Ecopetrol mantuvo el esquema de relacionamiento con las organizaciones sindicales, a través del aseguramiento de espacios de diálogo directo en diferentes niveles de la organización, en los cuales se trataron diferentes temas de interés de los sindicatos en representación de sus afiliados.

En el marco de estos espacios se adquirieron y cerraron 282 compromisos con las distintas organizaciones sindicales. A diciembre 31 de 2017, el 49,8% de los empleados en Ecopetrol se encontraban afiliados a alguna de las 14 organizaciones sindicales que coexisten en Ecopetrol (ver tabla 69). Para esa misma fecha, y de acuerdo con las disposiciones legales que regulan la materia, la Convención Colectiva de Trabajo vigente se aplicaba al 78% de los trabajadores de Ecopetrol.

Tabla 69. Organizaciones sindicales

Sindicato de industria o por rama de actividad económica	Sindicato de empresa
Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo (USO).	Asociación Sindical de Profesionales de Ecopetrol S.A. (ASPEC).
Asociación de Directivos Profesionales y Técnicos de Empresas petrolera de Colombia (ADECO).	Asociación Sindical de Empleado de Ecopetrol (ASOPETROL).
Sindicato Nacional de Trabajadores de Empresas Operadoras, Contratistas, Subcontratistas de Servicios y Actividades de la Industria Petrolera, Petroquímica y Similares (SINDISPETROL).	Asociación Sindical de Trabajadores de Ecopetrol (TRASINE).
Unión de Trabajadores de la Industria Energética Nacional y de Servicios Públicos (UTEN).	Asociación Sindical de Trabajadores de Ecopetrol (ASTECO).
Asociación Sindical de Trabajadores de la Industria Del Petróleo (ASTIP).	Sindicato de Trabajadores Petroleros de Ecopetrol (SINPECO).
Sindicato Nacional de Trabajadores de la Industria de los Hidrocarburos (SINATRINHI).	Sindicato de Profesionales de Ecopetrol S.A. (SINPROECOP).
Sindicato Nacional de Trabajadores de Mantenimiento de la Industria del Petróleo, Gas y Carbón (SINTRAMANPETRO).	Asociación de Profesionales y Tecnólogos Empleados de Ecopetrol S.A (APROTECO).

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

102-41 >

CUMPLIMIENTO DE ACUERDOS CONVENCIONALES EN DERECHOS HUMANOS

La Convención Colectiva de Trabajo vigente para los años 2014 – 2018 mantiene el capítulo XVII que se denomina “Derechos humanos y paz”. Según este capítulo, Ecopetrol y la USO trabajan conjuntamente para incentivar el respeto, cumplimiento y divulgación de los derechos humanos en la empresa y en las regiones donde tiene sus operaciones.

El capítulo también contempla la existencia de la Comisión Nacional de Derechos Humanos y Paz Ecopetrol – USO y siete Subcomisiones de Derechos Humanos que trabajan para el cumplimiento de este propósito.

La Comisión Nacional está conformada por dos representantes designados por la administración para representar a la empresa y

cuatro trabajadores nombrados por el sindicato, para representar a la USO. Las Subcomisiones están integradas por un representante de la empresa y otro del sindicato, así:

Subcomisiones Magdalena Medio	Vicepresidencia de Transporte	Cartagena	Neiva - Orito	Llanos y Bogotá

Durante 2017 las comisiones gestionaron oportunamente todas las solicitudes y casos de trabajadores y dirigentes sindicales, para garantizar el cumplimiento de todos sus derechos. De igual forma, realizaron 11 reuniones sistemáticas y 10 reuniones de debida diligencia en DD. HH. y seguridad, para privilegiar el respeto a la vida y el libre ejercicio de la actividad sindical en las zonas más críticas del país. En estos espacios se contó con la participación de autoridades militares y policiales, autoridades municipales, organismos de control, trabajadores y miembros de la USO. Finalmente, se hizo seguimiento a los casos de los trabajadores reubicados durante años anteriores.

413-1
103-1
103-2

> PROMOCIÓN DEL MULTICULTURALISMO

En el marco del relacionamiento con las comunidades indígenas, en 2017 Ecopetrol adelantó acciones alrededor de tres líneas de trabajo:



Realización de consultas previas y seguimiento al cumplimiento de las mismas



Apoyo a iniciativas de comunidades indígenas



Prevención y manejo de conflictos interculturales

Una descripción de las principales actividades realizadas durante 2017 en cada una de estas líneas se presenta a continuación.

OG-9 > 103-3

Consultas previas

Seguimiento a las consultas previas iniciadas y protocolizadas en años anteriores y cierre de 2 consultas realizadas para proyectos que no se llevaron a cabo. Una vez se avance con el desarrollo de los proyectos consultados, se solicitará acompañamiento del Ministerio del Interior, para formalizar el estado de las consultas.

Una síntesis de las comunidades consultadas en relación con proyectos desarrollados por Ecopetrol en zonas geográficas con presencia de comunidades indígenas, se presenta en la tabla 70.

Tabla 70. Seguimiento a Consultas Previas

PROYECTO	FASE ALCANZADA EN 2017	COMUNIDADES CONSULTADAS	UBICACIÓN
Sísmica *Samichay 2D*	No se realizaron actividades pues no se ha tomado ninguna decisión sobre la realización del proyecto.	Resguardo Uitoto de Coropoya, Resguardos Coreguaje de Jericó Consaya y La Teófila	Solano, Caquetá
Pozo Exploratorio *Molúsco 1*	Reuniones informativas, entrega de kits de seguridad para los pescadores y definición de los proyectos de compensación e inversión social.	119 comunidades Wayúu	Manaure, Guajira

PROYECTO

Área de Perforación Exploratoria *Mago Norte*

FASE ALCANZADA EN 2017

Cumplimento al acuerdo de consulta previa: *"Proyecto de Ganadería Sostenible"* y solicitud del cierre formal del proceso.

COMUNIDADES CONSULTADAS	UBICACIÓN
Resguardo Sikuani Vencedor Pirirí, Guamito Matanegra	Puerto Gaitán, Meta

PROYECTO

Área de Perforación Exploratoria *CPO-8 Sur*

FASE ALCANZADA EN 2017

Contacto telefónico con los resguardos mientras inicia el proyecto en 2018.

COMUNIDADES CONSULTADAS	UBICACIÓN
Resguardos Sikuani Domo Planas e Iwiwi	Puerto Gaitán, Meta

PROYECTO

Sísmica *PUT-13 2D*

FASE ALCANZADA EN 2017

Reunión de seguimiento para acordar con la comunidad los proyectos de compensación necesarios para el desarrollo de la sísmica.

COMUNIDADES CONSULTADAS	UBICACIÓN
Resguardo Kichwa Calarcá	Puerto Leguízamo, Putumayo

PROYECTO

Área de Perforación Exploratoria *Nafta*

FASE ALCANZADA EN 2017

Obtención de la licencia ambiental en 2017.

COMUNIDADES CONSULTADAS	UBICACIÓN
Cabildo Embera Chami de Dachidrua	Puerto Parra, Santander

PROYECTO

Variante Transporte *Chinchiná -Pereira*

FASE ALCANZADA EN 2017

Trabajo con los resguardos en la definición de especificaciones de los proyectos de compensación establecidos en la consulta.

COMUNIDADES CONSULTADAS	UBICACIÓN
Resguardos Embera Chami de Suratena y Altomira	Marsella, Risaralda

PROYECTO

Modificación *PMA Sur - Polígono Churuyaco*

FASE ALCANZADA EN 2017

Se informó a la comunidad que se está evaluando la continuidad del proyecto y solicitud de la suspensión del proceso de consulta previa, hasta tanto no sea aprobada la continuidad del proyecto.

COMUNIDADES CONSULTADAS	UBICACIÓN
Resguardos: Cofán Ukumari Kanhke y Santa Rosa; Pasto Rumiyaco; Awá Ishu, y Nasa Uh. Consejo Comunitario Liberación y Futuro	Ipiales, Nariño

PROYECTO	FASE ALCANZADA EN 2017		
	Etapa de preconsulta. Se dará continuidad al proceso en 2018.		
	COMUNIDADES CONSULTADAS	UBICACIÓN	
Área de Perforación Exploratoria *Tantalú*	Resguardo Kichwa Calarcá	Puerto Leguízamo, Putumayo	

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

411-1 > OG-10 103-3

De otro lado, es importante resaltar que en 2017, como consecuencia de la falta de reglamentación clara sobre la consulta previa en áreas operativas preexistentes, se atendieron y se hizo seguimiento a las siguientes acciones de tutela interpuestas por las comunidades (ver tabla 71).

Tabla 71. Acciones de tutela Interpuestas por comunidades étnicas

	ESTADO DE LA TUTELA	COMUNIDAD ÉTNICA
2013	• En revisión de la Corte Constitucional desde noviembre de 2013 y sin pronunciamiento.	42 comunidades del pueblo Wayúu de Manaure y Riohacha (Guajira).
	• Desarrollo de la consulta hasta etapa de protocolización. No se llegó a acuerdo con la comunidad. El Ministerio del Interior protocolizó el proceso sin acuerdos. En espera del pronunciamiento de juez.	Cabildo Awa Alto Temblón. Vereda Alto Temblón, Orito (Putumayo).
2016	• Certificación de presencia de la comunidad Sikuani en un polígono dentro del Campo Rubiales. Desarrollo de la consulta previa por parte de Ecopetrol desde agosto de 2017.	Resguardo Alto Unuma Etnia Sikuani, Puerto Gaitán (Meta).

	ESTADO DE LA TUTELA	COMUNIDAD ÉTNICA
2017	• Se soluciona mediante la vía del diálogo con el apoyo e intervención del Gobierno a través de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos.	Minga indígena en la vía que conduce a Campo Rubiales y Pad 5 y 7. Puerto Gaitán (Meta).
	• Respuesta a la tutela y fallo en favor de Ecopetrol en primera instancia. La comunidad no interpuso reposición. Ecopetrol ha buscado mantener un canal de comunicación que no requiera de acciones judiciales.	Resguardo Santa Rosa del Guamuez, Valle del Guamuez (Putumayo).

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Apoyo a iniciativas de comunidades indígenas

En 2017 Ecopetrol apoyó las siguientes iniciativas de comunidades indígenas, con el ánimo de fortalecer los canales de diálogo y comunicación:

- **Congreso del Consejo Regional Indígena del Cauca**
- **Cuarto Encuentro Binacional del Pueblo Bari**
- **Encuentro Trifronterizo de Puerto Leguizamo (Colombia Ecuador y Perú)**
- **Expo artesanías 2017**

411-1 > OG-10

Prevención y manejo de conflictos interculturales

Con el propósito de evitar los conflictos interculturales, Ecopetrol da estricto cumplimiento a la normatividad legal ambiental y a la identificación previa de la presencia de grupos étnicos en las áreas a intervenir. Esto con el fin de realizar los procesos de consulta previa cuando son requeridos por el Ministerio del Interior. Adicionalmente, en cada zona de operación se identifican los grupos étnicos y se busca un acercamiento para entender las particularidades culturales de cada comunidad, lo cual permite la construcción de un diálogo directo.

A pesar de lo anterior, la falta de una reglamentación clara sobre la aplicación del proceso de consulta previa, sobre todo en áreas operativas pre existentes, es la mayor causa de conflicto con los grupos étnicos. Esta situación ha tenido como consecuencia la instauración de tutelas por parte de grupos étnicos contra Ecopetrol y otras entidades de Gobierno, así como para sus socios y filiales.

Frente a esta situación, se continúa buscando incidir en las decisiones que al respecto se puedan llegar a tomar en los espacios de concertación entre el Gobierno y los grupos étnicos.

En este sentido, en 2017 se realizaron aportes a la versión del proyecto de Ley de Consulta Previa que publicó el Ministerio del Interior en 2017. De igual forma, se patrocinó el Foro de Consulta Previa, Territorio y Paz, ejecutado a través de la Organización de Pueblos de la Amazonía Colombiana (OPIAC). Se espera que las conclusiones de este foro incidan en la discusión que los indígenas tengan en la Mesa Nacional de Concertación, instancia en la cual se discutirá el proceso.

En cualquier caso, es importante resaltar que en 2017 no se registraron incidentes relacionados con violaciones a los derechos de las comunidades étnicas.

Otro mecanismo de prevención y manejo de conflictos interculturales son los Diálogos Interculturales o Tripartitas, con participación de gobierno, comunidad y empresa. A través de estos diálogos se busca establecer una comunicación que permita reconocer al otro desde su cultura y su visión del mundo, así como sus roles y responsabilidades en un territorio. Durante 2017, no se realizaron diálogos interculturales para áreas nuevas a explorar.

En cualquier caso, durante 2017 se mantuvo el diálogo tripartito con el gobierno y las comunidades, principalmente en el oriente del país. Así mismo, se aseguró la participación de la empresa en todas las sesiones generales y mesas técnicas de la Mesa de Concertación Interinstitucional de Diálogos Permanentes con los Pueblos Indígenas de Puerto Gaitán (Decreto 0377/16).

También se destaca la formulación del Manual de Relacionamiento Bilingüe (Español – Sikuani) con comunidades indígenas del área de influencia y la realización de la visita industrial al Campo Rubiales, con la participación de los gobernadores, autoridades tradicionales y líderes Indígenas del municipio de Puerto Gaitán.

Finalmente, durante todo el año Ecopetrol asistió a las Mesas de Diálogo con el Pueblo U´wa, convocadas por el Gobierno Nacional. Esto en el marco del seguimiento a los acuerdos pactados en 2014 entre las partes. Ecopetrol ha avanzado en el cumplimiento a cabalidad de los acuerdos suscritos.

406–1 > POSTURA DE ECOPETROL FRENTE A LA CONTRATACIÓN LOCAL DE ETNIAS

La contratación de miembros de grupos étnicos como mano de obra se fundamenta en el respeto al derecho a la no discriminación por la condición étnica en materia de empleo y debe basarse en lo que, en esta materia, dispone la Constitución Política de Colombia y en particular, el Convenio 169 de la OIT, el cual establece en el Artículo 20 lo siguiente:

> *"Los gobiernos deberán adoptar, en el marco de su legislación nacional y en cooperación con los pueblos interesados, medidas especiales para garantizar a los trabajadores pertenecientes a esos pueblos una protección eficaz en materia de contratación y condiciones de empleo, en la medida en que no estén protegidos eficazmente por la legislación aplicable a los trabajadores en general."*

A pesar de ser el Gobierno el encargado de definir una política de empleo para los grupos étnicos, la empresa debe evitar cualquier discriminación negativa entre los trabajadores pertenecientes a los grupos étnicos y garantizar que se aplique como mínimo el principio de bilingüismo.

En 2017, Ecopetrol solicitó apoyo al Servicio Público de Empleo para la realización de jornadas para la inscripción de las hojas de vida de personas indígenas en el Putumayo y Puerto Gaitán. Al finalizar el año, en la regional Oriente se contaba con 95 indígenas con contratos activos con Ecopetrol o con sus empresas aliadas. A pesar de esto, se considera de gran importancia contar con políticas más claras por parte de la autoridad en la materia.

103-1 > 103-2

OPERACIONES EN EMPLAZAMIENTOS CON PRESENCIA DE COMUNIDADES INDÍGENAS

Ecopetrol cuenta con operaciones que son anteriores al establecimiento de las leyes que establecen la obligación de realizar consulta previa en zonas con presencia de grupos étnicos, como mecanismo para hacer efectivo su derecho fundamental a la participación (Constitución Política de 1991 y Ley 21 de 1991).

De otra parte, la reivindicación de los derechos políticos, culturales, sociales y económicos de estos grupos y su protección por parte del Estado colombiano a través de un marco legal, ha llevado a muchas comunidades a solicitar su reconocimiento y registro como grupo étnico.

En la tabla 72 se presenta un resumen de las principales operaciones de Ecopetrol que se traslapan o son adyacentes a territorios habitados por grupos étnicos. < 103-3

Tabla 72. Operaciones en emplazamientos con presencia de comunidades indígenas

LA GUAJIRA	MAGDALENA	NORTE DE SANTANDER
OPERACIÓN DE ECOPETROL	**OPERACIÓN DE ECOPETROL**	**OPERACIÓN DE ECOPETROL**
Campos Chuchupa y Ballenas y Bloque RC-9 (pozo exploratorio Molusco)	Terminal Marítimo Pozos Colorados	Campos de Producción cercanos a las comunidades Motilón Barí
ACTIVIDADES REALIZADAS	**ACTIVIDADES REALIZADAS**	**ACTIVIDADES REALIZADAS**
Consulta previa con 119 comunidades Wayúu.	Diálogo constante con los pueblos de la Sierra Nevada de Santa Marta, en tema de su territorio ancestral.	Encuentro Binacional Barí.

SANTANDER, BOYACÁ Y ARAUCA

OPERACIÓN DE ECOPETROL

Campo Gibraltar

ACTIVIDADES REALIZADAS

Mesas de Diálogo con el Gobierno y el pueblo U´wa , con el fin de reportar el cumplimiento de los acuerdos pactados con el pueblo U'wa en 2014.

RISARALDA

OPERACIÓN DE ECOPETROL

Poliducto Puerto Salgar
Cartago Yumbo

ACTIVIDADES REALIZADAS

Consulta previa con resguardos Embera Chami: Suratena y Altomira.

META

OPERACIÓN DE ECOPETROL

Campo Rubiales y
Campo Mago

ACTIVIDADES REALIZADAS

Consulta previa para los proyectos exploratorios de Mago Norte y CPO-8 Sur, con resguardos de Vencedor Pirirí, Domo Planas e Iwiwi.
Se busca que todas las actividades operativas se adelanten con estrategias específicas de participación de las comunidades indígenas.

PUTUMAYO

OPERACIÓN DE ECOPETROL

Áreas de exploración
y sísmica

ACTIVIDADES REALIZADAS

Atención a inquietudes sobre participación laboral a los cabildos de los pueblos Embera, Nasa, Awá, Pasto, Inga, Kichwa y Pijao.

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

412-2 >

FORMACIÓN Y COMUNICACIÓN EN DERECHOS HUMANOS

En 2017 Ecopetrol llevó a cabo actividades de formación y comunicación en DD.HH., enfocadas en las siguientes temáticas:



1 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Realización del curso – taller: ¿Cómo integrar los Derechos Humanos y los ODS en la estrategia empresarial? dirigido a trabajadores de Ecopetrol y a trabajadores de empresas del Grupo. El taller se realizó con el apoyo de la Red Local del Pacto Global en Colombia y abordó los siguientes aspectos: DD.HH. y agenda 2030 de desarrollo sostenible, integración de los DD.HH. y los ODS en la estrategia empresarial y debida diligencia en la gestión de riesgos de DD.HH.

410-1 >
103-1
103-2

2 Seguridad y Derechos Humanos

Realización de rondas de capacitación dirigidas a empleados y contratistas de Ecopetrol, que laboran en la actividad de seguridad física. Buscan sensibilizar y desarrollar competencias sobre la aplicación del enfoque de DD.HH. en el desarrollo de estas actividades, específicamente alrededor de temáticas como género y empoderamiento y Principios Voluntarios en Seguridad y DD.HH.

En 2017 se realizaron 3 rondas de capacitación en las regionales Sur, Caribe y Orinoquía de Ecopetrol, en donde participaron 39 empleados directos y 109 contratistas del área de seguridad física de la empresa. En cada ronda se tomaron como punto de partida situaciones reales, las cuales fueron analizadas de acuerdo con el régimen jurídico aplicable y con las perspectivas de DD.HH. y de Derecho Internacional Humanitario, desde donde se desarrollaron conceptos relacionados con la equidad de género y el enfoque diferencial.

Adicionalmente, en el marco del plan de gestión de riesgos del proyecto exploratorio Molusco, en 2017 se realizaron 2 talleres sobre DD.HH. y Principios Voluntarios en Cartagena y Riohacha. Los talleres estaban dirigidos a personal de guardacostas de la Armada Nacional, con el objetivo de que conocieran el compromiso de Ecopetrol con el respeto por los DD.HH., las responsabilidades de la empresa frente a este tema y la importancia del trabajo conjunto.

3 Asuntos étnicos

En el marco de la estrategia local de relacionamiento con comunidades étnicas, en 2017 se adelantaron capacitaciones en asuntos étnicos a 25 funcionarios de Ecopetrol, en la regional Oriente. Los asuntos abordados fueron los siguientes: derechos de los pueblos indígenas, consulta previa y manual de relacionamiento con comunidades étnicas.

103-3 >

4 Capacitación de trabajadores en el marco de la Convención (Cultura y Paz)

Como parte del plan de trabajo previsto por los Comisionados de Derechos Humanos y Paz, se realizaron capacitaciones para los trabajadores de Ecopetrol sobre DD.HH. y Cultura de Paz en los siguientes espacios: Diplomado de DD.HH., Asambleas Regionales por la Paz y Talleres de DD.HH. Así mismo, se realizó un encuentro semestral de formación en DD.HH., con conferencistas de relevancia nacional, el cual contó con la asistencia de los Comisionados y Subcomisionados.

412-2 > Las actividades anteriormente descritas equivalen a 822 horas de capacitación impartidas a 199 trabajadores. Esto representa una cobertura de 99.33% de los cargos clave identificados para asegurar una gestión adecuada de estas temáticas en Ecopetrol.

103-1 >
103-2
103-3
409-1

MONITOREO EN DERECHOS HUMANOS

Ecopetrol realiza periódicamente monitoreo de DD.HH de conformidad con la identificación y análisis de los principales riesgos. Durante el 2017 se mantuvo la matriz de riesgos de DD.HH, en la cual se identifican 10 categorías de riesgos asociadas a la operación de la empresa y su cadena de suministro. En 2017 no se presentaron situaciones de riesgo significativo de trabajo forzoso.

MEJORA CONTINUA
EN DERECHOS HUMANOS

La mejora continua en DD.HH involucra la realización de actividades de articulación con políticas públicas y la adopción de buenas prácticas e iniciativas en esta materia. Los principales resultados en cada una de estas líneas se presentan a continuación.

Articulación con las políticas públicas en materia de DD.HH. y Empresas

En su gestión de DD.HH, Ecopetrol reconoce la importancia de articularse con el Estado y otras organizaciones del orden nacional e internacional, en la implementación de los estándares internacionales, nacionales y políticas públicas, desarrollados en relación con empresas y DD.HH.

En este sentido, durante el 2017 Ecopetrol hizo acercamientos con la Consejería Presidencial de Derechos Humanos, entidad encargada de la implementación del Plan Nacional de Acción de Empresas y Derechos Humanos. Esto con el ánimo de conocer las expectativas del gobierno nacional, así como la forma en que Ecopetrol podría involucrarse en la implementación del Plan.

Así mismo, Ecopetrol se acercó al Ministerio de Minas y Energía, entidad que adelantó un ejercicio de formulación de la Política Pública en Derechos Humanos y Empresa para el sector extractivo, frente al cual se hicieron los aportes correspondientes.

Finalmente, a través de la Secretaría General, Ecopetrol estableció una agenda de reuniones periódicas con la Oficina del Alto Comisionado de las Naciones Unidas para los Derechos Humanos, con el fin de conocer sus preocupaciones frente a temas de DD.HH. así como sus consideraciones frente a las actuaciones de la empresa. Este espacio ha resultado de gran valor en la medida que ha permitido entablar canales de diálogo con terceros independientes.

Buenas prácticas en materia de DD.HH.

Como parte de su compromiso con el Pacto Mundial de Naciones Unidas, iniciativa a la que Ecopetrol adhirió en 2009, Ecopetrol apoya a la *Red Local del Pacto* en Colombia, de la siguiente manera:

APORTANTE	MIEMBRO	PARTICIPANTE
En la categoría de miembro contribuyente, desde 2011.	Del Comité Directivo de la Red Local, desde 2012.	En las mesas temáticas de la iniciativa.

En abril de 2017, el Pacto Mundial de Naciones Unidas otorgó a Ecopetrol la categoría de COP Avanzado, por sus avances en el reporte sobre la implementación de los diez principios definidos por la iniciativa, los cuales orientan la gestión empresarial en derechos humanos, medio ambiente, estándares laborales y anticorrupción (ver tabla 73).



Tabla 73. Principios del Pacto Mundial de las Naciones Unidas

DERECHOS HUMANOS

1. Apoyar y respetar la protección de los derechos humanos fundamentales reconocidos universalmente, dentro de su ámbito de influencia.
2. Asegurar que las empresas no sean cómplices de la vulneración de los derechos humanos.

ÁMBITO LABORAL

3. Apoyar la libertad de asociación y el reconocimiento efectivo del derecho a la negociación colectiva.
4. Apoyar la eliminación de toda forma de trabajo forzoso o realizado bajo coacción.
5. Apoyar la erradicación del trabajo infantil.
6. Apoyar la abolición de las prácticas de discriminación en el empleo y ocupación.



MEDIOAMBIENTE

7. Mantener un enfoque preventivo que favorezca el medioambiente.
8. Fomentar las iniciativas que promuevan una mayor responsabilidad ambiental.
9. Favorecer el desarrollo y la difusión de las tecnologías respetuosas con el medioambiente.

ANTICORRUPCIÓN

10. Trabajar en contra de la corrupción en todas sus formas, incluidas la extorsión y el soborno.

Fuente: Pacto Mundial de las Naciones Unidas

PRÁCTICAS LABORALES



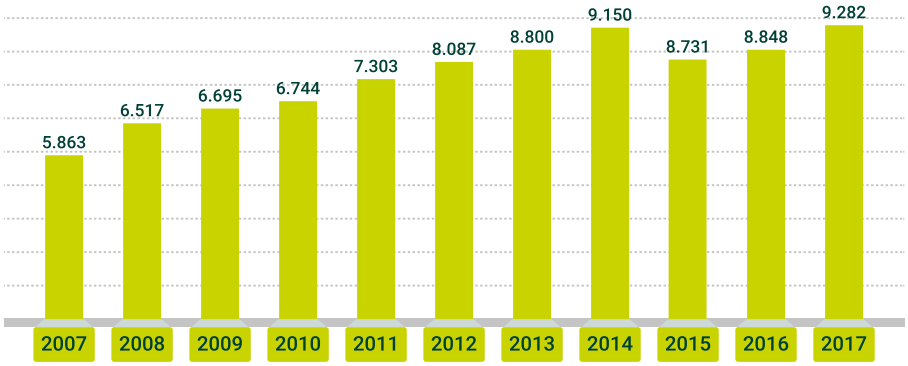
Trabajadores en la estación de producción Acacias Departamento del Meta.

103–2 > Para Ecopetrol la gestión de su talento humano tiene como objetivo generar valor a la organización, mediante prácticas laborales que contribuyan tanto al progreso profesional y personal de sus trabajadores, como al desarrollo sostenible de la compañía. De acuerdo con lo establecido en la estrategia 2015-2020, la empresa se encuentra trabajando en una transformación de la cultura organizacional hacia un enfoque colaborativo de su gente.

102–7 > A 31 de diciembre de 2017, la planta de
102–8 personal de Ecopetrol era de 9.282 trabajadores directos, distribuidos en todo el territorio nacional en más de 90 bases de trabajo.

Esto representó un aumento del 1% con respecto a 2016. En el gráfico 36 se puede observar la evolución de la planta de personal para el período 2007 – 2017.

Gráfico 36. Planta de personal de Ecopetrol (número de empleados)

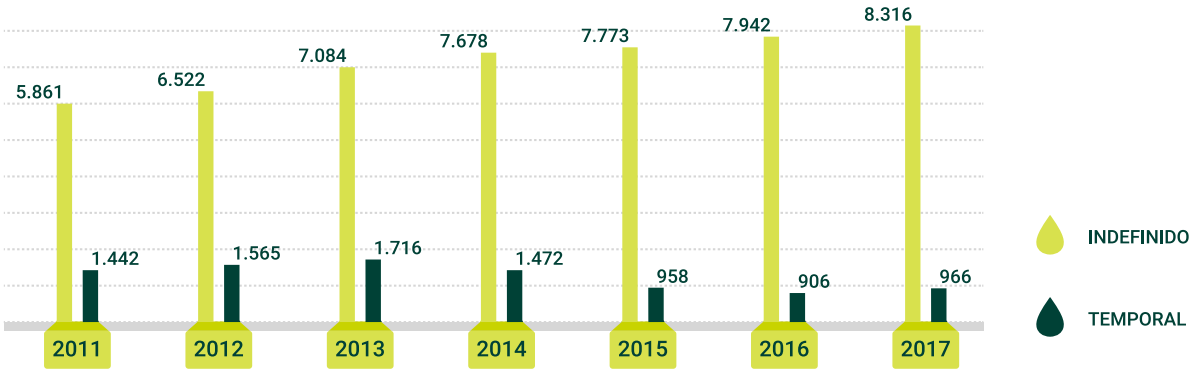


Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA

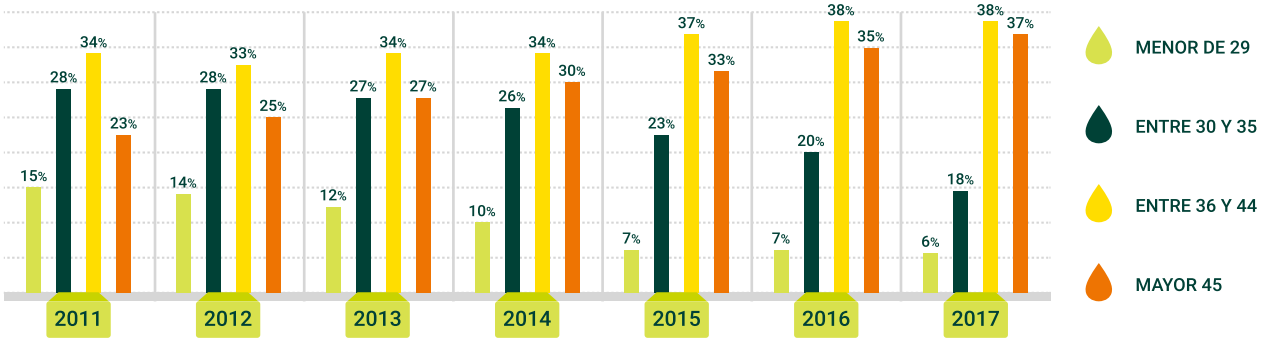
102–8 > En los gráficos 37, 38, 39, y 40 se presenta la distribución de la planta de personal, con corte a 31
401–1 de diciembre de 2017, distribuida según: tipo de contrato, rango de edad, antigüedad y género.

Gráfico 37. Planta personal Ecopetrol por tipo de contrato



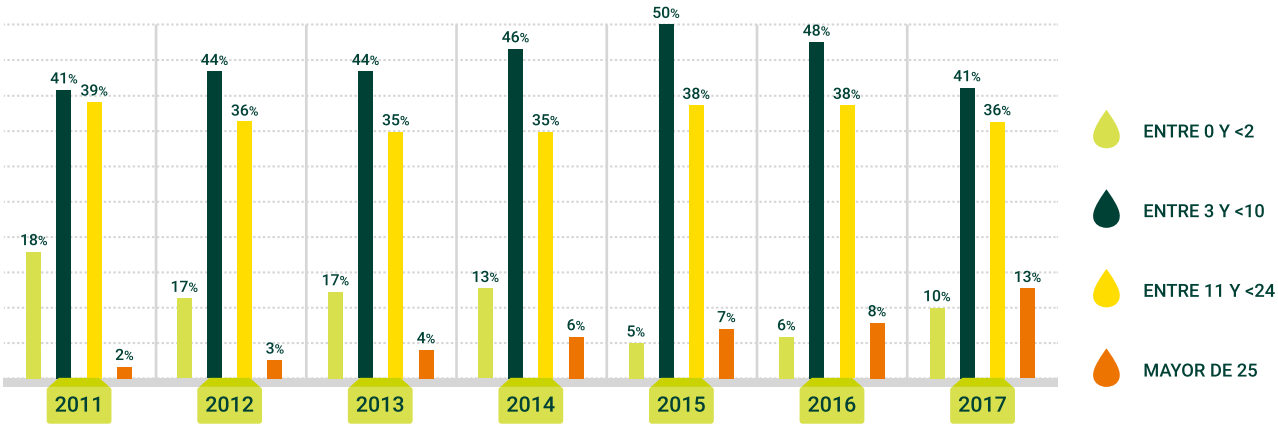
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

Gráfico 38. Planta personal Ecopetrol por edad (años)



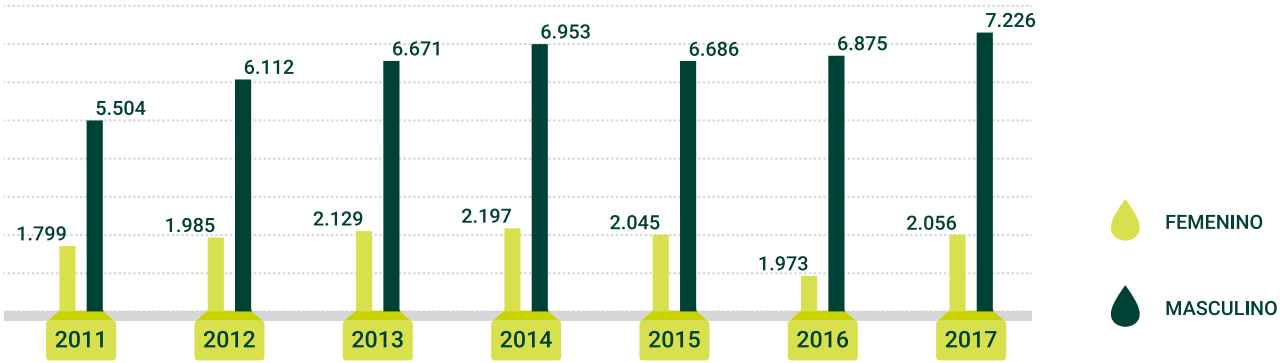
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

Gráfico 39. Planta personal Ecopetrol por antigüedad (años)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

Gráfico 40. Planta personal Ecopetrol por género

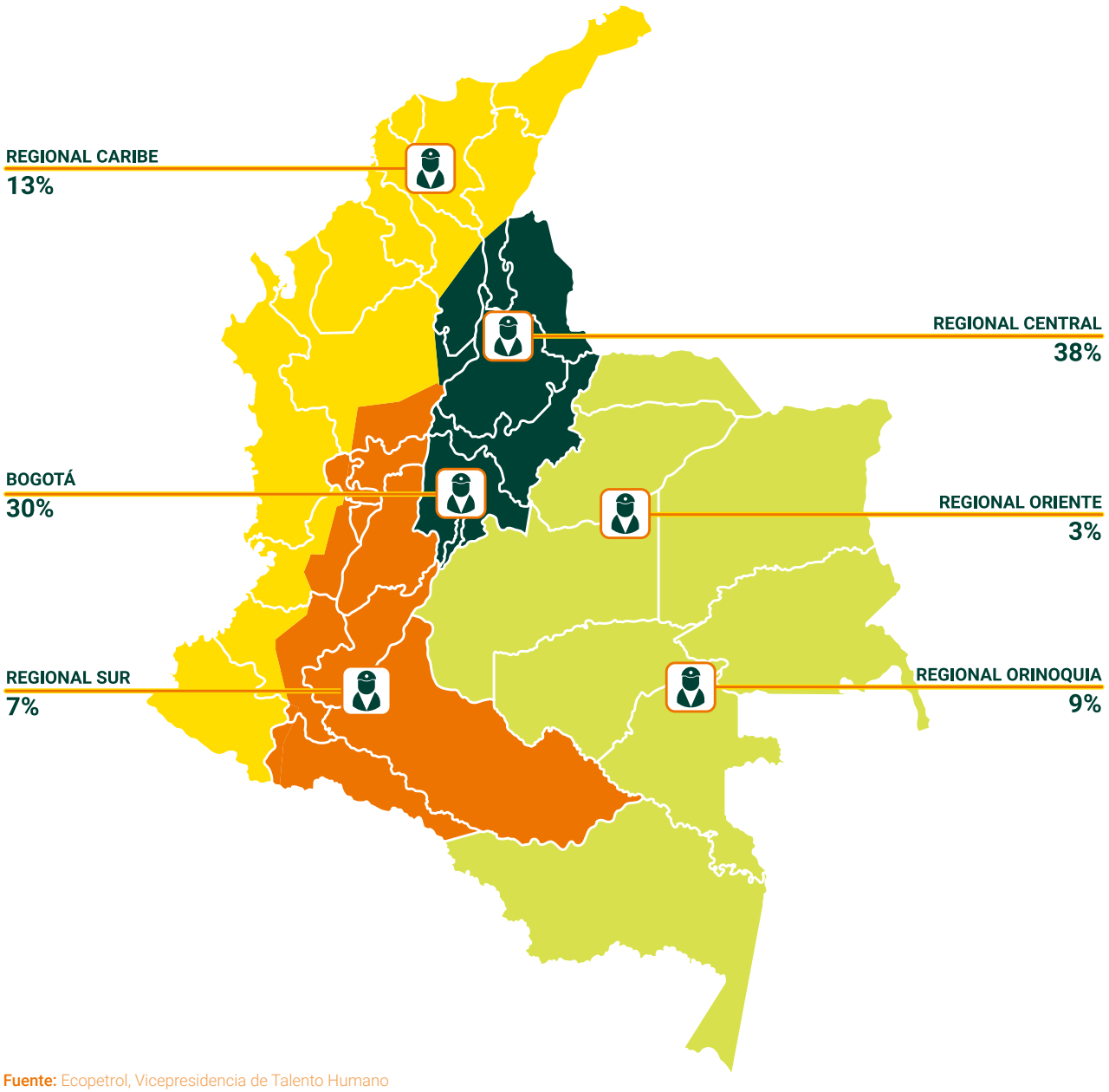


Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

102–8 > La diferencia en el número de hombres y mujeres en la organización se debe a que en el mercado laboral colombiano se encuentran más hombres que mujeres con las competencias de las especialidades propias del sector del petróleo y gas.

La planta de personal se encuentra distribuida en las distintas regionales del país donde hay operación de Ecopetrol. La región con mayor población es la Central, donde se concentran las operaciones de producción en Santander y la refinería de Barrancabermeja. (ver distribución regional en el siguiente mapa).

Mapa. Distribución de trabajadores por región



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano



Trabajadores en la Estación Chimita Departamento de Santander.

TRANSFORMACIÓN DE LA CULTURA

Desde la gestión del talento humano, se aporta al proceso de transformación empresarial de Ecopetrol. En 2017 se avanzó en la implementación e incorporación del modelo de cultura a través de los siguientes frentes:

404-2 >

FORMACIÓN PARA LA TRANSFORMACIÓN CULTURAL

Realización de 82 talleres de colaboración con una cobertura de 2.274 trabajadores, 70 talleres de creatividad a 1.900 trabajadores, 76 talleres de compromiso con la vida a 2.127 trabajadores. Tres de los cinco valores de nuestra cultura.

Realización de 4 talleres de relacionamiento y comunicaciones para el posconflicto, con cobertura a 64 personas y 14 charlas de ética y transparencia con impacto a 1.417 personas.

Inducción en el modelo de cultura para 275 nuevos trabajadores.

Talleres de servicio al cliente con cobertura de 416 funcionarios de la Vicepresidencia de Talento y Humano y Servicios Compartidos.

RECONOCIMIENTO DE COMPORTAMIENTOS DE LA CULTURA

El programa de reconocimiento de Ecopetrol está compuesto por cuatro elementos que se describen a continuación:

Reconocimiento cotidiano

A través de la herramienta *Successfactors*, compañeros y jefes envían sus mensajes de gratitud y felicitación por logros y contribuciones al desempeño diario. En 2017 se registraron 40.829 felicitaciones, en las que se destacaron acciones, resultados y comportamientos que suman al logro de los objetivos y son ejemplo de la cultura deseada. Esto representa un 36% de crecimiento frente a 2016.

Momento para agradecer

Se compone de actividades y espacios de reconocimiento en sitio por parte del Presidente y altos directivos. En 2017 el Presidente realizó 2 eventos de reconocimiento. Por su parte, los Vicepresidentes, Directores y Gerentes, realizaron reuniones para alineación de metas y reconocimiento.

Abotonados (Gotas de Experiencia)

En 2017 se reconoció, en ceremonia especial, la contribución y experiencia de 607 trabajadores por cumplir 10, 20 y 30 años de trabajo continuo en la empresa.

Premios *Excelencia Ecopetrol*

Evento en el que personas y equipos que son ejemplo de los comportamientos del modelo de cultura y que suman al logro de la estrategia, son reconocidos.

En 2017 se inscribieron 524 iniciativas de equipos en las categorías: Equipos Excelencia de Creatividad, Colaboración, Pasión por la Excelencia y Compromiso con la Vida. Adicionalmente, jefes y compañeros postularon a 281 empleados que se distinguen por tener un comportamiento ejemplar en las mismas categorías y a 133 Líderes que son modelo de un liderazgo inspirador.

Un equipo ganador por categoría fue premiado en cada una de las seis regionales de Ecopetrol, así como un empleado ejemplar y un líder inspirador. En el ámbito nacional se surtió un proceso de evaluación de estos finalistas y se seleccionó un equipo ganador nacional por categoría.

PLANES DE TRANSFORMACIÓN CULTURAL

En 2017 se definieron 22 planes de transformación cultural, conformados por 220 actividades enfocadas en 46 de los 68 comportamientos evaluados en la encuesta de cultura y ambiente laboral de 2016. Los cinco principales comportamientos trabajados fueron:

Promovemos el balance entre la vida personal y laboral.

Las actividades de bienestar son suficientes y contribuyen al buen clima de la organización.

Los líderes comunican la información relevante oportunamente.

Somos puntuales al comenzar y terminar las reuniones.

Mi lugar de trabajo es seguro para trabajar y tengo las condiciones que requiero para regresar sano a casa.

Los planes definidos lograron fortalecer los comportamientos del modelo de cultura, con acciones diseñadas por cada área en función de sus objetivos organizacionales.

LIDERAZGO Y NUEVAS GENERACIONES

En 2017 se creó en Ecopetrol el Centro de Desarrollo de Talento, con el fin de iniciar un camino de fortalecimiento en las competencias del equipo de liderazgo de la compañía y desarrollar las nuevas generaciones de Ecopetrol.

LIDERAZGO

En 2016, Ecopetrol vivió una trasformación generacional en su equipo directivo, que implicó importantes retos de desarrollo en el ejercicio de Liderazgo. En atención a lo anterior, en 2017 el foco de las acciones de liderazgo se centró en los siguientes frentes:

5
talleres de liderazgo

Para 380 líderes de dirección y gerencia, orientados a generar conversaciones de alineación frente a los retos más relevantes de liderazgo y a promover el liderazgo inspirador.

117
líderes valorados

De la organización en los niveles de dirección y gerencia, con el objetivo de identificar las principales fortalezas en el liderazgo organizacional y los desafíos más relevantes en términos de desarrollo.

A partir de una evaluación de la percepción de desempeño del liderazgo que incluyó colaboradores, pares, superiores y clientes, esta valoración permitió contar con un completo entendimiento del potencial de liderazgo, realizar un ejercicio de realimentación individual y formular objetivos de desarrollo.

DESARROLLO DE NUEVAS GENERACIONES

Con el propósito de promover el desarrollo de nuevas generaciones que habiliten el crecimiento, la movilidad y el relevo generacional en Ecopetrol, durante 2017 se llevaron a cabo los siguientes programas.

Programa de jóvenes potenciales

Inició en mayo de 2017 con el propósito de fortalecer y desarrollar habilidades y competencias en 23 jóvenes con alto potencial en diferentes áreas de la organización. Los participantes recibieron 148 horas académicas y 180 horas de pasantías, que incluyeron temas como: estructuración de pensamiento, conocimiento funcional y habilidades de liderazgo.

El programa, que tiene una duración total de tres años, incluye además las siguientes actividades: rotaciones en diferentes áreas de negocio para ampliar la perspectiva sobre la organización, desarrollo de un proyecto de transformación, refuerzo en inglés, visitas nacionales, pasantías internacionales y un *mentoring* con el acompañamiento del equipo directivo de Ecopetrol.

Programa de semilleros

Busca vincular profesionales con excelencia académica en las diferentes áreas de Ecopetrol y ofrecerles importantes oportunidades de formación y movilidad durante un período de dos años.

En 2017 se vinculó un grupo de profesionales recién egresados clasificados dentro de los mejores resultados en sus programas académicos en áreas afines a las actividades de la empresa.

En la actualidad estos profesionales hacen parte de un proceso de desarrollo orientado a asegurar mayor conocimiento y entendimiento de la cadena integral de negocio, con énfasis administrativo, técnico y humano.

GESTIÓN DEL DESEMPEÑO

404-3 > El modelo de evaluación de desempeño mantuvo su esencia y estructura, de acuerdo con las cuales se establecen 5 escalas de clasificación, en función de la contribución individual de cada trabajador al logro de los objetivos empresariales.

La clasificación de desempeño de los trabajadores de Ecopetrol en 2017 (según los resultados 2016) arrojó los resultados que se presentan en el gráfico 41. Es importante tener en cuenta que desde 2012 la evaluación de desempeño cubre el 100% de los trabajadores.

Programa de practicantes *(trainees)*

A través de la selección de 103 estudiantes universitarios para el primer semestre de 2017 y 112 para el segundo semestre, busca disponer de un banco de talentos que se diferencie por su desempeño académico, creatividad, integridad y colaboración.

En 2017 el programa tuvo las siguientes mejoras: rediseño de los criterios del proceso de selección, asignación de un proyecto de negocio con un mentor, inclusión de un proceso de evaluación orientado a que el practicante conozca sus fortalezas y oportunidades de desarrollo, e inclusión de los practicantes dentro del banco de talentos elegible para posiciones con perfiles acordes con su formación y experiencia adquirida.

Programa de relacionamiento con Universidades

Se orienta a consolidar una red de colaboración con 24 universidades en todo el país y a realizar alianzas en la generación de escenarios de aprendizaje academia – empresa.

En el marco del programa, durante 2017 se aseguró la participación en 21 ferias universitarias y en conversaciones de desarrollo del talento con estudiantes de 7, 8 y 9 semestre de 15 universidades. Así mismo, se facilitó la realización de visitas industriales, y el patrocinio de espacios de aprendizaje y desarrollo en los temas de interés de la industria, entre otros.

Gráfico 41. Clasificación de desempeño



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

103-1 > 103-2 103-3

PLANIFICACIÓN DEL TALENTO

En respuesta a las necesidades cambiantes de la empresa, en 2017 se rediseñó e implementó el proceso de planificación del talento humano, esta vez según funciones, por agrupaciones de cargos por afinidad.

Por primera vez se elaboraron 23 planes de talento por funciones, que permiten comprender de manera proactiva el talento requerido para la estrategia y los planes de negocio, y diseñar soluciones efectivas de talento.

SELECCIÓN Y VINCULACIÓN DEL TALENTO

Ecopetrol atrae, selecciona y vincula trabajadores con experiencia, competencias técnicas, competencias organizacionales y competencias de liderazgo que cumplan con los perfiles de cargo requeridos.

406-1 > Los procesos se llevan a cabo sin discriminar por razones de sexo, raza, origen, lengua, religión, condición de discapacidad, opinión política o filosófica, y están enmarcados en los valores, principios organizacionales, equidad, transparencia y rigor en el procedimiento. En la tabla 74 se presenta el número de trabajadores vinculados por Ecopetrol durante el período 2011 - 2017.

Tabla 74. Vinculación de personal 2011 – 2017 (número de personas)

VINCULACIONES	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nuevos trabajadores	595	870	696	591	129	495	**678**
Estudiantes en práctica	501	615	724	915	737	786	**808**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

Del total de vinculaciones realizadas en 2017, el 4,8% (51 personas) correspondió a vinculación de personal residente en el exterior (ver tabla 75).

Tabla 75. Vinculación de personal residente en el exterior (número de personas)

RESULTADO BÚSQUEDA INTERNACIONAL	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Colombianos residentes en el exterior	7	8	0	13	4	8	**15**
Personas extranjeras	6	9	5	22	10	7	**36**
TOTAL	**13**	**17**	**5**	**35**	**14**	**15**	**51**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

En 2017 se cubrieron 1.044 vacantes en total, necesarias para apalancar procesos como: incrementos o cambios en operaciones, reestructuraciones organizacionales y rotación de personal.

Cabe resaltar que en 2017 Ecopetrol llevó a cabo procesos de convocatoria masiva para el cubrimiento de vacantes, entre los que se destaca la Feria de Empleo, realizada en agosto, la cual permitió cubrir 250 vacantes.

Del total de las vacantes seleccionadas en 2017, el 65% (678 personas) correspondió a personal externo y el 35% restante (366 personas) se cubrió con personal interno.

103-1 > 103-2 103-3

DESARROLLO Y CRECIMIENTO PROFESIONAL

Con el propósito de facilitar el desarrollo profesional de los trabajadores de Ecopetrol y simplificar la estructura de cargos de la organización, en 2015 se inició la estructuración de la iniciativa de mapa de cargos, alineada con los procesos y la estrategia empresarial.

2016

Se culminó el diseño del nuevo mapa de cargos de la empresa, de acuerdo con el cual se logró simplificar el número de cargos (de 2.361 a 300), se delimitaron:



4 CARRERAS

- Administrativa
- Operativa
- Técnica
- Liderazgo

y se diseñaron rutas y criterios de crecimiento.

2017

Los esfuerzos se concentraron en la implementación del mapa de cargos operativo, al cual fueron asignados 2.667 trabajadores. De igual forma, se definieron:



120 COMPETENCIAS técnicas por función de cargo, familia y especialidad.

En **2018** el reto consistirá en la implementación del mapa de cargos técnico – profesional.



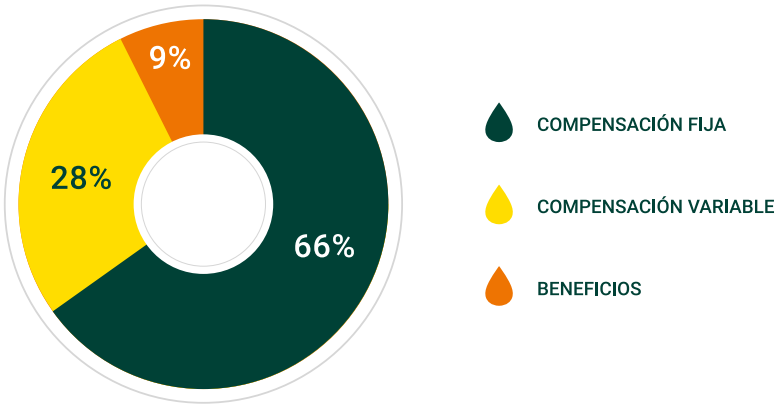
102–35 >

ESQUEMA DE COMPENSACIÓN

El esquema de compensación de Ecopetrol está compuesto por tres componentes: compensación fija, compensación variable y beneficios.

La distribución de los componentes sobre la compensación total, se puede observar en el gráfico 42.

Gráfico 42. Compensación total en Ecopetrol



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

COMPENSACIÓN FIJA

102–35 > La compensación fija está compuesta por el salario básico más las prestaciones legales, extralegales y otros pagos. Maneja una banda salarial de crecimiento entre el 80% y el 120% del valor de referencia de mercado para cada cargo. Este rango promueve el alto desempeño de los trabajadores y el crecimiento profesional, dado que permite incrementos salariales no asociados a promociones.

202–1 > En 2017, el salario mínimo mensual legal vigente en Colombia (SMLV) fue de $737.717. En Ecopetrol el salario mínimo fue de $1.811.400 mensuales, lo que equivale a 2,5 SMLV.

< 103–1 103–2 103–3 Ecopetrol garantiza la equidad en la compensación entre hombres y mujeres, considerando que la compensación de referencia que aplica está asociada al cargo, independiente que el mismo sea ocupado por un hombre o una mujer. Este principio aplica para todos los trabajadores y niveles de cargo de la empresa.

Los promedios de ingresos monetarios mensuales entre mujeres y hombres para los diferentes niveles de cargo se presentan en las tablas 76 y 77.

405-2 > **Tabla 76.** Ingreso monetario mensual promedio para hombres y mujeres en cargos directivos (millones de pesos)

Clasificación cargos	Nivel de Cargo	Ingreso Monetario Mensual Promedio Mujeres	Ingreso Monetario Mensual Promedio Hombres	Diferencia mayor Mujeres	Diferencia mayor Hombres
Alta Dirección	12	57.4	49.3	8.15	
	11	37.7	40.5		2.75
Técnicos Operativos, supervisores, Profesionales y Gerencia Media	10	32.2	33.5		1.36
	9	25.7	26.1		0.42
	8	20.5	20.7		0.19
	7	16.6	16.6		
	6	12.8	12.7	0.03	
	5	9.8	9.8		
	4	7.6	7.6		
Técnicos Administrativos, secretarias	3	6.2	6.3		0.10
	2	5.1	5.3		0.20
	1	4.1	4.8		0.65

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

Tabla 77. Ingreso monetario mensual promedio para hombres y mujeres en cargos operativos (millones de pesos)

Clasificación cargos	Nivel de Cargo	Ingreso Monetario Mensual Promedio Mujeres	Ingreso Monetario Mensual Promedio Hombres	Diferencia mayor Mujeres	Diferencia mayor Hombres
Operadores, mantenedores y servicios de apoyo	13 Oper.	6.6	6.9		0.34
	12 Oper.	5.8	5.9		0.07
	11 Oper.	4.8	4.3	0.49	
	A	4.2	5.1		0.94

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

102–39 > En cuanto a la compensación del Presidente, en 2017 esta fue 8.4 veces la compensación fija promedio de los trabajadores. Este valor es 0,97% más bajo que el registrado en 2016 (8.6 veces).

COMPENSACIÓN VARIABLE

102–35 > La compensación variable es la remuneración que se otorga a los colaboradores en función de los resultados empresariales, de los resultados del área y del desempeño individual. Los factores que determinaron la compensación variable en 2017 se presentan en la tabla 78.

Tabla 78. Factores que determinan la compensación variable

Resultados empresariales según matriz de resultados	• Índice de frecuencia de casos registrables GE • Cumplimiento plan de recursos contingente y reservas • Margen bruto de Refinación • EBITDA GE • ROACE GE • Indicador de gestión de riesgos y control interno GE • Cumplimiento de hitos
Resultados propios de las áreas	• Indicadores específicos, representados en los Tableros Balanceados de Gestión de las diferentes áreas

Afectación por eventos HSE	• Fatalidades • Incidentes Ambientales • Eventos éticos o disciplinarios
Desempeño individual	• Clasificación de desempeño individual y factor de permanencia

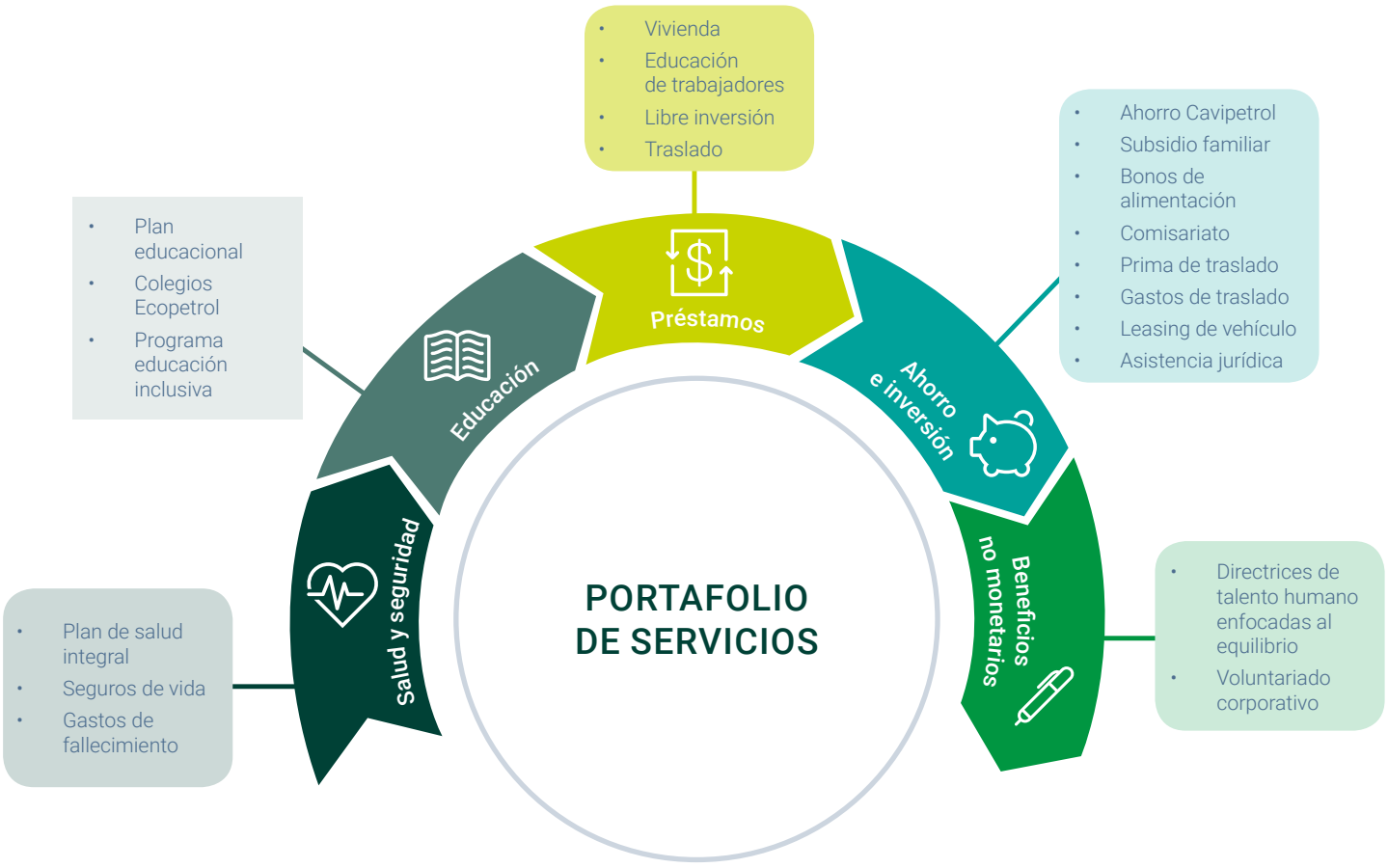
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

201-3 > 401-2

BENEFICIOS

Ecopetrol ofrece un portafolio de beneficios a sus trabajadores, enfocado en 5 aspectos que se describen en el gráfico 43.

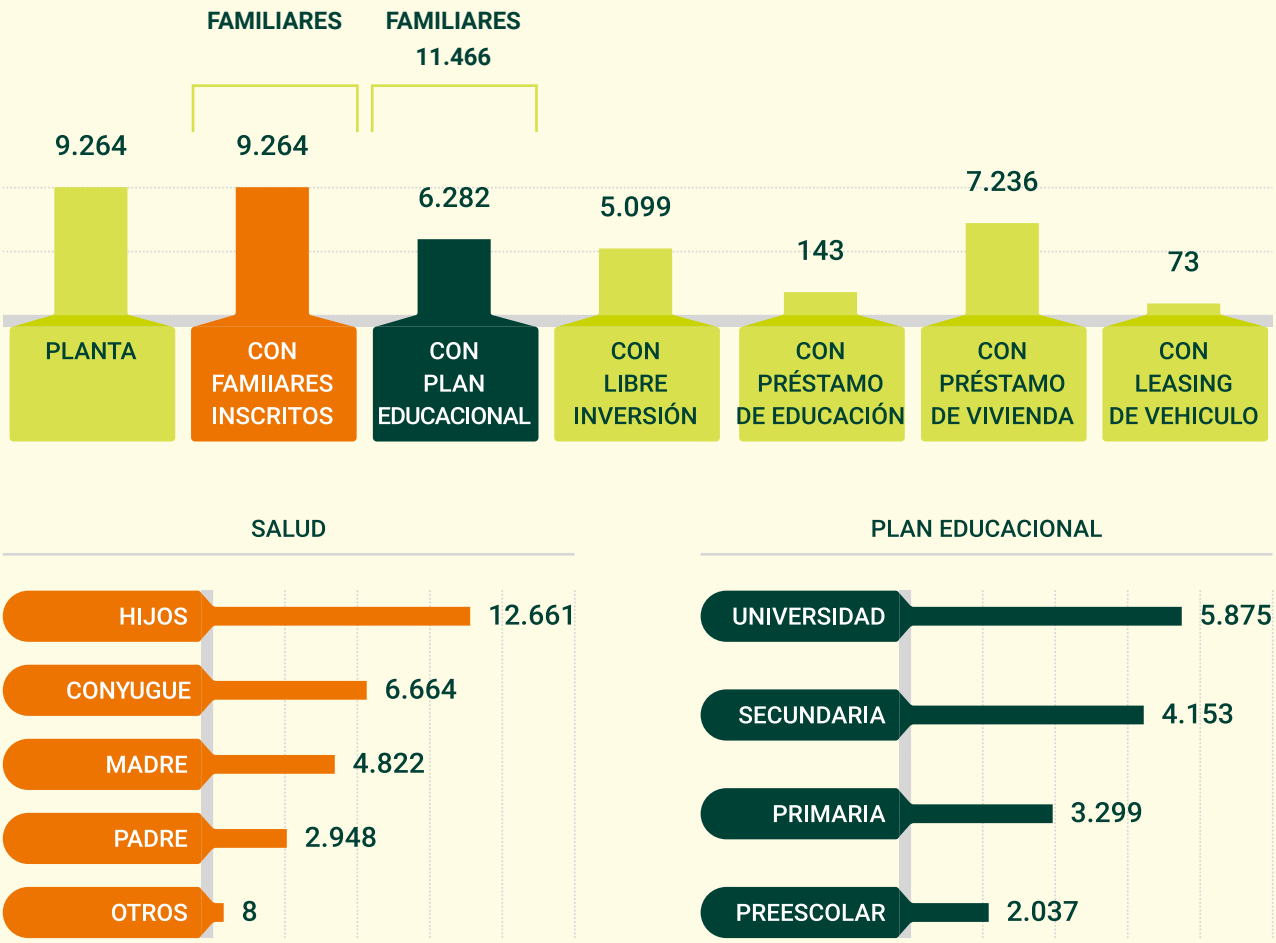
Gráfico 43. Portafolio de beneficios



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

La cobertura de los diferentes beneficios (para trabajadores y para sus familiares) se presenta en el gráfico 44.

Gráfico 44. Cobertura del portafolio de beneficios (número de personas)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

401-2 > Es importante tener en cuenta que el 100% de los empleados de Ecopetrol está cubierto por el portafolio de beneficios de la empresa, sin distinción por tipo de contrato, jornada ni ubicación de las instalaciones.

201-3 > En 2016, Ecopetrol invirtió $182.642 millones en beneficios educativos: $131.517millones para los hijos de los trabajadores y $51.125 millones para hijos de los pensionados.

En cuanto al servicio de salud, en el marco del régimen exceptuado del Sistema General de Seguridad Social en Salud, Ecopetrol actúa como asegurador y prestador del servicio de salud y como administrador del riesgo laboral de sus trabajadores.

El plan de salud de Ecopetrol tiene una cobertura integral en todos los campos de la medicina: sin exclusiones por preexistencias ni periodos de carencia; sin cobro de bonos o copagos; con cobertura en todo el territorio nacional y con atención y cubrimiento de enfermedades de alto costo. En 2017, la empresa invirtió $551,300 millones en la salud integral de sus trabajadores, pensionados y beneficiarios.

Como resultado del programa de promoción y prevención y la vigilancia epidemiológica en salud, en 2017 se destaca la obtención de los siguientes resultados (tabla 79):

Tabla 79. Resultados del programa de promoción, prevención y vigilancia epidemiológica en salud

0 Mortalidad materna	0 Mortalidad infantil	68% Población con evaluación individual de riesgo
80% Cobertura del programa de salud bucal	84% Población sin caries	90% Cobertura en vacunación población menor de 1 año
80% Cobertura en vacunación trabajadores	76% Cobertura de tamizaje de cáncer de mama*	85% Cobertura de tamizaje de cáncer de cérvix**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

(*) Superior a la meta establecida por el país de 70%.

(**) Superior a la meta establecida por el país de 80%.

En cuanto a tratamiento de enfermedades de alto costo, en 2017 se trataron eventos por valor de $60.000 millones, asociados a las siguientes patologías:

- Diálisis en insuficiencia renal crónica
- Trasplante renal, trasplante de corazón, trasplante de médula ósea y trasplante de córnea.
- Tratamiento para el SIDA y sus complicaciones.
- Tratamiento con radioterapia y quimioterapia para el cáncer.
- Tratamiento quirúrgico para enfermedades del corazón y el sistema nervioso central.
- Tratamiento quirúrgico para enfermedades de origen genético o enfermedades congénitas.
- Tratamiento médico quirúrgico para el trauma mayor y terapia en unidad de cuidado intensivo.

En cuanto a los beneficios e incentivos no monetarios, en el gráfico 45 se relaciona el número de trabajadores cubiertos por los diferentes programas en 2017.

401-3 > **Gráfico 45.** Cobertura de beneficios no monetarios

5.462 Permiso por cumpleaños	624 Permiso por compra de vivienda	196 Permiso por traslado	142 Permiso por matrimonio
184 Licencia de paternidad extendida	67 Licencia de maternidad extendida	39 Voluntariado	

Fuente: Ecopetrol, Gerencia de Servicios Compartidos

401-3 > La licencia de maternidad y paternidad extendida son permisos remunerados que brindan un periodo de tiempo adicional a la licencia estipulada por la ley, permitiendo el regreso paulatino de madres trabajadoras a su ámbito laboral, y proporciona a los padres la posibilidad de compartir tres días más con sus bebés. El 98% (251) de los trabajadores que tomaron licencias extendidas de paternidad y maternidad continúan vinculados con la organización.

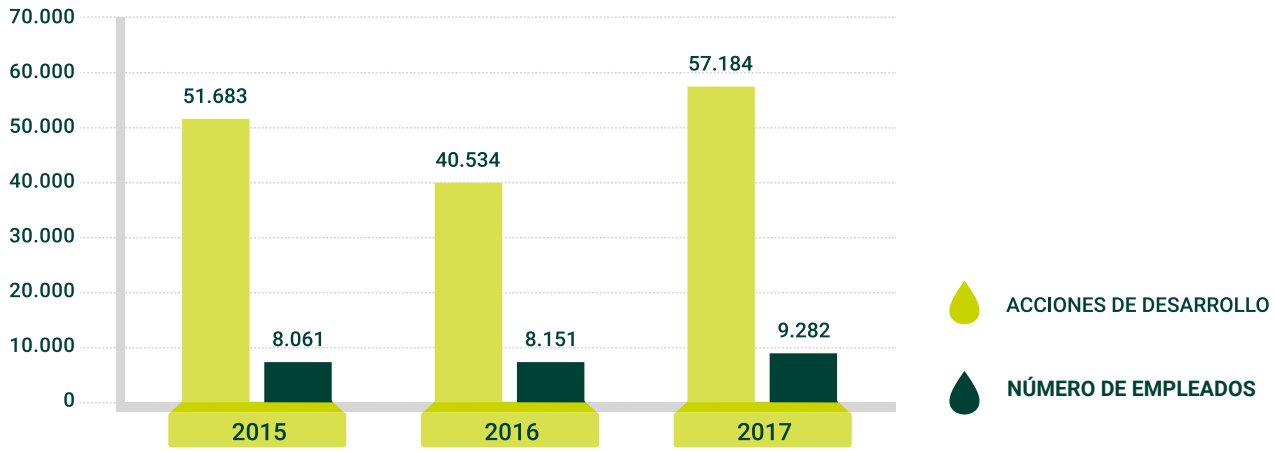
GESTIÓN DEL APRENDIZAJE Y DEL CONOCIMIENTO

GESTIÓN DEL APRENDIZAJE

404-1 > Ecopetrol cuenta con un portafolio de programas de formación que contribuyen al fortalecimiento de las competencias técnicas de sus trabajadores. En 2017 fueron ejecutadas 57.184 acciones de formación en las modalidades presencial, virtual y por autodesarrollo, que equivalen a 457.856 horas hombre de formación impartida a los 9.282 trabajadores.

En promedio, cada trabajador recibió 49,3 horas hombre de formación frente a un referente del mercado de la *Association for Talent Development* (ATD) de 35,5 horas hombre de formación (ver gráfico 46).

Gráfico 46. Acciones de desarrollo



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO

En Ecopetrol la gestión del conocimiento tiene como objetivo asegurar las actividades necesarias para la identificación, incorporación, aseguramiento, transferencia y mejora del conocimiento clave que se encuentra al interior de la organización o externo a ella, y que es necesario para garantizar la sostenibilidad de la operación y el crecimiento de la organización. Durante 2017, en gestión de conocimiento se realizaron las siguientes actividades:

Premio MAKE

Ecopetrol fue una de las empresas ganadoras del premio MAKE America *(Americas Most Admired Knowledge Enterprise)* en su versión del 2017. *MAKE* es un premio anual que reconoce a las organizaciones por sus prácticas ejemplares en gestión del conocimiento y por ser organizaciones capaces de crear riqueza a sus accionistas, a través de la transformación del conocimiento en mejores productos, servicios y soluciones.

Por tercer año consecutivo y por cuarta vez (2012, 2015, 2016, 2017) Ecopetrol es reconocido con este premio. En esta ocasión, 46 empresas fueron nominadas y 23 fueron catalogadas como finalistas. Ecopetrol es la única empresa no norteamericana en ganar este premio y junto a *ConocoPhillips* las únicas del sector *Oil & Gas*.

Ecopetrol se destacó por su calificación como la empresa con mejores resultados en la creación de un ambiente empresarial de colaboración y transferencia de conocimiento.

Tercer Foro Internacional de Recobro Mejorado



Tercer Foro Internacional de Recobro Mejorado.

Entre el 29 de noviembre y el 1 de diciembre, Ecopetrol realizó el tercer *Foro Mundial de Recobro Mejorado* en la ciudad de Villavicencio. Participaron 250 asistentes nacionales y 15 expertos internacionales de países como Canadá, Malasia, Holanda, Estados Unidos y México, entre otros.

404–2 > **Charlas E+**

Este mecanismo de gestión de conocimiento tiene como objetivo fomentar la transferencia de conocimiento y el aprendizaje organizacional, y apalancar la cultura de colaboración y creatividad en Ecopetrol a través de la democratización del conocimiento.

Las charlas tienen una duración de una hora y son transmitidas semanalmente vía *streaming* a todo el Grupo Ecopetrol. El 2017 se realizaron 39 *Charlas E+* conocimiento sobre diferentes temas de interés e impacto para la empresa, con más de 27 mil asistencias.

Otros mecanismos de gestión de conocimiento

Se destaca la realización de reuniones de expertos (RANE) para compartir conocimiento sobre temas de HSE, producción y abastecimiento. Así mismo, el encuentro de la comunidad de estimulación de pozos, orientado a compartir conocimientos, lecciones aprendidas y estandarización de documentos.

De otro lado es importante mencionar que en 2017 se generaron:

31 HISTORIAS DE ÉXITO

224 LECCIONES APRENDIDAS SOBRE

CADENA DE VALOR
- Producción
- Refinación
- Transporte

COMUNIDADES

35 DE PRÁCTICA ACTIVAS	**9** EN CONSTRUCCIÓN	**4.500** TRABAJADORES VINCULADOS
57 mil VISITAS REGISTRADAS	**59 mil** DOCUMENTOS PUBLICADOS	**191 mil** DESCARGAS DE DOCUMENTOS



Trabajadores en la estación Acacias Departamento del Meta.

SEGURIDAD INDUSTRIAL, SEGURIDAD DE PROCESOS Y SALUD OCUPACIONAL

103–1 > 103–2 103–3

La estrategia de seguridad industrial, seguridad de procesos y salud ocupacional, está enfocada en gestionar los riesgos, reducir la accidentalidad en las operaciones y alcanzar resultados sostenibles y eficientes. A través de un trabajo colectivo de beneficio compartido para el negocio, sus trabajadores y las áreas de operación, busca aportar al crecimiento rentable de la empresa.

La estrategia se soporta en el compromiso gerencial, las prácticas de cultura y liderazgo y un estricto cumplimento de la disciplina operativa. Abarca tres dimensiones fundamentales para la compañía, cada una con un propósito particular:

Personas

Con cultura de seguridad, competentes, sanas y con comportamientos seguros.

Procesos

Seguros, eficientes, limpios y sin desviaciones.

Instalaciones

Seguras, limpias, confiables y con capacidad de respuesta ante emergencias.

De esta forma se busca alcanzar resultados sostenibles y eficientes en términos de la madurez de las prácticas, la reducción de la accidentalidad y la reducción de riesgos de salud ocupacional. A continuación se presentan los principales resultados de la estrategia de seguridad industrial, seguridad de procesos y salud ocupacional en 2017.

CULTURA Y LIDERAZGO

En el componente de Cultura y Liderazgo (con foco en el compromiso con la vida), se estableció como premisa lograr que cada vez más trabajadores y líderes actúen de forma segura por convicción; siendo ejemplo y promoviendo comportamientos sanos, seguros y limpios, anteponiendo la vida por encima de la operación. Para cumplir este propósito, se continúa trabajando en los siguientes temas:

Compromiso visible

El líder promueve el estado de las diferentes prácticas y realiza acompañamientos a sus trabajadores mediante conversaciones HSE, visitas de campo y realimentación.

Disciplina operativa

Es la dedicación y el compromiso que cada miembro de una organización tiene para llevar a cabo cada tarea de la forma correcta siempre; es una forma de vida. En Ecopetrol se está aplicando la disciplina operativa a través de la identificación de procedimientos, normas o estándares, la revisión de su calidad y pertinencia, el aseguramiento de la divulgación (formación y entrenamiento) y el cumplimiento por parte de los ejecutores, tanto trabajadores como contratistas.

Aseguramiento de comportamientos

Son observaciones que se hacen en las áreas para fortalecer los comportamientos sanos, seguros y limpios e identificar los comportamientos por mejorar, realimentar a los trabajadores y contratistas y mejorar así el desempeño.

Escenarios de seguimiento al desempeño HSE

Esquema manejado por los líderes de la organización (estratégicos, tácticos y operativos) en representación de todos los negocios de tal forma que se evalúen las desviaciones en los resultados y se tomen acciones que impacten en la mejora del desempeño HSE.

HIGIENE INDUSTRIAL

En Ecopetrol, la higiene industrial contempla el reconocimiento, la evaluación y el control de aquellos peligros (físicos y químicos) que se originan en los lugares de trabajo y que pueden ser causa de enfermedades laborales. Las principales actividades de higiene industrial realizadas por Ecopetrol en 2017 se presentan a continuación:

Caracterización de peligros físicos y químicos

Monitoreo de agentes físicos y químicos para verificar la efectividad de los controles implementados

Asesoría para el control de peligros prioritarios

Transferencia de conocimiento y estructuración de planes de intervención, a partir de los resultados del monitoreo realizado. El cumplimiento de los planes de intervención definidos para 2017 fue de 95%.

ERGONOMÍA

La ergonomía busca comprender las interacciones entre los seres humanos y los elementos de un sistema de trabajo, con el fin de lograr que el sistema se adapte a las características y capacidades del trabajador.

En 2017 se realizaron las siguientes acciones:

Caracterización ergonómica de oficios

Evaluación ergonómica de puestos de trabajo

ELABORACIÓN

50 PLANES

de intervención para las diferentes unidades de negocio

REALIZACIÓN

205 CONSEJERÍAS ERGONÓMICAS

REPRESENTAN

99,5%

cumplimiento frente a la meta propuesta para el año

SALUD MENTAL Y RIESGO PSICOSOCIAL

Los riesgos psicosociales consisten en interacciones entre el trabajo, el medio ambiente, la satisfacción en el trabajo y las condiciones de la organización, por una parte, y por otra, las capacidades, necesidades y situación personal del trabajador. Estas interacciones pueden influir en la salud, el rendimiento y la satisfacción en el trabajo.

En 2017 Ecopetrol priorizó en aumentar la cobertura de la evaluación e identificación de factores de riesgos psicosociales en las diferentes dependencias y la construcción y desarrollo de acciones orientadas a mejorar la calidad de vida de los trabajadores. Específicamente se destacan las siguientes acciones:

Evaluación del factor de riesgo psicosocial con cubrimiento de 85% de la población de Ecopetrol y acompañamiento en la elaboración de los planes de intervención para la vigencia 2018 y 2019.

Atención de 205 casos resultado del acompañamiento psicosocial que se hace a los trabajadores por medio de la Línea Amiga.

Actualización y divulgación de la guía y programa de prevención y control de sustancias psicoactivas.

Formación en salud mental y psicosocial a los integrantes de los Comités de Salud Ocupacional (paritarios y locales) y realización del taller Evaluación de Factores de Riesgo Psicosocial Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) en la ciudad de Bogotá.

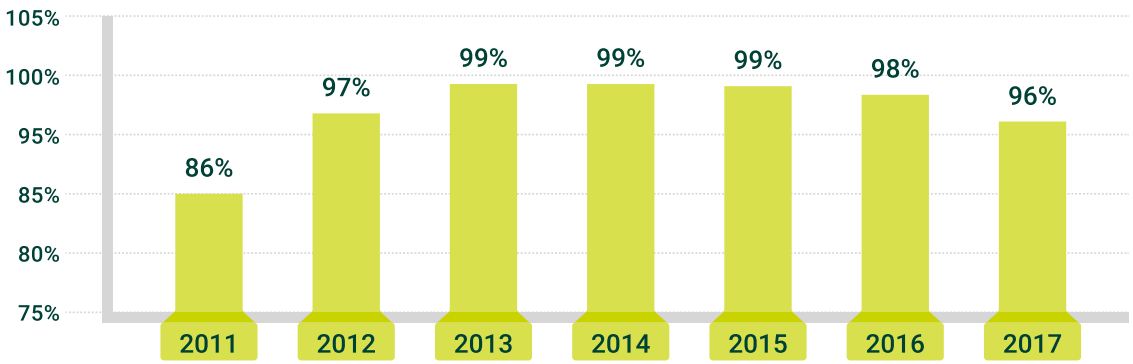


MEDICINA PREVENTIVA Y DEL TRABAJO

La medicina preventiva y del trabajo contempla las actividades destinadas a: promover la salud; prevenir, detectar y controlar las enfermedades de origen laboral y las secuelas de los accidentes de trabajo, y asegurar la rehabilitación de trabajadores con relación al trabajo y el ambiente laboral.

Anualmente se realizan evaluaciones periódicas de salud integral que permiten conocer el estado de salud de los trabajadores y actuar preventivamente. En el gráfico 47 se muestra el porcentaje de trabajadores cubiertos por la evaluación periódica de salud integral para el período 2011 – 2017.

Gráfico 47. Cobertura de la evaluación periódica de salud integral 2011-2017 (porcentaje de trabajadores)



Fuente: Ecopetrol, Gerencia de HSE (herramienta Ecosaludocupacional)

VIGILANCIA EPIDEMIOLÓGICA EN SALUD OCUPACIONAL

La vigilancia epidemiológica ocupacional en Ecopetrol es un sistema que integra la información sobre aspectos relevantes a vigilar del ambiente de trabajo y de los trabajadores. Su estructura se presenta en la tabla 80.

Tabla 80. Estructura de la vigilancia epidemiológica ocupacional

Ambiente de trabajo	Condiciones de salud del individuo	Efectos en el individuo
• Químicos (higiene industrial) • Psicosociales • Puesto de trabajo • Factores de riesgo ocupacionales	• Monitoreo de las condiciones de salud • Índices biológicos de exposición • Pruebas específicas especializadas	• Seguimiento a información de morbilidad y ausentismo

Fuente: Ecopetrol- Gerencia de HSE, VEO

En 2017, el el componente de viglancia epidemiológica ocupacional en el ambiente de trabajo registró una calificación de 3,0 en la escala de *Bradley* frente a una meta de 4,0, lo cual indica que las personas toman responsabilidad por ellos mismos, creen que la seguridad es personal y que pueden marcar una diferencia con sus propias acciones. En cuanto al componente del individuo, el porcentaje de avance de la implementación fue de 113%.

CONTROL DE TRABAJO

Consiste en la adecuada administración y manejo de las autorizaciones, competencias, mecanismos y herramientas para la gestión de riesgos e impactos ambientales durante la ejecución de actividades de: mantenimiento, construcción y modificación en las instalaciones que están bajo la responsabilidad y control de Ecopetrol.

En el marco de esta práctica, en 2017 el trabajo se centró en los siguiente focos: aseguramiento del proceso de planeación y programación de trabajos a ejecutar por personal directo y contratistas; fortalecimiento del cierre de brechas de conocimiento en tareas críticas, y acompañamiento en campo para asegurar su mejora en sitio.

403-3 >

TAREAS CRÍTICAS

En Ecopetrol son consideradas tareas críticas las siguientes actividades:

- Trabajo en alturas
- Utilización de andamios
- Pruebas hidrostáticas
- Excavaciones
- Espacios confinados
- Seguridad eléctrica
- Uso de vehículos

En 2017, se trabajó en la aplicación de la disciplina operativa para asegurar que el personal directo y los contratistas tengan a su disposición los instructivos de tareas críticas y reciban la capacitación y entrenamiento requeridos para su aplicación.

SEGURIDAD ELÉCTRICA

En relación con los sistemas eléctricos, en 2017 Ecopetrol adelantó un conjunto de acciones concentradas en tres pilares, así:

Personas

Evaluación de las competencias de personal propio electricista en trabajos con tensión y entrenamientos en el manual de seguridad eléctrica.

Instalaciones

Desarrollo de estudios de análisis de sistemas eléctricos y diseño de arco eléctrico en las instalaciones existentes y nuevos activos.

Equipos

Cumplimiento de normas de fabricación y de desempeño, de acuerdo con estándares.

403-4 >

ASUNTOS DE SALUD Y SEGURIDAD INDUSTRIAL CUBIERTOS EN ACUERDOS CON EL SINDICATO

El Capítulo 10 de la Convención Colectiva de Trabajo vigente (2014 - 2018), tiene un capítulo dedicado a la salud y seguridad de los trabajadores, el cual incluye los siguientes temas:

Salud y Seguridad Industrial	Higiene Industrial	Ergonomía
Plan Nacional de Salud Ocupacional	Comités Paritarios y Locales de Salud Ocupacional	Formación de los trabajadores en Salud Ocupacional

El proceso de elaboración y revisión de la convención colectiva implica la participación activa de los trabajadores.

403-1 >
413-1

COMITÉS DE SALUD OCUPACIONAL

Los comités paritarios (Copasos) y locales (Colosos) de Salud Ocupacional, son organismos constituidos por los trabajadores y por representantes de la administración de la empresa, con el fin de promover y vigilar el cumplimiento de los programas de salud ocupacional. Son elegidos a través de un proceso de votación abierto al 100% de los empleados.

En Ecopetrol se tienen conformados 12 Copasos y 33 Colosos, cada uno con participación de 132 trabajadores que, dada la naturaleza del proceso de selección, representan al 100% los trabajadores.

AUSENTISMO LABORAL

El ausentismo laboral se entiende como la no concurrencia al trabajo de trabajadores de Ecopetrol con contrato a término indefinido o definido, generada por cualquier causa de tipo médico, con énfasis en aquellas que tienen posibilidades de intervención. El ausentismo laboral se clasifica en las siguientes categorías: enfermedad común, que incluye la enfermedad de interés ocupacional (EIO); enfermedad laboral (EL), accidente de trabajo (AT) y accidente fuera del trabajo (AFT).

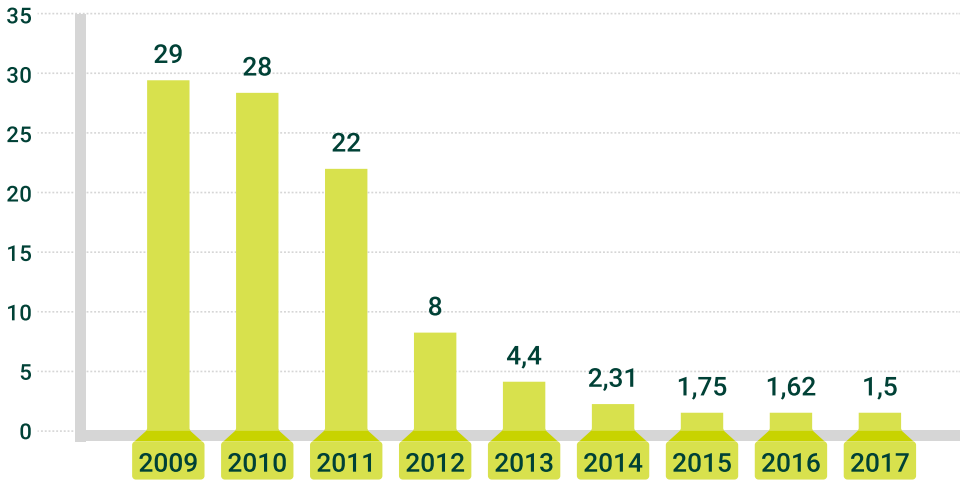
403-2 >

Ausentismo por enfermedades de interés ocupacional (EIO)

La enfermedad de interés ocupacional es un estado patológico, permanente o temporal, que ha sido diagnosticado por el profesional de la salud. Puede estar relacionado con la clase de trabajo que desempeña el trabajador, pero aún no ha sido calificado como enfermedad laboral; es decir, se considera una enfermedad de origen común.

El índice de frecuencia del ausentismo de las enfermedades de interés ocupacional para el 2017 es de 1.5 eventos por cada millón de horas hombre laboradas para toda la organización. Se evidencia una mejora del indicador, lo cual podría estar relacionado con la gestión oportuna de los casos identificados (ver gráfico 48).

Gráfico 48. Índice de Frecuencia del ausentismo de la EIO, 2009 – 2017 (número de eventos por cada millón de horas hombre laboradas)



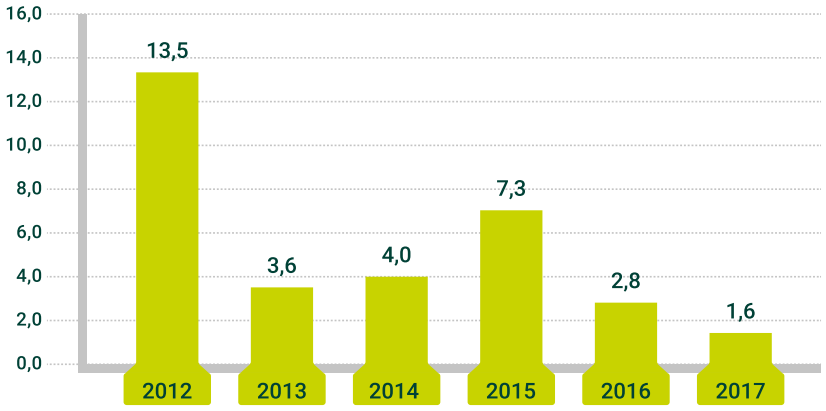
Fuente: Ecopetrol, Gerencia de HSE (herramienta Ecosaludocupacional)

Enfermedades laborales (EL)

De acuerdo con la Ley 1562 de 2012, se entiende por enfermedad laboral la contraída como resultado de la exposición a factores de riesgo inherentes a la actividad laboral o del medio en el que el trabajador se ha visto obligado a trabajar.

En el período 2012 – 2017 el comportamiento de la enfermedad laboral mantiene una tendencia descendente. Se observa un pico en 2015, explicado principalmente por la búsqueda y determinación de origen de casos de enfermedad laboral que vienen de años anteriores. Esta búsqueda estuvo respaldada con el indicador de gestión de Riesgo Salud Ocupacional. En 2017 la Tasa de Enfermedad Laboral en trabajadores activos de Ecopetrol registró un valor de 1.6 eventos por cada 1000 trabajadores (ver gráfico 49).

Gráfico 49. Tasa de Enfermedad Laboral (Eventos por cada 1000 trabajadores)



Fuente: Ecopetrol- Base de datos DOES-CPCL

Las principales causas de enfermedad laboral en el 2017 se presentan en la tabla 81.

Tabla 81. Causas de la enfermedad laboral - 2017

CAUSAS	PORCENTAJE
Síndrome del túnel carpiano	40
Epicondilitis lateral	13
Síndrome del manguito rotatorio	7
Otras degeneraciones especificadas de disco intervertebral	7
Trastornos de disco lumbar y otros, con radiculopatía	7
Hipoacusia neurosensorial, bilateral	20
Asma, no especificado	7
TOTAL	**100**

Fuente: Ecopetrol- Base de datos DOES-CPCL

403-2 > **Accidentes de trabajo**

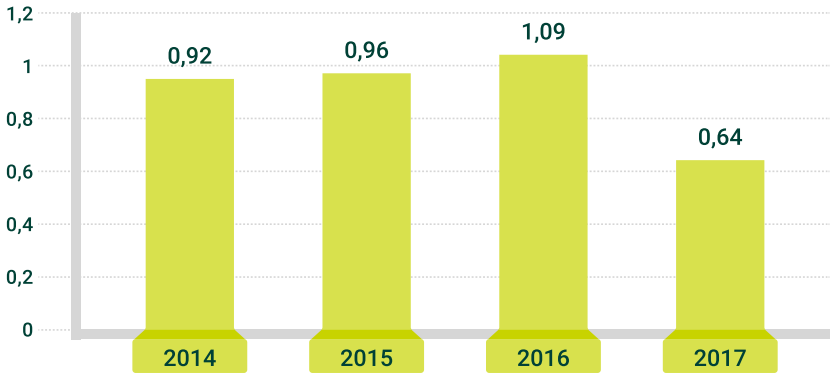
El desempeño de Ecopetrol en seguridad industrial registra una tendencia de mejora en los últimos cinco años. Esto ha sido producto de un trabajo constante y sistemático alrededor de los siguientes ejes:

Gestión de contratistas	Seguimiento a la ejecución de los contratos para lograr contar con personal competente, línea de mando con presencia en campo y adecuada identificación y divulgación de los peligros de las actividades a los ejecutores.
Cultura y liderazgo	Fortalecimiento en la supervisión e implementación de los sistemas de regulación (aseguramiento de comportamientos, mutua regulación y motivación progresiva).
Gestión de riesgos e impactos	Afianzar la identificación de los peligros y la valoración de los riesgos, y el cumplimiento de los controles establecidos para el tratamiento de dichos riesgos.
Procedimientos y prácticas seguras	Implementación de prácticas seguras (control de trabajo, espacios confinados, alturas), fortalecimiento del ciclo de disciplina operativa en sus etapas de calidad y cumplimiento de los procedimientos operativos y prácticas seguras.



En los gráficos 50, 51, 52 y 53, se presentan los resultados de los indicadores: índice de frecuencia de accidentalidad ocupacional para empleados y contratistas; índice de frecuencia accidentalidad ocupacional de empleados; índice de frecuencia de accidentalidad ocupacional de personal contratista e índice de severidad de la accidentalidad ocupacional, respectivamente.

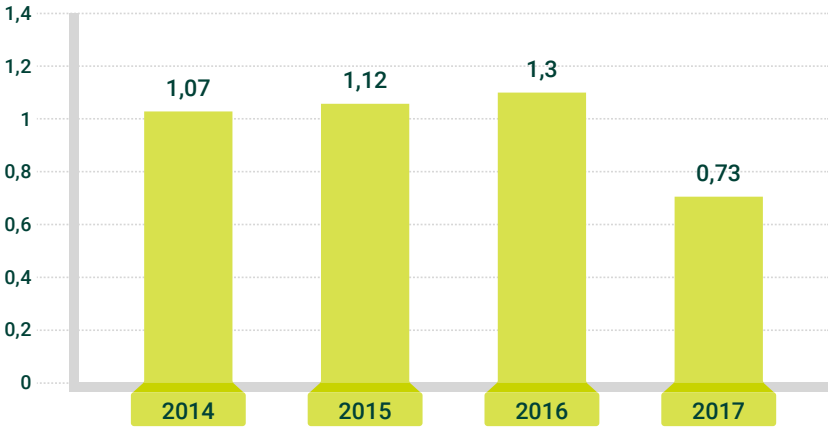
Gráfico 50. Índice de Frecuencia de Accidentalidad Ocupacional – Empleados y contratistas



Fuente: Ecopetrol, Gerencia de HSE

Índice de frecuencia accidentalidad ocupacional = (# de Accidentes con pérdida de tiempo (ACPT)+ # Accidentes Tratamiento Médico (TM) + # Accidentes Trabajo restringido (TR))/ Total Horas Hombre Trabajadas Ecopetrol) X 1'000.000.

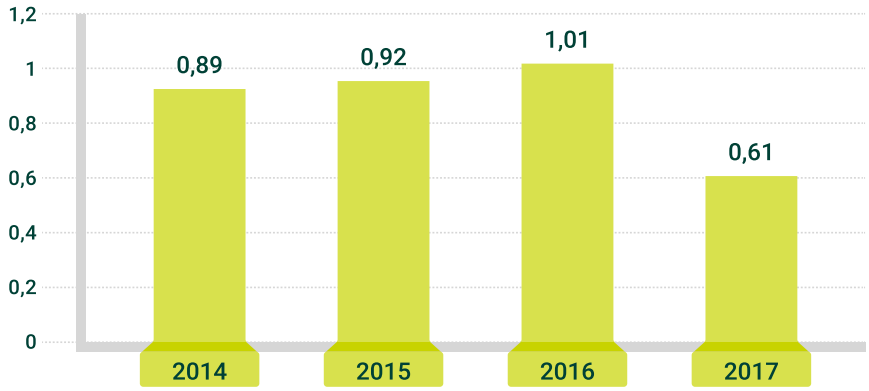
Gráfico 51. Índice de Frecuencia de Accidentalidad Ocupacional – Empleados directos



Fuente: Ecopetrol, Gerencia de HSE

Índice de frecuencia accidentalidad ocupacional = (# de Accidentes con pérdida de tiempo (ACPT)+ # Accidentes Tratamiento Médico (TM) + # Accidentes Trabajo restringido (TR))/ Total Horas Hombre Trabajadas Ecopetrol) X 1'000.000.

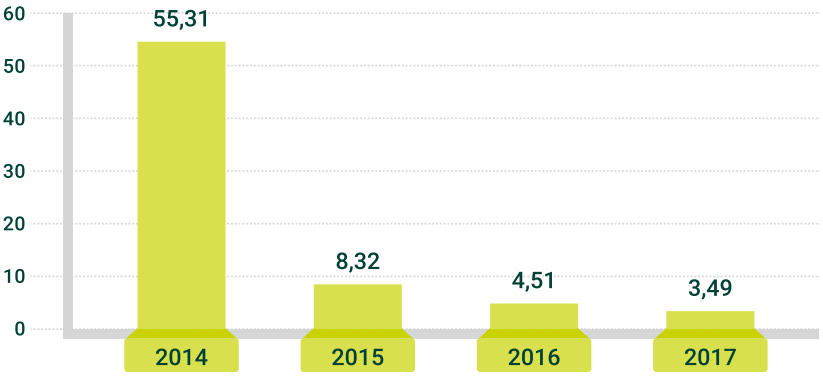
Gráfico 52. Índice de Frecuencia de Accidentalidad Ocupacional – Contratistas



Fuente: Ecopetrol, Gerencia de HSE

Índice de frecuencia accidentalidad ocupacional = (# de Accidentes con pérdida de tiempo (ACPT)+ # Accidentes Tratamiento Médico (TM) + # Accidentes Trabajo restringido (TR))/ Total Horas Hombre Trabajadas Ecopetrol) X 1'000.000.

Gráfico 53. Índice de Severidad de la Accidentalidad Ocupacional



Fuente: Ecopetrol, Gerencia de HSE

Índice de severidad de la accidentalidad ocupacional = (# de días perdidos por accidentalidad ocupacional/Total horas hombre trabajadas Ecopetrol) X 1'000.000.

102-48 > Es importante tener en cuenta que en 2017 Ecopetrol adoptó la medición del Índice de Frecuencia de Total de Casos Registrables (TRIF) y calculó este indicador para el período 2014 – 2017. Esto en reemplazo del Índice de Frecuencia de Accidentalidad con Pérdida de Tiempo.

Lo anterior en razón a que el TRIF es el indicador más utilizado por la industria de *Oil&Gas* en el mundo.

SOCIEDAD Y COMUNIDAD



Líderes Ecopetrol en el Departamento dela Guajira.

ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL ENTORNO

103-2 > La estrategia de gestión del entorno, actualizada en septiembre de 2017, tiene como objetivo asegurar la viabilidad de las operaciones de Ecopetrol mediante el fortalecimiento de las capacidades de la empresa y de las organizaciones locales para crear y mantener condiciones de prosperidad compartida y sostenible en las áreas de operación. Se fundamenta en 4 principios que se resumen a continuación:

No hay negocios viables en entornos fallidos

Existe una relación estrecha y directa entre la calidad social y ambiental del entorno y el éxito y viabilidad de las actividades y operaciones de la empresa. El relacionamiento local estratégico y transparente en entornos seguros, institucionalmente legítimos, económicamente prósperos y ambientalmente sanos es esencial para asegurar la viabilidad de la empresa y permite la construcción de agendas conjuntas que contribuyan a la creación de prosperidad compartida.

Más vale temprano que tarde

El éxito de los proyectos nuevos depende, en buena medida, de la anticipada y oportuna identificación y reconocimiento de los líderes y de otros actores sociales en el territorio. El relacionamiento con ellos y el conocimiento anticipado de sus realidades sociales, culturales, económicas, políticas, ambientales e institucionales, permiten identificar riesgos y oportunidades y facilita el diseño de intervenciones oportunas y pertinentes.

La ley no se negocia

Ecopetrol da cumplimiento cabal a todas sus responsabilidades, siguiendo todos los protocolos y procesos previstos en las normas nacionales y locales aplicables. No renuncia al ejercicio de sus derechos y no reconoce legitimidad en quienes de forma arbitraria pretenden vulnerarlos. Denuncia a quienes de manera ilegal afectan sus intereses y procura, cuando a ello hay lugar, la efectiva intervención de la fuerza pública, del sistema judicial y de los entes de control para la salvaguarda de sus derechos.

406-1 >

Ninguna forma de discriminación es aceptable

Ecopetrol reconoce, respeta, valora y protege la diversidad social, étnica y cultural de las personas con quienes interactúa. No ejerce ninguna forma de discriminación y, si esta se presenta, la denuncia.

Para la materialización de estos principios, Ecopetrol adopta un conjunto de criterios de actuación, que se sintetizan a continuación:

La institucionalidad como base del relacionamiento

Ecopetrol se relaciona con el entorno a la luz de las políticas del Gobierno Nacional dirigidas al fortalecimiento de la institucionalidad, la legalidad y la gobernabilidad de los territorios. La empresa se mantiene atenta al desarrollo de otras políticas e iniciativas del gobierno que puedan apalancar el cumplimiento de sus objetivos en materia de relacionamiento, generación de valor compartido y prosperidad social.

Excelencia operacional

La excelencia operacional es condición necesaria para la construcción de entornos seguros y ambientalmente sostenibles. Ecopetrol desarrolla procesos industriales de alto desempeño, orientados a lograr una operación de mínimo impacto sobre el entorno, y a proteger la integridad de sus trabajadores y de las comunidades. Los procesos industriales cumplen con la normatividad ambiental vigente, con los requerimientos establecidos en los instrumentos de manejo ambiental y con los estándares adoptados por la industria.

La empresa adelanta operaciones limpias. Previene, minimiza y controla la producción de residuos, emisiones y vertimientos. Y en todos los casos asume responsabilidad por los impactos socio ambientales que no hayan sido manejados.

La empresa comunica a las comunidades los riesgos operativos que podrían materializarse y afectarlas; hace públicos los controles que adopta para evitar su materialización y las capacita para responder a eventuales emergencias. También trabaja coordinadamente con entidades del Estado en la atención de emergencias.

Planificación y manejo del entorno

El manejo del entorno es objeto de rigurosos procesos de planificación y gestión, conforme a los principios y criterios establecidos en la presente estrategia. La planificación de la gestión del entorno se debe mantener desde las primeras fases de maduración y desarrollo de los proyectos y operaciones. Esto supone la inclusión en sus presupuestos de los recursos necesarios para financiar las actividades de gestión del entorno. En las operaciones en marcha, se deben identificar los cambios y eventos que pudieran ser del interés de las comunidades y demás actores locales.

El legado de Ecopetrol en las regiones debe ser siempre positivo. El paso de la empresa por las regiones debe contribuir a la prosperidad de largo plazo, a la construcción de economías locales diversificadas, al mejoramiento de la calidad ambiental, y a la restauración y conservación de los ecosistemas.

Efectividad en las comunicaciones

Ecopetrol se comunica de manera transparente y continua. Comunica sus logros, controvierte la información errada y descentraliza su estrategia de comunicaciones.

Diálogo con los grupos étnicos

Ecopetrol se relaciona con diferentes grupos étnicos en el ámbito local, regional y nacional. La empresa debe estar atenta a las dinámicas, relaciones y procesos que existen entre esas comunidades, sus organizaciones y el Estado. De particular interés son los asuntos relativos al desarrollo de normatividad y políticas que puedan tener efecto sobre la viabilidad de sus proyectos y operaciones.

Pertinencia de intervenciones e inversiones sociales y ambientales

Ecopetrol sólo se compromete con lo que puede cumplir. Su desempeño ambiental y social es fuente de competitividad y de valor. Sus inversiones sociales y ambientales deben ejecutarse con los vehículos contractuales idóneos. Hay cosas que no hacemos ni debemos hacer. Hay tareas que no se delegan.

Removiendo barreras

Existen distintos tipos de barreras físicas, legales y culturales, que separan y aíslan a la empresa, los trabajadores y los contratistas del entorno local. Esas barreras pueden tener impactos negativos tanto para Ecopetrol como para las comunidades locales. Su remoción y la consecuente mayor integración con el entorno local, puede generar beneficios sociales y económicos. Ecopetrol identificará y priorizará esas barreras, y acometerá las acciones necesarias para removerlas.

Fortalecimiento de la capacidad empresarial para la gestión del entorno

La gestión del entorno es una tarea compartida entre todas las dependencias de Ecopetrol, sus filiales, sus trabajadores y sus contratistas. Todos contribuyen a la buena gestión del entorno y a la creación de condiciones de prosperidad compartida con las comunidades locales.

Una síntesis de algunas de las principales acciones emprendidas en 2017 en el Marco de la Estrategia de Entorno se presenta a continuación:

Fortalecimiento de equipos regionales con el fin de atender directamente los distintos retos de entorno.

Definición de un proceso nuevo y riguroso para la identificación, formulación y seguimiento a proyectos de inversión socio ambiental, bajo la modalidad de convenios o contratos.

Revisión del portafolio de convenios de inversión social, ambiental y seguridad física para asegurar un mejor aprovechamiento de los recursos.

Coordinación con entidades estatales, gremios sectoriales y con sus empresas asociadas, para la construcción de posturas coordinadas frente a: políticas públicas de interés para la industria, manejo de la conflictividad social y relacionamiento con entidades territoriales, entre otros.

Formación de un equipo de 25 profesionales en manejo de la conflictividad social y resolución de conflictos, y de 70 profesionales en asuntos jurídicos e institucionales relacionados con la gestión del post-conflicto.

Mantenimiento de una estrecha relación y comunicación con los gobernadores y alcaldes de los departamentos y municipios productores para asegurar coordinación con intervenciones de Ecopetrol en las regiones.

Estrecha coordinación con las autoridades ambientales para asegurar el oportuno trámite de licencias y permisos ambientales y el mejoramiento continuo del desempeño ambiental de nuestras operaciones.

Incorporación en los contratos de Ecopetrol con sus contratistas, de cláusulas tendientes a asegurar la implementación de los principios y lineamientos de la estrategia de entorno de la empresa.

103-1
103-2
103-3
201-1

INVERSIÓN SOCIAL

El propósito superior de las inversiones sociales de Ecopetrol es generar condiciones de prosperidad compartida en los territorios donde opera la empresa. Así mismo, potenciar sectores de la economía diferentes al de hidrocarburos y contribuir al cierre de brechas socioeconómicas.

La inversión social de Ecopetrol comprende los aportes de la empresa a iniciativas y proyectos que tienen un impacto en las condiciones de entorno. Las grandes metas de impacto de la inversión social se presentan a continuación:

Contribuir a la diversificación y fortalecimiento de las economías regionales

Las inversiones sociales de Ecopetrol deben potenciar sectores de la economía diferentes al de hidrocarburos, alineados con las vocaciones productivas de los territorios. Para lograr esta meta, se contemplan las siguientes acciones:

Apoyar proyectos productivos sostenibles y fortalecer empresas asociativas rurales, partiendo de la identificación y de cadenas con alto potencial en los territorios donde opera Ecopetrol.

Generar entornos favorables para el emprendimiento y la actividad empresarial en los municipios donde opera Ecopetrol. Esto incluye poner en marcha esquemas de financiación y desarrollo empresarial, ajustados a las condiciones y necesidades de cada territorio.

Generar condiciones para que empresas locales participen en la cadena de suministro de Ecopetrol. Lo anterior, ofreciendo apoyo a las empresas para que consigan experiencia relevante y logren cerrar brechas críticas para alcanzar estándares de calidad requeridos.

Contribuir al fortalecimiento de las instituciones locales

La presencia de instituciones sólidas y la buena gestión pública son condiciones clave para alcanzar metas de bienestar y desarrollo en los territorios. Ejemplos de inversiones que realiza Ecopetrol para fortalecer la institucionalidad local son:

Apoyo a los gobiernos municipales y departamentales en la identificación, priorización y estructuración de proyectos estratégicos de inversión.

Promoción de espacios de diálogo y construcción conjunta con organizaciones locales, tales como Juntas de Acción Comunal y colectivos ciudadanos.

Apoyo a Corporaciones Autónomas y otros entes territoriales en el fortalecimiento de los instrumentos de planeación y ordenamiento territorial.

Fortalecimiento de la identidad local a través de fomento y apoyo a expresiones culturales propias de los territorios.

Contribuir al cierre de brechas socioeconómicas y a la construcción de paz territorial

Los dos propósitos anteriores deben contribuir al cierre progresivo de brechas socioeconómicas en los territorios donde opera Ecopetrol, creando condiciones que permitan la construcción de paz territorial. Para lograr esta meta, la estrategia de inversión contempla acciones como:

Implementar programas que complementen y fortalezcan la oferta pública en salud y educación (ejemplo, formación de docentes y jornadas complementarias para reducir deserción escolar).

Implementar iniciativas que apunten a conservar ecosistemas estratégicos y fuentes hídricas, buscando que se garantice la calidad y el acceso al agua en el largo plazo.

Realizar inversiones que garanticen el acceso a gas natural y fuentes seguras de energía para las poblaciones de bajos ingresos que habitan las zonas de influencia de Ecopetrol.

04 DIMENSIÓN SOCIAL

La inversión social de Ecopetrol se focaliza en siete líneas:

- Proyectos productivos sostenibles
- Reducción de brechas en salud y educación
- Conservación y aprovechamiento sostenible de los recursos hídricos
- Conservación, restauración y aprovechamiento sostenible de ecosistemas estratégicos
- Fortalecimiento institucional
- Recreación cultura y deporte
- Infraestructura pública de interés comunitario



La estrategia de inversión social se desarrolla bajo un enfoque territorial que busca garantizar la pertinencia y sostenibilidad de las inversiones. Para este efecto, Ecopetrol ha conformado una red territorial de la que hacen parte 68 municipios donde opera la empresa. La red tiene las siguientes características:

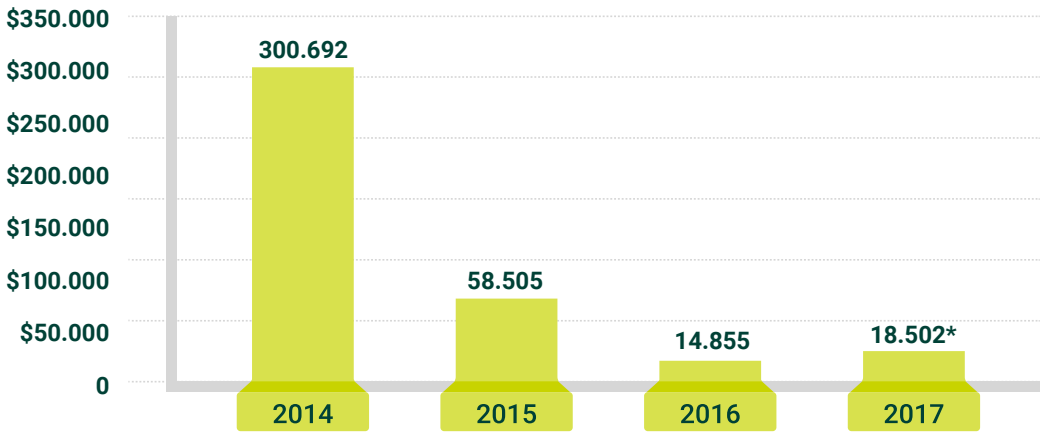
Los municipios son atendidos por equipos dedicados ("ejecutivos de cuenta") desde Ecopetrol, garantizando continuidad en los procesos, conocimiento de las dinámicas relevantes e interlocución oportuna con los actores locales.

Las inversiones específicas en cada municipio se determinan de acuerdo con un análisis cuidadoso de sus necesidades de inversión social y la importancia estratégica para la operación de Ecopetrol.

Se realiza un mapeo constante de las dinámicas institucionales y políticas de los territorios, con el fin de apalancar recursos y conseguir fuentes de contrapartida para las inversiones que Ecopetrol promueve.

En 2017 Ecopetrol comprometió recursos de inversión socioambiental voluntaria para los próximos años por $325.182 millones de pesos, de los cuales desembolsó en este periodo $18.502 millones, que representan un aumento de 24,5% frente al 2016. El comportamiento de la inversión social para el período 2014 – 2017 se presenta en el gráfico 54.

Gráfico 54. Inversión social de Ecopetrol, 2014 – 2017 (Millones de Pesos)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental
(*): Incluye dos convenios de inversión ambiental voluntaria con CORMACARENA correspondientes a la conservación, restauración y aprovechamiento sostenible.

De este valor, $18.319 fueron destinados a inversión voluntaria y $183 millones a inversión para dar cumplimiento a obligaciones legales.

La distribución de la inversión social, por línea de inversión y por regional de Ecopetrol se presenta en las tablas 82 y 83.

Tabla 82. Inversión social por línea de inversión

LÍNEA DE INVERSIÓN	MONTO (Millones de pesos)
Infraestructura pública de interés comunitario	6.452
Reducción de brechas en salud y educación	6.200
Fortalecimiento Institucional	3.117
Conservación y aprovechamiento sostenible de los recursos hídricos	1.282
Proyectos productivos sostenibles	677
Recreación, cultura y deporte	500
Proyectos de conservación, restauración y aprovechamiento sostenible	274

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Tabla 83. Inversión social por región

REGIÓN	MONTO (Millones de pesos)
Impacto nacional	13.117
Orinoquía	3.044
Oriente	1.237
Central	804
Caribe	300

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Una síntesis de los principales indicadores y resultados asociados a los diferentes programas y proyectos de inversión social que se desarrollaron en 2017 se presenta en la tabla 84.

Tabla 84. Indicadores y resultados de los proyectos de inversión social 2017

PROGRAMA	INDICADOR	RESULTADO 2017
Todos a Estudiar	No. de instituciones educativas beneficiarias	68
Formación para el Futuro	Personas formadas	380
Desarrollo Rural	Sistema productivo familiar apoyado	2.171
Fortalecimiento Empresarial	Empresas y/o emprendimientos fortalecidos	13
Vías para el desarrollo	Infraestructura de conexión construida	3
	Km de vía intervenidos	9
Infraestructura social	No. de obras de infraestructura entregadas	17
	No. de familias con acceso a servicios públicos domiciliarios	712
Proyectos productivos sostenibles	No. de familias beneficiadas	584
Tejido Social	Organizaciones de la sociedad civil fortalecidas	27
Buen Gobierno	No. de entidades territoriales fortalecidas	21

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

203-1
203-2
413-1

> PRINCIPALES PROYECTOS DE INVERSIÓN SOCIAL DE ALCANCE NACIONAL

Fortalecimiento de capacidades en formulación y estructuración de proyectos

En 2017 se formuló y puso en marcha la estrategia para fortalecer capacidades de entidades territoriales en formulación y estructuración de proyectos. Esta estrategia se compone de tres líneas de acción, cuyos principales resultados y avances se presentan a continuación:

Prestar asistencia técnica en la formulación de proyectos

Se llevaron a cabo 46 talleres en municipios del área de influencia de Ecopetrol. El objetivo fue capacitar a los funcionarios de las entidades territoriales, especialmente de las secretarías de planeación, infraestructura, desarrollo económico y de agricultura, en la formulación de proyectos. También se contó con la participación de comunidades y otras organizaciones como Juntas de Acción Comunal. Los talleres se enfocaron en fortalecer conceptos de teoría de proyectos y en la metodología del marco lógico para la formulación de proyectos.

Apoyar a las entidades territoriales en estructuración de proyectos

Ecopetrol adelantó una convocatoria a los 68 municipios de su área de influencia para que postularan proyectos que requerían estructuración. De dicha convocatoria se seleccionaron 43 proyectos viables y se suscribieron 43 actas de compromiso con los municipios para entregar los proyectos en fase de factibilidad.

Adicionalmente, se llevó a cabo el lanzamiento de la Red de Municipios e+ Red Territorial. La Red de Municipios se conformó por 68 municipios estratégicos para la empresa, los cuales generan el 22,54% del total de regalías del país.

Acompañar a las entidades territoriales en la gestión de recursos para la financiación de los proyectos

Se gestionaron recursos para la ejecución de proyectos de los sectores de infraestructura vial, agua potable y saneamiento básico, cultura recreación y deporte y sector agropecuario. Para esto, se firmaron 12 convenios con los municipios de Sabana de Torres, Puerto Wilches, Yondó, La Gloria, Guamal, Castilla La Nueva, Saravena, Tauramena, Aguazul y Arauquita. Así mismo se inició la ejecución de la estrategia de Obras por Impuestos de manera cercana con las Entidades Territoriales de acuerdo al Decreto 1915 de 2017.

Centros de Desarrollo Integral (CDI)

De acuerdo con cifras de la Consejería Presidencial para la Primera Infancia, se estima que en Colombia hay más de 5 millones de niños y niñas. Uno de cada 10 niños y niñas presentan bajo peso al nacer y 1 de cada 5 mujeres adolescentes ya son madres. De los 6 meses sugeridos, el promedio de lactancia materna en el país es solo de 1.8 meses.

De otra parte, uno de cada 5 niños y niñas no tiene completo su esquema de vacunación, 3 de cada 4 niños y niñas están en condición de vulnerabilidad y no reciben atención integral, y un 13,2% presenta desnutrición crónica.

Ante este panorama, a través del apoyo a la construcción de Centros de Desarrollo Infantil (CDI) en los municipios de El Doncello (Caquetá), Mocoa (Putumayo), Teorama (Norte de Santander) y El Paujil (Caquetá), Ecopetrol busca contribuir al mejoramiento de las condiciones de vida de niños y niñas y a la promoción y restablecimiento de sus derechos.

La inversión en primera infancia fomenta la escolaridad, reduce la delincuencia y promueve la productividad de la fuerza laboral. Es un aporte rentable a largo plazo para la sociedad y contribuye a la construcción de un mejor futuro.

Proyectos Productivos Sostenibles

La diversificación de las economías locales y el desarrollo de proyectos productivos que generen ingresos sostenibles, son temas de interés común para Ecopetrol y para las comunidades. Por ello, en 2017 Ecopetrol identificó cinco líneas de inversión en proyectos productivos sostenibles (PPS) para sector agropecuario y dos líneas para otros sectores. De igual forma, diseñó una estrategia interna para promover este tipo de proyectos en los municipios donde tiene presencia la empresa.

Lo anterior permitió la suscripción de convenios con las alcaldías de Tauramena, Saravena y el área de influencia de Campo Rubiales, orientados a fortalecer el desarrollo del sector piñicultor, la cadena productiva de cítricos y proyectos agropecuarios, respectivamente.

A través de estos mecanismos se busca motivar la creación de empleos formales y un tejido socio empresarial independiente con el fin de construir entornos más equitativos y prósperos donde la empresa pueda desarrollar su actividad.

Beca *Bachilleres Ecopetrol Mario Galán Gómez*

En 2017, el programa *"Bachilleres Ecopetrol Mario Galán Gómez"* otorgó 36 becas a los mejores bachilleres de las zonas rurales del país para cursar estudios universitarios. En la selección de los becarios se consideraron criterios como: los resultados de las pruebas Saber 11, ser bachiller proveniente de un área rural y condición socioeconómica reflejada en el SISBEN.

La beca otorgada por Ecopetrol cubre el 100% del valor de la matrícula universitaria, un auxilio mensual de transporte, y un auxilio de alojamiento y manutención para los beneficiarios que adelanten estudios fuera de los municipios de residencia de sus padres. *Bachilleres Ecopetrol* nació hace 31 años y esa fecha ha beneficiado a 1.441 personas.

Posconflicto y fortalecimiento a iniciativas empresariales innovadoras

En 2017, Ecopetrol, la Corporación Reconciliación Colombia y la Embajada de Suecia, suscribieron un convenio con el objeto de fortalecer iniciativas productivas que promuevan la reconciliación y el cierre de brechas socioeconómicas en los territorios de operación de la empresa. De igual forma, Ecopetrol suscribió un convenio marco de colaboración con la Agencia de Renovación del Territorio, con el propósito de aunar esfuerzos técnicos, operativos, administrativos y financieros, orientados a ejecutar planes y proyectos en municipios priorizados y de interés para ambas partes. Finalmente, se destaca la realización de:

4 TALLERES posconflicto y comunicación en:

- Orito
- Barrancabermeja
- Tibú
- Cúcuta

CON LA PARTICIPACIÓN

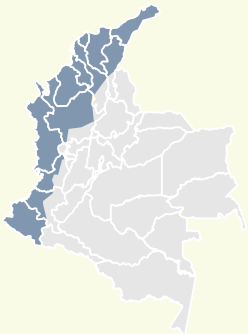
72

TRABAJADORES

y la incorporación en los planes de entorno de las regionales Sur, Oriente y Magdalena Medio, de acciones de relacionamiento con la institucionalidad del posconflicto y de participación en los escenarios de construcción de la paz territorial.

PRINCIPALES PROYECTOS DE INVERSIÓN SOCIAL POR REGIÓN

Los principales proyectos desarrollados por Ecopetrol en 2017 en sus diferentes regiones de operación se presentan a continuación.



Regional Caribe

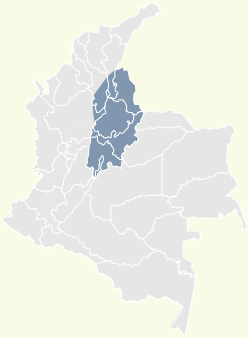
- **Centro de entrenamiento para trabajos de alto riesgo para la industria petroquímica:** proyecto conjunto realizado entre Ecopetrol, el Sena y la OEI.
  El Centro se inauguró el 15 de diciembre de 2016, en Cartagena (Bolívar).
  Cuenta con instructores certificados en OSHA 3115 *(Fall Protection)* y OSHA 2264 *(Permit-Required Confined Space Entry)*. Es un escenario de calidad para el fortalecimiento de las competencias técnicas de los cartageneros.

- **Arrecifes artificiales en la bahía de Pozos Colorados:** proyecto realizado con la participación de la Fundación Sociedad Portuaria de Santa Marta, la Universidad del Magdalena, la Corporación Autónoma del Magdalena, el INCODER, el SENA, la AUNAP, la Dirección Marítima, la Estación de Guardacostas de Santa Marta, la Armada Nacional y empresas del sector privado. Incluyó la realización de:

  18 JORNADAS DE CAPACITACIÓN A:
  3 Asociaciones de pescadores
  1 Asociación de turismo

  En temas afines a su actividad; la dotación de equipos e insumos para incentivar actividades económicas de la comunidad.

  INSTALACIÓN **12** ARRECIFES ARTIFICIALES de tubería de acero que han permitido la presencia de nuevas especies y la recuperación de especies que se encontraban en amenaza de extinción.



Regional Central

- **Masificación de gas:** proyecto de gasificación en los municipios de San Vicente, Rio Negro y Barrancabermeja (Santander) y Yondó (Antioquia). Permitió el acceso al servicio de gas domiciliario a 787 familias, distribuído así: < 203–2

118	159	510
MUNICIPIO RÍO NEGRO	LLANITO	CORREGIMIENTO EL CENTRO (BARRANCABERMEJA)

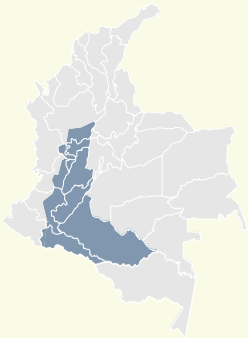
60
NIÑOS BENEFICIADOS

- De Barrancabermeja y poblaciones vecinas con la realización de la sexta jornada de cirugías de labio fisurado (leporino) y paladar hendido. El programa es realizado por el Club Rotario de Barrancabermeja, la Fundación Alegría de California (Estados Unidos), la Cruz Roja colombiana seccional Barrancabermeja y Ecopetrol.





Jornada Embellecimiento Escuela *Colorados*.



Regional Sur

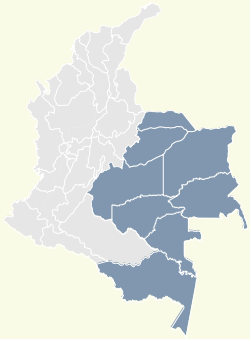
- **Fortalecimiento de la piscicultura:** a través de la capacitación técnico acuícola y comercial a familias de pescadores artesanales del municipio de Yaguará, se benefició a 300 habitantes del municipio de 2 sistemas productivos familiares.
- **Infraestructura comunitaria:** mejoramiento y mantenimiento de obras de drenaje en la vía campo Tello - vereda Venadito del municipio de Neiva (Huila). El proyecto intervino 0.15 kilómetros de vía y mejoró significativamente la movilidad, especialmente en temporada de invierno, a 200 habitantes de la vereda. < 203–2







Fortalecimiento de piscicultura en Yaguará, departamento del Huila.



Regional Orinoquía

809

FAMILIAS RURALES BENEFICIADAS

Masificación de gas: gasificación para las veredas El Centro, la Cecilita, Loma de Tigre, Montebello, Chichimene, Playón, Primavera, Unión y Patio Bonito, en Acacías, y San Agustín, Betania, Caño Grande Alto, Caño Grande Bajo, Violetas, Centro y Cacayal, en Castilla la Nueva. < 203-2

- **Infraestructura vial:** construcción de dos puentes (carrera 19 y carrera 47) para comunicar los barrios Mancera con Cooperativo y Colinas con Nuevo Horizonte, en Acacías, y otros dos puentes, en las veredas Patio Bonito y El Centro, para mejorar la seguridad vial y la movilidad, en Acacías. < 203-2
- **Proyectos productivos:** se destaca el establecimiento y mantenimiento de cultivos de:

Piña y palma de aceite

70

FAMILIAS BENEFICIADAS

Café (municipio de Acacias)

50

PEQUEÑOS PRODUCTORES

Así mismo, el fortalecimiento productivo en Casanare, a través de la oferta de formación profesional en Ingeniería Agronómica en alianza con la Universidad de La Salle.

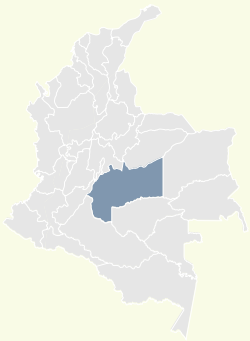
- **Infraestructura comunitaria**: se destacan los siguientes proyectos:

Construcción del **Parque Biblioteca en Castilla La Nueva**, orientado a apoyar la educación de niños y jóvenes del municipio y promover la mejor utilización del tiempo libre.

Construcción y dotación **Centro cultural de Guamal**, espacio de esparcimiento y cultura para la población del municipio.

Construcción de la sede de la **Universidad de Los Llanos**, en Granada, que beneficia a 2.500 bachilleres de la región del Ariari con oferta de educación superior.

Construcción y adecuación de **escuelas para el mejoramiento de la infraestructura educativa** y comunitaria en Aguazul (Casanare).



Regional Oriente

- **Recuperación de la vocación productiva:** busca la recuperación de las vocaciones productivas y la sostenibilidad económica de las familias campesinas y colonos de las veredas Rubiales, Santa Helena, Puerto Triunfo y Santa Catalina del Municipio de Puerto Gaitán (Meta).

  Los beneficios del proyecto se reflejan en el mejoramiento del relacionamiento con comunidades y entidades territoriales, el aporte al cumplimiento del plan de desarrollo del municipio de Puerto Gaitán y la disminución de riesgo de incidentes sociales en la zona de influencia de Campo Rubiales.

- **Mantenimiento y adecuación de vías:** mantenimiento y adecuación de las vías comunitarias de las veredas del área de influencia de los campos rubiales y caño sur. A través del proyecto se aporta al cumplimiento del plan de desarrollo del municipio de Puerto Gaitán y a la disminución de presiones sociales asociadas con requerimientos específicos de mantenimientos de vías rurales. < 203–2



Regional entorno Transporte

- ***Proyecto Diáspora:*** consiste en la instalación de arrecifes artificiales en el fondo del mar, que contribuyen al mejoramiento del ecosistema marino en el Golfo de Morrosquillo, al frente de Coveñas, San Antero y Tolú, y en la Bahía de Pozos Colorados, frente al puerto de Santa Marta.

  El proyecto fomenta la productividad pesquera marítima a través de la creación de sustratos rígidos en el fondo lodoso del mar que se han transformado en áreas productoras de biomasa, que incrementan el stock pesquero y fomentan la biodiversidad natural.



Sede de la Junta de Acción Comunal de Coveñas.

BENEFICIADOS

12.818

ENTRE NIÑOS Y ADULTOS

- **Infraestructura comunitaria:** Con la dotación del centro lúdico, biblioteca municipal y sede de la Junta de Acción Comunal de Coveñas con muebles, enseres, equipos eléctricos y equipos electrónicos; y contribuye a nivelar diferencias económicas y sociales en el Golfo del Morrosquillo, en la Costa Caribe colombiana.

203–1 >

PROGRAMAS EN BENEFICIO DE LA COMUNIDAD (PBC)

Los Programas en Beneficio de las Comunidades (PBC) corresponden a la inversión social que realizan las empresas dedicadas a la industria del petróleo. Son programas, proyectos o actividades diferentes a aquellos que se deben ejecutar en virtud de la licencia ambiental, plan de manejo ambiental o la consulta previa. Buscan fomentar el desarrollo sostenible en las áreas de operación de la empresa y procuran la integración comunitaria. En la Tabla 85 se presentan los principales PBC realizados en 2017 en el marco de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos de Ecopetrol para dicha vigencia.

Tabla 85. Programas en beneficio de la comunidad 2017

NOMBRE DEL PROYECTO	ALIADO	DEPARTAMENTO/ MUNICIPIO	APORTE DE ECOPETROL (Pesos)	VALOR TOTAL (Pesos)
Promover un esquema de formación integral en valores, construcción de paz y tejido social a través de la implementación de prácticas deportivas en las áreas de operación de Ecopetrol.	Colombianitos	Cundinamarca Guaduas	162.000.000	**194.200.000**
Mejoramiento de la calidad de la educación a través de la implementación del modelo Escuela Nueva.	Fundación Escuela Nueva	Santander Puerto Wilches	159.726.656	**232.515.211**
Instalación y fortalecimiento de 4 unidades productivas avícolas para 40 familias de la asociación RESCUR de Puerto Wilches.	Fundesmag	Santander Puerto Wilches	234.816.000	**333.316.000**
Obras de mantenimiento de vías y localizaciones de la *Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila – Tolima* de Ecopetrol S.A.	Ing. Joules	Huila Aipe	793.412.046	**793.412.046**
Obras de mantenimiento de vías y localizaciones de la *Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila – Tolima* de Ecopetrol S.A.	Ing. Joules	Huila Neiva	474.238.589	**474.238.589**
Obras de mantenimiento de vías y localizaciones de la *Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila – Tolima* de Ecopetrol S.A.	Ing. Joules	Huila Villavieja	257.672.113	**257.672.113**

NOMBRE DEL PROYECTO	ALIADO	DEPARTAMENTO/ MUNICIPIO	APORTE DE ECOPETROL (Pesos)	VALOR TOTAL (Pesos)
Obras de mantenimiento de vías y localizaciones de la *Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila – Tolima* de Ecopetrol S.A.	Cipavi	Huila Aipe	372.526.778	**372.526.778**
Obras de mantenimiento de vías y localizaciones de la *Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila – Tolima* de Ecopetrol S.A.	Cipavi	Huila Neiva	162.854.018	**162.854.018**
Obras de mantenimiento de vías y localizaciones de la *Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila – Tolima* de Ecopetrol S.A.	Cipavi	Huila Villavieja	88.301.887,44	**88.301.887**
Obras de mantenimiento de vías y localizaciones de la *Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo* Ecopetrol S.A.	Jccv ingeniería	Putumayo Puerto Caicedo	365.456.500	**365.456.500**
Obras de mantenimiento de vías y localizaciones de la *Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo* Ecopetrol S.A.	Jccv ingeniería	Putumayo Puerto Asís	51.256.300	**51.256.300**
Obras de mantenimiento de vías y localizaciones de la *Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo* Ecopetrol S.A.	Jccv ingeniería	Putumayo Orito	85.250.300	**85.250.300**
Obras de mantenimiento de vías y localizaciones de la *Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo* Ecopetrol S.A.	Jccv ingeniería	Putumayo Orito	115.652.000	**115.652.000**
Obras de mantenimiento de vías y localizaciones de la *Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo* Ecopetrol S.A.	Jccv ingeniería	Putumayo Valle del Guamuez	14.562.000	**14.562.000**
Obras de mantenimiento de vías y localizaciones de la *Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo* Ecopetrol S.A.	Jccv ingeniería	Putumayo San Miguel	18.565.000	**18.565.000**

NOMBRE DEL PROYECTO	ALIADO	DEPARTAMENTO/ MUNICIPIO	APORTE DE ECOPETROL (Pesos)	VALOR TOTAL (Pesos)
Desarrollo de la fase de pre-factibilidad para dar continuidad al proyecto para el acceso al agua potable de las comunidades nucleadas en las veredas Rubiales, Santa Helena y Puerto Triunfo del municipio de Puerto Gaitán, mediante estudios técnicos, ingenierías conceptuales, permisos y gestión predial y perforación de tres pozos profundos de los sistemas de abastecimiento proyectados en los estudios y diseños conceptuales de la fase 1 del proyecto; así como la implementación de soluciones temporales *(fase 2)*.	Alcaldía Municipal	Meta Puerto Gaitán	$2.221.010.746	**$2.342.595.086**
Ejecución del mantenimiento y adecuación de las vías comunitarias de las veredas del área de influencia de los Campos Rubiales y Caño Sur *"Puerto Triunfo, Santa Helena, Rubiales, Santa Catalina, Comejenal, Alto Manacacias, y Alto Neblinas"* ubicadas en el Municipio de Puerto Gaitán, Meta.	Alcaldía Municipal	Meta Puerto Gaitán	$3.964.493.246	**$6.066.097.308**
Apoyo a la recuperación de la vocación productiva y la sostenibilidad económica de las familias campesinas y colonos de las veredas Rubiales, Santa Helena, Puerto Triunfo y Santa Catalina del Municipio de Puerto Gaitán.	Alcaldía Municipal Fundación Pervivir SENA	Meta Puerto Gaitán	$2.814.575.244	**$3.880.158.463**
Implementación de la metodología de Escuela Nueva para promover la mejora en la calidad de la educación, en 20 sedes educativas del Municipio de Puerto Gaitán, Meta.	Fundación Escuela Nueva	Meta Puerto Gaitán	$581.420.470	**$830.995.149**
Manejo y disposición de residuos sólidos para minimizar el impacto ambiental generado por las basuras en el área urbana del Municipio de Puerto Gaitán, Departamento del Meta.	Empresa de servicios públicos *Perla del Manacacias*	Meta Puerto Gaitán	$608.481.500	**$ 919.613.500**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

203–1 >

CESIONES
SIN COSTO

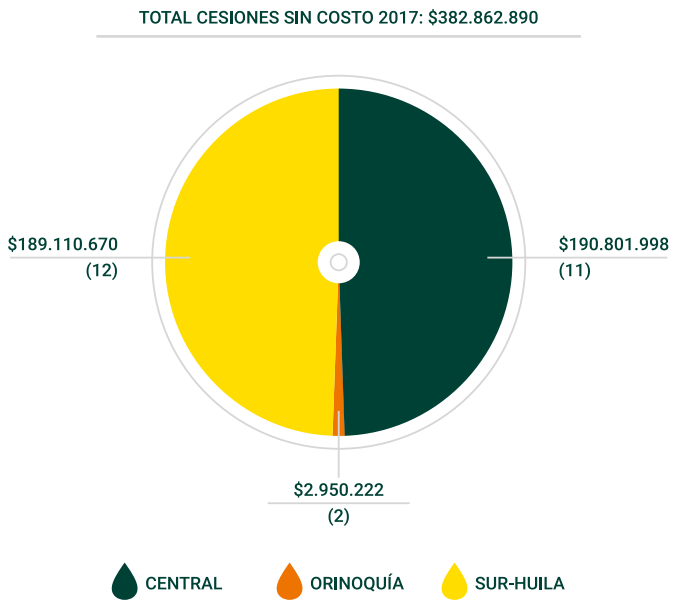
Con el fin de fortalecer el relacionamiento entre la comunidad y la compañía, Ecopetrol aporta al mejoramiento de la calidad de vida de los grupos de interés a través de la adjudicación de cesiones sin costo, dando prioridad a las solicitudes provenientes de entidades localizadas en sus zonas de influencia.

El material cedido incluye: juntas de tuberías de diferentes diámetros, equipos médicos, equipos hospitalarios, mobiliario y vehículos, entre otros, que ya no se requieren para la operación de Ecopetrol y que contribuyen a la ejecución de los proyectos de inversión social de las entidades solicitantes.

En 2017 Ecopetrol realizó cesiones sin costo por un valor de $382.862.890, correspondientes a 25 adjudicaciones. Estos materiales fueron utilizados para la construcción de puentes peatonales en veredas de diferentes municipios, construcción de corrales de manejo ganadero, vehículos para ponerlos al servicio de actividades agropecuarias de infraestructura vial, atención a emergencias y desastres, reubicación de viviendas en zona de riesgo, entre otros.

Las cesiones sin costo se realizaron principalmente a alcaldías municipales en las regionales: Central, Orinoquia y Sur. Igualmente, a instituciones como la Asociación de Autoridades Tradicionales y la Sexta Brigada del Ejército Nacional (ver gráfico 55).

Gráfico 55. Cesiones sin Costo 2017 (cifra en Pesos)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

413-2 > 307-1

GESTIÓN DE IMPACTOS SOCIALES

CUMPLIMIENTO EN 2017

100%

componente socioeconómico de 84 instrumentos legales ambientales vigentes (Resoluciones Ambientales)

COMPUESTO POR:

524 PROGRAMAS

1.608 MEDIDAS DE MANEJO

A través de este componente se busca que la operación de Ecopetrol se realice en armonía con las necesidades de las comunidades y con las metas de desarrollo de las entidades territoriales. De igual forma, los programas y medidas de manejo ambiental son elementos clave para prevenir impactos negativos en la población y para evitar conflictos generados por la operación de la empresa.

Una síntesis de los principales programas y medidas adoptados en 2017 en cada regional de Ecopetrol se presenta en la tabla 86.

Tabla 86. Actividades del componente socioeconómico de instrumentos ambientales

413-2 >

REGIONAL DE OPERACIÓN	PRINCIPALES ACTIVIDADES PARA GESTIONAR IMPACTOS
Caribe	• Implementación del Servicio Público de Empleo. • Programas de formación en oficios diferentes a la industria petrolera. • Divulgación a la comunidad sobre mecanismos y dinámica de contratación.
Central Sur	• Información, comunicación y participación comunitaria. • Educación a la comunidad. • Apoyo a la capacidad de gestión comunitaria. • Compensación e inversión social. • Seguimiento a conflictos sociales.
Orinoquía	• Reuniones con las comunidades para informar sobre el inicio, avance y cierre de los proyectos. • Capacitaciones en seguridad vial, formulación de proyectos, educación ambiental y gestión comunitaria. • Atención de peticiones, quejas y reclamos. • Acompañamiento a monitoreos de agua, ruido y aire. • Evaluación de procesos de cambio en las dinámicas migratorias. y reproductivas de la población. • Capacitación a los trabajadores sobre los Planes de Manejo Ambiental existentes, los impactos generados por las actividades y sus respectivas medidas de manejo. • Capacitación en temas de gestión pública a las administraciones municipales.

REGIONAL DE OPERACIÓN	PRINCIPALES ACTIVIDADES PARA GESTIONAR IMPACTOS
Oriente	• Información y comunicación. • Fortalecimiento institucional. • Atención de peticiones, quejas y reclamos. • Monitoreo demográfico y manejo de conflictividad social. • Inicio del proceso de consulta con el Resguardo Alto Unuma y cumplimiento de acuerdos de consulta previa con el resguardo Vencedor Pirirí.
Transporte	• Talleres de información a comunidades. • Divulgación de planes de manejo ambiental y planes de emergencia. • Talleres de educación ambiental. • Acompañamiento a municipios para formulación de proyectos.

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

RECLAMACIONES SOBRE PRESUNTOS IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES

Durante 2017 se atendieron 157 reclamaciones sobre presuntos impactos generados por Ecopetrol o por sus contratistas, sobre los siguientes tópicos (ver tabla 87).

Tabla 87. Reclamaciones sobre presuntos impactos socioambientales

TIPO DE AFECTACIÓN	NÚMERO DE CASOS
Posible afectación a cuerpos de agua	49
Derrame de crudo	23
Afectaciones a predios	22
Contaminación por ruido	19
Contaminación por paso de vehículos	10
Contaminación por olores	8
Contaminación por fuga de gas	6
Derrames por afloramiento natural	2
Información sobre monitoreo de calidad del aire	1
Otras reclamaciones	17
TOTAL	**157**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

El 52% de los casos fueron válidos e implicaron acciones de remediación por parte de Ecopetrol.

OG-12 >

CASOS DE REASENTAMIENTO INVOLUNTARIO NECESARIOS PARA LAS ACTIVIDADES DE LA EMPRESA

Durante el año 2017 no se presentaron reasentamientos involuntarios. Sin embargo, es importante mencionar que actualmente algunas personas han invadido la cabecera de la pista de aterrizaje en las instalaciones del campo de producción de Cicuco (Bolívar). Ecopetrol está gestionando actualmente esta situación con el apoyo de las áreas de asesoría jurídica y gestión inmobiliaria.

OG-13 >
413-2

INCIDENTES DE ENTORNO

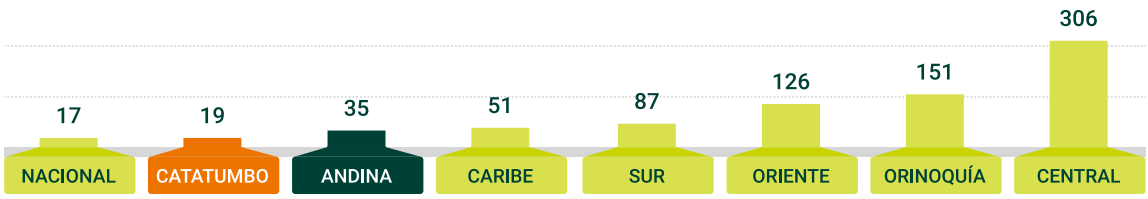
Ecopetrol entiende la gestión del entorno como una actividad que, a través de la utilización de herramientas analíticas, gerenciales y de desempeño, permite conocer y comprender los territorios donde se realizan las operaciones de la empresa.

La información generada a través de estas herramientas permite gestionar alarmas con criterios de oportunidad y mitigar amenazas que provengan de variables externas o como consecuencia de las decisiones empresariales.

Las situaciones de entorno se dividen en alarmas e incidentes. Se denomina alarma de entorno a toda situación, condición o circunstancia que indica la ocurrencia o proximidad de un incidente. Por su parte, un incidente corresponde a la materialización de una alarma, generando un impacto en el cumplimiento de los objetivos.

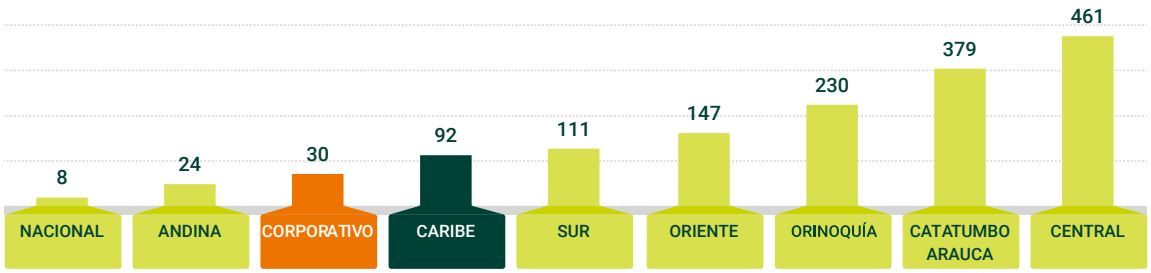
En 2017 se registraron 2.274 situaciones de entorno, de las cuales 792 correspondieron a alarmas y 1.482 incidentes. Esto representa un aumento de 1% en comparación con 2016. La distribución regional de incidentes de alarmas e incidentes de entorno registrados en 2017 se presenta en los gráficos 56 y 57.

Gráfico 56. Número de alarmas de entorno por Regional – 2017



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Gráfico 57. Número de incidentes de entorno por Regional – 2017

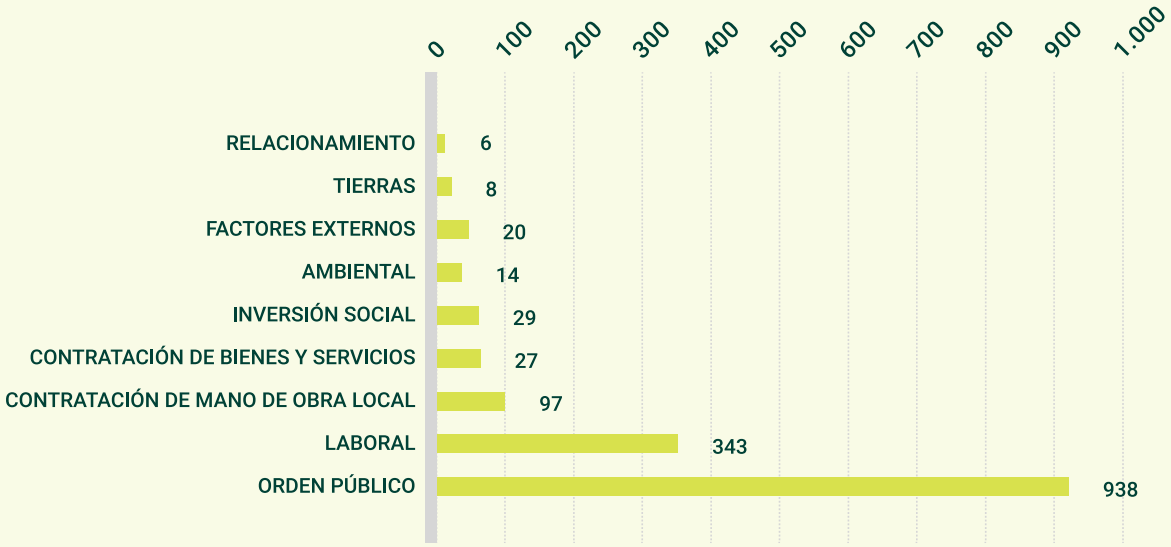


Fuente: Ecopetrol, **Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental**



413-2 > Las temáticas más frecuentes de los incidentes de entorno reportados en 2017 se relacionan con orden público (hurtos de elementos en pozos, atentados a los sistemas de transporte de crudo, entre otros), temas laborales (mítines, ceses de actividades y bloqueos por inconformidad con condiciones laborales, actividad sindical o incumplimiento de obligaciones laborales por parte de las empresas contratistas) y contratación de mano de obra local (ver gráfico 58).

Gráfico 58. Temáticas de incidentes de entorno – 2017



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

IMPLEMENTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE EMPLEO

Ecopetrol promueve la generación de oportunidades laborales para el talento humano de las regiones donde opera con el fin de asegurar la participación de las mismas en las actividades contratadas de la empresa.

Respecto de la normativa aplicable en actividades contratadas por Ecopetrol en relación con la obligación que les asiste a contratistas y subcontratistas en materia de vinculación de mano de obra local formada y no formada, en el marco de la Ley 1636 de 2013, el Decreto 2089 de 2014, la Resolución 2616 de 2016 y el Decreto 1668 de 2016, se precisa lo siguiente:

Estas medidas son aplicables a todos los municipios donde se desarrollen proyectos de exploración y producción de hidrocarburos y cobijarán a todos los empleadores que vinculen personal a los mismos.

Adicionalmente, se debe vincular el 100% de la mano de obra no formada y, como mínimo, el 30% de la mano de obra formada con oferentes residentes en los municipios donde se encuentran dichos proyectos, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.2.1.6.2.4 del Decreto 1668 de 2016.

Los empleadores de la industria de hidrocarburos deben cumplir, conforme al marco legal, con los porcentajes de priorización de mano de obra local no calificada y calificada, y gestionar todas sus vacantes con los prestadores del Servicio Público de Empleo. Con esto último se busca desincentivar prácticas irregulares de intermediación laboral.

El empleador, además de la información necesaria para realizar el registro de la vacante, entregará al prestador del Servicio Público de Empleo el dato del municipio donde se espera, sea residente el oferente.

El término de vigencia de la publicación de la vacante no podrá ser inferior a tres días hábiles.

El empleador le reportará al prestador la selección o las razones de no selección de los oferentes remitidos.

En los contratos que celebren con terceros para desarrollar actividades relacionadas con proyectos de exploración y producción de hidrocarburos, las empresas operadoras de proyectos de exploración y producción incluirán cláusulas relacionadas con la gestión del recurso humano a través del Servicio Público de Empleo y el cumplimiento de las obligaciones previstas en la presente sección.

Según el Artículo 2.2.1.6.2.3. del Decreto 1668 de 2016, se dictaminan las siguientes definiciones:

- **Área de influencia:** se entenderá como área de influencia el municipio o municipios donde se desarrolle el proyecto de exploración y producción de hidrocarburos.
- **Mano de obra local:** sólo se considerará como mano de obra local, sin importar el tipo de vacante al que aspire, la persona que acredite su residencia con el certificado expedido por la alcaldía municipal, de conformidad con lo previsto en el numeral 6° del literal f) del Artículo 91 de la Ley 136 de 1994, modificado por el Artículo 29 de la Ley 1551 de 2012.
- **Mano de obra calificada:** para el caso de estandarizaciones adoptadas por el Ministerio del Trabajo, serán considerados como calificados aquellos cargos que correspondan a perfiles ocupacionales que requieran para su desarrollo formación técnica, tecnológica o profesional, sin importar que el empleador valide dicho requerimiento de formación por tiempo de experiencia.

  Para el caso de perfiles no estandarizados, serán considerados como calificados aquellos cargos que requieran para su desarrollo formación técnica, tecnológica o profesional, sin importar que el empleador valide dicho requerimiento de formación por tiempo de experiencia.

Finalmente, según lo contemplado en el Artículo 1 del Decreto 2616 de 2016, se debe adoptar la estandarización de perfiles ocupacionales de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, contenida en el anexo técnico del decreto en mención.

CONTRATACIÓN LOCAL
DE MANO DE OBRA

La mano de obra local corresponde a la contratación de trabajadores de contratistas con dedicación exclusiva para Ecopetrol que acreditan residencia del sitio donde se realizan las actividades contratadas de la empresa.

La vinculación de personal contratista fluctúa según los requerimientos de las obras y proyectos que se adelantan en la compañía. Así las cosas, en 2017 se vincularon 24.281 trabajadores de contratistas de los cuales, 20.169 fueron contratados localmente. En la tabla 88 se presenta el número total de trabajadores de contratistas que se vincularon en 2017.

Tabla 88. Contratación de mano de obra 2017 (Número de personas)

AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017
No Local	10.550	3.150	8.343	5.422	3.750	**4.112**
Local	27.855	25.900	40.193	28.178	22.878	**20.169**
TOTAL	**38.405**	**29.050**	**48.536**	**33.600**	**26.628**	**24.281**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios





CAPÍTULO **5**

DIMENSIÓN **AMBIENTAL**





En este capítulo se reporta la información referente a la estrategia ambiental de Ecopetrol y sus líneas temáticas de: gestión integral del recurso hídrico, cambio climático y biodiversidad y proyectos productivos. Así mismo, la información sobre ecoeficiencia, inversiones ambientales y compensaciones e inversión del 1%.

ESTRATEGIA AMBIENTAL



Ecopetrol, Campo Casabe. Yondó, Departamento de Antioquia.

102–29 > La estrategia ambiental de Ecopetrol toma como referentes: el plan de negocios 2017 – 2020 de la compañía, el informe de monitoreo de entorno ambiental que se elabora anualmente y la estrategia de entorno de la empresa, oficializada en el 2016. En su definición se toma en cuenta la materialidad ambiental de la cadena de valor de hidrocarburos y se reconocen los flujos de agua y energía como los principales recursos utilizados en los procesos productivos.

La estrategia ambiental tiene tres propósitos principales:

Prevenir, controlar, mitigar y compensar los potenciales impactos ambientales que pudieran generar las operaciones de la empresa.

Contribuir al mejoramiento de la calidad ambiental de las regiones en donde operamos.

Contribuir a la viabilidad ambiental y social de las operaciones y proyectos.

Lo anterior mediante la puesta en marcha de estrategias y actividades costo efectivas que contribuyan a la generación de valor a la empresa y las regiones.

LÍNEAS DE ACCIÓN

Para el período de 2017–2020, la estrategia ambiental de Ecopetrol prioriza tres líneas de acción, que se describen a continuación:

103–2 >

GESTIÓN INTEGRAL DEL RECURSO HÍDRICO

Tiene como objetivo asegurar el cumplimiento legal en materia del recurso hídrico y reducir los conflictos por uso de agua en las áreas cercanas a las operaciones y proyectos de la empresa. Así mismo, busca establecer opciones de reutilización y reúso de aguas a lo largo de la cadena de valor. Los seis ejes de este orientador concuerdan con los objetivos definidos en la Política Nacional para la Gestión del Recurso Hídrico en Colombia:

EJES

Oferta

Está relacionado a la responsabilidad empresarial frente a la protección de los recursos hídricos de los cuales depende la operación y su entorno.

Demanda

Desarrolla las acciones necesarias para caracterizar, cuantificar y optimizar la demanda de agua en las áreas operativas y proyectos de Ecopetrol.

Calidad

Asegura las actividades que permiten mejorar la calidad y minimizar la contaminación del recurso hídrico asociada a la operación de Ecopetrol.

Riesgo

Busca la generación y divulgación de información y conocimiento sobre riesgos que afecten la oferta y disponibilidad hídrica en las áreas de interés y la definición de medidas de mitigación y adaptación para la reducción de los riesgos mencionados.

Fortalecimiento Institucional

Pretende participar en iniciativas a nivel local, regional y nacional para el fortalecimiento institucional en la gestión integral del recurso hídrico, promoviendo las acciones de las autoridades ambientales en la planificación, administración, monitoreo y control del recurso.

Gobernabilidad

Busca participar activamente en el fortalecimiento de la gobernabilidad en la gestión integral del recurso hídrico a nivel local y regional.

103–1
103–2
103–3

CAMBIO CLIMÁTICO

Tiene como objetivos principales, lograr una operación baja en emisiones de carbono y reducir la vulnerabilidad de las operaciones e instalaciones a los efectos del cambio climático. Los ejes para su implementación son:

EJES

Mitigación

Busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (en términos de CO_2e) de la cadena de valor del petróleo y gas, en concordancia con los objetivos empresariales de crecimiento y desarrollo sustentables.

Se plantea como objetivo analizar, desarrollar y evaluar alternativas tecnológicas y operativas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, así como alternativas de compensación de emisiones por el desarrollo de proyectos forestales, teniendo en cuenta los beneficios e impactos asociados a su implementación.

Vulnerabilidad y Adaptación

Busca reducir los riesgos e impactos de las operaciones de la empresa, asociados a la variabilidad y el cambio climático: Para ello, identifica la vulnerabilidad de las instalaciones existentes y futuras a fenómenos naturales y establece medidas de adaptación que permitan reducir la vulnerabilidad en instalaciones, comunidades y ecosistemas cercanos.

Tecnología e Investigación

Busca incidir en la reducción de las emisiones de GEI de la empresa a través de acciones de investigación y desarrollo en: optimización de procesos, eficiencia energética, diversificación energética baja en carbono y captura y secuestro de carbono.

Participación en documentos de política de cambio climático

Busca articular las acciones de Ecopetrol en materia de cambio climático a las políticas de gobierno.

BIODIVERSIDAD Y PROYECTOS PRODUCTIVOS SOSTENIBLES

Tiene como objetivo lograr la una adecuada gestión de la biodiversidad y sus servicios ecosistémicos, en pro del bienestar de la comunidades; la conservación, recuperación y resiliencia de los ecosistemas, y la diversificación de las economías locales. Los ejes para su implementación son:



EJES

Gestión de paisajes multifuncionales

A partir de la planeación del territorio y la viabilidad de los proyectos y operaciones de la empresa, busca reducir los conflictos por el uso del territorio y los servicios ecosistémicos, y lograr un balance entre los beneficios ecológicos, sociales y económicos.

Conservación de biodiversidad

Hace referencia a la necesidad de adelantar acciones de conservación *in situ* y *ex situ*, orientadas a mantener poblaciones viables de flora y fauna y la resiliencia de los sistemas socioecológicos. Esto con el fin de sustentar el suministro de servicios ecosistémicos, en alineación con la Política Nacional para la Gestión Integral de la Biodiversidad y los Servicios Ecosistémicos.

Generación de ingresos no petroleros

Busca la conservación de ecosistemas y la restauración de las áreas degradadas, a través de proyectos productivos sostenibles que sean de interés para Ecopetrol, para las comunidades locales y para las autoridades ambientales.

Dichos proyectos deben contribuir al mantenimiento de la provisión de servicios ecosistémicos tales como: la regulación de caudales de las fuentes de agua, la provisión de alimentos, la conservación de la biodiversidad, la fijación de CO_2, la adaptación de las regiones al cambio climático y la reducción de su vulnerabilidad frente a este.

Fortalecimiento de capacidades

Busca liberar, fortalecer y mantener la capacidad de las comunidades y las organizaciones públicas y privadas para la gestión exitosa de los proyectos. Supone el apoyo a políticas, la difusión de conocimientos y el establecimiento de alianzas, en los ámbitos nacional, regional y local.

Para implementar la estrategia ambiental y alcanzar los objetivos planteados en sus diferentes líneas, Ecopetrol cuenta con un modelo operacional que abarca tres áreas funcionales:

Ambiental legal

Involucra la gestión del cumplimiento de la normatividad ambiental. Incluye la gestión de las autorizaciones ambientales, las licencias ambientales, los planes de manejo ambiental (PMA) y los permisos de uso y aprovechamiento de recursos naturales. Así mismo, la administración, seguimiento y monitoreo del cumplimiento de las obligaciones ambientales requeridas por estos instrumentos, y la participación en procesos de construcción y modificación de normas ambientales.

Ambiental operacional

Busca la optimización de los flujos de recursos como: agua, energía, emisiones, vertimientos y residuos. Incluye la ejecución de buenas prácticas y tecnologías limpias, la gestión de incidentes ambientales, la implementación del sistema de gestión ambiental y la administración de sistemas de información tales como: el Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas (SIGEA) y el Sistema de Gestión de Aguas y Residuos (SIGAR).

Ambiental territorial

Considera la gestión ambiental en el territorio de influencia de las operaciones y proyectos de Ecopetrol. Incluye la gestión de las inversiones ambientales obligatorias (por ejemplo compensaciones e inversión del 1%); la participación en procesos de ordenamiento territorial para garantizar la compatibilidad de la actividad empresarial con otras actividades en el territorio, y la interlocución con partes interesadas en los territorios sobre asuntos de desempeño ambiental.

103-3 >

INDICADORES AMBIENTALES

La estrategia ambiental se mide a través de tres indicadores ambientales que se reportan en el tablero balanceado de gestión de la empresa. Los resultados para 2017 de estos indicadores, así como las metas planteadas para 2018 se presentan en la tabla 89.

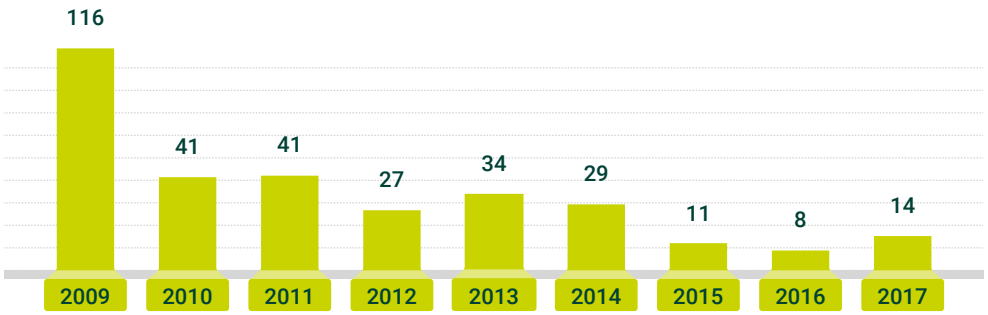
Tabla 89. Indicadores ambientales

	INDICADOR	UNIDAD	META / LÍMITE MÁXIMO* 2017	VALOR REAL 2017	META / LÍMITE MÁXIMO 2018
306-3 OG-13 >	Incidentes ambientales por causa operacional	Número	14	14 *	12**
306-3 >	Barriles derramados por incidentes ambientales por causa operacional	Barriles	600	50*	400**
305-5 >	Reducción de emisiones de gases efecto invernadero, respecto al escenario *"business as usual"*	Toneladas reducidas	45.000	197.106	45.000**

(*) Los resultados de los indicadores ambientales 2016 involucran los datos de Ecopetrol S.A. y los datos de la Vicepresidencia de Transporte y Logística como operadora de CENIT que fueron monitoreados por el Comité Directivo durante el año 2016.
(**) Las metas y límites máximos de 2018 solo tienen en cuenta las operaciones de Ecopetrol S.A.

El indicador de incidentes ambientales por causa operacional registró un incremento de 75% con respecto a 2016. No obstante, se cumplió con el límite máximo establecido por la empresa. En el gráfico 59 se presenta la evolución de este indicador para el período 2009 – 2017.

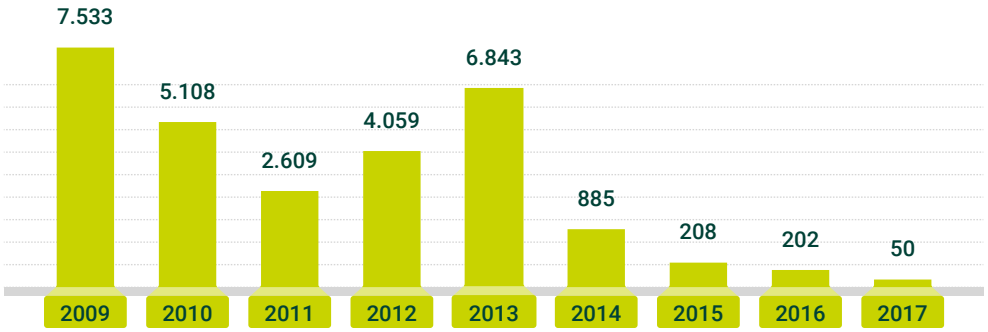
Gráfico 59. Incidentes ambientales por causa operacional (Número de incidentes)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

El indicador de barriles derramados por incidentes ambientales por causa operacional, registró en 2017 el mejor resultado en los últimos diez años. En el gráfico 60 se presenta la evolución de este indicador para el período 2009 – 2017.

Gráfico 60. Barriles derramados por incidentes por causa operacional (Número de barriles derramados)*



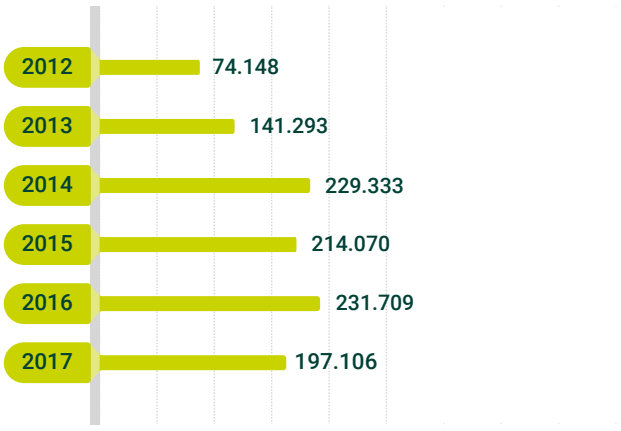
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental
***Nota:** Según lo establecido en el Tablero Balanceado de Gestión (TBG) de Ecopetrol, este indicador contabiliza los derrames de la operación que cumplen con las siguientes condiciones: i) Mayores a un barril y ii) que hayan tenido un impacto importante al medio ambiente.

El comportamiento de los dos indicadores anteriormente descritos fue consecuencia de los programas de integridad de activos y de mantenimiento preventivo implementados por la empresa. Así mismo, del aseguramiento de la aplicación de procedimientos operativos que reducen la probabilidad de la generación de incidentes ambientales con volúmenes considerables.

Con respecto al indicador de reducción de emisiones de GEI (ver gráfico 61), es importante mencionar que en 2017 se registró una reducción de 197.106 toneladas equivalentes de CO_2, en proyectos nuevos implementados durante el año. Esta reducción representa un 338% más que la meta fijada para dicho año. Esto debido principalmente por la implementación de proyectos de gas para autogeneración o venta, a partir de corrientes que eran venteadas o quemadas y de otros proyectos de eficiencia energética.

305-5 >

Gráfico 61. Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (Toneladas CO_2 equivalentes)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

VIABILIDAD AMBIENTAL

La viabilidad ambiental es el proceso que busca gestionar y obtener oportunamente las autorizaciones ambientales requeridas para viabilizar las operaciones y proyectos que permiten garantizar el cumplimiento de las metas empresariales. Incluye la elaboración de estudios ambientales y la gestión, trámite y seguimiento sistemático de las solicitudes radicadas ante las autoridades ambientales nacionales y locales.

Durante 2017 no hubo producción diferida por falta de autorizaciones ambientales. Los principales resultados obtenidos durante el año se presentan a continuación:

13

Autorizaciones ambientales obtenidas mediante la vía jurídica de cambio menor, que representa ahorros en tiempos de trámite y en costos relacionados a la elaboración de estudios ambientales.

1

Modificación del plan de manejo ambiental (PMA) de un campo de producción.

8

Recursos de reposición de licencias ambientales y establecimientos de PMA otorgados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).

99

Autorizaciones ambientales para permisos de uso y aprovechamiento de recursos otorgados por las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR).

3

Audiencias públicas dentro del marco del proceso de licenciamiento ambiental para el proyecto Campo Rubiales (Puerto Gaitán – Meta) y los proyectos exploratorios APE Marteja (Barrancabermeja, San Vicente del Chucuri - Santander) y APE Berilo (Saravena - Arauca).

Adicionalmente, durante el año 2017 se realizó la gestión y radicación de 109 solicitudes de permisos de uso y aprovechamiento de recursos ante las CAR y tres solicitudes de licencia ambiental ante la ANLA.

Es importante resaltar que Ecopetrol garantiza la participación de las comunidades en los procesos de licenciamiento a través de los siguientes momentos, previos a la radicación de las solicitudes ante la autoridad ambiental:



Identificación de riesgos e impactos ambientales en conjunto con la comunidad del área de influencia donde se desarrollará el proyecto.



Establecimiento de medidas de manejo conjuntas para prevenir, mitigar, corregir o compensar los riesgos e impactos ambientales y sociales identificados.



Presentación de los resultados de los estudios ambientales a la comunidad del área de influencia, que incluye los riesgos e impactos y las medidas de manejos construidas en conjunto comunidad y Ecopetrol.

También es importante mencionar que en los procesos de licenciamiento ambiental adelantados por Ecopetrol, se han incrementado los mecanismos jurídicos establecidos en Colombia para garantizar la participación de las comunidades que se sienten vulneradas con el desarrollo de los de la empresa en sus territorios.

Es así, como en los dos últimos años se han desarrollado 4 audiencias públicas y se han reconocido más de 50 terceros intervinientes en los procesos de licenciamiento ambiental iniciados por la empresa.

COMPENSACIONES AMBIENTALES
E INVERSIÓN DEL 1%

En 2017 la gestión de las obligaciones de compensación ambiental e inversión del 1% se enfocó en cuatro ejes estratégicos:

Cumplimiento de las obligaciones ambientales

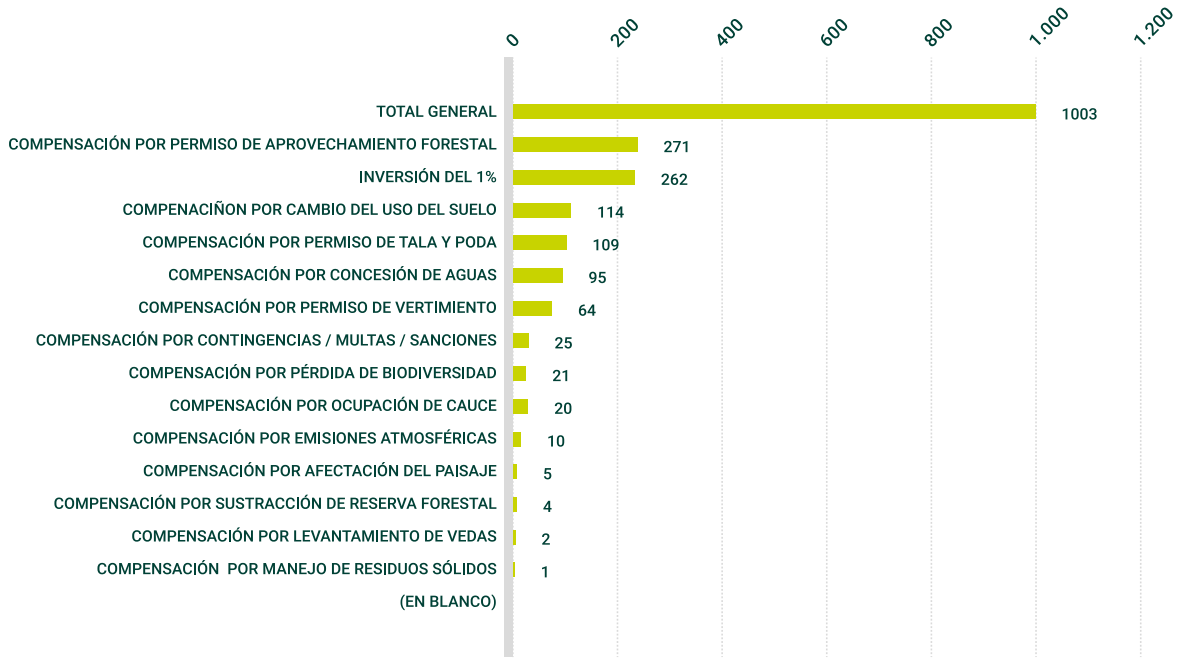
Definición de áreas prioritarias de intervención

Optimización de las inversiones

Fortalecimiento de capacidades

Al cierre de 2017, Ecopetrol registró 1003 obligaciones de compensación ambiental e inversión del 1%. El mayor volumen de obligaciones se deriva de los permisos de aprovechamiento forestal ante las autoridades ambientales regionales (ver gráfico 62).

Gráfico 62. Tipos y número de medidas de compensación ambiental



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Es importante mencionar que las acciones que históricamente se han adelantado para cumplir con estas obligaciones han estado orientadas a reforestación protectora y la compra de predios. Estas acciones se están replanteado por medidas más costo-efectivas, en el marco de la jerarquía de la mitigación, de la conservación de la biodiversidad y sus servicios ecosistémicos y de la agenda de construcción de paz social.

BUENA PRÁCTICA

Cambio en las medidas de los proyectos de inversión del 1% de la reforestación tradicional a los acuerdos de conservación a través de proyectos productivos sostenibles

De acuerdo con el Decreto Único 1076 de 2015, en su artículo 2.2.9.3.1.1 se establece que *"… todo proyecto que requiera licencia ambiental y que involucre en su ejecución el uso de agua tomada directamente de fuentes naturales para cualquier actividad, deberá destinar no menos del 1% del total de la inversión, para la recuperación, conservación, preservación y vigilancia de la cuenca hidrográfica…".*

Las compañías tradicionalmente cumplían con esta obligación a través de la implementación de 2 medidas: la compra de predios y la reforestación protectora. Medidas que al final de cuentas no reflejaban una correcta gestión del territorio.

Muchas veces la compra de predios terminaba siendo un factor más de desplazamiento de las comunidades. Los predios terminaban abandonados y convertidos en potreros utilizados por terceros. Por otra parte, las reforestaciones protectoras solo se mantenían en pie mientras estuvieran a cargo de los titulares de la licencia. Una vez esta obligación era entregada a la autoridad ambiental, se perdía control sobre esta y muchas de estas áreas terminaban siendo taladas y aprovechadas por terceros.

En 2016, se abrió una oportunidad de cambiar esta situación, con la expedición del decreto 2099 del 2016. Este decreto modifica el Decreto Único 1076 en lo relacionado con la inversión forzosa por la utilización del agua tomada directamente de fuentes naturales, aclarando que *"…el titular de la licencia podrá realizar el proyecto en la sub-zona hidrográfica dentro de la cual se desarrolla el proyecto, como dentro de la zona hidrográfica dentro de la cual se desarrolla el proyecto Adicionalmente, el decreto permite a los licenciatarios realizar las acciones de protección, conservación y preservación a través restauración ecológica, rehabilitación y recuperación, dentro las cuales se puede incluir desarrollo de proyectos de uso sostenible…".*

A su vez el Decreto 0075 de 2017 define un proyecto sostenible como aquel que *"…incluye actividades productivas, que a partir de la oferta natural del territorio generan bienes y servicios mercadeables*

y contribuyen a la conservación, restauración y uso sostenible de los ecosistemas y los agro-ecosistemas, a la generación de bienestar social y al fortalecimiento y diversificación de la economía regional y local de forma sostenible…".

Viendo esta ventana como una oportunidad para una buena gestión del territorio, Ecopetrol decide formular e implementar acuerdos de conservación a través de proyectos productivos sostenibles que generen real beneficio a las comunidades, en alineación con los impactos causados, las medidas priorizadas y la estrategia de entorno. Ecopetrol decide agrupar medidas de compensación acogiéndose a los decretos que permiten cumplir estas obligaciones a través del diseño e implementación de proyectos productivos sostenibles.

En relación con esto, la organización radicó ante ANLA 125 planes de inversión del 1% (agrupación de medidas) con este nuevo enfoque.

La compañía le apuesta hacia una gestión integral del territorio, mediante el diseño de paisajes multifuncionales que permitan generar un equilibrio entre la creación de valor económico y la preservación de los recursos naturales. Fomentado la compatibilidad entre las diferentes actividades que se realizan en sus áreas de operación.

En este sentido, este nuevo enfoque es una apuesta a largo plazo que busca mejorar las condiciones de vida de las comunidades que se encuentran en las áreas de operación de Ecopetrol, aceptando que es posible orientar su desarrollo hacia la sostenibilidad de las regiones donde se opera, esto mediante una gestión ambiental apalancada en actividades de conservación de la biodiversidad y proyectos productivos que permitan la generación de ingresos no petroleros.

GESTIÓN INTEGRAL DEL RECURSO HÍDRICO



Ecopetrol, Campo Apiay. Departamento del Meta.

103–1 > 103–2 103–3 La gestión integral del agua en Ecopetrol busca establecer los lineamientos para garantizar el manejo responsable de este recurso en todos los procesos. Esta gestión es indispensable para garantizar la protección y conservación del medio ambiente y la continuidad operativa de las diferentes áreas del negocio.

CONFIABILIDAD DE LA INFORMACIÓN

En el sistema de información del agua denominado “SIGAR Aguas” se recopila y verifica toda la información ambiental asociada al uso y aprovechamiento de este recurso en las instalaciones y proyectos de operación directa de Ecopetrol.

Este sistema ha permitido avanzar en la estandarización de procesos, en el aseguramiento de calidad de la información reportada, en la verificación del cumplimiento de requerimientos legales, en actualización de los balances de agua por instalaciones, y en la integración con otros sistemas de la compañía, entre otros.

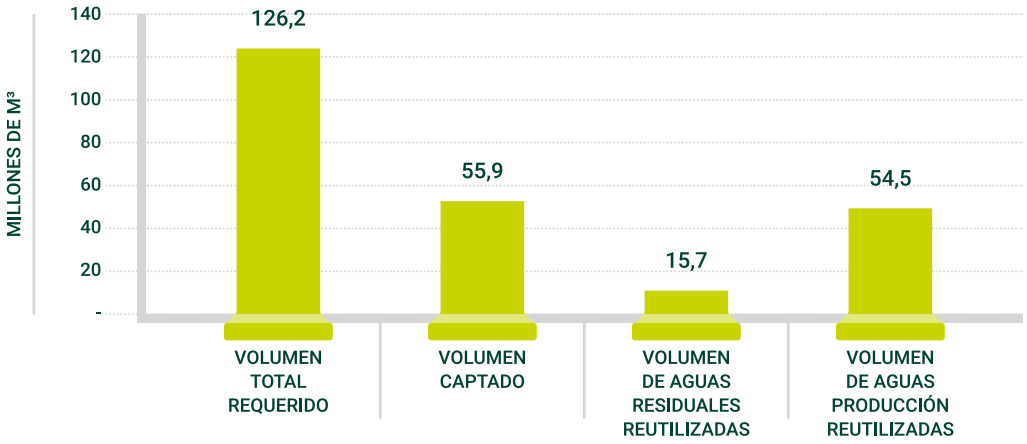
Los datos reportados en este capítulo fueron extraídos de este sistema y corresponden a una proyección del cierre de 2017, con base en los datos de enero a noviembre de este mismo año.

DEMANDA

En este eje estratégico se incluyen todas las actividades que le permiten a Ecopetrol caracterizar, cuantificar y optimizar la demanda de agua en los diferentes procesos.

El volumen total de agua requerido para desarrollar las actividades de la cadena de valor de Ecopetrol es de 126,2 millones de metros cúbicos. Este volumen es la suma del agua captada, las aguas residuales reutilizadas y las aguas de producción reutilizadas. En el gráfico 63 se muestra esta distribución.

Gráfico 63. Volumen total de agua requerido para operar (Millones de metros cúbicos)



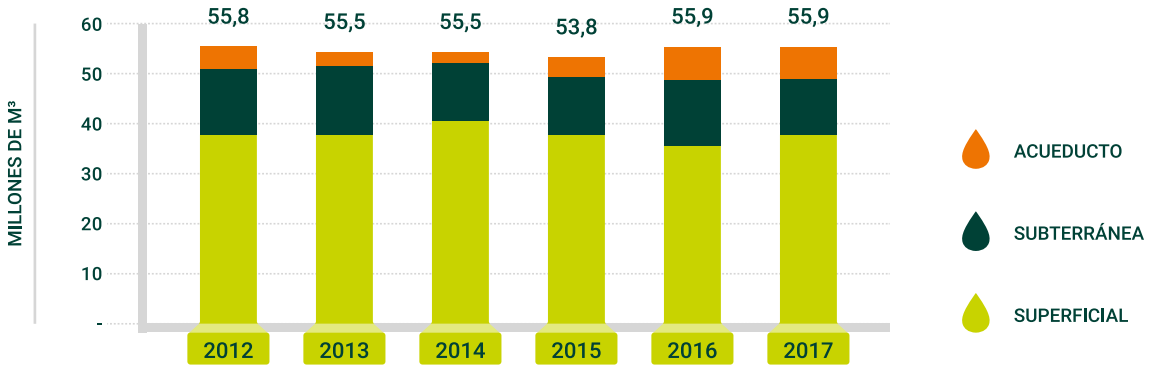
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

303–1 >

CAPTACIONES DE AGUA

En 2017 se captaron 55,9 millones de metros cúbicos de agua en todas las áreas de operación directa de la compañía. Esto significa una disminución de 0,02% con respecto al volumen captado en 2016 (ver gráfico 64).

Gráfico 64. Captaciones de agua históricas por tipo de fuente (Millones de metros cúbicos)

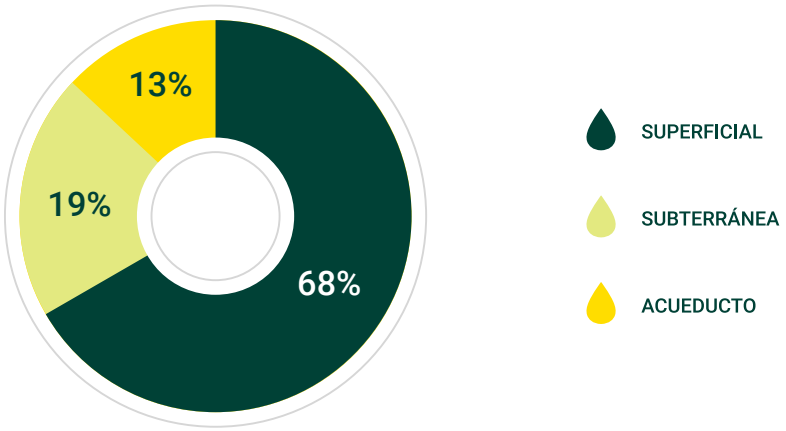


Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental.
Nota: Ecopetrol no capta aguas residuales de otras organizaciones.

303-2 > Las principales fuentes de abastecimiento de la compañía son los cuerpos de agua superficial. El 68% del volumen de agua captada en 2017 provino de 50 puntos ubicados en ríos, quebradas, caños y otros. El 19% se captó de 81 pozos de agua subterránea y aljibes.

El restante 13% se recibe de acueductos, que abastecieron 40 puntos en instalaciones, edificios administrativos y proyectos de exploración y transporte. Esto significa que se utilizaron un total de 171 puntos de captación (ver gráfico 65).

Gráfico 65. Volumen captado por tipo de fuente (Porcentaje)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En Ecopetrol el agua es un recurso indispensable para el desarrollo de los procesos a lo largo de la cadena de valor. El 55% del volumen total captado se registró en el proceso de refinación y petroquímica *(Downstream)*, seguido por desarrollo y producción *(Upstream)*, donde se utilizó el 44,27% del volumen total captado.

A los segmentos de exploración, transporte y áreas corporativas, se destinó el 1% del volumen total de agua captado. Para el reporte de 2017 se incluyeron por primera vez los Centros de Atención Local (CAL) ubicados en: Bucaramanga, Medellín, Neiva, Villavicencio y Yopal. Dichos centros se incluyeron dentro de la categoría "corporativos", la cual incluye también el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y las Unidades Regionales de Salud.

303-3 > OG-5

REUTILIZACIÓN DE AGUA

Con el propósito de disminuir el volumen de agua cruda captado por Ecopetrol y consecuentemente disminuir los vertimientos, se han implementado las siguientes estrategias, encaminadas a aumentar el porcentaje de reutilización y recirculación de agua en las instalaciones de la empresa.

Reutilización de agua captada

En 2017 Ecopetrol reutilizó y recirculó un total de 15,7 millones de metros cúbicos de agua proveniente de puntos de captación, equivalentes al 28% del volumen total de agua captada. El 99,5% del volumen reutilizado o recirculado fue reportado en actividades del proceso de refinación y petroquímica.

Reutilización de aguas de producción

Las aguas de producción son aguas que vienen con el crudo y el gas que se extrae de los yacimientos. Una vez en superficie, el agua se separa del gas y del crudo, y es tratada de tal forma que pueda ser usada nuevamente en los procesos de producción o ser dispuesta cumpliendo con la normatividad ambiental vigente.

En 2017 se reutilizaron 54,4 millones de metros cúbicos de aguas de producción, equivalentes al 16% del total de aguas producidas. Esto significa un aumento de 6% con respecto a 2016. Del total de agua que se utilizó para recobro, el 80% proviene de aguas de producción y el restante 20% de agua captada. Así mismo, se reutilizaron 80.600 metros cúbicos de aguas de producción en otras actividades como: preparación de lodos de perforación, mantenimiento de pozos y sistemas contraincendios entre otros.

Aguas lluvias

En algunas instalaciones de producción y proyectos de exploración, se aprovechan las aguas lluvias como fuente de abastecimiento para usos domésticos e industriales. En total se utilizaron 604 metros cúbicos de agua lluvia durante 2017.

Todo lo anterior permitió que en 2017 se reutilizaran 70 millones de metros cúbicos de agua, equivalentes al 56% del agua total requerida para operar. Esto significa que Ecopetrol dejó de captar y verter este mismo volumen.

OFERTA

102–11 > Colombia es un país que cuenta con una gran riqueza en materia de recursos hídricos. Un ejemplo de esto es que mientras el promedio mundial de agua per cápita según el Banco Mundial es de 16 metros cúbicos/habitante/día, de acuerdo con el Estudio Nacional del Agua, Colombia tiene aproximadamente 118 metros cúbicos/habitante/día.

Sin embargo, la distribución del agua no es homogénea, ya que gran parte de la oferta se concentra en las áreas de menor demanda como lo son Orinoquía y Amazonas. Por su parte, en las regiones Andina y Caribe, que son las áreas de mayor demanda, se tiene menos disponibilidad de agua.

Desde el punto de vista hidrográfico, Colombia se encuentra dividida en 5 grandes cuencas o áreas hidrográficas. Estas, a su vez, se dividen en 41 zonas hidrográficas, las cuales también se subdividen en 316 subzonas hidrográficas o cuencas más pequeñas.

En Ecopetrol, el 79,2% del agua que se capta proviene de la macrocuenca Magdalena-Cauca; el 18,3% proviene del área Caribe y el 2,3% del Orinoco. El restante 0,2% se toma de las áreas hidrográficas Pacífico y Amazonía.

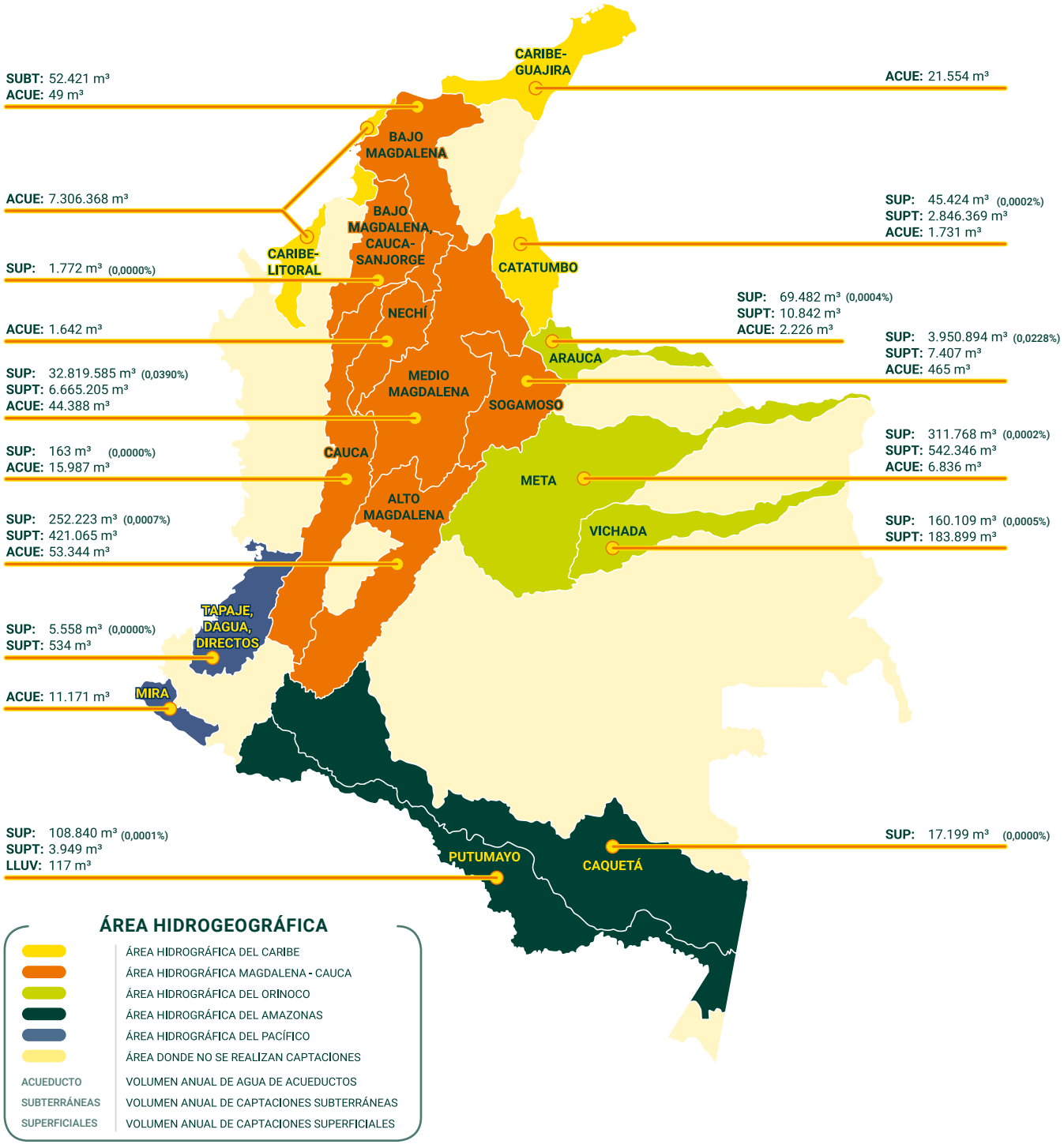
El volumen de agua captada por Ecopetrol durante el 2017 representa sólo el 0,0028% de la oferta de agua superficial total en el país en año medio. No obstante, dado que tanto la oferta hídrica como la demanda de agua son diferentes de un área a otra, en el mapa se observa muestra el análisis por zona hidrográfica para las condiciones de oferta disponible en año medio.

Como puede observarse en el mapa, las mayores captaciones se presentan en las zonas del Magdalena Medio, Caribe Litoral, Sogamoso y Catatumbo. Los volúmenes captados por Ecopetrol de estas zonas en ningún caso son mayores al 0,05% de la oferta superficial total en cada una de ellas.

303–2 > Durante el 2017 no se presentaron afectaciones significativas a cuerpos de agua superficiales por captaciones, ya que en ningún caso se superó la relación del 5% entre el volumen captado y la oferta disponible de determinada subzona hidrográfica.



303-1 > **Mapa.** Demanda hídrica de Ecopetrol por zona hidrográfica



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

CALIDAD

306-5 > ## DISPOSICIÓN DE AGUAS RESIDUALES

En 2017 se utilizaron 340 puntos para disponer aguas residuales domésticas y 123 para las aguas residuales industriales. El total de aguas residuales que se dispuso durante el 2017 fue de 315,74 millones de metros cúbicos, distribuidos así:

91,16
millones de m^3

Volumen vertido de aguas residuales a cuerpos de agua superficial, a suelo, a alcantarillado y enviado a gestores externos. Esto significa un aumento del 6% con respecto a 2016, explicado principalmente por la inclusión de los volúmenes del Campo Rubiales, que se opera directamente desde julio de 2016. No obstante, se destaca la reducción en los vertimientos a cuerpos de agua superficial, en especial en Apiay, Chichimene, Catatumbo, Casabe y Putumayo, así como en la Gerencia de Activos con Socios. El 100% del volumen de agua vertido cumple con los requisitos de calidad establecidos en la normatividad colombiana vigente, de acuerdo a su destino.

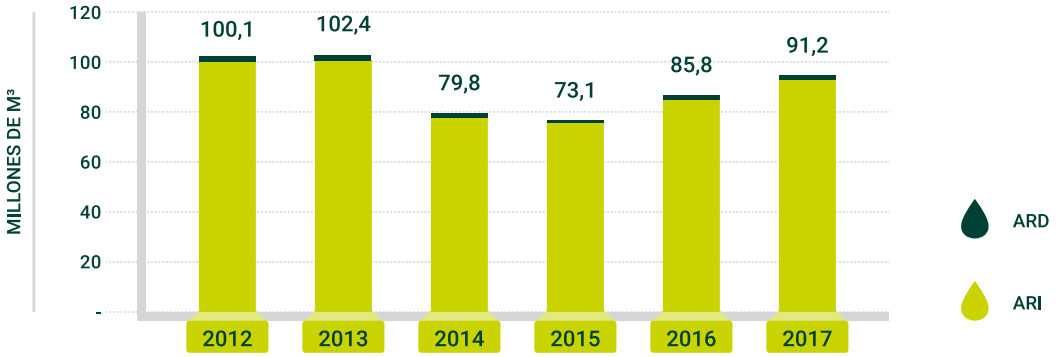
< 306-1

224,58
millones de m^3

Volumen enviado a *disposal*.

En el gráfico 66 se observa el comportamiento del volumen de aguas residuales vertido por Ecopetrol entre 2012 y 2017. Los vertimientos de agua residual industrial (ARI), que incluyen aguas de producción, corresponden al 99% del total del volumen vertido por Ecopetrol. El restante 1% corresponde a aguas residuales domésticas (ARD).

Gráfico 66. Histórico de volúmenes vertidos (Millones de metros cúbicos)

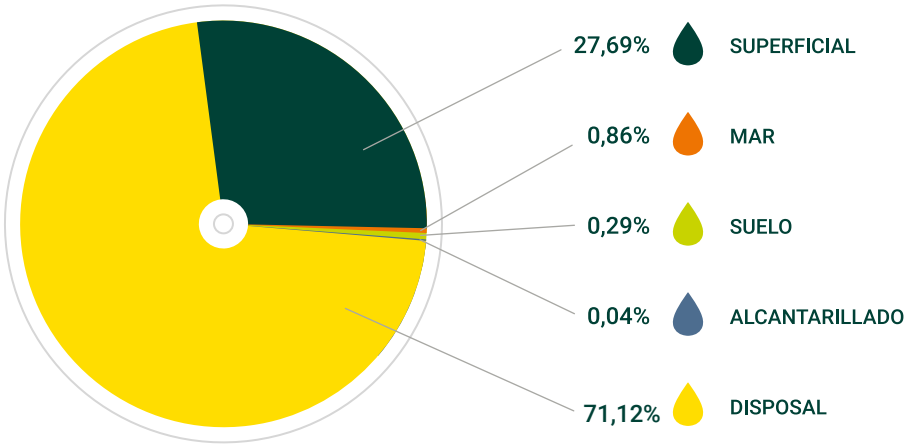


Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En el gráfico 67 se presenta la distribución del volumen dispuesto por destino.

La mayor cantidad de agua se dispone en pozos *Disposal*.

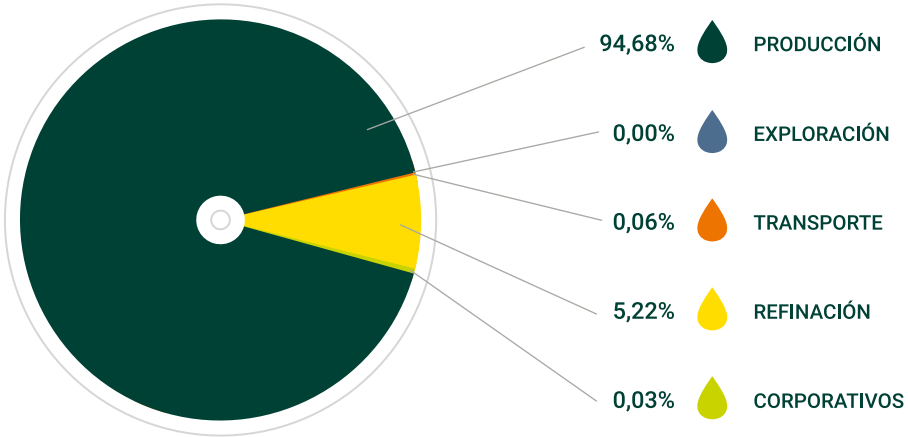
Gráfico 67. Disposición de aguas residuales por destino (Porcentaje)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En el gráfico 68 se presenta la distribución del agua dispuesta por tipo de actividad. Cerca del 95% del agua corresponde al segmento de producción y son principalmente aguas de producción; mientras que el 5% restante son aguas residuales industriales efluentes de los procesos de refinación y petroquímica.

Gráfico 68. Disposición de aguas residuales por segmento (Porcentaje)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

306-1 >

DESCARGAS DE CONTAMINANTES

Las descargas de grasas y aceites en los vertimientos superficiales en 2017 se estimaron en 849 toneladas. Esto equivale a una concentración promedio de 9,5 partes por millón (ppm) de grasas y aceites, valor por debajo del valor máximo permisible de 15 ppm establecido en la norma de vertimientos a cuerpos de agua superficiales.

INICIATIVAS DE MEJORAMIENTO EN EL MANEJO Y TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

Ecopetrol está en el proceso de implementación de 16 planes de reconversión a tecnologías limpias en gestión de vertimientos. Las actividades incluidas en esto planes se orientan a: maximizar la reutilización en procesos de refinación y producción, modificar procesos de tratamiento, y realizar intervenciones aguas arriba del punto de vertimiento y estudios de alternativas con nuevas tecnologías.

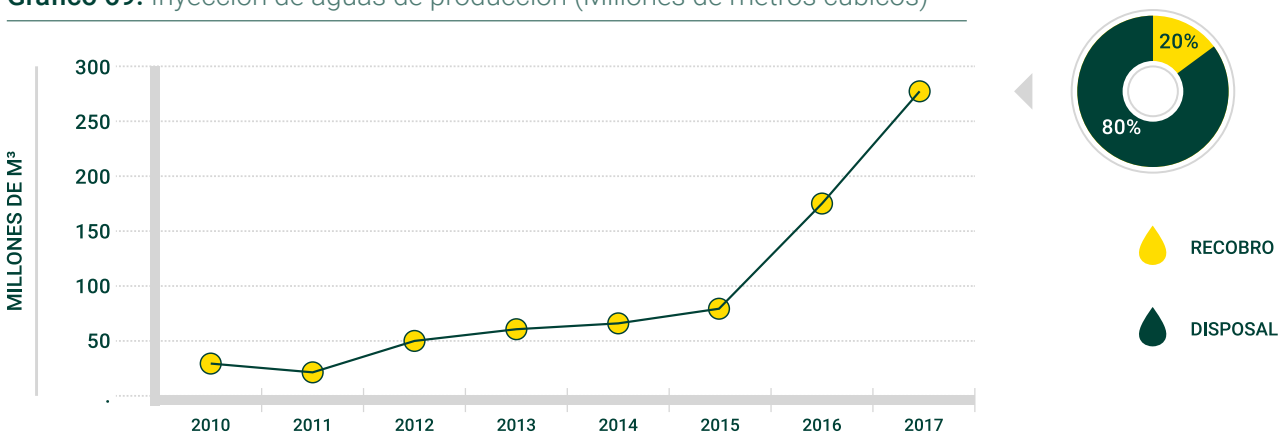
OG-5 >

INYECCIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN

Con el propósito de disminuir el volumen vertido a cuerpos de agua superficiales, Ecopetrol adelanta actividades encaminadas a inyectar las aguas de producción, ya sea como *Disposal* o para proyectos de recobro mejorado. El volumen de aguas de producción re-inyectada en *Disposal* en 2017 fue de 224,6 millones de metros cúbicos y el volumen de aguas de producción inyectado para proyectos de recobro mejorado fue de 54,4 millones de metros cúbicos.

El gráfico 69 muestra el histórico del volumen de aguas de producción inyectadas y el porcentaje específico para cada uno de los destinos. Es necesario resaltar que el aumento que se registra en los años 2016 y 2017 se debe a la inclusión en este reporte de los volúmenes del Campo Rubiales, que se opera directamente desde julio de 2016.

Gráfico 69. Inyección de aguas de producción (Millones de metros cúbicos)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

103–1 > 103–2 103–3

RIESGOS ASOCIADOS AL AGUA

El agua es un recurso vital para las operaciones y proyectos de Ecopetrol. Por esta razón, continuamente se actualizan análisis de riesgos asociados al agua, en los cuales se evalúan y anticipan posibles escenarios que puedan afectar las operaciones. Estos escenarios analizan variables como déficit en la disponibilidad y calidad del agua, cambios en la regulación y relación con grupos de interés.

Durante el 2017, con el apoyo de la Universidad Nacional de Colombia, Ecopetrol elaboró una herramienta para la evaluación de riesgos asociados al agua, aplicable a las operaciones de hidrocarburos. La herramienta, basada en metodologías internacionales para este tipo de análisis y alimentada con información oficial de las cuencas hidrográficas del país, permitió actualizar la definición de las zonas con mayor riesgo.

Adicionalmente se realizó un análisis detallado de los riesgos asociados al agua para pilotos y proyectos de expansión de recobro al 2030, teniendo en cuenta las condiciones físicas del entorno, la demanda anual requerida y la oferta hídrica tanto de aguas de producción como de agua concesionada. Los resultados de este análisis permitieron definir la primera propuesta para hacer frente a los desafíos encontrados.

201–2 >

RIESGOS FÍSICOS

Con base en los datos publicados por el IDEAM en el *Estudio Nacional del Agua 2014*, se han identificado 13 campos de producción localizados en áreas con índice de uso de agua muy alto o crítico. Es decir, áreas donde la demanda total corresponde al 50% o más de la oferta hídrica superficial disponible en año y medio. Estos campos se encuentran ubicados en el departamento del Huila. En estas áreas Ecopetrol reutiliza el 100% de las aguas de producción en recobro, y capta agua de pozos profundos para usos domésticos e industriales.

Así mismo, se han identificado siete estaciones de transporte localizadas en áreas con esta condición de índice de uso de agua. Sin embargo, es importante tener en cuenta que los requerimientos de agua de estas instalaciones son muy bajos.

También en la refinería de Cartagena se presenta un índice de uso de agua crítico. En esta instalación se reutiliza el 55% del agua captada y se están desarrollando estrategias que permitan aumentar este porcentaje.

RIESGOS REGULATORIOS Y JURÍDICOS

Los cambios en la normatividad relacionada con el recurso hídrico pueden representar un riesgo para las operaciones normales de la empresa. Por esta razón, Ecopetrol participa activamente en la construcción de nuevas normas, propiciando la integración de esfuerzos entre autoridades y usuarios para lograr el establecimiento de metas ambientales acordes con las metas de desarrollo del país.

Durante el 2017 se participó en el desarrollo de los siguientes temas: construcción de la norma de vertimientos al mar; generalidades de la norma de vertimientos al suelo, y aplicación de los cambios en las tarifas de uso de agua requeridos por el Decreto 1155 de 7 de julio de 2017.

RIESGOS REPUTACIONALES

Para identificar los riesgos asociados al recurso hídrico que pueden impactar la reputación de Ecopetrol y el relacionamiento con los grupos de interés anualmente se realiza el análisis de las *Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR)* relacionadas con el recurso hídrico.

Entre julio de 2016 y junio de 2017 se recibieron 135 *PQR* relacionadas con el recurso hídrico, es decir 29% más que las reportadas en el periodo anterior. El 57% estaba asociada al segmento de producción y el 36% al de transporte.

Más del 50% de la PQR recibidas se relacionan con posibles afectaciones a fuentes de agua superficiales, ocasionadas principalmente a derrames y daños en tuberías. El mayor número de eventos se registró en Barrancabermeja, Orito, Yondó y Tibú.

De acuerdo con estos resultados, en 2018 se pondrán en marcha planes de acción orientados a verificar y disminuir la probabilidad de la materialización de los riesgos identificados.

Finalmente, en 2017 se dio inicio al *"Museo del Agua"*, un espacio itinerante, donde a través de cuatro módulos interactivos y actividades lúdicas para niños y adultos, se transmite información sobre: la importancia del agua para la vida, los impactos del cambio climático, y la gestión realizada por Ecopetrol para dar un uso responsable y proteger este líquido vital. La primera parada del *Museo del Agua* fue el Municipio de Aguazul en el Departamento del Casanare.

MANDATO POR EL AGUA
CEO WATER MANDATE

Desde agosto de 2014 Ecopetrol se encuentra comprometido públicamente con la gestión sostenible del agua a través de su adhesión a la iniciativa Mandato por el agua, impulsada por el Pacto Mundial de Naciones Unidas *(CEO Water Mandate)*.

Esta iniciativa exige que las empresas adherentes trabajen en seis áreas clave, diseñadas para ayudarlas en el desarrollo de un enfoque integral para la gestión del agua: operaciones directas; cadena de suministro y gestión de cuencas; acción colectiva; políticas públicas; participación de la comunidad, y transparencia.

La estrategia de Ecopetrol en gestión integral del recurso hídrico involucra acciones en oferta, demanda, calidad, riesgo, fortalecimiento institucional y gobernabilidad, las cuales cubren las seis áreas incluidas en el Mandato.

GESTIÓN DEL AGUA EN
LA CADENA DE SUMINISTRO

En el último año, los esfuerzos en la gestión integral del agua se extendieron a la cadena de suministro de la compañía, incluyendo obligaciones específicas en materia de HSE en los contratos catalogados como de riesgo medio y superior.

En materia de agua, se solicita a los contratistas la implementación de planes para asegurar el uso eficiente y ahorro del recurso, así como estrategias para disminuir la generación de vertimientos. A partir de 2018, y a través del Premio HSE para Contratistas, se incentivará a los proveedores para que demuestren su compromiso con el medio ambiente, reconociendo estrategias exitosas de eco-eficiencia, contratación verde y uso eficiente del agua.

BUENA PRÁCTICA

Reutilización de agua en la refinería de Barrancabermeja

En 2017, en la refinería de Barrancabermeja, se llevó a cabo la iniciativa “Reúso de agua residual de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR)”. Se trata de una solución sostenible, integral e integrada que ha permitido disminuir la captación de la ciénaga San Silvestre con resultados que superan a la fecha los 14 millones de galones reusados y dejados de verter al Río Magdalena.

La disminución lograda se debe a mejores prácticas operacionales como la recuperación de condensados, la eliminación de escapes y desperdicios, y la aplicación de nuevas tecnologías en el tratamiento de los tipos de agua que requiere la refinería.

La iniciativa fue galardonada con el Premio a la Excelencia, en la categoría equipo comprometido con la vida.

CAMBIO CLIMÁTICO



Ecopetrol, Torre de exploración en Tenay. Departamento del Huila.

103–1 > La estrategia de cambio climático
103–2 de Ecopetrol tiene como objetivo
103–3 principal mantener una operación baja
201–2 en emisiones de carbono y reducir la vulnerabilidad de la operación a la variabilidad y el cambio climático. En la tabla 90 se presentan los ejes y líneas de acción de la estrategia.

Tabla 90. Estrategia de cambio climático de Ecopetrol

EJES	LÍNEAS DE ACCIÓN
Mitigación	• Inventario de Gases de Efecto Invernadero (GEI). • Reducción de las emisiones de GEI de las operaciones de la empresa. • Promoción de la reducción de emisiones de GEI a través del desarrollo de proyectos de carbono forestal. • Promoción de la reducción de emisiones de GEI en la cadena de abastecimiento. • Participación en mercados de carbono.
Vulnerabilidad y adaptación	• Identificación de la vulnerabilidad. • Plan de adaptación e implementación de medidas de adaptación.
Tecnología e investigación	• Análisis y evaluación de tecnologías y prácticas tecnológicas. • Alianzas tecnológicas internacionales. • Investigación y desarrollo tecnológico.
Participación en construcción de documentos de política pública	• Participación en la construcción de documentos de política en el ámbito nacional.

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

La estrategia de cambio climático se encuentra alineada con la estrategia ambiental de la empresa y las políticas y planes que el gobierno nacional ha construido para direccionar y gestionar el tema de cambio climático, entre los cuales se destacan:

1. Política Nacional de Cambio Climático
2. Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático
3. Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono
4. Documento CONPES 3700 sobre Cambio Climático
5. Plan Nacional de Desarrollo 2014–2018
6. Compromisos del País adquiridos en la COP 21

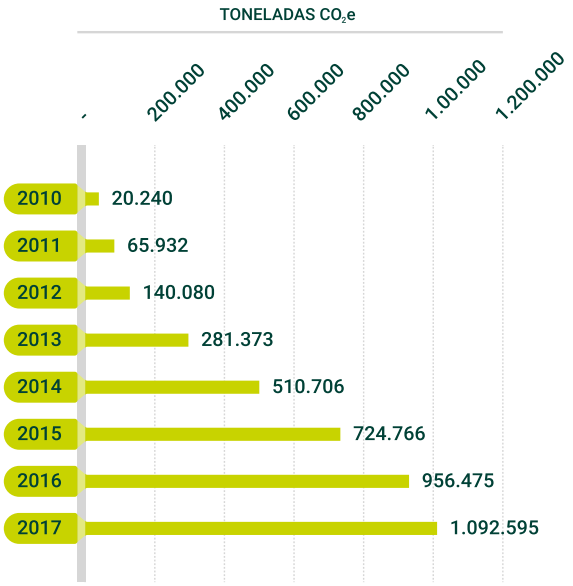
MITIGACIÓN

El eje estratégico de mitigación está encaminado a reducir las emisiones de GEI de la cadena de valor de petróleo y gas, o a compensarlas mediante el desarrollo de proyectos de carbono forestal.

Desde el año 2010 se han venido implementando proyectos de reducción de emisiones de GEI en diferentes áreas operativas de la empresa, y desde el 2012 se han definido anualmente metas voluntarias de reducción, construidas a partir de la identificación de proyectos planeados para entrar en operación en el siguiente año. Las reducciones logradas por estos proyectos corresponde a la obtenida y verificada para un año de operación, de acuerdo con lo establecido en la hoja de vida del indicador "Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero respecto al escenario *Business as Usual*".

Como puede observarse en el gráfico 70, el total de la reducción de GEI a diciembre de 2017, resultado de la implementación de los proyectos ejecutados durante el período 2010-2017, fue de 1.092.595 tCO_2e. La meta propuesta para el año 2018, producto de la implementación de nuevos proyectos de reducción de emisiones es de 45.000 tCO_2eq.

Gráfico 70. Reducciones Acumuladas de Emisiones de GEI – 2010-2017 (tCO_2e)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas – SIGEA.
Nota: Todas las reducciones alcanzadas se han logrado en el Alcance 1 (*Scope 1*).

305-5 > De acuerdo con lo anterior, la reducción de GEI lograda por los proyectos nuevos implementados en 2017 fue de 197.106 toneladas de CO_2 equivalentes / año (tCO_2e/año) superando en 338% la meta establecida de 45.000 tCO_2e/año.

La línea base del inventario de reducción de emisiones atmosféricas de Ecopetrol es el año 2010. Esto en razón a que este fue el año seleccionado por Colombia en la XXI Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP XXI) para fijar la meta de reducción de emisiones.

Los gases incluidos en el cálculo incluyen CO_2, CH_4 y N_2O.

De manera general, los proyectos implementados se pueden agrupar en tres tipos de acciones: optimización de procesos, aprovechamiento de gas para generación eléctrica o venta y eficiencia energética. Además de reducir el impacto ambiental de las operaciones, este resultado representó beneficios económicos para el negocio por valor de US$ 12.5 millones.

BUENA PRÁCTICA

Compensación de CO_2 en Meta y Vichada

En 2017, la Vicepresidencia Regional Oriente de Ecopetrol, compensó 84.402 toneladas de CO_2eq, equivalentes al uso de 7.152.473 galones de combustible. Esto a través de la compra de "Bonos de Carbono Cero" de tres proyectos ubicados en los departamentos de Meta y Vichada.

El primer proyecto, denominado "CO_2 – Cero – Meta", se localiza en la zona de influencia de las operaciones de Ecopetrol en Puerto Gaitán (Meta), y permite la conservación de 17.391 hectáreas de bosque nativo, la reforestación de 6.000 hectáreas de bosque maderable y la generación de 40 empleos en la región.

El segundo, denominado "Proyecto Resguardo Indígena Unificado – Selva de Matavén", se ubica en Cumaribo (Vichada). Permite la protección 1.150.212 hectáreas de bosque natural y contribuye a la sostenibilidad social mediante programas de salud, educación y alimentación de las comunidades indígenas de la Selva Matavén. Cuenta con la participación directa de 250 comunidades.

Por último, el proyecto "CO2 – Cero – Vichada", contribuye a la protección de la Macro Cuenca del Orinoco a través de la reforestación comercial de 6.000 hectáreas de bosques maderables. El proyecto genera empleo digno a 60 personas y evita la tala indiscriminada de bosques nativos de la región.

201–2 >

VULNERABILIDAD Y ADAPTACIÓN

Este eje estratégico busca reducir los riesgos e impactos sobre las instalaciones de la empresa, comunidades y ecosistemas cercanos, que puedan generar los fenómenos de variabilidad y cambio climático.

Ecopetrol cuenta con un mapa de riesgos empresarial definido por la alta dirección de la compañía. Los riesgos se definen como resultado de un análisis de la realidad situacional de la compañía, del contexto actual y esperado del sector *Oil & Gas*, de los perfiles de riesgos de las compañías del sector y de los asuntos relevantes del país.

Dentro de los riesgos definidos en el mapa de riesgos 2017, se encuentra el riesgo de "Incidentes por causa operacional o eventos naturales", el cual considera, entre otros aspectos, los incidentes causados por efectos de eventos climáticos (riesgo físico).

201–2 >

GESTIÓN DE RIESGOS ASOCIADOS AL CAMBIO CLIMÁTICO

Para el manejo de este riesgo, Ecopetrol cuenta con un plan detallado de trabajo, al cual se le hace seguimiento mensual por parte de la Gerencia de Control Interno de la empresa.

En cumplimiento de dicho plan se realizó un monitoreo permanente de las alertas emitidas por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), debidas a eventos climáticos y presencia de fenómenos de variabilidad climático extremos fenómeno "La Niña" y "El Niño".

De igual forma, se tomaron las medidas correspondientes en las diferentes áreas operativas para prevenir posibles incidentes asociados a estos fenómenos. Dentro de las medidas adoptadas se encuentran, entre otras: limpieza de cunetas; mantenimiento de piscinas, separadores y contrapozos; construcción de variantes y cruce de ríos en infraestructura de transporte; obras de geotecnia en líneas de flujo, y mantenimiento y obras de geotecnia en vías de acceso.

Los costos asociados a la gestión de este riesgo están incorporados a las diferentes líneas de inversión ambiental, las cuales se describen en una sección posterior de este informe (ver página 447).



TECNOLOGÍA E INVESTIGACIÓN

Este eje temático busca incidir en la reducción de las emisiones de GEI de la empresa, a través de acciones de investigación y desarrollo. Durante 2017, se adelantaron las siguientes acciones:



Evaluación de tecnologías para contribuir a la descarbonización de las operaciones de la empresa y la reducción de las emisiones de GEI, a través de la implementación de programas y proyectos de eficiencia energética, la optimización de procesos, la recuperación de corrientes no aprovechadas y la reducción de quema en teas, entre otros.



Realización de una campaña de identificación y medición de fugas de metano en la planta de gas y estaciones del campo Provincia, en el marco del programa LDAR *(Leaks Detection and Reparation)*. Busca establecer acciones dentro de la rutina de mantenimiento para reparación de fugas, orientadas al logro de eficiencia en los procesos, la recuperación de corrientes valiosas y mayor seguridad en las áreas operativas.



En la refinería de Barrancabermeja, se continuó avanzando en la ejecución del programa de eficiencia energética que permite reducir el consumo de gas y la generación de gases de efecto invernadero. Esto a través de la implementación de equipos de última generación y tecnología para la producción de vapor y de energía para consumo en la refinería.



Participación en la Iniciativa Global de Metano (GMI) y trabajo conjunto con organismos internacionales para el desarrollo de actividades orientadas a identificar y cuantificar oportunidades para la reducción de las emisiones de metano.

PARTICIPACIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE DOCUMENTOS DE POLÍTICA

102–12 > El objetivo de este eje estratégico es articular las actividades de Ecopetrol con las políticas del gobierno nacional. Durante 2017 se destaca el desarrollo de las siguientes actividades:

Apoyo al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en la construcción de la Política Nacional de Cambio Climático y al Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), en la construcción de la tercera comunicación Nacional de Cambio Climático.

Apoyo al Ministerio de Minas y Energía en la construcción de los Planes Sectoriales de Mitigación y Adaptación, los cuales definen las acciones que a nivel del sector de hidrocarburos se deben desarrollar en los próximos años para reducir las emisiones de GEI y adaptar al sector a los efectos de la variabilidad y el cambio climático.

Apoyo a la Corporación para el Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial La Macarena (Cormacarena) en la formulación del Plan de Adaptación al Cambio Climático de la Orinoquía, y participación en la construcción del Plan de Adaptación del departamento de Santander.

INVENTARIO DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS

305–1 > 305–2 Como puede observarse en la tabla 91, durante 2017 las emisiones de GEI se estimaron en 11.354 kilotoneladas de CO_2eq, un 24% más alto que las reportadas en 2016 (9.122 kilotoneladas de CO_2eq). Esto debido principalmente a la inclusión dentro del inventario de las emisiones de los campos Rubiales y Cusiana, y de la refinería de Cartagena.

Tabla 91. Emisiones totales anuales de GEI (Kilotoneladas de CO_2)

ALCANCE	2011	2012	2013	2014	2015	2016*	2017**
Directa *Scope 1*	7.067	7.273	7.756	7.406	7.831	8.507	**10.251**
Indirecta *Scope 2*	210	261	244	227	245	615	**1.103**
TOTAL	**7.277**	**7.534**	**8.000**	**7.633**	**8.076**	**9.122**	**11.354**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas – SIGEA.

(*) Datos ajustados con base en validación de información real del 2016.

(**) Corresponde a información inventariada para los 10 primeros meses del 2017, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

Scope 1: Corresponde a las emisiones directas de GEI provenientes de fuentes que son propiedad o están controladas por la compañía. Dentro de este alcance se reportan las emisiones originadas por combustión, fugitivas, teas, venteos y transporte.

Scope 2: Corresponde a las emisiones indirectas de GEI derivadas de la generación de electricidad adquirida (comprada a un tercero) y consumida por la empresa.

305–1 > 305–2 La línea base del inventario de emisiones atmosféricas de Ecopetrol es el año 2009. Esto en razón a que este fue el primer año para el cual se dispuso de un inventario de emisiones atmosféricas completo, con datos verificables y con condiciones operativas normales. Las fuentes de factores de emisión y tasas utilizadas son: 25 para metano (CH4), 298 para óxido nitroso (N2O) y 1 para dióxido de carbono (Co2). Las emisiones en el año base pueden consultarse en reportes anteriores disponibles en la página de internet www.ecopetrol.com.co. Para la consolidación de emisiones se utilizó el enfoque de control operacional.

VERIFICACIÓN DEL INVENTARIO DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

En 2017 el inventario de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de Ecopetrol, correspondiente al año 2016, fue verificado por la firma AENOR conforme a la *Norma ISO 14064-1:2006*, reconociendo que la emisión de GEI reportada por Ecopetrol es exacta, coherente, transparente y sin discrepancias notables.

La verificación cubre el 100% de las emisiones generadas en Colombia, en las instalaciones donde la empresa tiene el control operativo, en las Vicepresidencias de Refinación y Procesos Industriales (VRP), Desarrollo y Producción (VDP) y Operaciones y Mantenimiento de Transporte (VIT). De acuerdo con lo anterior, las emisiones de GEI de Ecopetrol en 2016 fueron de 9.122.878 toneladas de CO_2e.

Ecopetrol calcula sus emisiones de GEI desde el año 2009. A partir de 2013 el cálculo se realiza utilizando la solución informática *SAP EC – Environmental Compliance,* la cual permite estimar las emisiones de GEI a partir de información capturada mediante integración de herramientas existentes en las áreas operativas (67%) y de forma manual (33%).

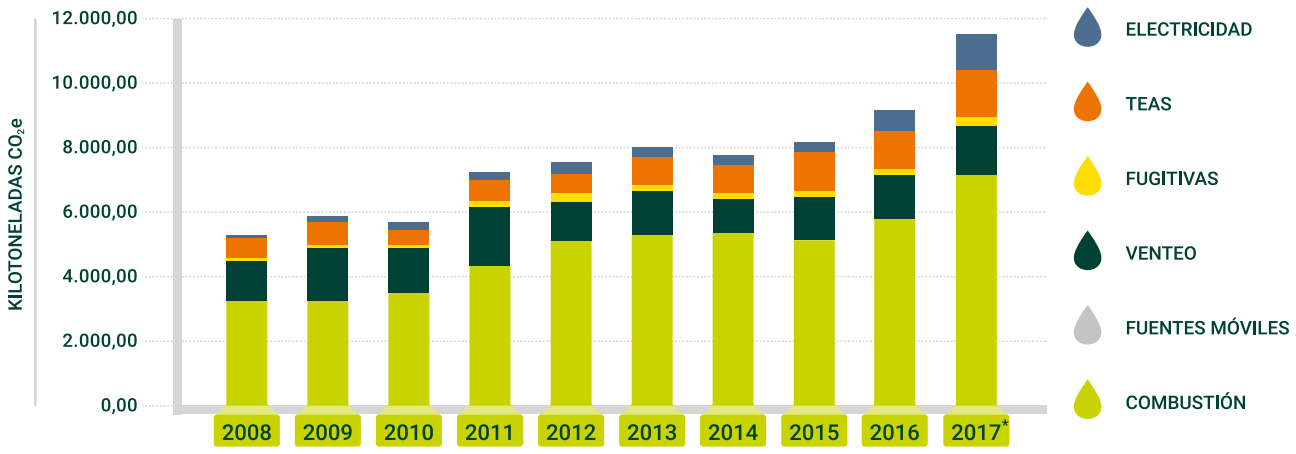
En el informe de verificación, los auditores destacan la herramienta informática (SAP EC) desarrollada por Ecopetrol y el conocimiento de los profesionales de las diferentes áreas de la compañía que participaron en la auditoría.

El inventario de Gases de Efecto Invernadero se calcula equipo por equipo (2500 fuentes) y es parte fundamental de la estrategia de Cambio Climático de Ecopetrol. A través del inventario se cuantifican las emisiones generadas en cada unidad de proceso, área operativa, gerencia o vicepresidencia. Así mismo, se calcula la intensidad de carbono asociada al tipo de producto (kg CO_2e/barril producido, kg CO_2e/barril producido, kgCO_2e/barril transportado) y se definen las oportunidades de reducción de emisiones de GEI para cada área operativa.

En el gráfico 71 se presentan los resultados del inventario de emisiones de GEI por tipo de fuente de emisión (combustión, fuentes móviles, venteo/proceso, fugitivas, teas y consumo de electricidad).

OG-6 >

Gráfico 71. Emisiones totales de GEI por tipo de fuente (Kilotoneladas de CO_2e)

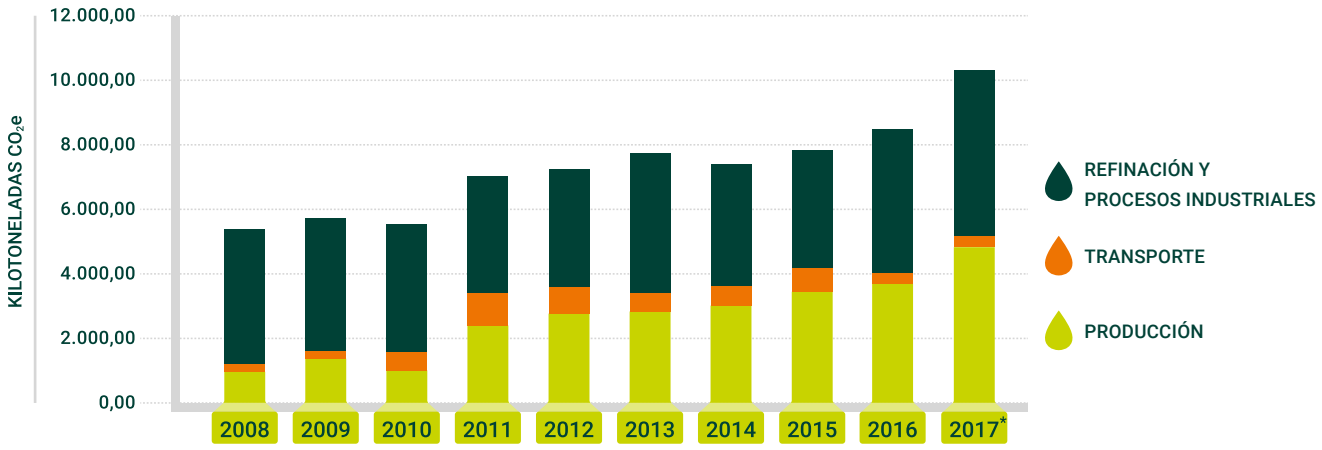


Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas – SIGEA.

(*) Corresponde a información inventariada para los 10 primeros meses del 2017, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

305–1 > En los gráficos 72 y 73 se presentan las emisiones de GEI directas e indirectas,
305–2 por procesos operativos en Ecopetrol.

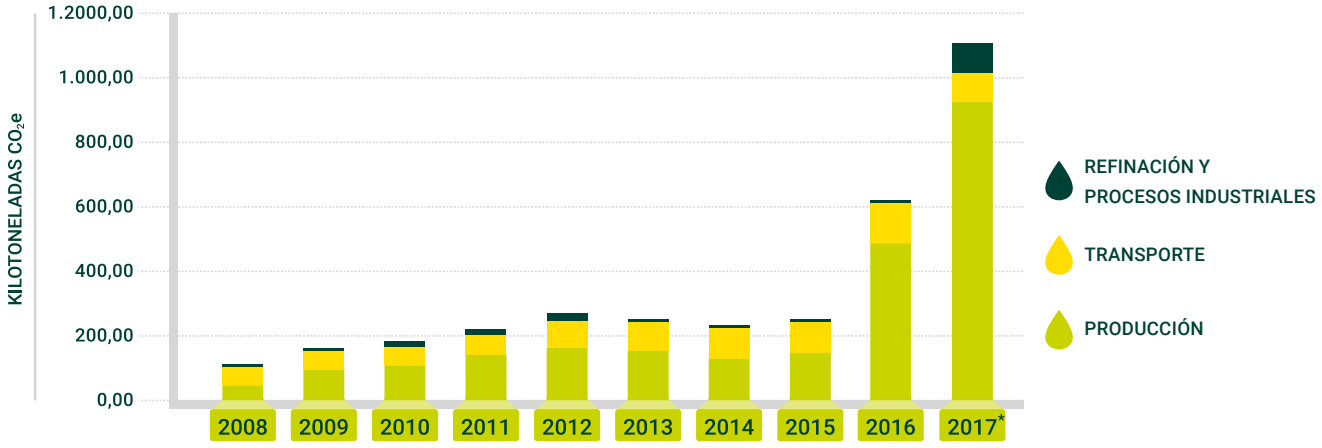
Gráfico 72. Emisiones directas anuales por procesos operativos



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas – SIGEA.

(*) Corresponde a información inventariada para los 10 primeros meses del 2017, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

Gráfico 73. Emisiones indirectas anuales por procesos operativos



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas – SIGEA.

(*) Corresponde a información inventariada para los 10 primeros meses del 2017, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

305-4 > En la tabla 92 se presentan los indicadores de intensidad de carbono para procesos de producción, y refinación y petroquímica, calculados para el 2017.

Tabla 92. Intensidad de Carbono por Actividad

PROCESO	UNIDAD	INTENSIDAD DE CARBONO			
		2014	2015	2016*	2017**
Producción	$kgCO_2eq/BEP$	25,4	25,9	28,7	**29,5**
Refinación y Petroquímica	$kgCO_2eq$/Barriles Cargados	41	46,1	45,4	**41,9**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas – SIGEA.

(*) Datos ajustados con base en validación de información real del 2016.

(**) Corresponde a la información inventariada para los 10 primeros meses del año, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

En las tablas 93, 94 y 95 se muestra la evolución de las emisiones directas e indirectas de GEI por tipo de contaminante (CO_2, CH_4 y N_2O).

305-1 > 305-2 **Tabla 93.** Emisiones anuales de CO_2 (Kilotoneladas)

ALCANCE	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*	2017**
Directa *Scope 1*	5.280	5.091	6.441	6.761	7.270	6.772	7.238	8.073	**9.745**
Indirecta *Scope 2*	166	187	209	260	243	226	244	584	**1.100**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas – SIGEA.

(*) Datos ajustados con base en validación de información real del 2016.

(**) Corresponde a información inventariada para los 10 primeros meses de 2017, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

Tabla 94. Emisiones anuales de CH_4 (Kilotoneladas)

ALCANCE	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*	2017**
Directa *Scope 1*	20	21	24	19	18	24	22	17	**19**
Indirecta *Scope 2*	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	**< 0,1**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas – SIGEA.

(*) Datos ajustados con base en validación de información real del 2016.

(**) Corresponde a información inventariada para los 10 primeros meses de 2017, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

Tabla 95. Emisiones anuales de N_2O (Kilotoneladas)

ALCANCE	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*	2017**
Directa *Scope 1*	0,05	0,06	0,11	0,11	0,09	0,10	0,12	0,09	**0,11**
Indirecta *Scope 2*	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	**< 0,1**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas – SIGEA.

(*) Datos ajustados con base en validación de información real del 2016.

(**) Corresponde a información inventariada para los 10 primeros meses de 2017, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.



305-6 >

EMISIONES DE GEI POR SAO Y SUS SUSTITUTOS

Para el cálculo de las emisiones de GEI por SAO *(Sustancias Agotadoras de Ozono)* y sus sustitutos, se utilizó el método avanzado nivel 2a, del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). En la tabla 96 se presentan los resultados totales obtenidos de las emisiones de GEI por SAO y sus sustitutos, en toneladas equivalentes de CO_2.

Tabla 96. Emisiones de GEI por SAO

FUENTE DE EMISIÓN	SUSTANCIA	EMISIONES DE CO_2e (toneladas)*			
		2014	2015	2016	2017
Refrigeración y aire acondicionado	CFC-12	28,5	479,6	479,6	**0,5**
	HCFC-22	3.641,1	3.520,3	343,8	**1848,4**
	HFC-134ª	10,1	139,8	134,6	**14,64**
	HFC-404	40,0	40,0	40,0	
	HFC-404ª	0,0	0,0		**3,4**
	HFC-404B	0,0	0,0		
	HFC-407C	16,7	119,2	12,8	**1,13**
	HFC-410ª	757,9	1.176	441	**131,8**
	R-508B	0,2	0,02		
	TOTAL	**4.494**	**5.475**	**1.452**	**2.000**
Protección contra incendio	Halon 1211	416,8	No disponible		
	HCFC-123	0,5	0,03		
	HFC-125	213,2	No disponible		
	TOTAL	**631**	**0,03**		
TOTAL		**5.125**	**5.475**	**1.452**	**2.000**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas – SIGEA.

(*) Para el cálculo de las emisiones de GEI, en el caso de mezclas y otras sustancias SAO, se considera un factor de emisión (z) de 0%, que significa que la mezcla o sustancia no se recupera o recicla (primer escenario).

305-7 >

EMISIONES DE CONTAMINANTES CRITERIO

Los contaminantes criterios son aquellos identificados como perjudiciales para la salud y el bienestar de los seres humanos.

En la tabla 97 se presentan las emisiones de contaminantes criterio generadas por la empresa entre 2013 y 2017.

Tabla 97. Emisiones contaminantes criterio (Kilotoneladas)

CONTAMINANTE	2013	2014	2015	2016*	2017**
NOx	18,1	21,7	19,2	21,1	**36,3**
SOx	17,1	16,3	16,6	21,2	**28,5**
CO	241,9	212,2	195,4	203,1	**265**
MP	3,2	2,3	2,4	2,9	**4,3**
VOC	83,9	84,5	108,6	119,5	**182**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas – SIGEA.

(*) Datos ajustados con base en validación de información real del 2016.

(**) Corresponde a información inventariada para los 10 primeros meses de 2017, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

Nota: Por el tipo de industria las emisiones de COP y HAP no son significativas. Las fuentes de factores de emisión y tasas utilizadas son: 25 para metano (CH_4), 298 para óxido nitroso (N_2O) y 1 para dióxido de carbono (CO_2).

GESTIÓN ESTRATÉGICA DE CALIDAD DE LOS COMBUSTIBLES

OG-8 > A continuación se presentan los aspectos más importantes gestionados durante el año 2017 en torno a la visión estratégica de la calidad de los combustibles:

Aspectos regulatorios

En junio de 2017 entró en vigencia la Resolución 40619 mediante la cual se obtuvo una nueva extensión del permiso otorgado por el gobierno nacional para la distribución de diésel en Colombia con especificación T95 máximo de 370°C (temperatura en la cual se ha destilado el 95% del volumen). Adicionalmente se unificó la calidad en términos de viscosidad, quedando un único valor para todo el país en máximo 4.5 mm^2/s.

La entrada en vigencia de ésta resolución permitió la obtención de los siguientes beneficios, sin impactos significativos en la calidad del aire del país:

Incremento de la producción de diésel en la refinería de Barrancabermeja en aproximadamente 5 KBDC, lo cual permite reducir las importaciones o internación de producto desde la refinería de Cartagena y el costo fiscal asociado para el país.

Unificación de la calidad en términos de viscosidad, lo cual garantiza una operación del sistema de poliductos más eficiente y ofrece mayor seguridad en el abastecimiento de combustibles.

Teniendo en cuenta estos beneficios, durante 2018 Ecopetrol continuará profundizando en los estudios e investigaciones y en la gestión de relaciones con el gobierno, con el fin de lograr que el permiso temporal asociado a la T95 sea permanente.

Acompañamiento al regulador

Acompañamiento al Ministerio de Minas y Energía y al Ministerio de Ambiente para mantener una adecuada interrelación y monitorear de primera mano los intereses y planteamientos de los reguladores.

OG-2 >

Programa de investigación en calidad de combustibles

Desde 2014 Ecopetrol desarrolla una iniciativa de investigación en calidad de combustibles que busca generar conocimiento sobre temas como: vigilancia tecnológica en temas regulatorios, tendencias mundiales en calidad, tecnologías vehiculares, estrategias de refinación y avances en investigaciones internacionales.

En 2017 se destaca la culminación del estudio sobre calidad de aire de Bogotá, realizado en colaboración con la Secretaría Distrital de Ambiente de Bogotá y la Universidad de la Salle. El estudio permitió actualizar el inventario de emisiones y reveló que el aporte de las fuentes móviles es solo del 12% del total del material particulado 2.5, dejando al material re suspendido y otras fuentes fijas la mayor parte del aporte.

Estos resultados son fundamentales en el direccionamiento de las estrategias para el mejoramiento de la calidad del aire de la ciudad. El estudio incluyó también una estimación de los costos asociados a impactos en la salud pública por la contaminación del aire.

Modificación en la regulación de calidad en el combustible combustóleo *(Fuel Oil)*

Ecopetrol, en conjunto con otros países de la región, prepararon y presentaron solicitud de aplazamiento a la resolución que limita el contenido de azufre en el *Fuel Oil* que se comercializa como combustible para buques, pasando de 3,5 a 0,5% (composición en peso). A pesar de la solicitud, la fecha de entrada en vigencia de la solicitud fue ratificada para el 1 de enero de 2020.

Con esta confirmación, se adelantaron las evaluaciones necesarias para estimar el impacto potencial en las refinerías, teniendo en cuenta variables como: proyección de precios, posible respuesta de la industria de transporte marítimo, opciones de los refinadores y duración del periodo de transición.

Abastecimiento al país

La estabilización de la nueva refinería de Cartagena en el 2017 permitió un mayor aporte de combustibles para atender la demanda interna y generar excedentes con la calidad requerida para exportarla a la costa del golfo de los Estados Unidos.

Alienación de la estrategia con la gestión en la calidad de los combustibles

La ruta de ascenso de la calidad de los combustibles fue definida como uno de los ejes principales de la estrategia de refinerías de Ecopetrol. De esta forma se busca llevar a cabo un proceso ordenado, secuencial y eficiente, para mejorar la calidad del diésel y la gasolina, de manera alineada con referentes internacionales y en coordinados con el ente regulador.

OG-8 >

CONTENIDO DE BENCENO, PLOMO Y AZUFRE EN LOS COMBUSTIBLES REFINADOS

Ecopetrol produce diésel y gasolina (corriente y extra), de acuerdo con las especificaciones definidas en la Resolución 1180 del 21 de junio de 2006 y la ley 1205 de julio 14 de 2008, en las que se establecen los siguientes criterios de calidad para el benceno, plomo y azufre (ver tabla 98).

Tabla 98. Criterios de calidad en gasolinas básicas

PARÁMETRO DE CALIDAD	UNIDAD	VALOR
Plomo máximo	g/l	0.013
Benceno (Gasolina Corriente)	% (vol/vol)	1
Benceno (Gasolina Extra)	% (vol/vol)	2
Azufre	ppm en peso	300

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales

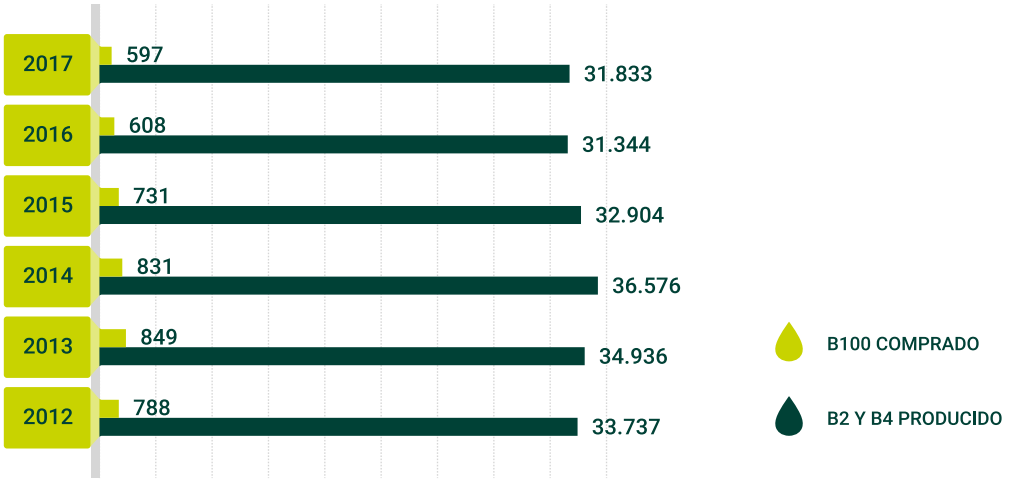
Para el diésel, el contenido máximo de azufre es de 50 ppm en peso. Los parámetros de calidad de plomo y benceno no se especifican en la regulación vigente para este combustible.

OG-14 >

VOLUMEN DE LOS BIOCOMBUSTIBLES PRODUCIDOS

En el gráfico 74 se presenta la producción de diésel en sus mezclas con biodiesel (B100). Las mezclas se entregan con 2% en volumen (B2) en la refinería de Barrancabermeja y con 4% en volumen (B4) en la refinería de Cartagena.

Gráfico 74. Volumen de biocombustibles (millones de barriles)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales

Nota: Durante 2017 no se comercializó B4, debido al requerimiento de ajustes en la infraestructura para recibo de B100 en la refinería de Cartagena. La comercialización de B4 se iniciará en el año 2019. El dato reportado a 2017 corresponde a la proyección a 31 de diciembre de 2017.

BIODIVERSIDAD Y PROYECTOS PRODUCTIVOS



Ecopetrol, Refinería de Barrancabermeja. Departamento de Santander.

En el marco de la Política Nacional para la Gestión de la Biodiversidad y los Servicios Ecosistémicos (PNGIBSE) se desarrolla la estrategia de acuerdos de conservación a través de proyectos productivos sostenibles de Ecopetrol. Es una alternativa de desarrollo económico rentable y eficiente, que propende por una producción eficiente y amigable con el medio ambiente. Al mismo tiempo, busca producir beneficios para las generaciones presentes, manteniendo el potencial del territorio para satisfacer las necesidades y aspiraciones de las generaciones futuras.

Esta estrategia se desarrolla sobre 4 ejes principales:

Gestión de la biodiversidad

Gestión de paisajes multifuncionales

Generación de ingresos no petroleros

Fortalecimiento de capacidades

CONSERVACIÓN DE LA BIODIVERSIDAD

El eje estratégico conservación de biodiversidad tiene como objetivo principal conocer el entorno y reducir conflictos en ecosistemas intervenidos por las operaciones y proyectos de la empresa.

En este sentido, Ecopetrol ha focalizado esfuerzos en fortalecer la información requerida para la toma de decisiones y la definición de estrategias de compensación y de construcción de visiones de región, con énfasis en la prosperidad compartida.

En 2017 se culminaron cuatro proyectos de conservación y gestión de la biodiversidad con recursos de inversiones voluntarias, que se llevaron a cabo tanto en Parques Nacionales Naturales como en paisajes rurales. Una síntesis de estos proyectos se presenta en la tabla 99.

Tabla 99. Proyectos de biodiversidad terminados en 2017

PROYECTO	ALIADOS	LOGROS
Restauración ecológica en el Parque Nacional Natural El Cocuy (Boyacá)	**Parques Nacionales y Patrimonio Natural**	Restauración ecológica participativa de 30 hectáreas en el área protegida
Restauración ecológica en el Área Natural Única Los Estoraques	**Parques Nacionales y Patrimonio Natural**	Restauración ecológica participativa de 40 hectáreas en el área protegida
Proyecto Cerro Zamaricote (Casanare)	**Fundación Natura y Ecopetrol**	Implementación de estrategias de adaptación al cambio climático, a través del manejo de los recursos hídricos y suelo
Proyecto Vida Silvestre (Magdalena Medio y Llanos Orientales)	***Wildlife Conservation Society* (WCS Colombia)**	Conservación de diez especies en las regiones del Magdalena Medio y en los Llanos Orientales

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En particular se destaca el *Proyecto Vida Silvestre*, finalizado en 2017. El proyecto se enfocó en la implementación de programas de conservación de especies como estrategia para mantener los niveles de biodiversidad a escala de paisaje, en dos áreas de operación de Ecopetrol: Magdalena Medio y Llanos Orientales.

Las acciones de conservación para cada especie se ejecutaron a través de diez organizaciones de orden nacional, regional y local que trabajaron bajo la coordinación técnica de *WCS Colombia*, para cumplir con los siguientes objetivos:



Aportar a las metas nacionales de biodiversidad enfocadas a la conservación de diez especies con acciones de conservación aplicadas.



Evaluar el estado de conservación y la diversidad de ecosistemas en las áreas de intervención.



Evaluar la probabilidad de persistencia (ocupación) de las especies priorizadas en las áreas de intervención.

El proyecto permitió la implementación de múltiples acciones para el fomento de una gestión sostenible del territorio. Así mismo, Ecopetrol y *Wildlife Conservation Society (WSC)* contribuyeron a la gestión de conocimiento en biodiversidad, especialmente a través de la publicación del artículo *"Genetic evidence of fragmented populations and inbreeding in the Colombian endemic Dahl's toad-headed turtle (Mesoclemmys dahli)"*, en la revista indexada *Conservation Genetics*. Los principales resultados del proyecto se presentan en la tabla 100.

Tabla 100. Resumen de los principales resultados del Proyecto Vida Silvestre

ESPECIE	MUNICIPIO	RESULTADO
Manatí 	**Sabana de Torres** **Cimitarra**	• 151 hectáreas (ha.) en proceso de declaración como Reserva Natural de la Sociedad Civil. • 2.008 ha. planteadas como propuesta de área protegida en humedales del Magdalena Medio (Cimitarra, Santander), y lineamientos para PMA del área entregado a la CAS. • 4,7 ha. rehabilitadas y 9,07 en proceso de rehabilitación. • 2.000 árboles sembrados.
Marimonda 	**Cimitarra** **Puerto Parra**	• 17.177 semillas plantadas en vivero. • 7.200 plántulas sembradas. • 111 individuos liberadas en 2 predios. • 6,2 ha. restauradas. • 1.127 ha. conectadas. • 1.300 ha. conservadas. • 65 especies nativas propagadas en los viveros.

ESPECIE	MUNICIPIO	RESULTADO
Paujil de pico azul 	**Yondó**	• 8.338 plántulas de más de 50 especies, 6 amenazadas o endémicas en dos (2) viveros implementados (El Silencio y San Bartolo). • 7,8 ha. de corredores biológicos implementados. • 2,74 km de cercas vivas implementadas.
Bagre Rayado 	**Barranca** **Puerto Parra** **Cimitarra**	• 1.348 ha. en acuerdos de conservación en Ciénagas el Clavo, Chucurí, La Colorada. • 2 asociaciones de pescadores de San Rafael de Chucurí y Bocas del Carare fortalecidas. • 202 pescadores de Bocas de Carare y San Rafael de Chucurí (Magdalena Medio) cumpliendo con la veda del bagre y uso de artes que acordaron. • 1 equipo rotativo de observadores de la pesca conformado por cuatro (4) personas de las comunidades.



ESPECIE	MUNICIPIO	RESULTADO
Carreto 	**Cimitarra** **Yondó**	• Caracterización del bosque del Magdalena con más de 366 especies. • 190 ha. en manejo para mejores prácticas productivas ganaderas (2 predios pilotos: la Ochenta y Sinaí). • 18,1 ha. en sistemas silvopastoriles. • 11,5 ha. en carcas vivas. • 0,5 ha. en banco mixto de forraje. • 11,16 ha. en reconversión ganadera y conectividad. • 11.483 plántulas de moriche sembradas y 2.040 liberadas.
Danta 	**Puerto Carreño** **Cravo Norte**	• 10 acuerdos de conservación con propietarios y 11 Reservas Naturales de la Sociedad Civil (RNSC). • 227 ha. aisladas para la protección de coberturas vegetales. • 1.020 plántulas de moriche sembradas. • 4,6 ha. restauradas. • 4 Bloques de Conservación. • 77.000 ha. con conectividad. • 8.025 ha. en procesos de conservación. • Señalización de las zonas de transito de la Danta.
Cocodrilo del Orinoco 	**Yopal** **Puerto Carreño**	• 8 encierros (240 m^2) para caimanes en el Bioparque Wisirare. • 304 caimanes, 185 (61%) en 2017 nacieron entre 2015 y 2017. • 90.1 % de supervivencia en Wisirare. • 500 ejemplares jóvenes en Wisirare. • 126 especies de plantas, 115 de peces, 153 de aves, 12 de mamíferos y 5 de reptiles. • 224 km de censos nocturnos. • 41 ejemplares liberados, 32 de ellos con radio-emisor. • 1.389 personas sensibilizadas.

ESPECIE	MUNICIPIO	RESULTADO
Tortuga Charapa 	**Arauca** **Puerto Carreño**	• 11 playas de importancia para la reproducción de la Tortuga Charapa establecidas. • 122.000 individuos liberados al medio natural. • 1 centro de manejo de la tortuga con fines educativos, con más de 120 visitas.
Palma de Moriche 	**Puerto Carreño**	• 3 viveros implementados. • 10.309 plántulas propagadas de 8 especies nativas. • 16 ha. sembradas. • 37,2 km de cortafuegos implementados. • 5,2 km de cercas para asilamiento establecidas. • 71,1 ha. aisladas. • 27 ha. aisladas para potreros de rotación. • 1,5 ha. de pasto de forraje. • 22 parcelas permanentes implementadas para el seguimiento de las poblaciones de moriche.
Congrio 	**Puerto Carreño**	• 24.201 ha. intervenidas. • 14 ha. en procesos de restauración, rehabilitación o recuperación. • 16.968 árboles de Congrio, y 24.8 ha enriquecidas con Aceite *(Copaifera pubiflora)*. • 7,8 km de cercas vivas establecidas en tres predios. • 1.500 plántulas de Simarrú *(Simarouba amara)*. y 500 plántulas de Jobo *(Spondias mombin)*. • 10,9 km de cortafuegos en todas las áreas de siembra.

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

GESTIÓN DE PAISAJES MULTIFUNCIONALES

Este eje estratégico tiene como objetivo hacer frente a las crecientes presiones sobre los recursos naturales, la biodiversidad y los servicios ecosistémicos, en las áreas operativas de Ecopetrol.

Se orienta a lograr un equilibrio entre el desarrollo humano, la creación de valor económico y la conservación del medio ambiente. Así mismo, busca construir una visión a largo plazo en las zonas de operación de la compañía, que permita la conservación del capital natural y a su vez garantice la multifuncionalidad del paisaje.

La gestión de paisajes multifuncionales parte de entender que los procesos de ordenamiento del cambio hacia un paisaje sostenible y resiliente deben converger y buscar complementariedades entre la gestión pública y la privada.

En este marco, en 2017 Ecopetrol empezó a trabajar en la definición de los paisajes multifuncionales para sus áreas operativas. Para ello, un primer paso consistió en la identificación de las áreas prioritarias para la conservación de la biodiversidad (preservación, restauración y uso sostenible).

Esta identificación es el punto de partida para la incorporación de aspectos de manejo y conservación de la biodiversidad en los planes operativos de Ecopetrol y para la implementación de inversiones obligatorias (compensaciones ambientales e inversión del 1%) y de inversiones voluntarias.

Como resultado de este proceso, se priorizaron núcleos en las diferentes regionales en donde opera Ecopetrol, a partir de los cuales se diseñarán los paisajes multifuncionales (ver tabla 101).

Tabla 101. Núcleos de compensación de inversión priorizados

REGIONAL	DEPARTAMENTO	NÚCLEO
Orinoquia	**Casanare**	Piedemonte
		Sabana Sur
		Sabana Norte
		Piedemonte Norte
	Meta	Alto Manacacías
		Occidente
		Tillabá
Sur	**Huila**	Yaguará - Arrayanes
	Putumayo	Airú
	Tolima	Torrontes

REGIONAL	DEPARTAMENTO	NÚCLEO
Central	**Santander**	Subzona Hidrográfica Río Lebrija
		Subzona Hidrográfica Río Sogamoso
		Subzona Hidrográfica Río Opón
Andina	**Cundinamarca**	Río Negro
		Río Seco
Catatumbo	**Norte de Santander**	Álamo
		Gibraltar
		Oripaya
		González
Oriente	**Meta**	Oriente - Puerto Gaitán
Caribe	**Magdalena**	Apure
	Guajira	Calixto
		Ganimides

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Los acuerdos de conservación a través de proyectos agroforestales, proyectos silvopastoriles y estufas ecoeficientes, buscan promover en cada núcleo el aumento de la producción y productividad del campo, diversificando la generación de bienes y servicios. Esto con el fin de mantener un flujo variado de productos al mercado, mejorar las condiciones socioeconómicas de las comunidades locales y estimular los procesos de recuperación y conservación de especies y paisajes.

Es importante mencionar que todos los proyectos productivos sostenibles antes mencionados, tienen asociados acuerdos de conservación para la preservación de remantes de bosques. Es decir, que una vez seleccionados los predios, beneficiarios y áreas específicas de implementación, se procederá a la firma de acuerdos de conservación entre Ecopetrol y cada propietario, orientados a garantizar el mantenimiento en el tiempo de las áreas de bosque o ecosistema natural. Los paisajes multifuncionales son monitoreados a través de indicadores de resultado e impacto adaptados del Proyecto de Vida Silvestre.

GENERACIÓN DE INGRESOS NO PETROLEROS

Este eje estratégico se basa en el diseño e implementación de sistemas productivos sostenibles (SPS), como una alternativa de desarrollo de las regiones. Busca reducir la dependencia a la economía petrolera y fomentar el aumento de la productividad y de la oferta y variedad de productos locales. Los SPS son entendidos como aquellos sistemas productivos que incluyen criterios de sostenibilidad económica, social y biológica.

En este contexto, la apuesta de Ecopetrol es cumplir con sus obligaciones ambientales a través del diseño e implementación de proyectos productivos sostenibles, que permitan mantener la biodiversidad local y mejorar servicios ecosistémicos en áreas previamente degradadas o con pérdida de su productividad. Al mismo tiempo, se busca promover el desarrollo y mejora en las condiciones de vida de las comunidades en sus áreas de influencia.

Durante 2017 Ecopetrol radicó ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), 125 planes de inversión del 1% con este enfoque.

FORTALECIMIENTO DE CAPACIDADES

Este eje involucra la generación y transferencia de conocimiento mediante actividades de capacitación, formación y acompañamiento institucional.

Durante 2017 se llevaron a cabo actividades de capacitación para los funcionarios del equipo ambiental de Ecopetrol en los siguientes temas: bosques de paz, compensaciones lineales, bancos de hábitats, restauración ecológica y habilitación de bases económicas.

Así mismo, se realizaron talleres de capacitación con las comunidades del área de influencia del Parque Nacional Natural El Cocuy y el Área Natural Única Los Estoraques, en temas como: propagación *ex situ* de plantas nativas, sensibilización para la conservación de los ecosistemas de páramo y bosque seco, adaptación al cambio climático, y uso del territorio, biodiversidad y servicios ecosistémicos.

A través de este eje se participa también de manera activa en la elaboración de comentarios a documentos, leyes, decretos y resoluciones afines a las actividades desarrolladas por Ecopetrol. De igual forma, supone la realización de sesiones de trabajo con ANLA, orientadas a lograr la alineación de las medidas de compensación ambiental e inversión del 1%, con las políticas, planes y proyectos en los ámbitos nacional y regional.

Esto ha permitido comunicar la necesidad de priorizar las medidas a implementar y de privilegiar acciones que permitan incrementar al máximo la efectividad y eficiencia de los planes de compensación ambiental e inversión.

BUENA PRÁCTICA

Arrecifes artificiales en el Golfo de Morrosquillo

Como parte de la estrategia Golfo de Morrosquillo, desarrollada por Ecopetrol, Cenit, Ocensa, Oleoducto Bicentenario y Oleoductos de Colombia, en 2017 se puso en marcha la tercera fase del *Programa Diáspora*, que contempla la construcción y el fondeo de 50 arrecifes artificiales en aguas de esta zona del Caribe.

Diáspora es un propósito interinstitucional busca la recuperación de la biodiversidad y la productividad del Golfo de Morrosquillo, mediante la construcción y siembra de arrecifes artificiales en el lecho marino y la recuperación de los manglares.

En desarrollo de esta tercera fase, se sembraron cinco arrecifes artificiales, construidos con artefactos navales en desuso. Los materiales, tales como mono boyas y barcazas de alivio, eran anteriormente utilizados en el terminal marítimo de Ecopetrol en Coveñas.

La siembra de los arrecifes mejora la calidad de vida de las comunidades de pescadores y la productividad del ecosistema marino del golfo.

Así mismo, incrementa el número de especies marinas en la zona, con la presencia de ocho especies amenazadas.

Los arrecifes del *Programa Diáspora* se ubican entre los más productivos del Caribe colombiano y se posicionan como el principal caladero de pesca utilizado en el Golfo de Morrosquillo.

Los buenos resultados permitieron la réplica del programa en los terminales de Ecopetrol en Santa Marta y en Tumaco. Así mismo, la obtención de reconocimientos nacionales e internacionales, entre los que se destacan: el **primer puesto** a la innovación en la categoría *Medio Ambiente* del **Premio Nacional ACIPET,** el **primer puesto** en la categoría de *Responsabilidad Socio Ambiental* del **Premio ACCENTURE** y la **nominación al premio mundial** a la innovación de la ***Offshore Northern Seas (ONS)*** en Noruega, donde ocupó el **segundo puesto.**

ECOEFICIENCIA



Ecopetrol, Refinería de Cartagena (REFICAR). Departamento de Bolívar.

103–2 > 102–12 Con la aplicación de buenas prácticas de ecoeficiencia, Ecopetrol contribuye al compromiso internacional firmado por Colombia el primero de febrero de 2013, de acuerdo con el cual el país se convirtió en miembro de la Plataforma para una Industria Ecológica, un mecanismo de la Organización de Naciones Unidas (ONU) para promover el desarrollo sostenible de los gobiernos e industrias.

Las buenas prácticas de ecoeficiencia permiten a Ecopetrol producir más, consumiendo menos recursos y generando una reducción progresiva de riesgos e impactos ambientales en las operaciones y proyectos.

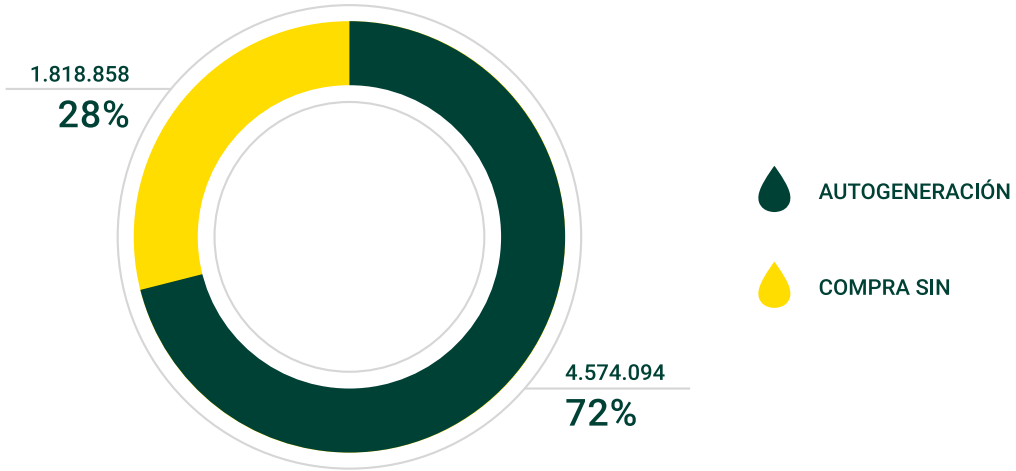
ENERGÍA

103–2 >

La estrategia de energía de Ecopetrol se orienta al logro de la autosuficiencia energética y considera diferentes posibilidades de diversificación. Además de utilizar la infraestructura operativa del grupo y el acceso a fuentes de combustibles, Ecopetrol está incursionando progresivamente en fuentes no convencionales de energía renovable; especialmente, en regiones donde estas tecnologías son competitivas en comparación con la compra al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y con los costos de autogeneración con combustibles fósiles.

En 2017, Ecopetrol abasteció el 28% de su demanda de energía eléctrica a partir de compras al Sistema de Interconexión Eléctrica (SIN) y 72% mediante autogeneración (ver gráfico 75).

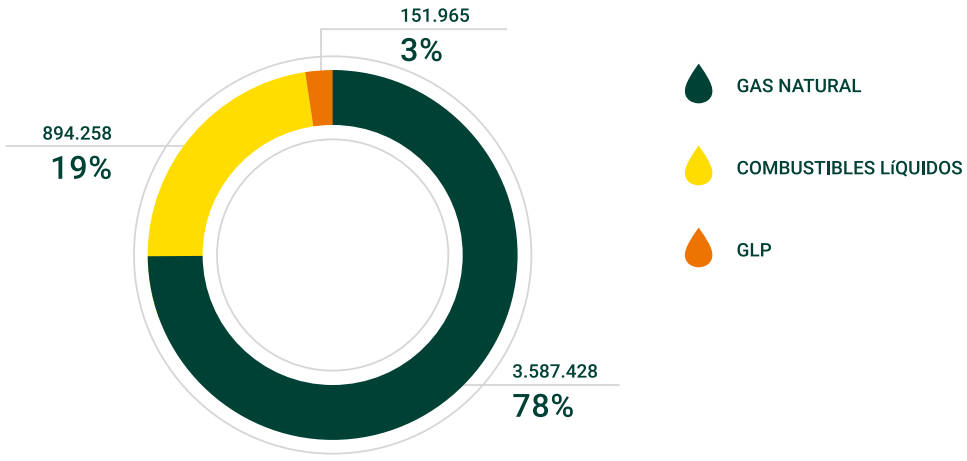
Gráfico 75. Matriz energética de Ecopetrol (Megavatios hora / año)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

Como puede observarse en el gráfico 76, la matriz de autogeneración de Ecopetrol en 2017 estuvo compuesta por: generación a partir de gas (78%), combustibles líquidos (19%) y GLP (3%).

Gráfico 76. Composición de la matriz de autogeneración de Ecopetrol (Porcentaje)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

Ecopetrol actualmente cuenta con excedentes de generación en la refinería de Barrancabermeja, refinería de Cartagena y Bioenergy. Una parte de estos excedentes son utilizados dentro del Grupo Ecopetrol bajo la figura de productor marginal. La otra parte es vendida a terceros a través de contratos bilaterales o inyectada al SIN. El detalle se presenta en la tabla 102.

302–1 >

Tabla 102. Uso de los excedentes de energía generado (Megavatios)

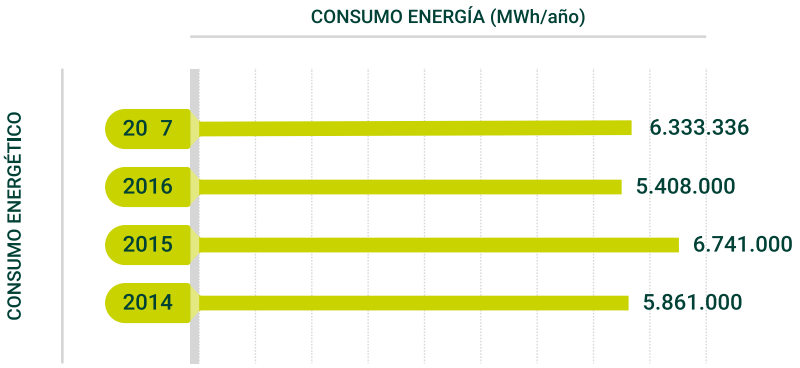
FUENTE	DESTINO	Potencia (MW)
Refinería de Barrancabermeja	Cenit	6,7
	Ecodiesel	0,7
	La Cira	15
	GMA	8
Refinería de Cartagena	Venta al SIN	11

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

302–1 >

En cuanto a la demanda de energía de Ecopetrol, como puede observarse en el gráfico 77, se han registrado variaciones no superiores al 20% en los últimos cuatro años. El incremento ocurrido entre 2016 y 2017 se explica principalmente por la reversión de campo Rubiales, el cual representa una demanda de energía anual aproximada de 1,1 millones de Megavatios hora.

Gráfico 77. Demanda de energía de Ecopetrol (Megavatios hora / año)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

Nota: La cifra de 2017 corresponde a información real hasta septiembre de 2017 y proyectada desde octubre hasta diciembre de dicho año. Incluye los procesos de desarrollo y producción, refinación, transporte y Bioenergy.

La cantidad de energía autogenerada, clasificada por fuente, y la cantidad de energía comprada al SIN en MWh/año se muestra en la tabla 103.

302-2 >

Tabla 103. Energía autogenerada y comprada al SIN (Megavatios hora / año)

FUENTE	2014	2015	2016	2017
Gas Natural	5.041.867	5.397.361	3.406.117	**3.587.428**
Combustibles líquidos	655.035	1.140.729	617.637	**1.046.223**
Compra SIN	164.098	202.910	1.384.525	**1.699.685**
TOTAL	**5.861.000**	**6.741.000**	**5.408.279**	**6.333.336**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

En la tabla 104 se presenta la energía autogenerada, en miles de barriles equivalentes de petróleo.

Tabla 104. Energía autogenerada por Ecopetrol (Miles de barriles equivalentes de petróleo – Mboe)

AÑO	2014	2015	2016	2017
Cantidad de energía – Mboe	3.352	3.847	2.367	**2.726**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

ENERGÍAS ALTERNATIVAS

OG-3 > En cuanto a la cantidad de energía renovable generada por fuentes, es importante mencionar que en 2017, en Bioenergy (filial de Ecopetrol), se generaron 96.360 MWh para autoconsumo, a partir de bagazo de caña. Adicionalmente, se generaron 174.000 MWh excedentarios para venta a terceros.

INTENSIDAD ENERGÉTICA

302-3 >

Para 2017, el indicador de intensidad energética del proceso de producción, es decir la cantidad de energía utilizada para producir un barril de petróleo, fue de 0,63 kWh/barril.

Esta cifra es menor a la registrada en 2016 (0,9 kWh/barril), principalmente por la disminución de aguas de producción del Campo Rubiales. Este indicador abarca los fluidos totales de producción: crudo, agua y gas.

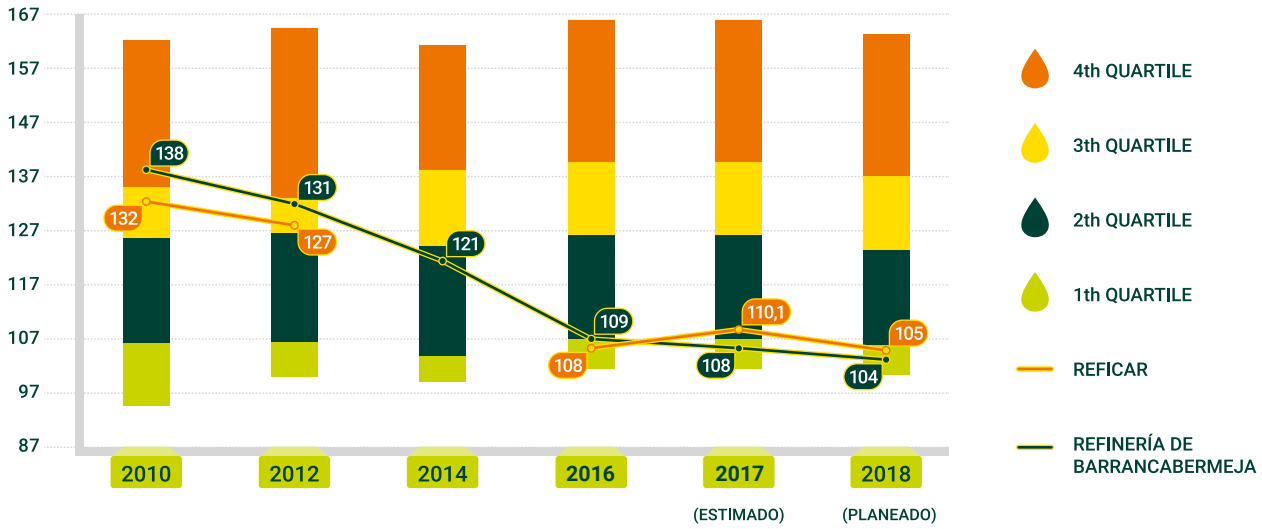
En cuanto al índice de intensidad energética para el proceso de refinación, Ecopetrol utiliza el indicador del benchmarking de Solomon *Índice de Intensidad Energética* (IIE). A través de este indicador se hace seguimiento y gestión del consumo de energía en las refinerías de la empresa.

El IIE corresponde a la relación entre la energía real consumida vs la energía estándar que debe consumir la refinería (en función de la capacidad y de la complejidad de cada una de los procesos e integra los consumos totales en gas, vapor y energía eléctrica).

El estudio oficial de Solomon se realiza cada dos años y clasifica el desempeño en cuatro cuartiles, donde en el primer cuartil (Q1) se encuentran las refinerías más eficientes energéticamente. La comparación para Ecopetrol se realiza con respecto a las refinerías de Latinoamérica.

En el gráfico 78 se presenta la evolución del IIE de Ecopetrol hasta 2016, los resultados estimados mediante herramientas de simulación para el año 2017 y la proyección 2018 para las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

Gráfico 78. Índice de intensidad de energía en las refinerías de Ecopetrol



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

Para la refinería de Cartagena no se incluyen valores para el 2014 y 2015 debido al proyecto de ampliación y modernización.

Como puede observarse, el resultado para 2016, con datos del segundo semestre de este año, fue de 108. En 2017 la meta fue de 108 y se obtuvo un promedio real de 110,1. Se anota que para el último trimestre del año se obtuvo un valor promedio de 106,3 y para el mes de diciembre de 2017 se logró alcanzar un IIE de 104,4. Esto ubica a la refinería de Cartagena en el primer cuartil en Latinoamérica y en el cuarto cuartil en la costa de Golfo.

Por su parte, la refinería de Barrancabermeja se ubicó en el límite superior del primer cuartil (Q1) en el año 2016 y mantiene una tendencia de mejora sostenible en los valores estimados y planeados de los años 2017 y 2018, afianzándose en el primer cuartil de Latinoamérica.

302-4 >

AHORRO DE ENERGÍA DEBIDO A MEJORAS EN LA EFICIENCIA

DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

Como parte de su estrategia empresarial, Ecopetrol ha definido un conjunto de iniciativas orientadas a lograr ahorros en los procesos de desarrollo y producción a 2020, por un valor de $180.000 millones por año (US$ 60 millones). Esto a través de iniciativas de planeamiento y capacidad, eficiencia energética y crecimiento, dentro de las cuales se destacan las siguientes:

Renegociación de contratos de autogeneración con GLP en Castilla y con gas para los campos Yariguí Cantagallo, Tello y Tibú.

AHORROS ESPERADOS
$6.000
millones de pesos por año

Incremento del suministro de energía de la refinería de Barrancabermeja, en la modalidad de productor marginal a campos adyacentes como La Cira.

AHORROS ESPERADOS
$13.000
millones de pesos por año

Concepción de centros de generación utilizando el gas de teas para los campos Chichimene y Orito.

AHORROS ESPERADOS
$40.000
millones de pesos por año, una vez entren en operación



También se destacan las siguientes iniciativas, llevadas a cabo en la regional Oriente (Rubiales):

Optimización hidráulica de los sistemas de extracción

Consiste en reducir las pérdidas de presión por fricción para los pozos cuya tasa de producción esté por encima de 6000 BFPD. Esto a través del reemplazo de la tubería de subsuelo, que actualmente está en 3 ½ pulgadas, por tubería de 4 ½ pulgadas.

Esta iniciativa se ha ejecutado en 22 pozos de la producción básica y en 82 pozos de la campaña de perforación, con ahorros anuales de aproximadamente $2.460 millones, asociados a la reducción de los consumos energéticos promedio del 26% en los pozos intervenidos. Teniendo en cuenta el éxito de esta práctica, se planea extender el desarrollo de la misma a 95 pozos adicionales de la producción básica en los próximos 4 años.

Distribución de la inyección en 330 KBWPD

Está iniciativa se encuentra en ejecución y consiste en:

REDISTRIBUIR

340 kBWPD

de inyección de agua entre los PAD existentes con la perforación de nuevos pozos. Lo anterior resultaría en una menor presión de inyección y por ende una optimización de los consumos energéticos.

INCREMENTAR

330 kBWPD

y cubrir 100% la licencia de inyección vigente a la fecha.

Actualmente se están cambiando los cuerpos de las bombas para que inyecten más fluido con la misma potencia o con un mínimo incremento en la misma, y está por ejecutarse la perforación de los nuevos pozos inyectores, con esto se logrará optimizar los costos de inyección y aprovechar al máximo la capacidad de los PADs 3, 4 y 5, asumiendo parte del crecimiento en los volúmenes de inyección de agua, con ahorros potenciales de 23.000 millones de pesos anuales.

302-4 > 302-5

REFINACIÓN

En Ecopetrol, las iniciativas para reducir el consumo indirecto de energía se han implementado en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja. A continuación se presenta una síntesis de las principales iniciativas de ahorro desarrolladas en 2017 en cada una de estas facilidades:

Refinería de Barrancabermeja

En 2017, en la refinería de Barrancabermeja se generaron beneficios por valor de $30.000 millones, gracias a las siguientes iniciativas:

Programa de generación eficiente de vapor y energía: se orienta a la optimización permanente del combustible utilizado en la producción de la energía eléctrica y el vapor generado en calderas requeridas para refinación y petroquímica. En 2017 significó un ahorro energético de 1,57 GBTUD respecto a 2016, explicado por eficiencias operacionales y maximización del aprovechamiento de los procesos de coproducción de vapor de media presión.

Programa de operación eficiente de hornos de proceso: orientación permanente a la optimización de las variables operativas en los hornos de las plantas de proceso, para minimizar el consumo de gas en cada escenario de carga. El ahorro energético en 2017 fue de 1,39 GBTUD respecto a 2016.

Programa de optimización del uso de energéticos: orientado al aprovechamiento de pequeños generadores de vapor en plantas. Significó un ahorro energético en 2017 de 11,1 GBTUD por aprovechamiento de corrientes calientes. Representa una mejora de 4,56 GBTUD respecto a 2016.

Refinería de Cartagena

En 2017, en la refinería de Cartagena se generaron beneficios por valor de US$693.000 correspondientes a disminución de IIE en el último trimestre. Estos beneficios se explican por las siguientes iniciativas:

US$78.000

Reducción de consumo de vapor en rehervidores de columnas de destilación

US$317.223

Optimización del despacho de los activos de generación de energía eléctrica y vapor

US$298.000

Optimización de la combustión en hornos de procesos

LOGÍSTICA INVERSA

Con el propósito de minimizar los impactos ambientales, optimizar los costos de tratamiento y disposición final de materiales, así como maximizar el aprovechamiento de los bienes no requeridos por Ecopetrol, en 2017 se estableció el procedimiento que dicta la aplicación de la estrategia de logística inversa. La estrategia incluye las siguientes fases:

Prevención y minimización

A través de la inclusión de cláusulas de contratación verde, se busca la reducción de los residuos generados durante el proceso de abastecimiento, entre los cuales se incluyen: químicos; lubricantes; desengrasantes; aparatos eléctricos y electrónicos; transformadores, y desechos de obras civiles.

Aprovechamiento

Busca optimizar la valoración de los bienes no requeridos en Ecopetrol. Para ello, se desarrollan vehículos comerciales que permiten la venta de estos bienes, asegurando un adecuado uso o disposición final, acorde con la normatividad ambiental vigente. Durante 2017, en esta fase se generaron ingresos por venta de residuos por un valor de $14.400 millones (ver tabla 105).

Tabla 105. Venta y volumen de bienes no requeridos

CATEGORÍA DE RESIDUOS	CANTIDAD (Kg)	INGRESOS ($ Miles de Millones)
Baterías plomo ácido usadas	40.917	0,09
Chatarra de cobre	600.517	4,35
Chatarra de motores eléctricos	17.980	0,23
Chatarra de transformadores	42.265	0,04
Chatarra de vehículos	4.236	0,001
Chatarra ferrosa	19.436.524	8,50
Materiales de bodega no requeridos	3.744	0,00
No ferrosa	199.031	1,14
Residuos plásticos	7.661	0,02
Chatarra eléctrica y electrónica	36.534	0,04
Bombillos / fluorescentes	2.732	-
Llantas usadas o sin usar, con vigencias vencidas	1.342	-
TOTAL	**20.393.483**	**14,4**

Fuente: Ecopetrol Vicepresidencia de Abastecimiento

MATERIALES

La compra de materiales incluye desde la papelería, hasta el material y equipos requeridos para la perforación de pozos, pasando por materiales de las especialidades eléctricas, instrumentación y mecánica, entre otros.

Son básicos para el funcionamiento y mantenimiento de la operación y su uso nacional influye tanto en el ámbito económico como en el cuidado del medio ambiente. En la tabla 106 se presentan las compras realizadas por Ecopetrol, para el período 2016 – 2017.

Tabla 106. Compra de materiales (miles de millones de pesos)

AÑO	QUÍMICOS	TUBERÍA Y ESTÁTICO	PROYECTOS	OTRAS COMPRAS
2016	317,9	121,34	91,24	82,2
2017	**388,7**	**379,35**	**355,81**	**188,5**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Abastecimiento

EMPLAZAMIENTOS

Como parte del proceso de gestión de activos de Ecopetrol, en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena se realiza la planeación para desincorporar los activos que fueron remplazados por proyectos y la revisión para desincorporar activos no operativos.

Antes de realizar su disposición final, se verifica el estado actual del activo y si este puede ser aprovechado en otras unidades de la refinería o en otras unidades de negocio de Ecopetrol. Posteriormente, se proceder a realizar su transferencia, venta a terceros o chatarrización.

A continuación se presenta la descripción de los emplazamientos que han sido desmantelados y que están en vías de desmantelamiento, en cada una de las refinerías:

REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA

En 2017 se realizó la desincorporación de 127 activos conformados por: 79 motores eléctricos, 8 intercambiadores, 1 bomba y 39 equipos de laboratorio. Para 2018, se identificaron 416 equipos en desuso. Una vez se cuente con el aval técnico se procederá con el plan de desincorporación.

REFINERÍA DE CARTAGENA

Considerando el terminal Néstor Pineda como el único activo de propiedad de Ecopetrol en Cartagena, en 2017 no se realizaron desincorporaciones. Para 2018 se identificaron 45 activos que se encuentran en revisión por parte del área técnica. Una vez se cuente con el aval técnico, se procederá con el plan de desincorporación.

306-2 >

GESTIÓN AMBIENTAL DE RESIDUOS

La generación de residuos peligrosos y no peligrosos en 2017 fue de 256.682,79 toneladas. Esto representa un aumento del 69,2% respecto a lo generado en 2016 (ver tabla 107).

Tabla 107. Generación de residuos sólidos (toneladas)

AÑO	RESIDUOS NO PELIGROSOS	RESIDUOS PELIGROSOS	TOTAL
2015	38.775,34	174.767,11	**213.542,46**
2016	33.815,63	42.182,22	**79.037,59**
2017*	**226.156,43**	**29.889,71**	**256.682,79**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Nota (*) Corresponde a información inventariada para los 11 primeros meses del 2017, y promediada para el mes de diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

El proceso operativo que más residuos no peligrosos generó en 2017 fue el de producción, seguido por refinación y transporte. Los residuos no peligrosos de mayor generación fueron: chatarra metálica, madera, escombros y residuos orgánicos.

Con respecto a los residuos peligrosos, la < 306-4 mayor generación estuvo en refinación, seguida de producción y transporte. El 90% de los residuos peligrosos generados fueron sometidos a tratamiento de deshidratación, desorción térmica, biorremediación e incineración. En la tabla 108 se describe el manejo de residuos sólidos peligrosos entre 2015 y 2017.

Tabla 108. Manejo de residuos sólidos peligrosos (kg)*

AÑO	APROVECHAMIENTO (Reciclaje, regeneración, reutilización directa)	TRATAMIENTO (Incineración, biorremediación, tecnologías avanzadas)	DISPOSICIÓN (Relleno de seguridad)
2015	172.298	169.250.395	154.979
2016	171.521	40.792.945	1.179.958
2017**	**43.309**	**23.493.274**	**6.353.130**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

(*) Los datos aquí reportados corresponden a la gestión interna realizada por Ecopetrol como generador y a través de terceros para el manejo de los residuos peligrosos, siguiendo lo estipulado en el Decreto 4741 de 2005.

(**) Corresponde a información reportada para los 11 primeros meses del 2017, y promediada para el mes de diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

306-2 > Para 2017 no se cuenta con información desglosada sobre los metodos de eliminación e residuos no peligrosos.

GESTIÓN DE RESIDUOS PELIGROSOS

Sustancias con Bifenilos Policlorados (PCB)

De acuerdo con lo establecido por en la resolución 222 de 2011, en 2017 Ecopetrol realizó el quinto reporte del inventario de PCB con período de balance 2016. En la tabla 109 se describe el inventario del total de equipos eléctricos y residuos susceptibles de contener PCB.

Tabla 109. Inventario equipos y residuos susceptibles de contener PCB

EQUIPOS Y RESIDUOS	2013	2014	2015	2016	2017
Equipos en uso	3.787	3.996	4.809	4.765	**5.736**
Equipos en desuso	532	593	1.084	1.001	**1.032**
Equipos desechados	91	158	191	303	**316**
Residuos líquidos y otros desechos	10	12	18	15	**14**
TOTAL EQUIPOS Y RESIDUOS	**4.420**	**4.759**	**6.102**	**6.084**	**7.098**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental
(Nota) El Inventario de PCB corresponde al periodo del año anterior.

Frente al inventario del año anterior, el número de equipos y residuos aumentó en un 16,6%, esto debido a la entrada en operación de los Campos Rubiales y Cusiana. Según el inventario reportado, se cuenta con un total de 3.597 equipos clasificados (equipos caracterizados más equipos con certificado libre de PCB), lo cual representa el 50,7% del total de equipos del inventario.



305-6 >

Sustancias Agotadoras de Ozono (SAO) – Equipos en uso

En 2017 se registraron 2.919 equipos en uso que contienen SAO, los cuales se dividieron en tres clasificaciones: categoría de equipo, fuente de emisión y sustancia SAO. En la tabla 110 se relacionan las cargas de SAO para la categoría de equipo y su distribución.

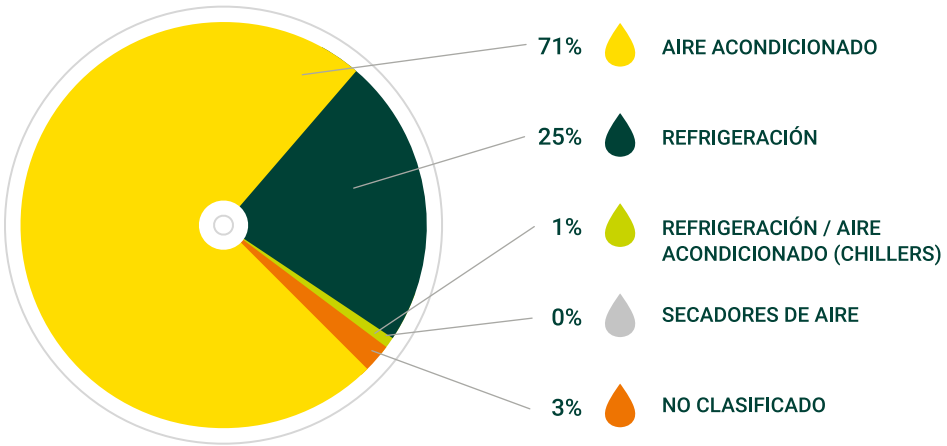
Tabla 110. Cargas SAO de la categoría de equipo

CATEGORÍA DE EQUIPO	CARGA	NÚMERO EQUIPOS			
		2014	2015	2016	2017
Aplicaciones domésticas / comerciales de bajo porte	Carga entre 0 y 5 lb ó 0 y 2,3 Kg	775	746	505	**1.277**
Aplicaciones comerciales de mediano y alto porte	Carga entre 5 y 15 lb ó 2,3 y 6,8 Kg	1.105	1.084	728	**1.514**
Aplicaciones industriales	Carga superior a 15 lb o 6,8 Kg	323	357	13	**128**
	TOTAL	**2.203**	**2.197**	**1.246**	**2.919**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En el gráfico 79 presenta la distribución de los equipos en uso de acuerdo con la categoría fuente de emisión.

Gráfico 79. Porcentaje de equipo en uso por fuente de emisión



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

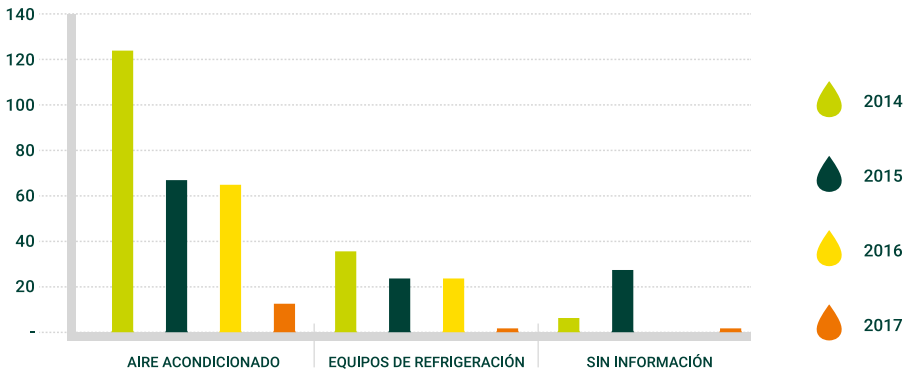
305-6 >

Sustancias Agotadoras de Ozono (SAO) – Equipos en desuso

En 2017 se identificaron 17 equipos en desuso o chatarra electrónica que contienen SAO, para darles una disposición final adecuada.

En el gráfico 80 se presenta la distribución de estos equipos por fuente de emisión.

Gráfico 80. Equipos en desuso con SAO por fuente de emisión



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

OG-7 >

Lodos de perforación

En 2017 Ecopetrol tuvo operaciones de perforación en el departamento del Meta, en los campos Castilla, Chichimene, Rubiales y Caño Sur. Estas operaciones generaron 1.000.000 de kilogramos (kg) de residuos de perforación.

DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS

OG-11 > 103-1 103-2 La desincorporación de activos industriales se realiza en el proceso de producción de Ecopetrol. Incluye tres líneas de trabajo, que se describen a continuación:

1 Abandono técnico de pozos

2 Desmantelamiento de facilidades

3 Recuperación ambiental de las áreas asociadas a los pozos abandonados

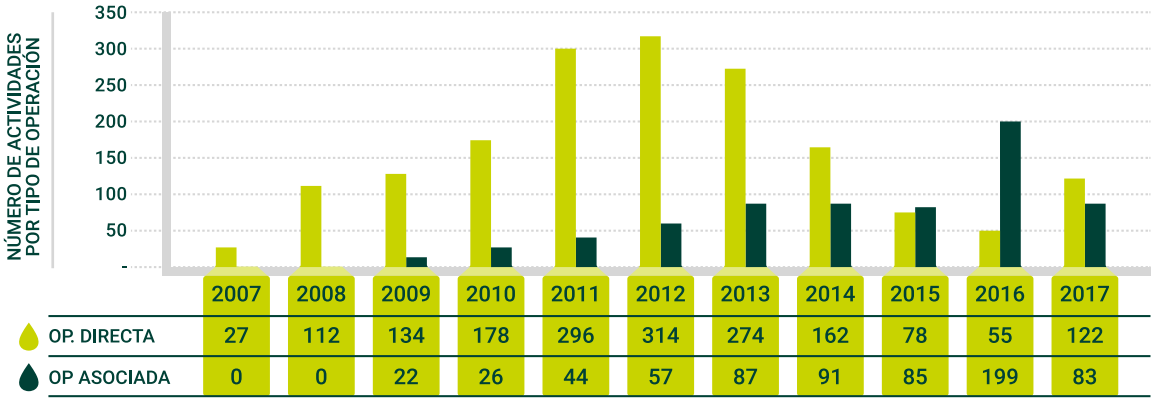
103-3 >

1 Abandono técnico de pozos

El abandono de pozos consiste en el desarrollo de actividades asociadas a taponar el pozo con cemento en las zonas productoras, en las zonas inyectoras, en las zonas cercanas a acuíferos y en superficie.

En el gráfico 81 se presenta el registro histórico de actividades de abandono técnico de pozos para el período 2007 y 2017, clasificada por operación directa y operación asociada.

Gráfico 81. Actividades de abandono de pozos de producción
(Número de actividades por tipo de operación)



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
OP. DIRECTA	27	112	134	178	296	314	274	162	78	55	122
OP ASOCIADA	0	0	22	26	44	57	87	91	85	199	83

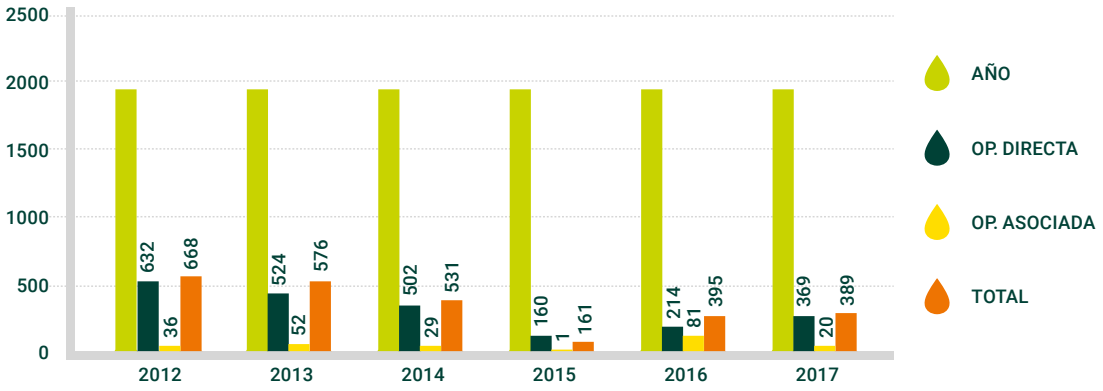
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción

103–3 >

2 Desmantelamiento de facilidades

Son las actividades de retiro de líneas de flujo, sistemas eléctricos, equipos electromecánicos y obras civiles, asociadas a los pozos de producción. El número de actividades de desmantelamiento de facilidades realizadas durante el período 2012 – 2017, discriminado por operación directa y operación asociada, se presenta en el gráfico 82.

Gráfico 82. Actividades de desmantelamiento de facilidades
(Número de actividades por tipo de operación)



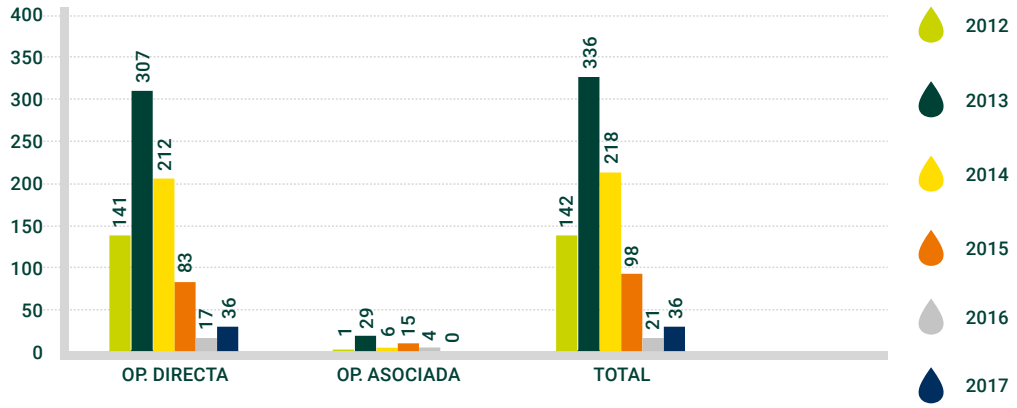
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción

103-3 >

3 Recuperación ambiental

Son las actividades que se realizan en las áreas correspondientes al pozo abandonado y las facilidades desmanteladas. En 2017 Ecopetrol realizó 21 actividades de recuperación ambiental, de las cuales 17 correspondieron a operación directa y 4 a operación asociada (ver gráfico 83).

Gráfico 83. Actividades de recuperación ambiental
(Número de actividades por tipo de operación)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción



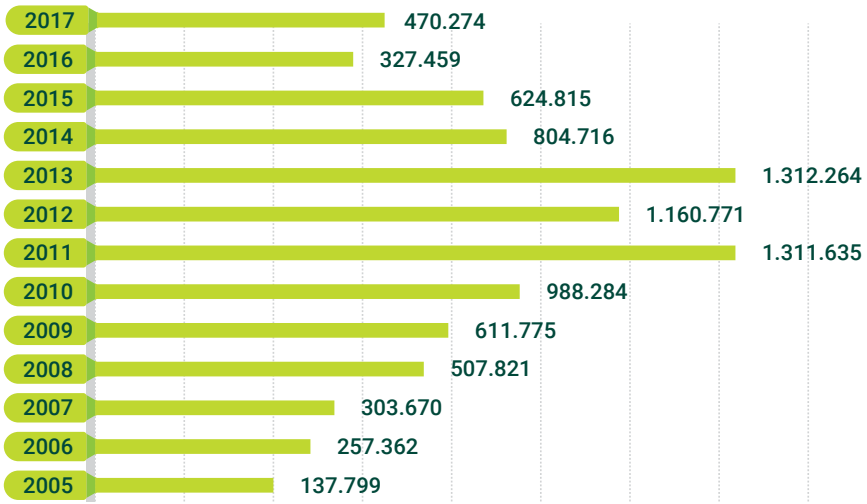
INVERSIONES AMBIENTALES, COMPENSACIÓN AMBIENTAL E INVERSIÓN DEL 1%

INVERSIONES AMBIENTALES

En 2017 Ecopetrol invirtió 470.274 millones de pesos en los programas ambientales (ver gráfico 84). Este valor corresponde con la información sobre inversiones y gastos ambientales que se remite durante el primer trimestre de cada año a la Contraloría General de la República y no incluye las inversiones y gastos de CENIT.

Esta cifra representa un aumento de 44% respecto a 2016, que se explica principalmente por: las iniciativas y obras de control y mejoramiento de emisiones atmosféricas en la refinería de Barrancabermeja; el aumento de las inversiones ambientales de los campos de Piedemonte, y el incremento de gastos de tratamiento de aguas y cortes de perforación debidos al mayor número de pozos perforados durante el año.

Gráfico 84. Inversiones y gastos ambientales de Ecopetrol (Millones de pesos)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Desarrollo Sostenible y Ambiental

103–2 > Las inversiones y gastos ambientales de Ecopetrol en 2017 se distribuyeron así:

$43.080

millones en inversiones ambientales operativas para ejecución de estudios ambientales, diagnósticos, trámites legales, interventorías, operación y mantenimiento de equipos y redes de monitoreo, principalmente.

$11.901

millones en inversiones ambientales dirigidas al recurso natural agua, representados en programas de recuperación y protección del recurso natural, compra y montaje de equipos para control y seguimiento de la cantidad y calidad del recurso hídrico superficial y/ó subterráneo, y la protección de cuencas hidrográficas.

201–2 >

$80.779

millones en programas de recuperación y protección del recurso natural aire, representada en adquisición de equipos y desarrollo de tecnologías productivas para la reducción de emisiones atmosféricas.

$97.015

millones en programas de recuperación y protección del recurso natural suelo, representada en la gestión y en obras físicas de protección de suelos (programas de protección geotécnica).

201–2 >

$4.391

millones en inversiones ambientales dirigidas programas de recuperación y protección de bosques.

$1.747

millones en inversión ambiental en biodiversidad, representada en inversiones en programas y proyectos de preservación, conservación, y uso racional de la biodiversidad.

$61.127

millones en inversión ambiental en gestión del riesgo, representada en programas de prevención de desastres, apoyo en la atención de desastres y actividades postdesastre.

< 201–2

$169.032

millones en inversión ambiental en agua potable y saneamiento básico, representada en proyectos y programas de tratamientos de aguas residuales, construcción e implementación de obras de abastecimiento de agua potable y manejo y disposición de residuos sólidos y peligrosos.

$1.242

millones en inversión ambiental urbana.

BUENA PRÁCTICA

Inversión Ambiental Regional Estratégica

Entre 2014 y 2017 Ecopetrol apoyó la ejecución de 18 proyectos enmarcados dentro de la iniciativa de Inversión Ambiental Regional Estratégica (IARE). Esto con el objetivo de reducir los conflictos asociados al uso y aprovechamiento de los recursos naturales y contribuir a la viabilidad ambiental de proyectos y operaciones de la empresa.

Los proyectos se desarrollaron en alianza con autoridades ambientales regionales, institutos de investigación, universidades y organizaciones no gubernamentales. Dentro de los beneficios generados por los proyectos, se destacan los siguientes:

Aporte al cumplimiento de las metas definidas en planes de desarrollo nacionales y regionales, y de compromisos internacionales suscritos por el Gobierno Nacional.

Reducción y captura de emisiones de *Gases de Efecto Invernadero (GEI)*.

Degradación evitada, recuperación y conservación de ecosistemas estratégicos y áreas de importancia ambiental, que aportan a la conectividad hídrica y biodiversidad.

Generación de información sobre el estado y uso del recurso hídrico para orientar la toma de decisiones respecto a la planificación y ordenamiento ambiental del territorio.

Formulación de estrategias para la adaptación al cambio climático en la Orinoquía e implementación de acciones de adaptación al cambio climático a partir del manejo sostenible de agua y suelo en las áreas de Piedemonte y Sabana.

Mejoramiento de la salud de la población y promoción del uso eficiente de los servicios ecosistémicos.

Es importante destacar que en el marco de las Iniciativas de Cambio Climático y de Inversión Ambiental Estratégica Regional desarrolladas por Ecopetrol durante los años 2013 a 2017, se implementaron estrategias de adaptación al cambio climático que permitieron el establecimiento de 324 hectáreas de sistemas silvopastoriles y agroforestales, el aislamiento de 126 nacimientos de agua y la siembra de 1.013.800 árboles. Así mismo, se suscribieron 761 acuerdos de conservación - producción con los beneficiarios de los proyectos. Esto equivale a 22.270 hectáreas de tierra donde los productores, a través de ordenamiento predial participativo, se comprometen al desarrollo de su actividad de una manera sostenible con los recursos agua, suelo y biodiversidad.

De igual forma, se construyeron 7.820 estufas ecoeficientes y se sembraron 1.720 huertos leñeros, con lo cual se evitó el consumo de 28.000 toneladas promedio por año de madera seca, la emisión de 15.000 toneladas de CO_2 equivalente por año, la emisión de 770 toneladas por año de material particulado a la atmósfera y la emisión de 38 toneladas por año de material particulado al interior de los hogares. De esta forma, se contribuyó con la sostenibilidad de los servicios ecosistémicos, la protección del medio ambiente y la mejora de la calidad de vida de la población.

Por otra parte se recuperaron 120 hectáreas de humedales en el río Claro Cocorná - Sur y en el río Cimitarra, se liberaron 618.800 alevinos de Bocachico y de Dorada y se implementó un programa de recuperación y conservación de la población de tortuga de río en la cuenca baja del río Claro Cocorná – Sur.

102–55 > # ÍNDICE DE CONTENIDOS GRI

(Opción de conformidad exhaustiva)



GRI STANDARD

	CONTENIDOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
GRI 101: ESTÁNDARES GRI FUNDAMENTOS - 2016							
101	A. Principios de reporte B. Uso del Estándar para el reporte integrado C. Declaraciónes de uso del Estándar GRI	17		Sí			
GRI 102: CONTENIDOS GENERALES - 2016							
	PERFIL DE LA ORGANIZACIÓN						
102-1	Nombre de la Organización	34					
102-2	Marcas, productos y servicios más importantes	142, 156, 198					
102-3	Localización de la sede central de la Organización	34, 35					
102-4	Localización de las operaciones	34					
102-5	Propiedad y su forma jurídica	35					
102-6	Mercados atendidos	181					
102-7	Tamaño de la organización	148, 183, 243, 314					
102-8	Información de empleados y otros trabajadores	314, 316 En 2017 no se reportó el número total de empleados por región y su distribución por sexo.			Principio 6	Trabajo y relaciones laborales	8. Trabajo decente y crecimiento económico
102-9	Cadena de suministro	141, 207					
102-10	Cambios significativos en la Organización o la cadena de suministro	40, 41					
102-11	Principio de precaución	297, 394			Principio 7		

	CONTENIDOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
102-12	Iniciativas externas	19, 35, 407, 429			Principios 1, 2, 5, 8, 9 10		
102-13	Membresía en Asociaciones	35			Principios 1, 8 9 10	Gobierno organizacional	
102-14	Declaración del responsable principal de las decisiones de la Organización	28			Principios 7, 8 9 10	Gobierno organizacional	
102-15	Impactos, riesgos y oportunidades	28					
	ÉTICA E INTEGRIDAD						
102-16	Valores, principios, estándares y normas de la organización	36, 74, 217			Principio 10	Gobierno organizacional	16. Paz, justica e instituciones sólidas
102-17	Mecanismos de asesoramiento y consulta de inquietudes sobre ética	76, 77, 81		Sí	Principio 10	Gobierno organizacional	16. Paz, justica e instituciones sólidas
	GOBIERNO						
102-18	Estructura de gobierno	67			Principios 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Gobierno organizacional	
102-19	Proceso de delegación	72			Principio 10	Gobierno organizacional	
102-20	Cargos ejecutivos con responsabilidad en cuestiones económicas, ambientales y sociales	72			Principio 10	Gobierno organizacional	
102-21	Procesos de consulta en cuestiones económicas, ambientales y sociales	55				Gobierno organizacional	16. Paz, justica e instituciones sólidas
102-22	Composición del órgano superior de gobierno y de sus comités	95, 98, 107				Gobierno organizacional	5. Igualdad de género 16. Paz, justica e instituciones sólidas
102-23	Cargo ejecutivo del órgano superior de gobierno	69				Gobierno organizacional	16. Paz, justica e instituciones sólidas
102-24	Nombramiento y selección del órgano superior de gobierno	95, 113				Gobierno organizacional	5. Igualdad de género 16. Paz, justica e instituciones sólidas
102-25	Conflictos de intereses	126			Principio 10	Gobierno organizacional	16. Paz, justica e instituciones sólidas
102-26	Funciones del órgano superior de gobierno en el desarrollo del propósito, los valores y la estrategia	69, 99			Principios 7, 8 9	Gobierno organizacional	

ÍNDICE GRI

	CONTENIDOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
102-27	Conocimiento colectivo del órgano superior de gobierno	103				Gobierno organizacional	
102-28	Procesos de evaluación del desempeño del órgano superior de gobierno	112			Principio 10	Gobierno organizacional	
102-29	Identificación y gestión de los impactos, los riesgos y las oportunidades de carácter económico,ambiental y social	55, 64, 120, 378				Gobierno organizacional	16. Paz, justicia e instituciones sóildas
102-30	Efectividad de los procesos de gestión del riesgo de la organización	118, 120				Gobierno organizacional	
102-31	Análisis de los impactos, los riesgos y las oportunidades de carácter económico, ambiental y social	55, 107, 110, 118, 120				Gobierno organizacional	
102-32	Comité o el cargo de mayor importancia que revisa y aprueba el reporte de sostenibilidad	17 El Informe es aprobado por el comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad.				Gobierno organizacional	
102-33	Comunicación de las preocupaciones importantes	55				Gobierno organizacional	
102-34	Naturaleza y el número de preocupaciones importantes que se transmitieron al órgano superior de gobierno	110				Gobierno organizacional	
102-35	Política retributiva	101, 114, 324, 326 Para el caso de los miembros de Junta Directiva, no se aplican los puntos III, IV y V porque no son empleados de Ecopetrol. Para los altos ejecutivos Ecopetrol aplica los beneficios establecidos en la página 327.				Gobierno organizacional	
102-36	Proceso para determinar la remuneración	101, 114				Gobierno organizacional	
102-37	Opinión de los grupos de interés en lo que respecta a la retribución	101				Gobierno organizacional	16. Paz, justicia e instituciones sóildas
102-38	Relación entre la retribución total anual	114				Gobierno organizacional	
102-39	Relación entre el incremento porcentual de la retribución total anual	114, 326				Gobierno organizacional	

	CONTENIDOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
	PARTICIPACIÓN DE LOS GRUPOS DE INTERÉS						
102-40	Listado de grupos de interés	43, 44		Sí			
102-41	Convenios colectivos	298, 299			Principio 7	Principios y derechos fundamentales en el trabajo Trabajo y relaciones laborales Condiciones de trabajo y protección social Diálogo social	8. Trabajo decente y crecimiento económico
102-42	Identificación y selección de grupos de interés	43		Sí			
102-43	Enfoque sobre la participación de los grupos de interés	44, 153, 186, 187, 223		Sí			
102-44	Cuestiones y problemas claves han surgido a raíz de la Participación de los grupos de interés	17, 57, 59, 64, 188		Sí			
	PRÁCTICA DE REPORTE						
102-45	Entidades que figuran en los estados financieros	17, 34, 164		Sí			
102-46	Proceso para determinar el contenido y la cobertura	17		Sí			
102-47	Lista de los tópicos materiales	19		Sí			
102-48	Reexpresiones de información	17, 345		Sí			
102-49	Cambios en el reporte	19		Sí			
102-50	Periodo de reporte	17		Sí			
102-51	Fecha de la última memoria anterior reporte Informe integrado	17		Sí			
102-52	Ciclo de reporte	17		Sí			
102-53	Personas de contacto	27		Sí			
102-54	Declaraciones de conformidad con el Estándar GRI	17		Sí			
102-55	Índice de contenido GRI	450		Sí			
102-56	Aseguramiento externo	27		Sí			

DIMENSIÓN ECONÓMICA

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
	DESEMPEÑO ECONÓMICO						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	19, 23, 351					
103-2	Enfoque de gestión	19, 207, 241, 351, 446					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	19					
GRI 201: DESEMPEÑO ECONÓMICO - 2016							
201-1	Valor económico directo generado y distribuido	158, 178, 243, 244, 245, 351 No se reporta el valor económico retenido de acuerdo a la fórmula del GRI				Participación activa de la comunidad Generación de riqueza e ingresos Inversión social	2. Hambre cero 5. Igualdad de género 7. Energía asequible y no contaminante 8. Trabajo decente y crecimiento económico 9. Industria, innovación e infraestructura
201-2	Consecuencias financieras, otros riesgos y oportunidades para las actividades de la Organización debido al cambio climático	399, 402, 406, 446, 447	Información no disponible. Se han identificado posible riesgos físicos y reputacionales asociados al cambio climático, cuyos impactos e implicaciones financeras están en evaluación. La estrategia ambiental incluye un foco temático de cambio climático, información más detallada se espera para el año 2020.				

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
201-3	Obligaciones de planes de beneficios definidos y otros planes de retiro	250, 327 En 2016 se realizo un plan de retiro voluntario lo que represento una variación del 95% en 2020.	Información no disponible para los numerales b y c. En el Reporte 2018 se reportará la información			Condiciones de trabajo y protección social	
201-4	Asistencia financiera recibida del gobierno	231, 251, 260 En lo referente a los puntos I, II, III, IV y VII Ecopetrol no recibe ningún beneficio.				Participación política responsable	
	RESERVAS						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	19, 24					
103-2	Enfoque de gestión	19					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	19					
OG-1	Volumen y característica de la estimación de producción y reservas identificadas	19, 24, 154, 162					
	CONSECUENCIAS ECONÓMICAS INDIRECTAS						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	351					
103-2	Enfoque de gestión	351					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	351					
GRI 203: CONSECUENCIAS ECONÓMICAS INDIRECTAS - 2016							
203-1	Desarrollo e impactos de la inversión en infraestructura y los tipos de servicios	358					

ÍNDICE
GRI

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
203-2	Impactos económicos indirectos significativos	361, 362, 363				Derechos económicos, sociales y culturales Participación activa de la comunidad Educación y cultura Creación de empleo y desarrollo de habilidades Desarrollo y acceso a tecnologías Generación de riqueza e ingreso Inversión social	2. Hambre cero 5. Igualdad de género 7. Energía asequible y no contaminante 9. Industria, innovación e infraestructura 11. Ciudades y comunidades sostenibles
	PRÁCTICAS DE ADQUISICIÓN						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	208					
103-2	Enfoque de gestión	207					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	207, 208					
GRI 204: PRÁCTICAS DE ADQUISICIÓN - 2016							
204-1	Proporción del gasto en compras correspondiente a proveedores locales	213,214, 215			Principio 6	Promover la responsabilidad social en la cadena de valor Creación de empleo y desarrollo de habilidades Generación de riqueza e ingreso	1. Fin de la pobreza 5. Igualdad de género 8. Trabajo decente y crecimiento económico 12. Producción y consumo responsable

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
	ANTICORRUPCIÓN						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	19, 23		Sí			
103-2	Enfoque de gestión	19, 76, 78		Sí			
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	19		Sí			
GRI 205: ANTICORRUPCIÓN - 2016							
205-1	Operaciones evaluadas en riesgos relacionados con la corrupción	84		Sí			
205-2	Comunicación y capacitación sobre políticas y procedimientos anticorrupción	77, 78, 84, 103	Información no disponible para los numerales c y d. En el Reporte 2018 se reportará la información.	Sí			
205-3	Incidentes de corrupción confirmados y medidas adoptadas	82, 83		Sí			

DIMENSIÓN AMBIENTAL

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
	ENERGÍA						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN -2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	20, 26					
103-2	Enfoque de gestión	20, 429					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	20					
GRI 302: ENERGÍA -2016							
302-1	Consumo total de energía dentro de la organización	431			Principios 8, 9	Prevención de la contaminación Uso sostenible de los recursos Mitigación y adaptación al cambio climático	7. Energía asequible y no contaminante 8. Trabajo decente y crecimiento económico 12. Producción y consumo responsable 13. Acción por el clima
302-2	Consumo total de energía fuera de la organización	432			Principios 8, 9	Prevención de la contaminación Uso sostenible de los recursos	7. Energía asequible y no contaminante 8. Trabajo decente y crecimiento económico 12. Producción y consumo responsable 13. Acción por el clima
302-3	Intensidad de consumo energético	433			Principios 8, 9	Uso sostenible de los recursos	7. Energía asequible y no contaminante 8. Trabajo decente y crecimiento económico 12. Producción y consumo responsable 13. Acción por el clima

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
302-4	Reducción del consumo de energía	434, 436	Información no disponible para los numerales c. En el Reporte 2018 se reportará la información.		Principios 8, 9	Uso sostenible de los recursos	7. Energía asequible y no contaminante 8. Trabajo decente y crecimiento económico 12. Producción y consumo responsable 13. Acción por el clima
302-5	Reducción de los requisitos energéticos de productos y servicios	436			Principios 8, 9	Uso sostenible de los recursos	7. Energía asequible y no contaminante 8. Trabajo decente y crecimiento económico 12. Producción y consumo responsable 13. Acción por el clima
	GASTOS EN INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN -2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	20, 26					
103-2	Enfoque de gestión	20					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	20					
OG-2	Valor total de gastos en investigación y desarrollo de energias renovables	20, 26, 415 En 2017 no se realizaron gastos significativos en investigación y desarrollo de energías renovables.					
	CANTIDAD ENERGÍA RENOVABLE						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN -2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	20, 26					
103-2	Enfoque de gestión	20					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	20					
OG-3	Valor total de gastos en investigación y desarrollo de energias renovables	20, 26, 432					

ÍNDICE
GRI

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
	AGUA						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	20, 24					
103-2	Enfoque de gestión	20, 379, 390, 399					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	20					
GRI 303: AGUA - 2016							
303-1	Captación de agua por fuente	391, 395 Ecopetrol no extrae aguas residuales de otra organización.					
303-2	Fuentes de agua afectadas significativamente por la captación de agua	392, 394					
303-3	Agua reciclada y reusada	393					
	AGUA DE FORMACIÓN O GENERADAS						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN -2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	20					
103-2	Enfoque de gestión	20					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	20					
OG-5	Volumen del agua de formación o generada	393, 398					
	EMISIONES						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	21, 23			Principios 8, 9	Uso sostenible de los recursos	6. Agua limpia y saneamiento
103-2	Enfoque de gestión	21			Principios 8, 9	Uso sostenible de los recursos	6. Agua limpia y saneamiento

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	21, 383			Principios 8, 9	Uso sostenible de los recursos Prevención de la contaminación	6. Agua limpia y saneamiento
GRI 305: EMISIONES - 2016							
305-1	Emisiones directas de GEI (Alcance 1)	408, 410, 411			Principios 7, 8	Mitigación y adaptación al cambio climático	3. Salud y bienestar 13. Acción por el clima 15. Vida de ecosistemas terrestres
305-2	Emisiones indirectas de GEI (Alcance 2)	408, 410, 411			Principios 7, 8	Mitigación y adaptación al cambio climático	3. Salud y bienestar 13. Acción por el clima 15. Vida de ecosistemas terrestres
305-3	Otras emisiones indirectas de GEI (Alcance 3)		No procede: Ecopetrol no tiene contemplado reportar las emisiones GEI (Alcance 3)				
305-4	Intensidad de las emisiones de GEI	411			Principios 7, 8	Mitigación y adaptación al cambio climático	13. Acción por el clima 15. Vida de ecosistemas terrestres
305-5	Reducción de las emisiones de GEI	383, 384, 404			Principios 7, 8	Mitigación y adaptación al cambio climático	13. Acción por el clima 15. Vida de ecosistemas terrestres
305-6	Emisiones de sustancias que agotan la capa de ozono	413, 441, 442			Principios 7, 8	Prevención de la contaminación	3. Salud y bienestar
305-7	Emisiones de óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre y otros contaminantes del aire	414			Principios 7, 8	Prevención de la contaminación	3. Salud y bienestar 15. Vida de ecosistemas terrestres

ÍNDICE
GRI

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
	BENCENO, PLOMO Y AZUFRE						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN -2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	21, 23					
103-2	Enfoque de gestión	21					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	21					
OG-8	Contenido de Benceno, Plomo y Azufre en los combustibles refinados	414, 416					
	BIOCOMBUSTIBLES PRODUCIDOS,COMPRADOS Y VENDIDOS						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN -2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	21, 23					
103-2	Enfoque de gestión	21					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	21					
OG-14	Volumen de los biocombustibles producidos,comprados y vendidos	21, 417					
	EFLUENTES Y RESIDUOS						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	21, 26					
103-2	Enfoque de gestión	21					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	21					

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
GRI 306: EFLUENTES Y RESIDUOS - 2016							
306-1	Vertimiento de aguas residuales por calidad y destino	396, 398 las aguas residuales no domésticas que corresponden al 99% de los vertimientos, los sistemas de tratamiento incluyen procesos primarios y secundarios que permiten remover los contaminantes inherentes al proceso de producción de hidrocarburos.		Sí	Principios 7,8	Prevención de la contaminación	3. Salud y bienestar 6. Agua limpia y saneamiento 12. Producción y consumo responsable 14. Vida submarina
306-2	Residuos por tipo y método de disposición	439	Información no disponible.No se cuenta con información desglosada para los residuos no peligrosos. En 2018 se mirará la pertinencia de reportar el indicador.		Principios 7,8	Prevención de la contaminación	3. Salud y bienestar 6. Agua limpia y saneamiento 12. Producción y consumo responsable
306-3	Derrames significativos	168, 383	Información no disponible. No se reportan la ubicación, material ni impactos de los derrames.		Principio 7	Prevención de la contaminación	3. Salud y bienestar 12. Producción y consumo responsable 14. Vida submarina 15. Vida de ecosistemas terrestres
306-4	Transporte de residuos peligrosos		No procede. Colombia no hace parte del convenio de Basilea.				
306-5	Cuerpos de agua afectados por vertimientos	168, 396	Información no disponible con este nivel de detalle. Se reportará en 2018		Principios 8, 9	Uso sostenible de los recursos Protección del medio ambiente, la biodiversidad y la restauración de habitats naturales	6. Agua limpia y saneamiento 14. Vida submarina 15. Vida de ecosistemas terrestres

ÍNDICE
GRI

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
	VOLUMEN DE HIDROCARBURO QUEMADO Y VENTILADO						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN -2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	21, 23					
103-2	Enfoque de gestión	21					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	21					
OG-6	Volumen de hidrocarburo quemado y ventilado como parte de las operaciones primarias	21, 409					
	RESIDUOS DE PERFORACIÓN						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN -2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	21, 26					
103-2	Enfoque de gestión	21					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	21					
OG-7	Cantidad de residuos de perforación (lodos y restos derivados de la perforación)	21, 26, 442					
	CUMPLIMIENTO AMBIENTAL						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	21, 24					
103-2	Enfoque de gestión	21					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	21					
GRI 307: CUMPLIMIENTO AMBIENTAL - 2016							
307-1	Incumplimiento de las leyes y la regulación ambiental	51, 267, 368				Prevención de la contaminación	16. Paz, justicia e instituciones sólidas
	EMPLAZAMIENTOS DESMANTELADOS						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	442					
103-2	Enfoque de gestión	442					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	442, 443, 444					
OG-11	Emplazamientos que han sido desmantelados y que están en vías de desmantelamiento	442					

DIMENSIÓN SOCIAL

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
	EMPLEO						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	22, 25					
103-2	Enfoque de gestión	22, 313					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	22					
GRI 401: EMPLEO - 2016							
401-1	Nuevos empleados y rotación	314 No se reportan las nuevas contrataciones desglosadas por edad, sexo y región ni la rotación	Información no disponible. Se contará con la información detallada en el Reporte de 2018.		Principio 6	Trabajo y relaciones laborales	5. Igualdad de género 8. Trabajo decente y crecimiento económico
401-2	Beneficios a los empleados de tiempo completo que no se entregan a los empleados de tiempo parcial	327, 328				Trabajo y relaciones laborales Condiciones de trabajo y protección social	8. Trabajo decente y crecimiento económico
401-3	Licencia parental	330, 331				Condiciones de trabajo y protección social	5. Igualdad de género 8. Trabajo decente y crecimiento económico
	SALUD Y SEGURIDAD OCUPACIONAL						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	22, 25					
103-2	Enfoque de gestión	22					

ÍNDICE
GRI

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	22					
GRI 403: SALUD Y SEGURIDAD OCUPACIONAL - 2016							
403-1	Representación de los trabajadores en comités formales oficiales de salud y seguridad	340			Principio 3	Salud y seguridad en el trabajo	8. Trabajo decente y crecimiento económico
403-2	Tipos de lesión y ratios de accidentalidad, enfermedad laboral,días perdidos, absentismo y fatalidades relacionadas con el trabajo	204, 341, 343, 358	Información no dispinible por tipo de accidentes y las enfermedades profesionales desglosadas por región y sexo. Se tendrá con este nivel de detalle en el reporte de 2018.	Sí		Salud y seguridad en el trabajo	3. Salud y bienestar 8. Trabajo decente y crecimiento económico
403-3	Trabajadores con alta incidencia o alto riesgo de enfermedades relacionadas con su ocupación	339				Salud y seguridad en el trabajo	3. Salud y bienestar 8. Trabajo decente y crecimiento económico
403-4	Asuntos de salud y seguridad cubiertos en acuerdos formales con sindicatos	340			Principio 3	Salud y seguridad en el trabajo	8. Trabajo decente y crecimiento económico
	SEGURIDAD DE LOS PROCESOS						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	22, 25					
103-2	Enfoque de gestión	22, 201					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	22					
OG-13	Número de siniestros en materia de seguridad de los procesos y percances, por tipo de actividad	22, 25, 168, 202, 370, 383					
	ENTRENAMIENTO Y EDUCACIÓN						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	323					

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
103-2	Enfoque de gestión	323					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	323					
GRI 404: ENTRENAMIENTO Y EDUCACIÓN - 2016							
404-1	Promedio de horas de entrenamiento por empleado por año	331				Desarrollo humano y formación en el trabajo	4. Educación de calidad 5. Igualdad de género 8. Trabajo decente y crecimiento económico
404-2	Programas de transición dirigidos a favorecer la empleabilidad de los trabajadores y de transición a la jubilación	317, 333				Desarrollo humano y formación en el trabajo	8. Trabajo decente y crecimiento económico
404-3	Porcentaje de empleados que reciben regularmente evaluaciones de desempeño y desarrollo de carrera	320				Desarrollo humano y formación en el trabajo	5. Igualdad de género 8. Trabajo decente y crecimiento económico
	DIVERSIDAD E IGUALDAD DE OPORTUNIDADES						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	324					
103-2	Enfoque de gestión	324					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	324					
GRI 405: DIVERSIDAD E IGUALDAD DE OPORTUNIDADES - 2016							
405-1	Diversidad de los órganos de gobierno y de la plantilla	98			Principio 1, 6	Discriminación y grupos vulnerables Principios y derechos fundamentales en el trabajo Trabajo y relaciones laborales	5. Igualdad de género 8. Trabajo decente y crecimiento económico

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
405-2	Relación salarial entre hombres y mujeres	325			Principio 1, 6	Discriminación y grupos vulnerables Principios y derechos fundamentales en el trabajo Trabajo y relaciones laborales Condiciones de trabajo y protección social	8. Trabajo decente y crecimiento económico 10. Reducción de la desigualdad
	NO DISCRIMINACIÓN						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	322					
103-2	Enfoque de gestión	322					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	322					

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
GRI 406: NO DISCRIMINACIÓN - 2016							
406-1	Incidentes de discriminación medidas tomadas	306, 322, 347			Principio 1, 2, 6	Evitar la complicidad Resolución de reclamaciones Discriminación y grupos vulnerables Principios y derechos fundamentales del trabajo Trabajo y relaciones laborales	5. Igualdad de género 8. Trabajo decente y crecimiento económico 16. Paz, justicia e instituciones sólidas
	LIBERTAD DE ASOCIACIÓN Y NEGOCIACIÓN COLECTIVA						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	298					
103-2	Enfoque de gestión	298					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	298					

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
GRI 407: LIBERTAD DE ASOCIACIÓN Y NEGOCIACIÓN COLECTIVA - 2016							
407-1	Operaciones y proveedores en los cuales la libertad de asociación o negociación colectiva pueden estar en riesgo	298			Principio 1, 2, 3	Debida diligencia Situaciones de riesgo para los derechos humanos Evitar la complicidad Derechos civiles y políticos Principios y derechos fundamentales del trabajo Trabajo y relaciones laborales	8. Trabajo decente y crecimiento económico
	TRABAJO INFANTIL						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	298					
103-2	Enfoque de gestión	298					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	298					

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
GRI 408: TRABAJO INFANTIL - 2016							
408-1	Operaciones y proveedores con riesgo significativo de indecentes trabajo infantil	298			Principio 1, 2, 5	Debida diligencia Situaciones de riesgo para los derechos humanos Evitar la complicidad Discriminación y grupos vulnerables Principios y derechos fundamentales del trabajo	8. Trabajo decente y crecimiento económico 16. Paz, justicia e instituciones sólidas
	TRABAJO FORZOSO						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	310					
103-2	Enfoque de gestión	310					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	310					
GRI 409: TRABAJO FORZOSO - 2016							
409-1	Operaciones y proveedores con riesgo significativo de indecentes de trabajo forzoso	310			Principio 1, 2, 4	Debida diligencia Situaciones de riesgo para los derechos humanos Evitar la complicidad Discriminación y grupos vulnerables Principios y derechos fundamentales del trabajo	8. Trabajo decente y crecimiento económico

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
PRÁCTICAS DE SEGURIDAD							
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	309					
103-2	Enfoque de gestión	309					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	310					
GRI 410: PRÁCTICAS DE SEGURIDAD - 2016							
410-1	Personal de seguridad formado en prácticas o procedimientos en derechos humanos	309			Principios 1, 2	Evitar la complicidad Trabajo y relaciones laborales Promueve la responsabilidad social en la cadena de valor	16. Paz, justicia e instituciones sólidas
DERECHOS DE LA POBLACIÓN INDÍGENA							
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	300					
103-2	Enfoque de gestión	300					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	301					
GRI 411: DERECHOS DE LA POBLACIÓN INDÍGENA - 2016							
411-1	Incidentes de violación que envuelven derechos de la población indígena	304, 305			Principios 1, 2	Resolución de reclamaciones Derechos civiles y políticos respecto a los derechos de propiedad	2. Hambre cero

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
	PRESENCIA COMUNIDADES INDIGENAS						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	307					
103-2	Enfoque de gestión	307					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	307					
OG-9	Operaciones en emplazamientos con presencia de comunidades indígenas,o en zonas adyacentes o afectadas por las actividades,y porcentaje de estos emplazamientos que estáncubiertos por estrategiasespecíficas de participación	301					
	EVALUACIÓN EN DERECHOS HUMANOS						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	22, 26					
103-2	Enfoque de gestión	22, 292, 293					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	22					
GRI 412: EVALUACIÓN EN DERECHOS HUMANOS - 2016							
412-1	Operaciones que han sido objeto de exámenes o evaluaciones de impactos en materia de derechos humanos	295	Información no disponible para el 2017. Se tendrá con este nivel de detalle en el Reporte de 2018.		Principio 1, 2	Derechos humanos Debida diligencia Situaciones de riesgo para los derechos humanos	

ÍNDICE
GRI

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
412-2	Formación a los empleados sobre políticas y procedimientos a los derechos humanos	309, 310			Principio 1, 2	Debida diligencia Evitar la complicidad Promover la responsabilidad social en la cadena de valor	
412-3	Contratos y acuerdos de inversión significativos que incluyen cláusulas de derechos humanos o que han sido objeto de análisis en la materia	296			Principio 1, 2	Evitar la complicidad	
	COMUNIDAD LOCAL						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	22, 25					
103-2	Enfoque de gestión	22, 346					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	22					

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
GRI 413: COMUNIDAD LOCAL - 2016							
413-1	Operaciones donde se han implantado programas de desarrollo,evaluaciones de impactos y participación de la comunidad local	61, 62, 300 340, 358		Sí		Derechos económicos, sociales y culturales Creación de empleo y desarrollo de habilidades Generación de riqueza e ingresos Respeto a los derechos de propiedad	
413-2	Centros de operaciones con efectos negativos significativos, posibles o reales, sobre las comunidades locales	368, 372				Derechos económicos, sociales y culturales Prevención de la contaminación Protección del medio ambiente, la biodiversidad y restauración de hábitats naturales Participación activa y desarrollo de la comunidad	1. Fin de la pobreza 2. Hambre cero
	NÚMEROS LITIGIOS CON COMUNIDADES LOCALES Y PUEBLOS INDÍGENAS						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	300					
103-2	Enfoque de gestión	300					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	301, 304					

ÍNDICE
GRI

	CONTENIDOS TEMÁTICOS	PÁGINA / COMENTARIO	OMISIÓN	VERIFICACIÓN	PACTO MUNDIAL	ISO26000	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)
OG-10	Número y descripción de litigios significativos con comunidades locales y pueblos indígenas	304, 305					
	REASENTAMIENTO INVOLUNTARIO						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	22, 25					
103-2	Enfoque de gestión	22					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	22					
OG-12	Enumere, cuantifique y describa los casos de reasentamiento involuntario necesaria para las actividades de la empresa	22					
	CUMPLIMIENTO REGULATORIO SOCIOECONÓMICO						
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN - 2016							
103-1	Explicación del porqué el tópico es material y cobertura	263					
103-2	Enfoque de gestión	263					
103-3	Evaluación del enfoque de gestión	263					
GRI 419: CUMPLIMIENTO REGULATORIO SOCIOECONÓMICO - 2016							
419-1	Incumplimiento de las leyes y regulaciones en las áreas económica y social	263, 265				Respeto a los derechos de propiedad Generación sólida de riqueza e ingresos	16. Paz, justicia e instituciones sólidas



CERTIFICACIONES

Pacto Global
Red Colombia

NIT: 900.327.192-5

Bogotá D.C. 22 de marzo de 2018

Doctor
FELIPE BAYÓN PARDO
Presidente
Ecopetrol S.A.
Bogotá D.C.

La Corporación Red Pacto Global Colombia presenta a continuación el concepto del resultado de la lectura y análisis del Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2017 de ECOPETROL S.A., según los criterios del COP avanzado, política de reporte de progreso sobre la adopción y compromiso con las siguientes áreas temáticas, evaluadas en veintiún criterios:

1. Implementar los Diez Principios en las estrategias y operaciones
2. Políticas y procedimientos robustos de gestión en Derechos Humanos
3. Políticas y procedimientos robustos de gestión en Estándares Laborales
4. Políticas y procedimientos robustos de gestión en Medio Ambiente
5. Políticas y procedimientos robustos de gestión en la Lucha contra la Corrupción
6. Tomar acciones para apoyar los objetivos y asuntos más amplios de la ONU
7. Liderazgo y gobernanza de la sostenibilidad corporativa

Los contenidos del informe permiten identificar un nivel de avance correspondiente al 98%, según metodología de análisis de los criterios de COP avanzado. Se adjunta el instrumento de evaluación de indicadores y el documento de análisis por temática.

La Red Local de Pacto Global en Colombia hace un reconocimiento especial a ECOPETROL S.A. por su compromiso y gestión de los principios y propósitos del Pacto Global en su operación y con sus grupos de interés.

Cordialmente,

Mauricio López González
Director Ejecutivo

Calle 93 Nº 13 24 Ofic. 204 Teléfonos (57-1) 384 8220 - 616 1358 - 616 1427 - Bogotá Colombia
www.pactoglobal-colombia.org
info@pactoglobal-colombia.org

www.pactoglobal-colombia.org

Declaración de Garantía
Adhesión a Principios AA1000 y a los Estándares GRI

BOGOTÁ D.C, **10 de abril de 2018**

BSD Consulting realizó por séptima vez consecutiva la verificación independiente del Reporte Integrado de Gestión Sostenible de Ecopetrol, correspondiente al año 2017. La verificación tiene como objetivo aportar una opinión independiente sobre:

- Los procesos de involucramiento con grupos de interés
- La aplicación de los principios y contenidos de los Estándares GRI en el proceso de elaboración del Reporte.
- La gestión de sostenibilidad de la empresa
- La adherencia a los principios AA1000SE 2008

Independencia

Trabajamos de forma independiente y aseguramos que ningún integrante de BSD mantiene contratos de consultoría o vínculos comerciales con Ecopetrol S.A..

Nuestra competencia

BSD Consulting es una compañía especializada en conocimiento y soluciones para el desarrollo sostenible y es entrenador certificado del Global Reporting Initiative. BSD Consulting cuenta con la licencia de AccountAbility como proveedor de garantía (AA1000 Licensed Assurance Provider), bajo el registro 000-103. Los trabajos de verificación fueron desarrollados por un equipo de profesionales con experiencia y capacitación en elaboración de informes de sostenibilidad, involucramiento con grupos de interés y verificación externa.

Responsabilidades de Ecopetrol y BSD Consulting

Tanto la elaboración del Reporte, como los procesos de involucramiento con grupos de interés y la definición de materialidad, son responsabilidad de Ecopetrol S.A.. La evaluación del Reporte con base en los principios AA1000AS, la norma ISAE300 para “Compromisos de Aseguramiento diferentes a auditorías o revisiones de información financiera histórica” y la adherencia a los principios y contenidos de los Estándares GRI son responsabilidad de BSD Consulting.

Alcance y limitaciones

El alcance de esta verificación corresponde a la información no financiera del Reporte Integrado de Gestión Sostenible de Ecopetrol 2016. El proceso de verificación fue realizado de acuerdo con los principios de Inclusión, Materialidad y Capacidad de Respuesta de la AA1000AS 2008, Tipo 1 y en nivel moderado.

Metodología

El proceso de verificación de BSD Consulting incluyó:

- Revisión de la calidad y confiabilidad de información seleccionada.
- Entrevistas con funcionarios de Ecopetrol encargados de la gestión de asuntos materiales.
- Revisión de documentos internos.
- Asistencia en calidad de observador a una instancia de relacionamiento con grupos de interés: la Asamblea General de Accionistas, realizada en Bogotá el 26 de marzo de 2018.
- Revisión de cuestiones de sostenibilidad de la industria y la empresa que tuvieron resonancia en los medios de comunicación.

Verificación externa de Principios AA1000

Inclusividad

- Durante 2017 la gestión de grupos de interés no presentó cambios significativos con respecto a la del año anterior. El relacionamiento con cada uno de ellos se encuentra enmarcado en el Modelo de Responsabilidad Corporativa, que incluye promesa de valor, objetivos, e indicadores de cumplimiento.
- Como parte de la estrategia de Responsabilidad Corporativa, Ecopetrol adelantó en 2017 la Consulta de Percepción y Expectativas de Grupos de Interés. Esta fue realizada directamente por la Secretaría General; incluyó a accionistas (133), clientes (93), contratistas (544), empleados (342), Estado (107), socios (20), y sociedad y comunidad (433); y abordó cuatro aspectos: i) responsabilidad corporativa, ii) fortalezas y oportunidades de mejora en la interacción con Ecopetrol, iii) derechos humanos y iv) información y comunicación.
- Los resultados de este ejercicio fueron un insumo clave para revisar la promesa de valor, objetivos e indicadores con cada grupo de interés y construir los planes de interacción.
- La consulta también aportó a la comprensión de las necesidades y expectativas de cada grupo, en línea con lo establecido en los diferentes sistemas de gestión (ISO 9001, ISO 14001, OSHAS 18000) y estándares a los que se encuentra adherida la empresa (AA1000, ISO 26000, Pacto Global, Principios Rectores, Principios Voluntarios, EITI).
- En general, se destaca una mejoría en la percepción entre accionistas, clientes, socios, empleados y contratistas sobre Ecopetrol como una empresa que genera confianza, tiene prácticas éticas y transparentes y dispone de mecanismos adecuados de diálogo y comunicación.
- En 2017 se deterioró la percepción de los grupos Estado y Sociedad y comunidad, manteniendo la tendencia de 2016 y 2015. Ecopetrol ha identificado las principales causas de este deterioro, por lo que se recomienda tomar medidas que puedan revertir estos resultados en la próxima consulta.

Materialidad

- Ecopetrol actualizó durante este período su análisis de materialidad, tomando como base la Consulta de Percepción y Expectativas de los grupos de interés, la estrategia y plan de negocios 2015 – 2020, y la información de estándares e iniciativas relevantes para Ecopetrol y el sector de Oil & Gas.
- En el análisis se aplicaron los principios de participación de grupos de interés, contexto de sostenibilidad y materialidad, y se obtuvo como resultado 11 temas materiales. Estos son: Emisiones, Ética y Transparencia, Cumplimiento ambiental, Gestión integral del recurso hídrico, Desempeño económico, Salud y seguridad en el trabajo, Comunidades locales, Empleo, Energía, Efluentes y residuos, y Derechos humanos.
- Sobre estos 11 temas se aporta información razonable y suficiente sobre su contexto, gestión y desempeño.
- Aunque Ecopetrol continúa rindiendo cuentas sobre 35 temas que se contemplan en la normatividad y en los estándares a los cuales está adherida como empresa, los 11 temas materiales sí presentan, por primera vez, mayor información sobre su cobertura, impactos, gestión y evaluación, diferenciándose de los no materiales. Esto se hace en una sección aparte que brinda mayor claridad metodológica y aporta valiosa información al lector.
- Los 24 temas restantes (no materiales) son reportados siguiendo la misma estructura y línea de los años anteriores.

Declaración de Garantía
Adhesión a Principios AA1000 y a los Estándares GRI

BOGOTÁ D.C, **10 de abril de 2018**

Capacidad de respuesta

- Ecopetrol mostró una capacidad de adaptación a un contexto de operación cambiante y retador, logrando recuperarse de la crisis que golpeó al sector en los años anteriores y entregando resultados positivos a sus grupos de interés.
- Gracias a un marco estratégico donde primó la generación de valor sobre el volumen y la disciplina de capital, durante este período se cuadruplicaron las utilidades; se disminuyó la deuda en 17% resultado del prepago de obligaciones por US$2,400 millones; se valorizó 60% el precio de la acción, se entregaron dividendos a los accionistas de $89 pesos por acción, se incrementó la capitalización bursátil de $58 BCOP a $104 BCOP, se realizó inversión socioambiental voluntaria por $16 mil millones COP y se comprometieron $325 mil millones COP para los años venideros.
- Dichos resultados fueron posibles gracias al Plan de Negocio 2017 – 2020, que tiene como eje el Programa de Transformación Empresarial iniciado en 2015, a la Estrategia de Entorno, y a ajustes en la estructura operativa que permitieron responder mejor las necesidades y expectativas de los grupos de interés.
- Lo anterior guarda coherencia con la misión de Ecopetrol que es "construir un futuro rentable y sostenible, con una operación sana, limpia y segura (barriles limpios); asegurando la excelencia operacional y la transparencia en cada una de nuestras acciones, y construyendo relaciones de mutuo beneficio con los grupos de interés".
- Ecopetrol responde en este ejercicio de manera abierta y clara a los grupos de interés sobre las cuestiones que más los afectan tales como: el desempeño económico, el hurto de hidrocarburos y los atentados contra la infraestructura petrolera por parte de grupos al margen de la ley, las metas de producción, el balance de las reservas y su prospectiva, la inversión social en los territorios y producción de combustibles más limpios y con menor contenido de azufre.
- Ecopetrol continúa garantizando una respuesta oportuna y con calidad a las PQRs presentadas por los grupos de interés, logrando un nivel de atención a la ciudadanía de 99,98% en 2017, manteniendo los resultados de los últimos tres años.

Verificación externa del Global Reporting Initiative (GRI)

Principios

BSD Consulting realizó una lectura crítica del Reporte Integrado de de Gestión Sostenible de Ecopetrol S.A. 2017, llegando a la conclusión de que éste cumple con los principios de contenido (participación de los grupos de interés, materialidad, contexto de sostenibilidad, y exhaustividad) y de calidad (equilibrio, claridad, fiabilidad, precisión, puntualidad, y comparabilidad) establecidos por el GRI.

Contenidos generales y temáticos

BSD Consulting revisó detalladamente todos los contenidos del Reporte, a fin de asegurar que estos cumplieran con los requisitos técnicos estipulados en los Estándares GRI, encontrando que:

- Ecopetrol reporta todos los contenidos generales correspondientes al Estándar GRI 102 (2016).
- Se reportan todos los enfoques de gestión de los temas materiales, Estándar GRI 103 (2016), todos los contenidos temáticos asociados y los contenidos de la Guía Sectorial de Oil & Gas

Los siguientes contenidos no se reportan conforme a lo requerido por los Estándares. En el Índice de Contenidos GRI, Ecopetrol incluye la explicación o razón de la omisión:

- 201-1, 201-3, 302-4, 305-3, 306-3, 401-1 403-2

Adicionalmente, BSD verificó la trazabilidad y calidad de la información de los contenidos que se mencionan a continuación, por medio de entrevistas y revisión de documentos de soporte:

Tema material	Contenido GRI
Participación de grupos de interés	102-40, 102-42, 102-43, 102-44
Ética y Transparencia	102-17 205-1, 205-2, 205-3
Gestión integral del recurso hídrico	306-1
Salud y seguridad en el trabajo	403-2
Comunidades locales	413-1

De los anteriores, BSD no evidenció que la información no proviniera de fuentes o sistemas de gestión confiables, ni que la información reportada sobre los mismos condujera al lector a conclusiones engañosas o erróneas sobre su desempeño.

Opción de conformidad

En línea con todo lo anterior, BSD Consulting declara que el Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2017 de Ecopetrol S.A, cumple con los criterios para la opción de conformidad "Exhaustiva" de los Estándares GRI.

Marcela Romero Merino
Directora General
BSD Consulting Colombia

Apoyo verificador:
Ana Isabel Benavides
Consultora - BSD Consulting Colombia

AA1000 Licensed Assurance Provider 000-103

ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS

CERTIFICACIÓN DEL REPRESENTANTE LEGAL Y CONTADOR DE LA COMPAÑÍA

A los señores Accionistas de Ecopetrol S. A.:

22 de febrero de 2018

Los suscritos Representante legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros separados de la Compañía al 31 de diciembre de 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 separados de la Compañía al 31 de diciembre de 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 en 31 de diciembre de 2017 se han reconocido en los estados financieros separados.

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 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 separados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T

Building a better working world

Informe del Revisor Fiscal

A la asamblea de accionistas de
Ecopetrol S.A.

Informe sobre los Estados Financieros Separados

He auditado los estados financieros separados adjuntos de Ecopetrol S.A., que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y los correspondientes estados 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.

Responsabilidades de la Administración en Relación con los Estados Financieros Separados

La Administración es responsable por la preparación y correcta presentación de los estados financieros separados 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 separados 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 separados fundamentada 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 separados 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 separados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de errores materiales en los estados financieros separados. En el proceso de evaluar estos riesgos, el auditor considera los controles internos relevantes para la preparación y presentación de los estados financieros separados, 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 separados.

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

Building a better working world

Opinión

En mi opinión, los estados financieros separados adjuntos, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2017, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año 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 separados bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia adoptadas por Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre de 2016, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros separados adjuntos, fueron auditados por mí, de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia, sobre los cuales expresé mi opinión sin salvedades el 3 de marzo de 2017.

Los estados financieros separados bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia adoptadas por Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre de 2015, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros separados adjuntos, fueron auditados por otro revisor fiscal quien emitió su opinión sin salvedades el 2 de marzo de 2016.

Otros Requerimientos Legales y Reglamentarios

Fundamentado en el alcance de mi auditoría, no estoy enterado de situaciones indicativas de inobservancia en el cumplimiento de las siguientes obligaciones de la Compañía: 1) Llevar los libros de actas, registro de accionistas y de contabilidad, según las normas legales y la técnica contable; 2) Desarrollar las operaciones conforme a los estatutos y decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva, y a las normas relativas a la seguridad social integral; y 3) Conservar la correspondencia y los comprobantes de las cuentas. Adicionalmente, existe concordancia entre los estados financieros separados adjuntos y la información contable incluida en el informe de gestión preparado por la Administración de la Compañía, el cual incluye la constancia por parte de la Administración sobre la libre circulación de las facturas con endoso emitidas por los vendedores o proveedores. El informe correspondiente a lo requerido por el artículo 1.2.1.2 del Decreto 2420 de 2015 lo emití por separado el 22 de febrero de 2018.

Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 13442-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530

Bogotá, D.C., Colombia
22 de febrero de 2018

ECOPETROL S.A.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA SEPARADO

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Notas	A 31 de diciembre de 2017	2016
ACTIVOS			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	4,356,995	5,359,665
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	6,157,596	4,619,566
Inventarios, neto	8	3,231,719	2,589,784
Otros activos financieros	9	5,196,145	8,829,846
Activos por impuestos corrientes	10	399,058	660,818
Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	-	51,610
Otros activos	12	777,408	880,804
		20,118,921	**22,992,093**
Activos mantenidos para la venta	13	22,869	29,611
Total activos corrientes		**20,141,790**	**23,021,704**
Activos no corrientes			
Inversiones en compañías	14	42,709,577	29,436,456
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	698,281	3,088,805
Propiedades, planta y equipo	15	19,961,016	21,276,090
Recursos naturales y del medio ambiente	16	17,080,409	18,316,495
Intangibles	17	242,170	168,602
Activos por impuestos diferidos	10	4,424,620	4,292,770
Otros activos financieros	9	3,053,546	1,006,795
Otros activos	12	805,788	929,827
Total activos no corrientes		**88,975,407**	**78,515,840**
Total activos		**109,117,197**	**101,537,544**
PASIVOS			
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	4,295,789	2,650,122
Cuentas comericlaes y otras cuentas por pagar	20	6,177,537	5,299,557
Provisiones por beneficios a empleados	21	1,787,701	1,948,955
Pasivos por impuestos diferidos	10	539,784	586,426
Provisiones y contingencias	22	342,685	620,353
Otros pasivos		203,825	155,783
		13,347,321	**11,261,196**
Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta	13	**-**	**40,128**
Total pasivos corrientes		**13,347,321**	**11,301,324**

	Notas	A 31 de diciembre de 2017	2016
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	34,843,984	37,089,651
Provisiones por beneficios a empleados	21	6,502,475	3,901,082
Pasivos por impuestos diferidos	10	1,716,380	1,295,962
Provisiones y contingencias	22	4,794,760	4,229,518
Otros pasivos		13,646	46,153
Total pasivos no corrientes		**47,871,245**	**46,562,366**
Total pasivos		**61,218,566**	**57,863,690**
Patrimonio			
Capital suscrito y pagado		25,040,067	25,040,067
Reservas		2,177,869	1,558,844
Resultados acumulados		7,646,613	2,590,911
Otras partidas patrimoniales		13,034,082	14,484,032
Total patrimonio atribuible a los accionistas de la Compañía	23	**47,898,631**	**43,673,854**
Total pasivos y patrimonio		**109,117,197**	**101,537,544**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros separados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T

(Original firmado)
Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

ECOPETROL S.A.
ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS SEPARADO

(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 2017	2016
Ingresos por ventas	24	46,490,473	38,348,460
Costos de ventas	25	35,468,402	31,580,865
Utilidad bruta		**11,022,071**	**6,767,595**
Gastos de administración	26	800,556	1,009,535
Gastos de operación y proyectos	26	1,755,117	1,975,018
Impairment (recuperación) de activos a largo plazo	18	516,455	(74,021)
Otros ingresos operacionales, neto	27	(73,790)	(341,911)
Resultado de la operación		**8,023,733**	**4,198,974**
Resultado financiero, neto	28		
Ingresos financieros		1,320,831	1,207,795
Gastos financieros		(3,112,696)	(2,795,691)
Ganancia por diferencia en cambio, neta		39,296	1,076,473
		(1,752,569)	**(511,423)**
Participación en los resultados de compañías	14	3,060,763	(141,283)
Resultado antes de impuesto a las ganancias		**9,331,927**	**3,546,268**
Gasto por impuesto a las ganancias	10	(2,711,515)	(1,981,559)
Utilidad neta del periodo		**6,620,412**	**1,564,709**
Utilidad básica por acción	23.6	**161.0**	**38.1**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros separados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T

(Original firmado)
Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

ECOPETROL S.A.
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES SEPARADO

(Expresados en millones de pesos colombianos completos)

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017	2016
Utilidad neta del periodo		**6,620,412**	**1,564,709**
OTROS RESULTADOS INTEGRALES			
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
Ganancias (pérdidas) no realizadas en operaciones de cobertura:			
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		291,756	990,483
Inversión neta en negocio en el extranjero		57,997	(155,359)
Flujo de efectivo instrumentos derivados		-	(214)
(Pérdidas) ganancias instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	(7,828)	126,205
Pérdida realizada en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	(68,497)
Pérdida método de participación patrimonial en compañías	14.1	(232,016)	(939,918)
		109,909	**(47,300)**
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
Pérdidas actuariales		(1,548,044)	(1,153,442)
Otras pérdidas		(11,816)	(46,826)
		(1,559,860)	(1,200,268)
Otros resultados integrales		**(1,449,951)**	**(1,247,568)**
Total resultado integral		**5,170,461**	**317,141**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros separados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T

(Original firmado)
Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

ECOPETROL S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO SEPARADO

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones
Saldo al 31 de diciembre de 2016		**25,040,067**	**6,607,699**
Utilidad neta del periodo		-	-
Liberación de reservas	23.3	-	-
Dividendos decretados	23.4	-	-
Otros movimientos		-	1
Apropiación de reservas			
Legal		-	-
Fiscales y estatutarias	23.3	-	-
Ocasionales	23.3	-	-
Otros resultados integrales			
Ganancias en instrumentos de cobertura:			
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	-	-
Método de participación patrimonial	14.1	-	-
Pérdidas actuariales		-	-
Otros movimientos		-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017		**25,040,067**	**6,607,700**

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones
Saldo al 31 de diciembre de 2015		**25,040,067**	**6,607,699**
Utilidad neta del periodo		-	-
Pérdidas enjugadas con reserva legal	23.3	-	-
Liberación de reservas		-	-
Otros resultados integrales			
Ganancias en instrumentos de cobertura:			
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-
Flujo de efectivo de instrumentos derivados		-	-
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	-	-
Ganancia realizada en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	-
Método de participación patrimonial	14.1	-	-
Pérdidas actuariales		-	-
Otros movimientos		-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2016		**25,040,067**	**6,607,699**

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros separados.

Reserva legal	Otras reservas	Otros resultados integrales	Utilidades acumuladas	Total patrimonio
1,269,680	**289,164**	**7,876,333**	**2,590,911**	**43,673,854**
-	-	-	6,620,412	6,620,412
-	(289,164)	-	289,164	-
-	-	-	(945,684)	(945,684)
-	-	-	(1)	-
156,471	-	-	(156,471)	-
-	512,632	-	(512,632)	-
-	239,086	-	(239,086)	-
-	-	291,756	-	291,756
-	-	57,997	-	57,997
-	-	(7,828)	-	(7,828)
-	-	(232,016)	-	(232,016)
-	-	(1,548,044)	-	(1,548,044)
-	-	(11,816)	-	(11,816)
1,426,151	**751,718**	**6,426,382**	**7,646,613**	**47,898,631**

Reserva legal	Otras reservas	Otros resultados integrales	Utilidades acumuladas	Total patrimonio
5,139,587	**406,983**	**9,123,901**	**(2,961,524)**	**43,356,713**
-	-	-	1,564,709	1,564,709
(3,869,907)	-	-	3,869,907	-
-	(117,819)	-	117,819	-
-	-	990,483	-	990,483
-	-	(155,359)	-	(155,359)
-	-	(214)	-	(214)
-	-	126,205	-	126,205
-	-	(68,497)	-	(68,497)
-	-	(939,918)	-	(939,918)
-	-	(1,153,442)	-	(1,153,442)
-	-	(46,826)	-	(46,826)
1,269,680	**289,164**	**7,876,333**	**2,590,911**	**43,673,854**

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T

(Original firmado)
Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

ECOPETROL S.A.
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO SEPARADO

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017	2016
Flujos de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad neta del periodo		6,620,412	1,564,709
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones			
Gasto por impuesto a las ganancias	10	2,711,515	1,981,559
Depreciación, agotamiento y amortización	15,16,17	5,477,100	5,262,549
Utilidad por diferencia en cambio	28	(39,296)	(1,076,473)
Costo financiero de préstamos y financiaciones	29	1,754,151	2,173,676
Costo financiero de beneficios post-empleo y costos de abandono	29	709,514	531,206
Pozos secos	16	450,524	302,965
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes		13,648	40,183
Pérdida (recuperación) por impairment de activos de largo plazo	18	516,455	(74,021)
Pérdida por impairment de activos de corto plazo		15,743	48,815
Ganancia por valoración de activos financieros		(102,173)	(36,682)
(Utilidad) pérdida por método de participación patrimonial	14	(3,060,763)	141,283
Ganancia neta en venta de activos mantenidos para la venta	13	(168,726)	-
Ganancia en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	(13,237)	(47,129)
Pérdida por diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	24	583,232	720,137
Pérdida por inefectividad de coberturas		13,707	-
Impuesto de renta pagado		(1,779,471)	(1,243,802)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:			
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		(1,908,332)	(2,066,563)
Inventarios		(373,331)	(126,662)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		546,948	(715,394)
Activos y pasivos por impuestos corrientes		(80)	2,602,929
Provisiones por beneficios a empleados		(243,895)	(2,690)
Provisiones y contingencias		57,477	(925,717)
Otros activos y pasivos		422,285	(486,380)
Efectivo neto generado por las actividades de operación		**12,203,407**	**8,568,498**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Aportes de capital en inversiones en sociedades	14	(1,303,375)	(2,618,425)
Inversión en propiedad, planta y equipo	15	(1,269,020)	(1,269,776)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	16	(2,722,350)	(1,343,457)
Adquisiciones de intangibles	17	(153,792)	(56,906)

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017	2016
Producto de la venta de activos mantenidos para la venta		156,853	-
Producto de la venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		56,930	966,715
Venta (compra) de otros activos financieros, neto		1,897,134	(6,225,788)
Intereses recibidos		395,924	325,363
Dividendos recibidos		1,132,967	4,773,842
Producto de la venta de activos		374	-
Efectivo neto usado en actividades de inversión		**(1,808,355)**	**(5,448,432)**
Flujos de efectivo en actividades de financiación:			
Adquisición de préstamos		-	4,480,087
Pagos de capital		(8,052,402)	(1,577,823)
Pagos de intereses		(2,244,622)	(2,142,750)
Dividendos pagados		(945,661)	(690,177)
Efectivo neto (usado) generado en actividades de financiación		**(11,242,685)**	**69,337**
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo		(155,037)	(146,784)
(Disminución) aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo		(1,002,670)	3,042,619
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo		5,359,665	2,317,046
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	**6**	**4,356,995**	**5,359,665**
Transacciones no monetarias			
Capitalización Refinería de Cartagena (Nota 14.1)		9,338,833	-

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros separados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T

(Original firmado)
Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

ECOPETROL S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS

(Cifras expresadas en millones de pesos, a menos que se indique lo contrario)

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, registrada ante Cámara de Comercio de Bogotá, 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 (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 PRESENTACIÓN

2.1 Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros

Los estados financieros de Ecopetrol por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 han sido preparados de acuerdo con los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia (NCIF), fundamentados 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) hasta al 31 de diciembre de 2013, traducidas oficialmente al español, incorporadas mediante decretos 2420 y 2496 del 2015 y 2131 de 2016 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.

Estos estados financieros separados fueron preparados para cumplir con las disposiciones legales colombianas a que está sujeta la Compañía como entidad legal independiente, y no incluyen los ajustes ni eliminaciones necesarias para la presentación de la situación financiera y resultados integrales consolidados de la Compañía y sus subordinadas. Por consiguiente, los estados financieros separados deben leerse conjuntamente con los estados financieros consolidados de Ecopetrol.

Las políticas contables descritas en la Nota 4 han sido aplicadas de manera consistente en todos los periodos.

Estos estados financieros fueron aprobados por la Junta Directiva el 22 de febrero del 2018.

2.2 Bases de medición

Los estados financieros de la Compañía 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 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, la Compañía 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.

2.3 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional de la Compañía es determinada en función al entorno económico principal en el que opera. Los estados financieros se presentan en pesos colombianos, la cual es la moneda funcional y de presentación.

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.

2.4 Moneda extranjera

Al preparar los estados financieros de Ecopetrol, las transacciones en moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía son registradas utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas en que se efectúan las operaciones. Al final de cada período, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a esa fecha 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 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.

Las inversiones netas en operaciones en el extranjero incluyen la financiación de capital y los préstamos intercompañías a largo plazo para los cuales la liquidación no está prevista en, un futuro previsible. Las diferencias de cambio derivadas de la conversión de la inversión neta en operaciones en el extranjero se acumulan en el otro resultado integral.

2.5 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

La Compañía presenta activos y pasivos en el estado de situación financiera con base en la clasificación corriente / no corriente.

Un activo o un pasivo es 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 sobre el que se informa
- 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 sobre el que se informa
- No existe el derecho incondicional de diferir la liquidación del pasivo durante al menos doce meses después del período sobre el que se informa.

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.

2.6 Utilidad neta por acción (básica y diluida)

La utilidad neta por acción (básica y diluida) se calcula como el cociente entre el resultado neto del período atribuible a los accionistas de Ecopetrol y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período. No existe dilución potencial de acciones.

2.7 Reclasificación para presentación

El saldo de los depósitos recibidos por anticipado al 31 de diciembre de 2016 fue reclasificado de cuentas por pagar a otros pasivos, para fines comparativos con las cifras al 31 de diciembre de 2017.

3. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES SIGNIFICATIVOS

La preparación de los estados financieros requiere que la gerencia de la Compañía realice juicios, estimaciones y suposiciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos. Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, la experiencia de la administración y otros factores. 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.

Los siguientes son juicios contables y estimaciones con el efecto más significativo para la preparación de los estados financieros:

3.1 Reservas de petróleo y gas natural

Las mediciones de depreciaciones, agotamientos, amortizaciones, impairment y obligaciones por costos de abandono se determinan, en parte, sobre la estimación de reservas de petróleo y gas natural de la Compañía. La estimación de reservas es un procedimiento inherentemente complejo e implica el ejercicio del juicio profesional.

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, nuestras reservas probadas disminuyen en la medida en que los precios bajan y aumentan cuando suben los precios.

Las estimaciones de reservas 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 afectan 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 reducción 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 las cantidades con cargo a resultados, incluyendo la depreciación, agotamiento y amortización, es presentada en las notas 15 y 16.

3.2 Impairment (recuperación) de activos

La Compañía utiliza su juicio profesional al evaluar la existencia de indicios de impairment con base en factores internos y externos. Asimismo, se realiza una evaluación para conocer si existe algún indicio de que la pérdida por impairment reconocido en periodos anteriores, para un activo distinto del crédito mercantil, ya no existe o podría haber disminuido.

Si existen indicadores de un gasto o una recuperación por impairment se procede a calcular el importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo, el cual corresponde al más alto 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; entre otros factores. 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 recuperación del mismo.

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 administración 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.

Si el importe en libros de un activo, distinto del crédito mercantil, es incrementado tras la reversión de una pérdida por impairment del valor, no excederá al importe en libros que podría haberse obtenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para dicho activo en periodos anteriores.

Los cambios en las estimaciones y juicios pueden afectar el monto recuperable de las unidades generadoras de efectivo y como consecuencia el reconocimiento o recuperación de impairment de activos.

3.3 Costos de exploración y evaluación

Ciertos gastos de exploración y evaluación se capitalizan inicialmente con la intención de establecer reservas comercialmente viables. La Compañía utiliza su juicio profesional sobre eventos y circunstancias futuras y realiza estimaciones para evaluar anualmente la generación de beneficios económicos futuros para la explotación de los recursos petrolíferos, así como revisiones técnicas y comerciales para confirmar la intención de continuar desarrollándolos. Cambios en la información disponible como el nivel de éxito de la perforación o cambios en el valor económico del proyecto, costos de producción, niveles de inversión, entre otros, pueden llegar a establecer que los costos de exploración capitalizados sean reconocidos los resultados del periodo. A partir de 2016, el gasto por pozos secos es tratado como actividad de operación en el estado de flujos de efectivo.

3.4 Determinación de las unidades generadoras de efectivo (UGE's)

La asignación de activos en UGE's 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 administración monitorea las operaciones. Ver nota 4.11 – Impairment en el valor de los activos, para mayor información.

3.5 Abandono de campos y otras facilidades

De acuerdo con la reglamentación ambiental y de petróleos, la Compañía debe reconocer 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.

La estimación de costos de abandono y desmantelamiento de estas instalaciones son registrados en la moneda funcional de la Compañía en el momento de instalación de los activos. La obligación constituida para el abandono y desmantelamiento es objeto de revisión anual y es ajustada para reflejar el mejor estimado, debido a cambios tecnológicos, asuntos políticos, económicos, ambientales, de seguridad y de relaciones con grupos de interés.

La determinación de estas estimaciones es compleja e involucra realizar juicios significativos por parte de la Gerencia, tales como proyecciones internas de costos, variaciones en las estimaciones de reservas, tasas futuras de inflación y tasas de descuento. La Compañía considera que los costos de abandono son razonables, con base en la experiencia del Grupo Empresarial y las condiciones de mercado; sin embargo, las variaciones significativas en los factores externos utilizados en el cálculo del estimado podrían impactar significativamente los estados financieros.

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 administración 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 los mismos.

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 expectativas de vida de los empleados más largas o más cortas. El cálculo de los bonos pensionales se mantiene para cumplir con las obligaciones pensionales a cargo de la Compañía, según la reglamentación establecida.

3.7 Litigios

La Compañía está sujeta a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras reclamaciones que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La administración evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que se materialicen y las sumas involucradas, para decidir sobre los importes reconocidos y/o revelados en estados financieros. Este análisis, el cual puede requerir juicios considerables, incluye revisar procesos legales instaurados en contra de la Compañía y reclamos aún no iniciados. Una provisión se reconoce cuando la Compañía tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado, es probable que se genere una salida de recursos que incorporen beneficios económicos

3.8 Impuestos

El cálculo de la provisión por impuesto de renta requiere la interpretación de la normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera la Compañía. 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 de la Compañía 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 de la Compañía 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 implican una evaluación cuidadosa por parte de la Administración, 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.

3.9 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 tales como la deuda de largo plazo en moneda extranjera), y su correspondiente efectividad, requiere juicios de la administración.
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 es adquirido y se determina al momento del reconocimiento inicial. Los activos y pasivos financieros se valúan 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 reducen del valor razonable de los activos y pasivos financieros, en su caso, 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.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados y con cambios en otro resultado integral se contabilizarán posteriormente por su valor razonable. Los instrumentos a costo amortizado, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, se contabilizan por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las inversiones de patrimonio disponibles para la venta que no tienen un precio de cotización en el mercado y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, se miden al costo menos cualquier pérdida por impairment identificada al final de cada período de reporte.

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 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. Para la Compañía, el nivel 1 incluye valores negociables activamente transados.

Nivel 2: Entradas distintas de nivel 1 que son observables, ya sea directa o indirectamente. Para la Compañía, 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 el mismo término que el contrato.

Nivel 3: Datos de entrada no observables. La Compañía no utiliza entradas a nivel 3 para sus mediciones recurrentes de activos y pasivos financieros. La Compañía puede utilizar entradas a nivel 3 para la determinación del valor razonable asociado con ciertas mediciones de los activos no financieros para determinar su valor recuperable.

Para contratos derivados, en los cuales información pública no esté disponible, las estimaciones del valor razonable se determinan generalmente usando modelos y otros métodos de valoración, cuyos supuestos claves incluyen: precios futuros, volatilidad, correlación de precios, riesgo crediticio de la contraparte y liquidez del mercado, cuando sea apropiado. Para otros activos y pasivos, las estimaciones de valor razonable se basan generalmente en el valor presente neto de los flujos de caja esperados.

Método de la 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

La Compañía evalúa, en cada fecha de reporte, si existe evidencia objetiva que un activo financiero o grupo de activos financieros están deteriorados. Se considera que los activos financieros se han deteriorado cuando existe evidencia objetiva que, como resultado de uno o más eventos que ocurren con posterioridad al reconocimiento inicial, los flujos de efectivo futuros estimados del activo se han afectado. 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

Ecopetrol 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.

Cuando la Compañía no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo ni transfiere el control del activo, continúa reconociendo el activo transferido, en la medida de su participación continua, y también reconoce el pasivo asociado.

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 en cambios significativos de su valor.

4.1.2 Activos financieros

La Compañía 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 administración de la Compañía no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las pérdidas o ganancias no realizadas se reconocen en el otro resultado integral. Los ingresos recibidos por estos instrumentos de patrimonio se reconocen como ingresos financieros en el resultado del periodo.

En el momento de su venta o en el reconocimiento de pérdidas por impairment en su valor, los ajustes acumulados por valoración en el otro resultado integral y la utilidad o pérdida en la venta se reconocen en el resultado del ejercicio.

c) Préstamos y 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; se clasifican como activos corrientes, excepto para los vencimientos superiores a doce meses desde la fecha del balance, los cuales se clasifican como activos no corrientes. 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.

Los préstamos a empleados son inicialmente reconocidos al valor actual 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 la Compañía 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. La diferencia entre el importe recibido y su valor principal, se reconoce en el resultado del periodo durante el tiempo de amortización de la obligación financiera, medidos al 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 de resultados.

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, y la diferencia entre los importes en libros respectivos, se reconoce como ingresos o costos financieros en el estado de ganancias o pérdidas.

4.1.4 Instrumentos financieros derivados y actividades 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. Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran como ganancias o pérdidas en el resultado del periodo, 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 contabilidad de coberturas, las operaciones se clasifican 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, la Compañía documenta 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. Adicionalmente, al inicio de la cobertura y de manera continua, la Compañía documenta si el instrumento de cobertura es altamente efectivo para contrarrestar los cambios en los valores razonables o flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Los instrumentos de cobertura son clasificados como activos o pasivos no corrientes cuando el remanente de la partida cubierta es superior a 12 meses y como activo o pasivo corriente, cuando el valor residual de la partida cubierta es inferior a 12 meses.

4.1.5.1 Cobertura de flujo de efectivo

La porción eficaz de las ganancias o pérdidas de los instrumentos de cobertura derivados y no derivados se reconocen en otro resultado integral y se acumula como reserva de cobertura del flujo de efectivo dentro del patrimonio. La parte inefectiva de la ganancia o pérdida del instrumento de cobertura 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 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 patrimonio hasta que la transacción se reconozca en resultados. 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 de tipo de cambio en exportaciones futuras de crudo. Ver Nota 30 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 de resultados 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 cuyas monedas funcionales son diferentes al peso colombiano. Ver nota 29 para mayor información.

4.2 Inventarios

Los inventarios se registran al costo o valor neto realizable más bajo.

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 transporte.

El crudo 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 (deducciones de 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 cargan a gastos, mantenimiento o proyectos en la medida en que dichos artículos se consuman.

Ecopetrol estima el valor neto realizable de los inventarios al final del 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 del castigo se revierte. La reversión no puede ser mayor que el monto del castigo original, 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 compartido, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas o es un miembro del personal clave de la gerencia (o pariente cercano del miembro). La Compañía ha considerado como partes relacionadas las compañías subordinadas, 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 4.15)

4.3.1 Compañías subsidiarias

Las subsidiarias son todas las compañías sobre las que la Ecopetrol tiene el poder de gobernar sus políticas operativas y financieras. Generalmente estas entidades son aquellas donde Ecopetrol tiene más de la mitad de sus acciones con derecho de voto. Estas inversiones se reconocen en el estado de situación financiera por el método de participación y tienen incluido el goodwill generado en el momento de su adquisición.

4.3.2 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual el Grupo ejerce influencia significativa pero no control. Influencia significativa es el poder de participar en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, pero no es control o control conjunto sobre esas políticas. 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. El valor en libros de estas inversiones incluye la plusvalía identificada en la adquisición, que no se evalúa por impairment separadamente.

La participación de la Compañía en los resultados de las operaciones de la asociada se reconoce en el estado de resultados. Cualquier cambio en otro resultado integral se registra en el otro resultado integral de la Compañía.

Después de la aplicación del método de participación, la Compañía determina si es necesario reconocer una pérdida por impairment de su inversión en su asociada. En cada fecha de presentación, la Compañía 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 de resultados.

Cuando es necesario, la Compañía realiza ajustes a las políticas contables de las asociadas para garantizar la coherencia con las políticas adoptadas por la Compañía. Adicionalmente, el método de participación de estas compañías se calcula con sus estados financieros más recientes.

4.3.3 Negocios conjuntos

Un negocio conjunto es un acuerdo mediante el cual dos o más partes que ejercen control compartido tienen derecho a los activos netos del acuerdo. El control conjunto se presenta cuando se requiere 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 tienen 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 por ventas, 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 por ventas, costos y gastos, con base en la participación de cada socio en los ítems correspondientes a activos, pasivos, gastos, costos e ingresos por ventas.

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 en lugar de 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) 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 del artículo.

Las piezas de repuesto y el equipo auxiliar se registran como inventarios, y se reconocen como gasto cuando 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 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 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	15 - 65 años
Ductos, redes y líneas	10 - 59 años
Edificaciones	12 - 80 años
Otros	5 - 33 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

Ecopetrol 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 IFRS 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 resultados.

Los costos de exploración son aquellos incurridos con el objetivo de identificar áreas que se considera tienen perspectivas de contener reservas de petróleo y gas, incluidos los costos geológicos y geofísicos, sísmicos, viabilidad y otros, que se reconocen como gastos cuando se incurre en ellos. Igualmente, 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 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 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 a ganancias o pérdidas.

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, 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, son llevados al 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 de producción por campo, utilizando como base las reservas probadas desarrolladas. 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 auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por la Junta Directiva de la Compañía. 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) de activos y 4.11 - 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 a la Compañía 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 la compañía pretende continuar a futuro con su ejecución, no son susceptibles de asignación de costos préstamos.

4.9 Activos Intangibles

Los activos intangibles con vida útil definida, adquiridos separadamente, son registrados al costo menos la amortización acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. La amortización es reconocida 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.

4.10 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. Todos los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Los activos que se mantienen bajo arrendamientos financieros cuando Ecopetrol es arrendatario, se reconocen al menor entre el valor razonable al inicio del arrendamiento 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 la Compañía obtendrá la propiedad del activo al final del contrato, los activos arrendados se deprecian en el período menor 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 como un pasivo por arrendamiento financiero, en el rubro de préstamos y financiamientos.

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 cargan directamente a resultados.

Los pagos por arrendamientos operativos se registran como un gasto, empleando el método de línea recta, durante el plazo correspondiente al arrendamiento, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de prorrateo, para reflejar más adecuadamente el patrón de los beneficios del arrendamiento. Las rentas contingentes se reconocen como gastos en los periodos en los que se incurren.

4.11 Impairment del valor de los activos

Con el fin de evaluar la recuperabilidad de los activos tangibles e intangibles, Ecopetrol compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable por lo menos a la fecha de cierre del período o antes, 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 (UGE) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGE's. La agrupación de los activos en distintas UGE implica la realización de juicios profesionales 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 o plantas 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 del periodo.

El valor razonable menos los costos de disposición será mayor que el valor en uso para el segmento de producción del activo debido a que la metodología de valor en uso tiene algunas restricciones significativas incluidas en los flujos de efectivo futuros, como las siguientes: a) gastos futuros de capital que mejoren el rendimiento de la UGE, que podría resultar en un incremento esperado de los flujos netos de efectivo, b) la existencia de gastos generales, administrativos y otros gastos propios de la Compañía que disminuyen los flujos netos y c) las partidas antes de impuestos que reflejan riesgos comerciales específicos, lo que resulta en una mayor tasa de descuento y por ende, menores flujos netos. El monto recuperable de los activos en los segmentos de negocio es el más alto entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso.

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. En el caso de los activos o las unidades generadoras de efectivo 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.

Los cálculos son corroborados con múltiplos de valoración y precios de cotización de las acciones en empresas comparables a Ecopetrol.

Una vez que se ha registrado una pérdida por impairment del valor, el gasto por amortización futura se calcula sobre la base del importe recuperable ajustado. Las pérdidas por impairment solo pueden revertirse está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después de que se reconoció la pérdida por impairment. 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, ni tampoco el importe recuperable en la fecha de la evaluación.

En la reclasificación de cualquier activo no corriente a los activos mantenidos para la venta, el valor en libros de estos activos se revisa a su valor razonable menos los costos de disposición. No se registra ninguna otra provisión para depreciación, agotamiento o amortización si el valor razonable menos los costos de disposición es menor que el valor en libros.

4.12 Provisiones y pasivos contingentes

Las provisiones son reconocidas cuando Ecopetrol tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado y 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.

La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y Ecopetrol tiene información adecuada para determinar un estimado razonable del 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 virtualmente cierto. El gasto correspondiente a cualquier provisión se presenta en el estado de resultados en la línea que mejor refleje la naturaleza de la provisión, neto de todo reembolso relacionado, en la medida en que éste sea virtualmente cierto.

Si el efecto del valor temporal del dinero es significativo, las provisiones se descuentan 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 ganancias y pérdidas.

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 desmantelamiento de componentes de 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 confiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes 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 correspondiente propiedad, planta y equipo y recursos naturales y ambientales. Cuando una disminución en la obligación de retiro de activos relacionada con un activo productor excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce en el estado de resultados consolidado. El costo financiero de actualización de estos pasivos es reconocido en el resultado del periodo, como gasto financiero.

4.13 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 (incluye cuando aplique, renta y complementarios y renta para la equidad CREE) y el efecto del impuesto diferido en cada periodo.

El impuesto a las ganancias es registrado en resultados, excepto cuando estén relacionados con elementos reconocidos en otros resultados integrales, en cuyo caso el impuesto es registrado en el patrimonio. Los activos y pasivos por impuestos son presentados de manera separada en los estados financieros, excepto cuando exista un derecho de compensación dentro de las jurisdicciones fiscales y una intención para cruzar tales saldos sobre una base neta.

4.13.1 Impuesto corriente

La Compañía 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 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.

4.13.2 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 aplicarán a los ingresos gravables durante los años en los que se espera que se reviertan las diferencias temporales entre los importes en libros y las bases impositivas.

El valor en libros de un activo 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 que permitan la recuperación total o parcial del activo.

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.

4.13.3 Otros impuestos

La Compañía 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.

4.14 Beneficios a empleados

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo, el 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 la Compañía, 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 el 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). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados 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 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. Esto incluye 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 pasivo después de deducir cualquier valor ya pagado.

b) Beneficios a empleados post-empleo por beneficios definidos

En los planes de beneficios definidos, la Compañía suministra los beneficios acordados a los empleados actuales y anteriores, y asume los riesgos actuariales y de inversión.

Los siguientes conceptos son clasificados como beneficios definidos de largo plazo registrados en los estados financieros, de acuerdo con los cálculos realizados por un actuario independiente:

- Pensiones
- Servicio médico a familiares

- Bonos pensionales
- Plan educativo
- Cesantías retroactivas

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera en relación con estos planes de beneficios, es el valor presente de la obligación 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 corporativos 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 beneficios, 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 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 la obligación por beneficios definidos. El índice de mortalidad se basa en las tablas de mortalidad disponibles públicamente en Colombia, de las cuales su última versión es la tabla RV08 publicada en la resolución 1555 de octubre de 2010. Los aumentos futuros de salarios y pensiones se basan en 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 resultado 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). 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 miembros. 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.

No existe costo de servicio para el plan de pensiones dado que al tener la calidad de pensionados, no hay tiempo de servicio presente al que se le pueda cargar el beneficio pensional, en otras palabras el beneficio esta 100% causado y no está en la etapa de acumulación.

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 mediante una tasa de descuento basada en bonos del Gobierno colombiano.

c) 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 resultado del periodo el costo del servicio, el costo financiero neto y los ajustes a la obligación del plan de beneficios definido.

d) Beneficios por terminación

Un plan de beneficio por terminación de la relación 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.

4.15 Reconocimiento de ingresos

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, contados sus riesgos y beneficios. En el caso de productos refinados y petroquímicos, 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. Los ingresos por servicios de transporte se reconocen cuando los productos son transportados y entregados al comprador conforme con los términos de la venta. 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.

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.

4.16 Costos y gastos

Los costos y gastos se presentan por función, 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.

4.17 Ingresos (gastos) financieros

Los ingresos y gastos financieros incluyen principalmente: a) costos por intereses de préstamos y financiación, excepto los que son capitalizados como parte del costo del activo, b) valoración de ganancias y pérdidas de instrumentos financieros medios 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.

4.18 Información por segmento de negocio

Ecopetrol 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.

5. NUEVOS ESTÁNDARES Y CAMBIOS NORMATIVOS

5.1 Nuevos estándares emitidos por el IASB

Ecopetrol adoptó por primera vez las siguientes modificaciones a las IFRS, aplicables para el periodo que cubre este informe:

- Modificaciones a la NIC 7 estado de flujos de efectivo - Iniciativa de revelación: requieren que las entidades revelen los cambios en sus pasivos surgidos de las actividades de financiación, incluidos los que se generan de los flujos de efectivo y los no monetarios (entre ellos, el efecto de la diferencia en cambio). La adopción de las modificaciones a la NIC 7 no tuvo impacto en los montos reconocidos en los estados financieros. La Compañía proporciona la información para el período actual y el período comparativo, requerido por esta norma en la Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

Los siguientes estándares entrarán en vigencia en períodos futuros y están siendo objeto de implementación y/o evaluación:

- La NIIF 9 “Instrumentos financieros” sustituyó la NIC 39 “Instrumentos financieros: reconocimiento y valoración” y entra en vigencia para los ejercicios anuales que comenzaron a partir del 1 de enero de 2018. La NIIF 9 incluye: 1) Clasificación y medición de activos y pasivos financieros, 2) impairment de activos financieros y 3) Contabilidad de coberturas. Ecopetrol implementó esta norma desde su fecha efectiva.

- En relación con la clasificación y medición, se efectuó la validación de los instrumentos financieros concluyendo: a) la valoración de los activos y pasivos financieros medidos a costo amortizado, es consecuente con el modelo de negocio, el cual busca pagar o recibir flujos de caja en un momento determinado; b) las cuentas por pagar y por cobrar de corto plazo no aplican el método de valoración por costo amortizado, toda vez que no tienen una tasa de interés asociada y su liquidación es menor a un año y c) los portafolios de inversión y derivados financieros continúan midiéndose a valor razonable con cambios en resultados, en cumplimiento a su función dentro el modelo de negocio. Con base en las mencionadas

evaluaciones, la valoración actual de los instrumentos financieros de la Compañía es consecuente con su modelo de negocio y no requiere cambios importantes.

- Con respecto al modelo de evaluación de impairment aplicado a los activos financieros valorados a costo amortizado, se determinó que la adopción de la NIIF 9 no presentará ningún impacto, teniendo en cuenta los procesos que se ejecutan para el monitoreo del riesgo de crédito, el conocimiento previo de la situación financiera de las contrapartes con las que se efectúan transacciones y la calidad de la cartera.

- Por último, respecto al modelo de contabilidad de coberturas, la Compañía determinó como política contable, continuar con los requerimientos establecidos por la NIC 39 para las operaciones ya existentes. En el caso en que Ecopetrol decida realizar nuevas coberturas, se validarán los requerimientos exigidos por la NIIF 9 para establecer las relaciones de esas coberturas y su alineación con los objetivos de la administración del riesgo, así como los componentes cualitativos y cuantitativos a ser considerados para la evaluación de efectividad.

- La NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes” proporciona un modelo único para contabilizar los ingresos derivados de contratos con clientes, centrándose en la identificación y cumplimiento de obligaciones de desempeño. La NIIF 15 sustituye la NIC 18 “Ingresos” y es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018. Según el nuevo estándar, los ingresos se reconocen cuando se satisfacen las obligaciones de desempeño y no existen situaciones indicativas de que el precio o consideración variable que la componen no sean medibles o realizables. De igual manera el reconocimiento del ingreso se observa cuando el cliente obtiene el control de los bienes o servicios prometidos en un monto que refleja la contraprestación que la entidad espera recibir a cambio de esos bienes o servicios. El estándar también contiene requisitos de presentación y revelación que son más detallados que los definidos por NIC 18, lo cual representa un aumento en el volumen de divulgaciones requeridas en los estados financieros.

- Ecopetrol S.A. implementará esta norma desde el 1° de enero del 2018, utilizando el método retrospectivo modificado, el cual permite ajustar dentro del patrimonio, a la fecha de aplicación inicial, los impactos calculados sin que se requiera ajustar los años comparativos. Su adopción no tuvo un efecto material en los importes reconocidos en el estado de situación financiera y en los estados de resultados y resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo en periodos anteriores; sin embargo, requirió la implementación de nuevos controles internos, cambios en procedimientos y políticas contables para permitir la documentación sobre la adopción del estándar y su futura aplicación.
  El proceso desarrollado consideró las soluciones prácticas establecidas en la norma para determinar los contratos a analizar, los componentes de financiación significativos y costos incrementales de obtener un contrato con un cliente.
  Durante el proceso de implementación de la NIIF 15 se evaluaron las fuentes de ingresos ordinarios, considerando la identificación de contratos con clientes, las obligaciones de desempeño, la determinación de precios de transacción, la asociación de precios con obligaciones de desempeño y el reconocimiento de ingresos cuando se satisfacen dichas obligaciones. El análisis incluyó los siguientes aspectos por segmento:

Exploración y producción *(Upstream)*: Ingresos asociados a la venta de petróleo crudo y de gas natural. Los principales aspectos evaluados son acuerdos con socios en operaciones conjuntas, contratos a largo plazo, desbalances, producción, regalías, rol de principal y agente, acuerdos de compra y venta, acuerdos *take or pay* y componentes variables de precio. No se identificaron impactos significativos para el reconocimiento, medición o presentación para este segmento.

Dentro del análisis se revisó si el socio operador en una operación conjunta puede tener un contrato con otro socio no operador para comercializar y vender el producto que no es del operador a un tercero. El análisis incluyó si alguna de las partes actúa como principal o agente en el acuerdo. El operador evalúa si registra los ingresos brutos en función de la producción total o los ingresos netos en función de su interés neto de explotación. El no operador avalúa el momento del reconocimiento de ingresos. Ecopetrol no mantiene acuerdos significativos con socios no operadores en los cuales asuma el rol de agente.

Refinación, petroquímicos y biocombustibles *(Downstream)*: referente a refinamiento del petróleo crudo, procesamiento/purificación del gas natural y producción de petroquímicos y biocombustibles. Los principales aspectos evaluados son contratos de largo plazo, componentes variables de precio, acuerdos no monetarios, descuentos, componentes de financiación y entregas en malla de refinería. No se identificaron impactos significativos para el reconocimiento, medición o presentación para este segmento.

Para cada uno de los segmentos, el ingreso es reconocido cuando los bienes o los servicios han sido entregados a los clientes en los puntos de entrega establecidos (momento en que se satisface la obligación de desempeño), en los cuales se realiza la transferencia de la propiedad y los riesgos asociados a los productos y han sido aceptados por los clientes.

Respecto a la estructura de agente y principal, como parte del proceso de operación de venta de productos o servicios Ecopetrol entra en contratos para adquirir, en nombre del cliente, otros productos o prestar servicios. Bajo estos contratos, la Compañía es considerada como el principal responsable para satisfacer la obligación especifica. En algunos casos no se mantiene un riesgo del inventario antes o después de haber vendido el bien o prestado el servicio. La Compañía ha evaluado el impacto en el reconocimiento en ambos casos y determinó que no hay efectos significativos frente al nuevo marco de adopción.

Como resultado del análisis de los segmentos, se definió que: a) para los principales contratos con varias obligaciones de desempeño, se concluyó que estas son interdependientes; por lo tanto, los precios asignados no son independientes y no fue requerido la aplicación de una metodología de asignación de precios; b) la Compañía actúa como principal en sus transacciones controlando los bienes antes de transferirlos al cliente; c) la Compañía reconoce las consideraciones variables en los precios de transacción a menos que no puedan ser medidas fiablemente, en cuyo caso el reconocimiento se aplaza hasta resolver la incertidumbre; d) el método del producto es el utilizado por la Compañía para reconocer el ingreso proveniente de contratos a largo

plazo con entregas parciales de bienes; e) no se identificaron impactos asociados a costos de contratos al ser reconocidos contablemente en el período contable y no es requerida su capitalización; y, f) los acuerdos no monetarios se encuentran reconocidos a valor razonable.

- NIIF 16 "Arrendamientos" suministra un nuevo modelo para la contabilidad del arrendatario, según el cual, todos los arrendamientos, diferentes a los de corto plazo y de menor cuantía, serán reconocidos en el balance, como un activo (derecho de uso) y un pasivo (arrendamiento financiero) y en los resultados, la respectiva amortización del derecho de uso durante el plazo del arrendamiento. La NIIF 16 será efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, con posibilidades limitadas de implementación anticipada. La NIIF 16 sustituye la actual NIC 17 "Arrendamientos" y la CINIIF 4 "Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento".

  La NIIF 16 "Arrendamientos" contiene un nuevo modelo para la identificación de contratos de arrendamiento y su tratamiento en los estados financieros para arrendatarios. Las compañías de petróleo y gas podrían reconocer más activos y pasivos, derivados principalmente del alquiler de equipos de construcción y oficinas. El nuevo estándar no trae mayores cambios en el reconocimiento, medición y revelación para los arrendadores.

  Ecopetrol ha completado su evaluación inicial y continuará realizando un análisis más detallado del impacto potencial en los Estados Financieros de la adopción de la NIIF 16 y no espera adoptarla de manera anticipada.

- Modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28: Venta o contribución de activos entre un inversor y su asociado o empresa conjunta.

  Las enmiendas abordan el conflicto entre la NIIF 10 y la NIC 28 cuando se trata de la pérdida de control de una subsidiaria que se vende o contribuye a una asociada o negocio conjunto. Las modificaciones aclaran que la ganancia o pérdida resultante de la venta o contribución de activos que constituye el negocio, tal como se define en la NIIF 3, entre un inversor y su asociada o negocio conjunto, se reconoce en su totalidad. Sin embargo, cualquier ganancia o pérdida que resulte de la venta o contribución de activos que no constituyan negocio se reconoce solamente hasta la extensión de los intereses de los inversores no relacionados con la asociada o negocio conjunto. El IASB ha diferido la fecha de entrada en vigencia de estas modificaciones indefinidamente, pero una entidad que las adopte anticipadamente debe aplicarlas prospectivamente.

- Mejoras anuales a las Normas NIIF Ciclo 2014-2016: Realiza modificaciones a los siguientes estándares:

  - **NIIF 12:** Aclara el alcance de la norma especificando que los requisitos de revelación en la norma, excepto los que figuran en los párrafos B10 a B16, se aplican a los intereses de una entidad enumerados en el párrafo 5 (subsidiarias, acuerdos conjuntos, asociadas y entidades estructuradas no consolidadas) que se clasifican como mantenidos para la venta o clasificados como operaciones discontinuadas de acuerdo con la NIIF 5.

- **CINIIF 22 Transacciones en moneda extranjera y consideración anticipada:** La interpretación aborda transacciones en moneda extranjera donde:

    - Hay una consideración que está denominada en moneda extranjera;
    - La entidad reconoce un activo por pago anticipado o un pasivo por impuesto diferido con respecto a esa contraprestación, antes del reconocimiento del activo, gasto o ingreso relacionado; y
    - El activo por dicho anticipo o el pasivo por impuesto diferido no es monetario.

    El Comité de Interpretaciones llegó a la siguiente conclusión:

    - La fecha de la transacción, con el fin de determinar el tipo de cambio, es la fecha del reconocimiento inicial del anticipo no monetario o del pasivo por impuesto diferido.
    - Si hay varios pagos recibidos por anticipado, se establece una fecha de transacción para cada pago.

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

El detalle del efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de diciembre comprendía:

	2017	2016
Bancos y corporaciones	2,450,701	564,425
Inversiones financieras de corto plazo	1,904,957	4,794,416
Caja	1,337	824
	4,356,995	**5,359,665**

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 rentabilidad acumulada de los bancos y corporaciones en pesos colombianos y dólares fue de 6.4% (2016 - 8.1%) y 1.0% (2016 – 0.5%), respectivamente. Igualmente, para las inversiones financieras de corto plazo en pesos colombianos y dólares, la rentabilidad fue de 6.1% (2016 – 7.1%) y 1.1% (2016 - 0.6%), respectivamente.

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con el efectivo y equivalentes:

CALIFICACIÓN	2017	2016
AAA	1,397,373	3,198,394
BRC1+	1,152,593	-
F1+	884,827	501,793
A1	783,139	1,463,520
Aa3	99,029	-
Aa2	27,868	-
F1	-	128,781
Sin calificación disponible	12,166	67,177
	4,356,995	**5,359,665**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.2.

7. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR, NETO

El detalle de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto de provisiones al 31 de diciembre comprendía:

	2017	2016
Corriente		
Clientes		
Exterior	1,294,220	820,527
Nacionales	878,048	701,719
Entes relacionados (Nota 30)	1,918,862	1,897,854
Fondo de estabilización de precios (1)	1,911,056	913,876
Cuentas por cobrar a empleados (2)	25,017	33,977
Servicios industriales	7,678	48,226
Deudores varios	122,715	203,387
	6,157,596	**4,619,566**
No corriente		
Entes relacionados (Nota 30) (3)	154,810	2,610,341
Cuentas por cobrar a empleados (2)	465,961	400,211
Fondo de estabilización de precios (1)	77,510	77,510
Deudores varios	-	743
	698,281	**3,088,805**

(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 de la Compañía para los meses pendientes de pago.

(2) Ecopetrol otorgó la administración, manejo y control de los préstamos a empleados a Cavipetrol, quien controla el detalle por trabajador de dichos préstamos y sus respectivas condiciones.

(3) La disminución se generó debido a que el 13 de diciembre de 2017 Ecopetrol capitalizó a su inversión en Refinería de Cartagena S.A., el crédito subordinado otorgado a dicha compañía en el año 2010. El valor de esta capitalización fue de COP$1,522,761. Ver detalle en Nota 14 – Inversiones en compañías.

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar se aproxima a su valor razonable.

8. INVENTARIOS, NETO

El detalle de inventarios, neto de provisiones al 31 de diciembre comprendía:

	2017	2016
Crudo	1,600,818	1,331,674
Combustibles y petroquímicos	965,265	732,952
Materiales para producción de bienes	665,636	525,158
	3,231,719	**2,589,784**

La siguiente tabla muestra los movimientos de la provisión de inventarios:

	2017	2016
Saldo inicial	**63,172**	**75,068**
(Recuperaciones) adiciones, neto	(5,232)	15,746
Utilizaciones	(8,509)	(27,642)
Saldo final	**49,431**	**63,172**

9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

El detalle de otros activos financieros al 31 de diciembre comprendía:

	2017	2016
Activos medidos a valor razonable con cambio a resultados		
Portafolio de inversiones - Moneda nacional	3,309,422	2,519,229
Portafolio de inversiones - Moneda extranjera	2,660,152	3,565,254
Inversiones en títulos de compañías del grupo (1) (Nota 30)	2,276,481	3,748,005
	8,246,055	**9,832,488**
Activos medidos a costo amortizado	3,636	4,153
	8,249,691	**9,836,641**
Corriente	5,196,145	8,829,846
No coriente	3,053,546	1,006,795
	8,249,691	**9,836,641**

(1) Corresponde a recursos invertidos por Ecopetrol en títulos en dólares de la compañía vinculada Ecopetrol Capital AG.
La rentabilidad promedio del portafolio de inversiones en pesos colombianos y dólares fue de 7. 4% (2016 - 8.1%) y 1.2% (2016 – 0.8%), respectivamente.
La medición a valor razonable es reconocida contra el Resultado Financiero (Nota 28).

9.1 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 ningún recurso del portafolio de inversiones se encontraba restringido.

El 6 de noviembre de 2016, a través de los Ministerios de Minas y Energía y Hacienda y Crédito Público, se confirmó la terminación de la condición de secuestre de Ecopetrol en el proceso de nulidad y restablecimiento de derechos contra los Comuneros de Santiago de las Atalayas. Como resultado de lo anterior, los recursos relacionados con este caso le pertenecen a Ecopetrol (ver Nota 22.4 - Provisiones comuneros, para mayor información).

9.2 Vencimientos

Los siguientes son los vencimientos de los otros activos financieros al 31 de diciembre:

	2017	2016
< 1 año	5,196,145	8,829,846
1 - 2 años	1,254,331	699,945
2 - 5 años	1,639,070	271,482
> 5 años	160,145	35,368
	8,249,691	**9,836,641**

9.3 Valor razonable

La clasificación de los otros activos financieros registrados a valor razonable al 31 de diciembre es la siguiente:

	2017	2016
Nivel 1	295,162	24,985
Nivel 2	7,950,893	9,807,503
	8,246,055	**9,832,488**

No se presentaron transferencias entre niveles de jerarquía durante los periodos.

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.

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:

CALIFICACIÓN	2017	2016
AAA	2,983,493	1,392,129
F1	2,276,481	-
A-1	1,135,561	3,053,807
AA+	830,638	50,192
BBB-	317,841	-
A	300,179	-
AA-	226,095	3,036
A+	175,767	-
F2	-	3,748,005
F1+	-	1,585,319
	8,246,055	**9,832,488**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.2.

10. IMPUESTOS

10.1 Activos y pasivos por impuestos corrientes

El siguiente es el detalle de activos y pasivos por impuestos corrientes al 31 de diciembre:

	2017	2016
Activos por impuestos corrientes		
Saldo a favor en impuestos (1)	221,628	498,942
Otros impuestos	177,430	161,876
Nacionales	**399,058**	**660,818**
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (2)	231,177	95,436
Impuesto de industria y comercio	136,766	131,243
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	81,337	270,417
Impuesto al carbono	40,099	-
Otros impuestos (3)	50,405	89,330
	539,784	**586,426**

(1) Incluye principalmente saldos a favor por concepto de impuesto al valor agregado (IVA).
(2) La principal variación corresponde al aumento en la utilidad antes de impuestos, la disminución en la recuperación de impairments y provisiones y el efecto por la implementación de la reforma tributaria en partidas como la diferencia en cambio.
(3) Incluye principalmente saldo por pagar del impuesto al valor agregado (IVA).

10.2 Impuesto a las ganancias

De conformidad con la Ley 1819/2016 (Reforma Tributaria) las disposiciones fiscales aplicables en Colombia para el año gravable 2017 y siguientes, son:

a) La tasa del impuesto sobre la renta es 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) La renta presuntiva se calcula multiplicando el patrimonio líquido del año inmediatamente anterior a la tarifa del 3.5%.

d) 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 Ley 1819 de 2016. Por otra parte, la amortización de las inversiones petrolíferas se hace con base en unidades técnicas de producción tal y como se hace contablemente.

e) Los gastos de adquisición de derechos de exploración, geología y geofísica, perforaciones exploratorias, etc., son capitalizables hasta que se determine la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer el recurso.

f) Las fluctuaciones de las partidas expresadas en moneda extranjera, solo tendrán efectos fiscales en el momento de la enajenación o abono en el caso de los activos, o liquidación o pago parcial en el caso de los pasivos.

g) 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.

Al 31 de diciembre de 2017 la Compañía no presenta excesos de renta presuntiva sobre renta ordinaria ni pérdidas fiscales por amortizar.

Por el período del 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2016, las rentas fiscales en Colombia, se gravaron a la tarifa del 25% a título de impuesto de renta y complementarios, 9% a título de impuesto sobre la renta para la equidad "CREE", exceptuando los contribuyentes que por expresa disposición manejen tarifas especiales y al 10% las rentas provenientes de ganancia ocasional. Las compañías ubicadas en zona franca tributan a una tarifa del 15%, y las que no generan renta líquida o la renta líquida es inferior a la renta presuntiva declaran sobre renta presuntiva a una tarifa del 3% sobre el patrimonio.

El 23 de diciembre de 2014, mediante la Ley 1739, se estableció una sobretasa al impuesto sobre la renta para la equidad – CREE para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la cual es responsabilidad de los sujetos pasivos de este tributo y aplicará a una base gravable superior a COP$ 800 millones, a las tarifas de 5%, 6%, 8% y 9% por año, respectivamente.

De conformidad con el artículo 290 de la Ley 1819 de 2016, los excesos de renta presuntiva y de excesos de base mínima generados antes de 2017 en el impuesto sobre la renta y el CREE que no hayan sido compensadas, están sujetas 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

Las declaraciones de impuestos de 2014, 2015 y 2016 se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias; en el evento que ello ocurra la Compañía no espera diferencias significativas que impliquen la modificación del impuesto liquidado, ni de la imposición de sanciones que conlleven el reconocimiento de contingencias en los estados financieros.

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 de la fecha de su presentación, cuando estas hayan sido presentadas de forma extemporánea. En el caso de Ecopetrol, por estar sujeto al cumplimiento de las reglas de precios de transferencia, el término de firmeza será de 6 años.

Respecto de aquellas declaraciones en las cuales se presenten saldos a favor, el término de firmeza será de 3 años, desde la fecha de la presentación de la solicitud de devolución o compensación.

Gasto por impuesto a las ganancias

El siguiente es un detalle del impuesto a las ganancias reconocido en el resultado por los años terminados al 31 de diciembre:

	2017	2016
Impuesto de renta		
Corriente	2,238,159	1,528,320
Ejercicios anteriores	(243,490)	199,289
	1,994,669	**1,727,609**
Impuesto diferido		
Corriente	368,134	305,708
Ejercicios anteriores	348,712	(51,758)
	716,846	**253,950**
	2,711,515	**1,981,559**

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 a la Compañía en Colombia es la siguiente:

	2017	2016
Utilidad antes de impuesto	9,331,927	3,546,268
Tasa de renta nominal	40%	40%
Impuesto de renta a tasa nominal	**3,732,771**	**1,418,507**
Ajustes para el cálculo de la tasa efectiva:		
Método de participación en compañías	(1,224,305)	56,514
Efecto por impuesto de renta y sobretasa 2018 y siguientes 3%	(101,580)	38,880
Deducciones fiscales	(12,565)	(59,668)
Ingresos no gravados	(2,918)	(37,033)
Gastos no deducibles	85,445	257,002
Gasto de renta años anteriores	105,221	147,531
Impuesto a la riqueza	58,867	147,538
Aplicación tarifa ganancia ocasional	10,733	8,556
Otros	59,846	3,732
Impuesto a las ganancias calculado	**2,711,515**	**1,981,559**
Corriente	1,994,669	1,727,609
Diferido	716,846	253,950
	2,711,515	**1,981,559**

La tasa efectiva de tributación al 31 de diciembre de 2017 calculada antes de impuestos y de la participación en las utilidades de compañías del grupo, asociadas y negocios conjuntos es de 43.2%. La variación frente a la misma tasa calculada con corte al 31 de diciembre de 2017 (52.7%) se debe principalmente al incremento en la renta líquida y la disminución en los gastos no deducibles tales como el impuesto a la riqueza. Adicionalmente en el 2017 se consideraron como deducibles los gastos por apoyo a las fuerzas militares, los impuestos efectivamente pagados y el 100% del gravamen a los movimientos financieros, los cuales para 2016 no fueron gastos deducibles.

Las declaraciones de impuesto de renta y complementarios y CREE de los años gravables 2014, 2015 y 2016, se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias. La administración de la Compañía 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

El siguiente es el detalle del saldo impuesto sobre las ganancias diferido al 31 de diciembre:

	2017	2016
Activo por impuesto diferido	4,424,620	4,292,770
Pasivo por impuesto diferido	(1,716,380)	(1,295,962)
Impuesto diferido a las ganancias, neto	**2,708,240**	**2,996,808**

El detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos al 31 de diciembre, es el siguiente:

	2017	2016
Impuesto diferido activo		
Provisiones (1)	1,705,209	1,694,428
Beneficios a empleados (2)	1,373,560	656,996
Propiedades, planta y equipo (3)	949,906	1,456,259
Cuentas por pagar	161,560	160,560
Inventarios	115,920	56,991
Préstamos por pagar	47,057	151,047
Cuentas por cobrar	65,971	111,258
Activos intangibles	5,437	4,996
Inversiones e instrumentos derivados	-	235
	4,424,620	**4,292,770**

	2017	2016
Impuesto diferido pasivo		
Inversiones petrolíferas (3)	1,231,634	970,583
Goodwill (4)	313,296	229,227
Inversiones e instrumentos derivados	39,484	-
Cargos diferidos	66,664	62,030
Otros activos	65,302	34,122
	1,716,380	**1,295,962**

(1) La partida más representativa corresponde a la provisión de abandono de pozos.
(2) Cálculos actuariales por salud, pensiones de jubilación, educación, bonos pensionales y otros beneficios a empleados a largo plazo.
(3) Para propósitos fiscales, los recursos naturales y del medio ambiente y la propiedad, planta y equipo tienen una vida útil específica. Bajo NCIF, la vida útil es determinada por un análisis técnico. Esta diferencia se traduce en una base de depreciación diferente para efectos contables y fiscales.
(4) De acuerdo con la ley tributaria en Colombia los intangibles y el goodwill fueron amortizables para los periodos objeto de reporte, mientras que bajo NCIF no son amortizados pero si están sujetos a pruebas de impairment, diferencia que genera como resultado un impuesto diferido pasivo.

El siguiente es el detalle del impuesto diferido por los años terminados al 31 de diciembre:

ACTIVO:

	Propiedad, planta y equipo	Pasivos estimados	Beneficios a empleados	Cuentas por pagar	Préstamos y financiaciones	Otros	TOTAL
Al 31 de diciembre de 2015	**2,409,421**	**1,689,324**	**-**	**726,256**	**-**	**53,707**	**4,878,708**
Gasto del periodo	(951,907)	5,105	40,299	(565,696)	602,742	119,772	(749,685)
Otros resultados integrales	(1,212)	-	616,698	-	(451,695)	-	163,791
Otros	(43)	(1)	(1)	-	-	1	(44)
Al 31 de diciembre de 2016	**1,456,259**	**1,694,428**	**656,996**	**160,560**	**151,047**	**173,480**	**4,292,770**
Gasto del periodo	(502,788)	21,157	(45,905)	1,000	214,154	13,848	(298,534)
Otros resultados integrales	1,212	-	762,469	-	(318,144)	-	445,537
Otros	(4,777)	(10,376)	-	-	-	-	(15,153)
Al 31 de diciembre de 2017	**949,906**	**1,705,209**	**1,373,560**	**161,560**	**47,057**	**187,328**	**4,424,620**

PASIVO:

	Cargos diferidos	Inversiones en compañías	Otros activos	Recursos naturales	Préstamos y financiaciones	Otros	TOTAL
Al 31 de diciembre de 2015	**-**	**113,403**	**2,386**	**1,078,777**	**484,217**	**112,561**	**1,791,344**
Gasto del periodo	62,030	115,824	31,736	(108,547)	(484,217)	(112,561)	(495,735)
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	353	-	-	353
Al 31 de diciembre de 2016	**62,030**	**229,227**	**34,122**	**970,583**	**-**	**-**	**1,295,962**
Gasto del periodo	4,634	84,069	31,180	258,946	-	39,484	418,313
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	2,105	-	-	2,105
Al 31 de diciembre de 2017	**66,664**	**313,296**	**65,302**	**1,231,634**	**-**	**39,484**	**1,716,380**

La Compañía 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.

Los movimientos del impuesto diferido activo y pasivo a las ganancias por los años terminados el 31 de diciembre es el siguiente:

	2017	2016
Saldo inicial	2,996,808	3,087,364
Reconocido en el resultado del periodo	(716,846)	(253,950)
Reconocido otros resultados integrales (a)	445,537	163,790
Cuentas por cobrar	(17,259)	(396)
Saldo final	**2,708,240**	**2,996,808**

(a) La siguiente es la composición del impuesto a las ganancias registrado contra otros resultados integrales:

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017	BASE	IMPUESTO DIFERIDO	TOTAL
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	2,310,513	(762,469)	1,548,044
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	(581,334)	289,578	(291,756)
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(86,563)	28,566	(57,997)
Otros	13,028	(1,212)	11,816
	1,655,644	**(445,537)**	**1,210,107**

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016	BASE	IMPUESTO DIFERIDO	TOTAL
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	1,770,139	(616,697)	1,153,442
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	(1,518,841)	528,358	(990,483)
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	231,879	(76,520)	155,359
Otros	11,762	1,069	12,831
	494,939	**(163,790)**	**331,149**

Impuestos diferidos activos no reconocidos

Al 31 de diciembre de 2017, 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 (COP$4.8 billones), 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 2017 y 2016.

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%.

Para personas naturales residentes fiscales en Colombia, la retención sobre dividendos tendrá una tarifa máxima del 10% que recaerá sobre los dividendos no gravados y del 35% respecto de los dividendos distribuidos como gravados.

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 2016 y su correspondiente documentación comprobatoria.

Por el año gravable 2017, 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 2017, que impliquen modificaciones en la provisión de renta del año gravable 2017.

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.

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 COP$1,000 millones. 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 2017, el impuesto a la riqueza a cargo de Ecopetrol asciende a COP$ 147,168, el cual se reconoció como gasto del ejercicio en el primer trimestre y para el cierre del periodo informado se ha pagado en su totalidad.

11. INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO MEDIDOS A VALOR RAZONABLE

Al 31 de diciembre de 2016, se incluyen principalmente las acciones que Ecopetrol poseía en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., las cuales hacían parte del programa de enajenación de la participación accionaria, autorizado por parte del Gobierno Nacional mediante el Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014. Durante el año 2017 Ecopetrol finalizó dicho programa realizando las siguientes operaciones:

- El 29 de septiembre de 2017, se llevó a cabo la enajenación de 10,999,163 acciones a un precio de COP$2,000 por acción. El monto de la operación fue de COP$21,998.

- El 19 de octubre de 2017 culminó el Programa de Enajenación, adjudicando las 17,465,872 acciones restantes a un precio de COP$2,000 por acción. El monto de la operación fue de COP$34,932.

El movimiento de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable al 31 de diciembre es el siguiente:

	2017	2016
Saldo inicial	**51,610**	**913,488**
Ajuste al valor razonable	(7,828)	126,205
Producto de la venta de acciones	(56,930)	(966,715)
Utilidad (pérdida) en la venta de acciones	13,237	(21,368)
Traslados	(89)	-
Saldo final	**-**	**51,610**

12. OTROS ACTIVOS

El saldo de otros activos al 31 de diciembre comprendía:

	2017	2016
Corriente		
Asociados en operaciones conjuntas (1)	507,788	716,372
Entes relacionados (Nota 30)	120,583	72,622
Depósitos judiciales y embargos	69,425	-
Gastos pagados por anticipado	38,388	56,495
Anticipos y avances	41,224	35,315
	777,408	**880,804**
No corriente		
Fondo de abandono y pensiones (2)	285,092	278,361
Beneficios a empleados	202,012	187,969
Entes relacionados (Nota 30)	196,310	198,820
Depósitos judiciales y embargos	39,916	137,316
Depósitos entregados en administración	27,674	82,792
Anticipos y avances	54,101	43,096
Otros activos	683	1,473
	805,788	**929,827**

(1) Corresponde al valor neto de los anticipos y legalizaciones generados en relación con las operaciones realizadas con socios a través de los contratos de Exploración y Producción (E&P), Evaluación Técnica (TEA), contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), así como a través de contratos de asociación y otro tipo de contratos.

(2) 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.

13. ACTIVOS MANTENIDOS PARA LA VENTA Y SUS PASIVOS ASOCIADOS

Al 31 de diciembre de 2017 corresponde a inventarios de materiales y propiedades, planta y equipo mantenidos para la venta por COP$22,869.

Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía clasificó COP$29,611 como activos mantenidos para la venta y sus pasivos asociados por COP$40,128, correspondientes principalmente a activos de propiedad, planta y equipo e inversiones petrolíferas de los campos petroleros Sogamoso, Río Zulia, Río de Oro y Puerto Barco, Santana, Nancy Maxine Burdine y Valdivia Almagro, adjudicados mediante subasta ofrecida en noviembre del 2016. Durante el segundo y tercer trimestre de 2017, Ecopetrol obtuvo la aprobación de la cesión de los derechos de las áreas mencionadas, por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, quedando formalizada la transferencia de los activos y la venta respectiva. De esta forma, estas operaciones generaron una utilidad neta de COP$168,726 (incluye abandono de instalaciones por COP$40,128).

Los activos mantenidos para la venta no generaron ingresos ni costos por si solos.

14. INVERSIONES EN COMPAÑÍAS

El detalle de las participaciones en compañías subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos puede verse en el Anexo 1.

14.1 Composición y movimientos

El saldo de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, valorados por el método de participación, al 31 de diciembre comprendía:

	2017	2016
Subsidiarias		
CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	14,643,118	11,568,789
Refinería de Cartagena S.A. (1)	13,083,576	3,171,151
Andean Chemical Limited	5,610,852	5,602,866
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	2,991,016	2,663,106
Hocol Petroleum Limited	2,875,198	2,950,730
Ecopetrol Capital AG	1,241,628	1,100,136
Propilco S.A. (2)	865,323	789,031
Black Gold Re Limited	607,199	581,901
Ecopetrol Global Capital	20	31
	41,917,930	**28,427,741**
(-) Impairment Hocol Petroleum Limited	(537,598)	(537,598)
Asociadas		
Invercolsa S.A.	223,963	243,156
	223,963	**243,156**
Negocios conjuntos		
Equion Energía Limited	1,106,796	1,267,653
Offshore International Group	845,325	937,938
Ecodiesel Colombia S.A.	38,383	39,525
	1,990,504	**2,245,116**
Menos impairment:	(345,757)	(364,906)
Equion Energía Limited	(539,465)	(577,053)
Offshore International Group	**1,105,282**	**1,303,157**
	42,709,577	**29,436,456**

(1) El 13 de diciembre de 2017, Ecopetrol capitalizó Refinería de Cartagena S.A., efectuando las siguientes transacciones:

- **Asunción voluntaria de deuda:** Ecopetrol y Refinería de Cartagena S.A. (Reficar) obtuvieron autorizaciones del Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante las Resoluciones No. 4095 del 5 de diciembre de 2017 y 4112 del 7 de diciembre de 2017, para que Ecopetrol, en calidad de sponsor, asumiera voluntariamente los créditos que Reficar obtuvo en 2011 con distintas agencias de comercio (ECAs) y la banca internacional para la ampliación de la refinería. Los créditos fueron asumidos en las mismas condiciones financieras de monto, plazo y tasa de interés que aplicaban a Reficar. Dicho mecanismo utilizado de asunción voluntaria de la deuda fue estipulado desde el momento inicial en el que Reficar estructuró los créditos (2011). El valor total de la operación fue de COP$7,864,382 (USD$2,596 millones).

- **Contrato de empréstito:** Durante los años 2010 y 2011 Reficar recibió desembolsos por COP$1,109,626 del contrato de empréstito firmado en el año 2010 con Ecopetrol. El plazo de este crédito era de 20 años, con una tasa de interés equivalente al DTF+3.06% y estaba subordinado al pago de las obligaciones financieras ya adquiridas con la banca internacional. Ecopetrol capitalizó este crédito por valor de COP$1,522,761, incluidos los intereses causados hasta la fecha.

Como resultado de las operaciones mencionadas, el valor de esta capitalización fue de COP$9,338,833 y por tanto la participación directa de Ecopetrol en Reficar pasó de 46.58% a 75.96%.

(2) En el año 2016, la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó el inicio del proceso de enajenación de su participación accionaria en la sociedad Polipropileno del Caribe S.A. – Propilco S.A. con el fin de obtener recursos para fortalecer los negocios de exploración y producción. El 13 de junio de 2016 y como parte de los trámites requeridos por la Ley 226 de 1995, el Consejo de Ministros emitió Concepto Favorable al Programa de Enajenación de la participación accionaria que tiene Ecopetrol directa e indirectamente en Polipropileno del Caribe - Propilco S.A., acogiendo la recomendación de la Junta Directiva de Ecopetrol.

Al 31 de diciembre de 2017, dentro de los aspectos analizados por Ecopetrol para el desarrollo de su estrategia corporativa para el año 2020, la Junta Directiva decidió aplazar la venta de su subordinada Polipropileno del Caribe S.A – Propilco S.A.

El siguiente es el movimiento de las inversiones en compañías:

	COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS	ASOCIADAS	NEGOCIOS CONJUNTOS	TOTAL
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**27,890,143**	**243,156**	**1,303,157**	**29,436,456**
Capitalizaciones monetarias (1)	1,303,375	-	-	1,303,375
Capitalizaciones no monetarias (2)	9,727,802	-	-	9,727,802
Método de participación reconocido en:				
Resultado del periodo	3,032,711	41,931	(13,879)	3,060,763
Patrimonio	(216,117)	-	(15,899)	(232,016)
Dividendos decretados	(357,582)	(61,124)	(224,835)	(643,541)
Impairment	-	-	56,738	56,738
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**41,380,332**	**223,963**	**1,105,282**	**42,709,577**

(1) Principalmente a Andean Chemicals Limited, Ecopetrol Global Energy S.L.U., Hocol Petroleum Ltd y Refinería de Cartagena
(2) Incluye capitalización a Reficar por COP$9,338,833 mencionada arriba, y otras Cenit y Hocol Petroleum Ltd.

	COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS	ASOCIADAS	NEGOCIOS CONJUNTOS	TOTAL
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**31,330,043**	**61,503**	**1,862,418**	**33,253,964**
Capitalizaciones (1)	2,618,425	-	-	2,618,425
Método de participación reconocido en:				
Resultado del periodo	(133,166)	49,893	(58,010)	(141,283)
Patrimonio	(1,048,876)	173,810	(64,852)	(939,918)
Dividendos decretados	(4,886,818)	(42,050)	(384,787)	(5,313,655)
Impairment (2)	-	-	(41,077)	(41,077)
Traslados	10,535	-	(10,535)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**27,890,143**	**243,156**	**1,303,157**	**29,436,456**

(1) Capitalizaciones recurrentes que corresponden principalmente a las inversiones en Andean Chemicals Limited, Refinería de Cartagena S.A., Cenit y Ecopetrol Global Energy.
(2) La información relacionada con impairment se encuentra en la Nota 18 – Impairment de activos a largo plazo.

Otros movimientos:

- El 20 de junio de 2017, Ecopetrol, a través de su filial Ecopetrol Global Energy, fue declarado licitante ganador para dos bloques en las cuencas del sureste, junto a Petronas y Pemex, en el marco de la licitación CNH-R02-L01/2016 de la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México, para la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en 15 áreas en aguas someras mexicanas.

  Como resultado de la mencionada adjudicación, la Junta Directiva de la Compañía aprobó la constitución de una subsidiaria en México. Los accionistas de la nueva subsidiaria son las filiales Ecopetrol Global Energy SLU, con una participación del 99% y Ecopetrol América Inc., con un 1%.

- La Junta Directiva de Ecopetrol en su sesión del 18 de agosto de 2017, como parte del proceso de revisión de la estructura societaria del Grupo Empresarial, autorizó proceder conforme a la ley aplicable, liquidar las siguientes sociedades:

    - Ecopetrol Global Capital S.L.U. domiciliada en Madrid, España, de la cual Ecopetrol posee el 100% de participación accionaria.

    - ECP Oil and Gas Germany, sociedad domiciliada en Frankfurt (Alemania), en la cual Ecopetrol posee indirectamente el 100% de la participación accionaria a través de su filial española Ecopetrol Global Energy S.L.U. Dicha liquidación se materializará una vez culmine el proceso de cancelación del registro de la sucursal en Angola, teniendo en cuenta que ya finalizó el proceso de retiro de los bloques exploratorios 38/11 y 39/11 en dicho país.

14.2 Restricciones sobre inversiones

La propiedad de un número de acciones que posee Ecopetrol en Invercolsa S.A. ha sido objeto de una disputa legal con otro accionista de dicha compañía. Los tribunales decidieron a favor de Ecopetrol hasta el fallo de 2011, en el cual se determinó que 324 millones de acciones, equivalentes al 11.58% del capital social de Invercolsa, debían ser devueltas a Ecopetrol. Como resultado, el porcentaje de participación en dicha compañía es el 43.35%. Los dividendos pagados en relación con las acciones devueltas a Ecopetrol también están sujetos a controversia, así como la propiedad de las acciones que representan el 8.53% de Invercolsa. Al 31 de diciembre de 2017, la liquidación de estos reclamos continúa pendiente.

14.3 Información adicional sobre compañías asociadas y negocios conjuntos

El detalle de activos, pasivos y resultados de las dos principales inversiones en asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre es el siguiente:

	2017		2016	
	EQUION ENERGÍA LIMITED	OFFSHORE INTERNATIONAL GROUP	EQUION ENERGÍA LIMITED	OFFSHORE INTERNATIONAL GROUP
Estado de situación financiera				
Activo corriente	909,927	289,618	712,078	317,700
Activo no corriente	1,027,986	1,568,395	1,549,667	1,693,947
Total activo	**1,937,913**	**1,858,013**	**2,261,745**	**2,011,647**
Pasivo corriente	430,130	192,513	417,203	147,090
Pasivo no corriente	74,247	657,746	95,600	
Total pasivo	**504,377**	**850,259**	**512,803**	**818,667**
Patrimonio	**1,433,536**	**1,007,754**	**1,748,942**	**1,192,980**
Otra información complementaria				
Efectivo y equivalentes de efectivo	170,618	32,490	300,689	22,224
Pasivos financieros corrientes	336,352	97,960	328,497	21,408
Pasivos financieros no corrientes	2,921	214,259	309	356,353

	2017		2016	
	EQUION ENERGÍA LIMITED	OFFSHORE INTERNATIONAL GROUP	EQUION ENERGÍA LIMITED	OFFSHORE INTERNATIONAL GROUP
Estado de resultados integrales				
Ingresos de actividades ordinarias	1,213,692	393,210	1,204,301	379,811
Costos	(793,999)	(508,461)	(969,318)	(502,107)
Gastos de administración y otros	12,189	(103,340)	(44,810)	(221,238)
Resultado financiero	2,373	(20,264)	24,626	(12,010)
Impuesto de renta	(299,659)	60,575	(109,127)	107,507
Resultado del ejercicio	**134,596**	**(178,280)**	**105,672**	**(248,037)**
Otros resultados integrales	**976,371**	**-**	**1,000,736**	**-**
Otra información complementaria				
Dividendos pagados a Ecopetrol	217,075	-	375,035	-
Depreciación y amortización	557,970	232,953	678,488	228,250

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:

	2017		2016	
	EQUION ENERGÍA LIMITED	OFFSHORE INTERNATIONAL GROUP	EQUION ENERGÍA LIMITED	OFFSHORE INTERNATIONAL GROUP
Patrimonio de la compañía	**1,433,536**	**1,007,754**	**1,748,942**	**1,192,980**
% Participación de Ecopetrol	51%	50%	51%	50%
Participación en patrimonio	731,103	503,877	891,960	596,490
Mayor valor de la inversión	29,936	-	10,787	-
Impairment	-	(198,017)	-	(235,606)
Valor en libros de la inversión	**761,039**	**305,860**	**902,747**	**360,884**

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

El movimiento de propiedades, planta y equipo por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 con sus correspondientes depreciaciones e impairment, es el siguiente:

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Proyectos en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	TOTAL
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**15,030,624**	**8,531,082**	**3,845,914**	**4,408,564**	**2,167,480**	**1,896,054**	**35,879,718**
Adquisiciones/capitalizaciones	497,479	433,798	108,861	88,883	13,148	126,851	1,269,020
Disminución costos de abandono	(12,341)	-	-	-	-	-	(12,341)
Intereses financieros capitalizados	38,847	33,875	8,501	6,941	1,027	9,906	99,097
Diferencia en cambio capitalizada sobre préstamos	2,636	2,299	577	471	70	672	6,725
Bajas por retiro o venta	(48,090)	(16,903)	(231)	(992)	(23)	(6,865)	(73,104)
Traslados (2)	(1,329,860)	1,290,072	(20,787)	5,583	(58,875)	(298,417)	(412,284)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**14,179,295**	**10,274,223**	**3,942,835**	**4,509,450**	**2,122,827**	**1,728,201**	**36,756,831**
Depreciación acumulada y pérdida por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**(7,641,158)**	**(4,736,850)**	**(262,597)**	**(1,578,950)**	**(26,852)**	**(357,221)**	**(14,603,628)**
Depreciación del periodo	(991,048)	(725,662)	-	(285,447)	-	(64,931)	(2,067,088)
Pérdidas por impairment	(38,377)	(15,379)	(372,804)	(18,391)	(7,794)	(5,928)	(458,673)
Bajas por retiro o venta	41,282	13,196	-	76	-	5,298	59,852
Traslados (2)	1,383,930	(1,176,348)	81,981	(20,144)	(4,876)	9,179	273,722
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(7,245,371)**	**(6,641,043)**	**(553,420)**	**(1,902,856)**	**(39,522)**	**(413,603)**	**(16,795,815)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	7,389,466	3,794,232	3,583,317	2,829,614	2,140,628	1,538,833	21,276,090
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	**6,933,924**	**3,633,180**	**3,389,415**	**2,606,594**	**2,083,305**	**1,314,598**	**19,961,016**

(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 Yariguí, y en refinación por el proyecto modernización de Barrancabermeja.

(2) Corresponden principalmente a traslados a: a) inventarios de materiales de proyectos para uso en la operación, b) clasificación de la parte intangible de proyectos a recursos naturales y c) cuentas por cobrar por aportes a subsidiarias.

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Proyectos en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	TOTAL
Costo							
Saldo al 31 de diciembre del 2015	**13,994,074**	**7,759,329**	**4,781,477**	**4,046,903**	**2,095,629**	**2,218,111**	**34,895,523**
Adquisiciones/capitalizaciones	1,224,381	832,946	(1,102,762)	231,501	30,576	53,134	1,269,776
Disminución costos de abandono	(61,033)	-	-	-	-	-	(61,033)
Intereses financieros capitalizados	-	-	117,162	-	-	-	117,162
Diferencia en cambio capitalizada	-	-	8,639	-	-	-	8,639
Bajas por retiro o venta	(141,319)	(18,255)	-	(9,683)	719	(13,748)	(182,286)
Traslados (2)	14,521	(42,938)	41,398	139,843	40,556	(361,443)	(168,063)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	**15,030,624**	**8,531,082**	**3,845,914**	**4,408,564**	**2,167,480**	**1,896,054**	**35,879,718**
Depreciación acumulada y pérdida por impairment							
Saldo al 31 de diciembre del 2016	**(6,981,225)**	**(4,055,107)**	**-**	**(1,326,994)**	**(13,689)**	**(274,707)**	**(12,651,722)**
Depreciación del periodo	(944,711)	(753,673)	-	(286,029)	-	(55,316)	(2,039,729)
Recuperación (pérdidas) por impairment (Nota18)	50,152	50,065	(3,270)	65,742	24,067	5,402	192,158
Bajas por retiro o venta	110,650	14,009	-	7,021	15	10,627	142,322
Traslados (2)	123,976	7,856	(259,327)	(38,690)	(37,245)	(43,227)	(246,657)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	**(7,641,158)**	**(4,736,850)**	**(262,597)**	**(1,578,950)**	**(26,852)**	**(357,221)**	**(14,603,628)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2015	7,012,849	3,704,222	4,781,477	2,719,909	2,081,940	1,943,404	22,243,801
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	**7,389,466**	**3,794,232**	**3,583,317**	**2,829,614**	**2,140,628**	**1,538,833**	**21,276,090**

(1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre del 2016, incluye principalmente inversiones realizadas en los proyectos de desarrollo de los campos Castilla y Chichimene, plan integral de energía eléctrica PIEE, desarrollo primario y secundario del proyecto Tibú-Socuabo y modernización de la refinería de Barrancabermeja.

(2) Corresponden principalmente a traslados a: a) inventarios de materiales de proyectos para uso en la operación, b) clasificación de la parte intangible de proyectos a recursos naturales y c) cuentas por cobrar por aportes a subsidiarias.

16. RECURSOS NATURALES Y DEL MEDIO AMBIENTE

El movimiento de recursos naturales y del medio ambiente por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, con sus correspondientes agotamientos e impairment ha sido el siguiente:

	INVERSIONES PETROLÍFERAS	COSTO DE ABANDONO Y TAPONAMIENTO	INVERSIONES PETROLÍFERAS EN CURSO (1)	TOTAL
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**39,851,396**	**2,077,137**	**3,093,344**	**45,021,877**
Adquisiciones/capitalizaciones	2,393,046	-	329,304	2,722,350
Aumento costos de abandono	-	(88,010)	25,935	(62,075)
Bajas por retiro o venta	(29,475)	(629)	(166)	(30,270)
Pozos secos (2)	-	-	(450,524)	(450,524)
Intereses financieros capitalizados	72,395	-	9,952	82,347
Diferencia en cambio capitalizada	4,913	-	675	5,588
Traslados (3)	(352,108)	(21,106)	(2,376)	(375,590)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**41,940,167**	**1,967,392**	**3,006,144**	**46,913,703**
Amortización acumulada y pérdida por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**(25,454,055)**	**(1,251,327)**	**-**	**(26,705,382)**
Amortización del periodo	(3,165,168)	(165,296)	-	(3,330,464)
Pérdidas por impairment	(114,520)	-	-	(114,520)
Bajas por retiro o venta	29,210	290	-	29,500
Traslados (3)	275,763	11,809	-	287,572
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(28,428,770)**	**(1,404,524)**	**-**	**(29,833,294)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	14,397,341	825,810	3,093,344	18,316,495
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	**13,511,397**	**562,868**	**3,006,144**	**17,080,409**

(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 Kronos, Brama, Siluro y Venus, entre otros.
(3) Corresponden principalmente a traslados a propiedades, planta y equipo y cuentas por cobrar por aportes a subsidiarias.

	INVERSIONES PETROLÍFERAS	COSTO DE ABANDONO Y TAPONAMIENTO	INVERSIONES PETROLÍFERAS EN CURSO (1)	TOTAL
Costo				
Saldo al 31 de diciembre del 2015	**37,357,776**	**1,578,371**	**4,675,818**	**43,611,965**
Adquisiciones/capitalizaciones	2,834,126	-	(1,490,669)	1,343,457
Aumento costos de abandono	-	527,023	(4,062)	522,961
Bajas por retiro o venta	(26,548)	(37,942)		(64,490)
Pozos secos (2)	-	-	(302,965)	(302,965)
Intereses financieros capitalizados	-	-	98,431	98,431
Diferencia en cambio capitalizada	-	-	7,258	7,258
Traslados	(313,958)	9,685	109,533	(194,740)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	**39,851,396**	**2,077,137**	**3,093,344**	**45,021,877**
Amortización acumulada y pérdida por impairment				
Saldo al 31 de diciembre del 2015	**(22,709,841)**	**(1,069,640)**	**-**	**(23,779,481)**
Amortización del periodo	(2,966,724)	(193,111)	-	(3,159,835)
Pérdidas por impairment (Nota 17)	(77,060)	-	-	(77,060)
Bajas por retiro o venta	26,320	37,950	-	64,270
Traslados	273,250	(26,526)	-	246,724
Saldo al 31 de diciembre del 2016	**(25,454,055)**	**(1,251,327)**	**-**	**(26,705,382)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2015	14,647,935	508,731	4,675,818	19,832,484
Saldo neto al 31 de diciembre del 2016	**14,397,341**	**825,810**	**3,093,344**	**18,316,495**

(1) El saldo de inversiones petrolíferas en curso incluye principalmente inversiones realizadas en proyectos de producción de operación directa en Castilla, Chichimene y Piedemonte. Adicionalmente, incluye proyectos de exploración offshore: Fuerte sur, Kronos y Tayrona y en Onshore: bloque Caño Sur, CPO 10 y programa de hidrocarburos no convencionales.
(2) Incluye pozos secos Coyote 1, Calasú, Iwana 1, La Cacica, entre otros.
(3) Corresponden principalmente a traslados a propiedades, planta y equipo y cuentas por cobrar por aportes a subsidiarias.

17. INTANGIBLES

El siguiente es el movimiento de intangibles por los años terminados el 31 de diciembre del 2017 y 2016:

	LICENCIAS Y SOFTWARE	OTROS INTANGIBLES (1)	TOTAL
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**507,283**	**61,759**	**569,042**
Adquisiciones	152,583	1,209	153,792
Bajas por retiro o venta	(8,744)	-	(8,744)
Reclasificaciones	(3,207)	1,579	(1,628)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**647,915**	**64,547**	**712,462**
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**(353,780)**	**(46,660)**	**(400,440)**
Amortización del periodo	(71,514)	(8,034)	(79,548)
Bajas por retiro o venta	8,744	-	8,744
Reclasificaciones	1,048	(96)	952
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**(415,502)**	**(54,790)**	**(470,292)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	**232,413**	**9,757**	**242,170**
Vida útil	**< 5 años**	**< 7 años**	

	LICENCIAS Y SOFTWARE	OTROS INTANGIBLES (1)	TOTAL
Costo			
Saldo al 31 de diciembre del 2015	**480,091**	**59,685**	**539,776**
Adquisiciones	56,183	723	56,906
Bajas por retiro o venta	(28,828)	-	(28,828)
Traslados	(163)	1,351	1,188
Saldo al 31 de diciembre del 2016	**507,283**	**61,759**	**569,042**
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre del 2015	**(329,609)**	**(35,635)**	**(365,244)**
Amortización del periodo	(53,030)	(9,954)	(62,984)
Bajas por retiro o venta	28,828	-	28,828
Traslados	31	(1,071)	(1,040)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	**(353,780)**	**(46,660)**	**(400,440)**
Saldo neto al 31 de diciembre del 2016	**153,503**	**15,099**	**168,602**
Vida útil	**< 5 años**	**< 7 años**	

(1) Corresponde principalmente a servidumbres.

18. IMPAIRMENT DE ACTIVOS A LARGO PLAZO

De acuerdo a lo mencionado en la sección 4.11 de políticas contables, cada año la Compañía evalúa si existen indicios para reconocer un gasto por impairment en sus activos o unidades generadoras de efectivo o determinar que se requiera el reconocimiento de una recuperación del gasto por impairment registrado en periodos anteriores.

La Compañía está expuesta a determinados riesgos futuros producto de variaciones en: a) precios del petróleo, b) márgenes de refinación y de rentabilidad, b) perfiles de costos, c) inversión y mantenimiento, d) monto de las reservas recuperables, e) riesgo de mercado y país que se reflejan en la tasa de descuento y f) cambios en la regulación local e internacional, entre otros. Cualquier cambio en las anteriores variables para calcular el monto recuperable puede tener un efecto material en el reconocimiento o recuperación de los cargos por impairment. Por ejemplo, el segmento exploración y producción es altamente sensible a las variaciones del precio de hidrocarburos, el segmento de refinación es altamente sensible a la tasa de descuento así como a los márgenes de refinación y el segmento transporte y logística es altamente sensible a los volúmenes transportados.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, con base en las pruebas de impairment realizadas por la Compañía se presentan los siguientes gastos (recuperación) de impairment de activos:

	2017	2016
Campos petroleros	299,206	(115,098)
Inversiones en compañías	(56,738)	41,077
Refinación y petroquímica	273,987	-
	516,455	**(74,021)**
Reconocido en:		
Propiedad, planta y equipo (Nota 15)	458,673	(192,158)
Recursos naturales (Nota 16)	114,520	77,060
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Nota 14)	(56,738)	41,077
	516,455	**(74,021)**

18.1 Campos petroleros

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 un gasto de impairment en los campos Tibú, Underriver, Provincia y Orito, principalmente.

En 2016, producto de las revisiones de las perspectivas de los precios del petróleo a largo plazo, se identificaron que algunos impairments reconocidos en años anteriores de campos petroleros fueron objeto de recuperación. Los campos sobre los cuales se presentó recuperación de impairment fueron principalmente Chichimene, Caño Sur, Apiay y Llanito. Asimismo, la nueva información técnica y aspectos operacionales que originaron cambios en los niveles de inversión, ocasionaron un gasto por impairment en los campos Casabe y Tibú.

El detalle del gasto (recuperación) por impairment de las Unidades Generadoras de Efectivo relacionas con campos petroleros por los años terminados al 31 de diciembre del 2017 y 2016 fueron:

	VALOR EN LIBROS NETO	VALOR RECUPERABLE	GASTO (RECUPERACIÓN) POR IMPAIRMENT
2017			
Campos petroleros:			
Recuperación por impairment	13,159,040	23,736,810	(263,055)
Gasto de impairment	1,935,146	1,372,885	562,261
			299,206
2017			
Campos petroleros:			
Recuperación por impairment	17,479,051	36,631,987	(1,089,749)
Gasto de impairment	3,471,428	2,496,198	975,230
			(579)
			(115,098)

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores recuperables incluyen:

(1) 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 administración de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda. La categoría de valor razonable es de nivel 3.

(2) Balance de reservas de crudo y gas, además de las reservas probadas incluidas en la Nota 33, las reservas probables y posibles fueron también consideradas ajustadas por diferentes factores de riesgo.

(3) Tasa de descuento del 8.2% en términos reales (2016 – 8.9% en términos reales), determinada como el costo promedio ponderado del capital de participantes de mercado (WACC, por sus siglas en inglés) para el segmento de Exploración y Producción.

(4) Precio de petróleo – Brent: Las proyecciones incluyen US$52.9/barril para 2018, US$72.5/barril promedio para mediano plazo y US$81.9/barril a partir de 2030. En 2016, los supuestos realizados tomaron un precio de US$56.8/barril en 2017, US$67.9/barril promedio para los mediano plazo y US$80/barril a largo plazo. El ejercicio de proyección de precios internacionales de crudos es realizado por una agencia independiente y especializada en Oil & Gas, el 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.

La agregación de los activos, para identificar las UGE's es consistente con relación al periodo anterior.

18.2 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos asociadas con actividades de exploración y producción de petróleo, 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, la Compañía reconoció una (recuperación) gasto por impairment en el valor de sus inversiones en compañías al 31 de diciembre, de la siguiente manera:

	2017	2016
Equion Energía Limited	(19,149)	(5,626)
Offshore International Group	(37,589)	46,703
Total	**(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 2017 para Equion Energía Limited de 8.2% (2016 – 8.9%) y para Offshore International Group de 8.6% (2016 – 8%).

La recuperación del impairment en 2017 se generó por una mejora del escenario de precios de largo plazo en el nuevo contexto económico del sector de hidrocarburos y eficiencias operativas reflejadas en un mejor gasto de la operación. Para el 2016, pese a la mejora en los pronósticos de los precios de crudo a largo plazo, se realizó un impairment adicional en la inversión en Offshore International Group por la devolución a la autoridad local de algunos bloques exploratorios por baja prospectividad, alto riesgo geológico y baja viabilidad económica frente a un nuevo escenario de precios.

18.3 Activos de refinación

Atendiendo lo establecido en la NIC 36 – Impairment del valor de los activos, durante 2017 la Refinería de Barrancabermeja reconoció COP$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 de Ecopetrol y el Grupo Empresarial 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.

19. PRÉSTAMOS Y FINANCIACIONES

En el Anexo 2 se detallan las principales condiciones de los préstamos más significativos.

19.1 Composición de los préstamos y financiaciones

Los saldos de los préstamos y financiamientos, que son registrados a su costo amortizado, al 31 de diciembre del 2017 y 2016 son:

	Tasa de interés efectiva promedio ponderada al 31 de diciembre		2017	2016
Moneda nacional	**2017**	**2016**		
Bonos	8.9%	8.6%	1,692,471	2,008,203
Crédito sindicado	7.9%	9.4%	1,550,484	1,769,371
Otros (1)	7.4%	-	128,863	-
			3,371,818	**3,777,574**
Moneda extranjera	**2017**	**2016**		
Bonos	6.1%	6.1%	27,673,999	27,811,457
Créditos Refinería de Cartagena (Nota 14)	4.3%		7,353,471	-
Créditos comerciales	4.3%	2.9%	528,815	7,945,692
Otros (1)	5.4%	5.6%	211,670	205,050
			35,767,955	**35,962,199**
			39,139,773	**39,739,773**
Corriente (2)			4,295,789	2,650,122
No corriente			34,843,984	37,089,651
			39,139,773	**39,739,773**

(1) Incluye leasing financiero y contratos de construcción, mantenimiento y transferencia (BOMT's, por sus siglas en inglés).
(2) El incremento en la porción corriente se debe al vencimiento de: i) el primer tramo de los bonos locales emitidos en 2013 y ii) la serie a 5 años de los bonos internacionales emitidos en 2013 por Ecopetrol. Dichos bonos vencen en agosto y septiembre de 2018.

19.2 Principales movimientos de préstamos y financiaciones

- El 23 de febrero de 2016, Ecopetrol adquirió un crédito comercial bilateral con Bancolombia S.A. por COP$ 990,000, el cual fue cancelado anticipadamente en octubre de 2016. Este crédito tenía un plazo de 8 años, amortizable con 2 años de gracia sobre capital, con intereses pagaderos semestralmente a una tasa DTF TA + 560 puntos básicos.

- El 8 de junio de 2016, Ecopetrol realizó la reapertura de sus bonos con vencimiento en septiembre del 2023 por USD $500 millones, con pago de capital al vencimiento e intereses pagaderos semestralmente a una tasa cupón de 5.875%. El nuevo monto vigente total del bono es de US$1,800 millones.

- El 30 de junio de 2017, Ecopetrol pagó anticipadamente la totalidad del crédito sindicado internacional, cuyo valor nominal era de USD$1,925 millones y vencimiento en febrero de 2020.

- El 14 de agosto de 2017 Ecopetrol contrató una línea de crédito comprometida con Bancolombia por $990,000 millones de pesos como mecanismo de financiación contingente, la cual tendrá 2 años de disponibilidad a partir de la fecha de firma, con las siguientes condiciones: plazo de 10 años a partir de la fecha del primer desembolso, 2 años de gracia sobre capital, tasa de interés de IBR de seis meses + 300 puntos básicos y una comisión de disponibilidad de 7.2 puntos básicos anuales sobre el monto no desembolsado durante el periodo de disponibilidad.

  Bajo esta modalidad de crédito, Bancolombia S.A. se compromete a desembolsar los recursos cuando Ecopetrol lo requiera bajo los términos y condiciones previamente acordados entre las partes.

- El 13 de diciembre de 2017, Ecopetrol, en calidad de sponsor, asumió voluntariamente el crédito internacional que Reficar tenía con distintas agencias de comercio (ECAs) y la banca internacional. Ecopetrol asumió la deuda en las mismas condiciones financieras de monto, plazo y tasa de interés que aplicaban a Reficar, según el mecanismo de asunción voluntaria que se estipuló en los contratos de financiación firmados por ambas compañías en 2011. La operación contó con previa autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) formalizada en las Resoluciones No. 4095 del 5 de diciembre de 2017 y 4112 del 7 de diciembre de 2017. El valor total de la operación fue de COP$7,864,382 (USD$2,596 millones). Ver detalle en la Nota 14 – Inversiones en compañías.

- El 15 de diciembre de 2017, pagó anticipadamente el crédito adquirido en enero de 2016 con el The Bank of Tokyo-Mitsubushi UFJ, Ltd. (BTMU), por un valor nominal de USD$175, el cual tenía un plazo de 5 años, amortizable con 2.5 años de gracia sobre capital e intereses pagaderos semestralmente a una tasa Libor 6M (6 meses) + 145 puntos básicos.

- El 15 de diciembre de 2017, pagó anticipadamente el crédito adquirido en mayo de 2016 con *Export Development Canada* (EDC), por un valor nominal de USD$300 millones, el cual tenía un plazo de 5 años, con capital pagadero a su vencimiento e intereses pagaderos semestralmente a una tasa Libor 6M (6 meses) + 140 puntos básicos.

19.3 Perfil de vencimientos

Los siguientes son los vencimientos de los préstamos al 31 de diciembre de 2017:

	Hasta 1 año*	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	305,766	891,902	352,816	-	1,550,484
Otros	1,679	14,472	41,789	70,923	128,863
	560,617	1,648,886	717,561	444,754	3,371,818
Moneda extranjera					
Bonos	2,591,494	8,515,324	12,018,813	4,548,368	27,673,999
Créditos Refinería de Cartagena	958,918	3,635,848	2,758,705	-	7,353,471
Créditos comerciales	153,873	315,849	59,093	-	528,815
Otros	30,887	117,657	63,126	-	211,670
	3,735,172	12,584,678	14,899,737	4,548,368	35,767,955
	4,295,789	**14,233,564**	**15,617,298**	**4,993,122**	**39,139,773**

(*) Incluye créditos de corto plazo y porción corriente de la deuda de largo plazo, según aplique.

19.4 Clasificación según tipo de interés

	2017	2016
Moneda nacional		
Tasa fija	128,863	-
Tasa variable	3,242,955	3,777,574
	3,371,818	**3,777,574**
Moneda extranjera		
Tasa fija	33,521,838	28,016,507
Tasa variable	2,246,117	7,945,692
	35,767,955	**35,962,199**
	39,139,773	**39,739,773**

Los préstamos a tasa variable en moneda nacional están indexados principalmente al IPC (Índice de Precios al Consumidor) y a la DTF (Depósitos a Término Fijo); y los de moneda extranjera a la LIBOR más un diferencial.

19.5 Deuda designada como instrumento de cobertura

Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía tiene designados USD$8,532 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$3,332 millones a la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo. Ver Nota 29 – Gestión de riesgos, para mayor información.

19.6 Garantías y covenants

Para el financiamiento de Ecopetrol a través del mercado de capitales no se han otorgado garantías; adicionalmente, la deuda se encuentra libre de covenants financieros que restrinjan su operación.

19.7 Valor razonable

El valor razonable de las obligaciones financieras es de $41,657,589 y $39,750,379 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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, DTF) y el riesgo de crédito de la Compañía (spread).

19.8 Movimiento de la deuda financiera neta

El siguiente es el movimiento de la deuda financiera neta al 31 de diciembre:

	Efectivo y equivalentes	Otros activos financieros	Préstamos y financiaciones	Deuda financiera neta
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**2,317,046**	**3,550,001**	**(39,136,761)**	**(33,269,714)**
Flujos de efectivo	3,189,403	6,225,788	(759,514)	8,655,677
Diferencia en cambio en resultados	(146,784)	24,169	1,327,439	1,204,824
Diferencia en cambio en OCI	-	-	566,824	566,824
Costo financiero reconocido en resultados	-	-	(2,173,676)	(2,173,676)
Intereses y diferencia en cambio capitalizada	-	-	(231,490)	(231,490)
Valoración reconocida en resultados		36,683	-	36,683
Traslados (1)	-	-	667,405	667,405
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**5,359,665**	**9,836,641**	**(39,739,773)**	**(24,543,467)**
Flujos de efectivo	(847,633)	(1,897,134)	10,297,024	7,552,257
Diferencia en cambio en resultados	(155,037)	208,011	133,186	186,160
Diferencia en cambio en OCI	-	-	70,957	70,957
Costo financiero reconocido en resultados	-	-	(1,754,151)	(1,754,151)
Intereses y diferencia en cambio capitalizada	-	-	(193,755)	(193,755)
Valoración reconocida en resultados	-	102,173	-	102,173
Traslados (2)	-	-	(7,953,261)	(7,953,261)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**4,356,995**	**8,249,691**	**(39,139,773)**	**(26,533,087)**

(1) Corresponde a la legalización de operaciones de giros financiados con destino al pago de importaciones que no generan flujo de efectivo en este rubro.
(2) Corresponde principalmente al traslado por la capitalización de Refinería de Cartagena por COP$7,864,382 (USD$2,596 millones). Ver detalle en Nota 14 – Inversiones en compañías.

20. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Los siguientes son los saldos de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre:

	2017	2016
Proveedores	3,385,704	3,223,330
Entes relacionados (Nota 30)	1,476,790	665,455
Anticipos asociados	823,855	860,254
Retención en la fuente	279,138	290,379
Acuerdos en contratos de transporte (1)	91,324	111,899
Dividendos por pagar (2)	3,723	3,701
Acreedores varios	117,003	144,539
	6,177,537	**5,299,557**

(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.

(2) Los dividendos decretados en la Asamblea General de Accionistas sobre la utilidad de 2016, por valor de $945,684, fueron pagados en el mes de abril de 2017. Los dividendos pagados en 2017 atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A. ascendieron a COP$945,661 (2016 – COP$690,177).

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.

21. PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS

Los siguientes son los saldos de las provisiones por beneficios a empleados al 31 de diciembre:

	2017	2016
Beneficios post-empleo		
Salud	5,367,005	4,475,540
Pensión	1,327,859	76, 695
Educación	502,260	333,379
Bonos	348, 442	263,563
Otros planes	77,636	67,945
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	155,286	161,796
	7,778,488	**5,378,918**
Prestaciones sociales y salarios	443,821	397,819
Otros beneficios a empleados	67,867	73,300
	8,290,176	**5,850,037**
Corriente	1,787,701	1,948,955
No corriente	6,502,475	3,901,082
	8,290,176	**5,850,037**

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	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Pasivos por beneficios a empleados						
Saldo inicial	**12,463,433**	**10,435,546**	**5,041,133**	**4,170,047**	**17,504,566**	**14,605,593**
Costo del servicio actual	-	-	52,164	53,771	52,164	53,771
Costo del servicio pasado	-	-	-	164,271	-	164,271
Costos por intereses	872,524	876,076	350,060	333,894	1,222,584	1,209,970
Pérdidas actuariales	1,621,184	1,915,767	1,012, 205	616,834	2,633,389	2,532,601
Beneficios pagados	(809,677)	(763,956)	(350,130)	(297,684)	(1,159,807)	(1,061,640)
Saldo final	**14,147,464**	**12,463,433**	**6,105,432**	**5,041,133**	**20,252,896**	**17,504,566**
Activos del plan						
Saldo inicial	**12,123,175**	**11,181,604**	**2,473**	**-**	**12,125,648**	**11,181,604**
Rendimiento de los activos	848,677	950,704	385	-	849,062	950,704
Aportes a los fondos	-	-	22,465	-	22,465	-
Variación en el techo de los activos	-	379,884	-	-	-	379,884
Beneficios pagados	(809,677)	(771,528)	(22,078)	2,406	(831,755)	(769,122)
Ganancias actuariales	308,988	382,511	-	67	308,988	382,578
Saldo final	**12,471,163**	**12,123,175**	**3,245**	**2,473**	**12,474,408**	**12,125,648**
Pasivo neto	**1,676,301**	**340,258**	**6,102,187**	**5,038,660**	**7,778,488**	**5,378,918**

(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:

	2017	2016
Resultado del periodo		
Costo del servicio actual	52,164	53,771
Costo del servicio pasado	-	164,271
Intereses, neto	373,522	259,266
Remediciones	13,889	-
	439,575	**477,308**
Otros resultados integrales		
Salud	(794,535)	(792,093)
Pensión y bonos	(1,312,195)	(1,533,256)
Educación y cesantías	(203,779)	175,259
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	(3)	67
Cambio en el techo de los activos	-	379,884
	(2,310,512)	**(1,770,139)**
Impuesto diferido asociado	**762,469**	**616,697**
Otros resultados integrales neto de impuestos	**(1,548,043)**	**(1,153,442)**

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:

	2017	2016
Títulos emitidos por el gobierno nacional	4,349,400	4,410,326
Bonos deuda privada	2,967,030	2,880,958
Otros moneda local	2,337,580	2,910,083
Otros bonos públicos	1,149,200	693,061
Renta variable	605,380	305,052
Bonos deuda pública externa	558,920	622,817
Otros moneda extranjera	503,653	300,878
	12,471,163	**12,123,175**

El saldo de los activos del plan es de $12,471,163 y $12,123,175 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente. El 46.0% corresponde a nivel 1 de valor razonable y el 54.0% están bajo categoría nivel 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 Infovalmer, proveedor de precios autorizado por la Superintendencia Financiera de Colombia. 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:

CALIFICACIÓN	2017	2016
AAA	4,870,932	4,467,642
Nación	4,471,274	4,610,251
AA+	690,391	470,944
BAA2	371,972	141,940
BBB	246,795	150,808
F1+	230,321	416,439
BBB-	192,636	23,237
BBB+	159,103	193,835
BRC 1+	118,008	309,282
AA	58,234	79,750
BAA3	45,699	131,993
A	39,048	4,175
A3	29,098	61,325
AA3	27,051	14,385
AA-	18,770	34,197
VRR1+	14,112	55,821
BAA1	5,296	5,274
Otras calificaciones	9,621	66,470
Sin calificación disponible	872,802	885,407
	12,471,163	**12,123,175**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.2.

21.3 Supuestos actuariales

Los siguientes son los supuestos actuariales utilizados para determinar el valor presente de la obligación por beneficios definidos utilizados para los cálculos actuariales al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

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%	560,617	N/A

2016	PENSIÓN	BONOS	SALUD	EDUCACIÓN	OTROS BENEFICIOS (1)
Tasa de descuento	7.25%	7.00%	7.25%	6.50%	6.67%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	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	3.00%	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

Los flujos de caja futuros para pago de las obligaciones post-empleo son los siguientes:

PERIODO	PENSIÓN Y BONOS	OTROS BENEFICIOS	TOTAL
2018	880,298	374,315	1,254,613
2019	877,165	355,241	1,232,406
2020	899,128	358,292	1,257,420
2021	921,333	361,655	1,282,988
2022	952,531	362,998	1,315,529
2023-2026	5,201,619	1,824,756	7,026,375

21.5 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 2017:

	PENSIÓN	BONOS	SALUD	EDUCACIÓN	OTROS BENEFICIOS
Tasa de descuento					
-50 puntos básicos	13,948,863	1,032,967	5,775,492	527,839	242,117
+50 puntos básicos	12,440,607	948,129	4,962,688	480,224	230,501
Tasa de inflación					
-50 puntos básicos	12,386,975	946,675	N/A	N/A	156,021
+50 puntos básicos	14,003,214	1,033,715	N/A	N/A	161,094
Tasa de incremento de salarios					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	76,336
+50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	79,150
Tasa tendencia del costo					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	4,982,874	479,829	N/A
+50 puntos básicos	N/A	N/A	5,797,753	528,104	N/A

21.6 Plan de retiro voluntario

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 2017, 137 personas se encuentran acogidas a este plan con un costo asociado de COP$ 155,286. 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 obligación por pasivos pensionales (pensiones y bonos) determinada bajo el marco normativo local al 31 de diciembre:

	2017	2016
Pasivo pensional bajo NCIF	14,147,464	12,463,433
Pasivo pensional fiscal	13,901,509	13,269,435
Diferencia	**245,955**	**(806,002)**

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 al 31 de diciembre fueron los siguientes:

VARIABLE (1)	2017	2016
Tasa de interés técnico	4.00%	4.00%
Tasa de descuento nominal	9.97%	9.13%
Tasa de incremento pensional	5.74%	4.93%
Tasa de inflación	5.74%	4.93%
Mortalidad	RV08	RV08

(1) Los supuestos del cálculo actuarial NCIF pueden verse en la Nota 21.3.

22. PROVISIONES Y CONTINGENCIAS

El movimiento por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, en las diferentes categorías de provisiones y contingencias ha sido el siguiente:

	COSTOS DE ABANDONO	LITIGIOS	CONTINGENCIAS AMBIENTALES Y OTROS	TOTAL
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**4,332,764**	**65,696**	**451,411**	**4,849,871**
Costo financiero	335,991	-	-	335,991
Utilizaciones	(62,142)	(6,188)	(10,274)	(78,604)
Aumento costos abandono	(74,416)	-	-	(74,416)
Adiciones	36,691	4,935	94,422	136,048
Traslados	(31,445)	-	-	(31,445)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**4,537,443**	**64,443**	**535,559**	**5,137,445**
Corriente	159,756	64,443	118,486	342,685
No corriente	4,377,687	-	417,073	4,794,760
	4,537,443	**64,443**	**535,559**	**5,137,445**

	COSTOS DE ABANDONO	LITIGIOS	PROVISIÓN COMUNEROS	CONTINGENCIAS AMBIENTALES Y OTROS	TOTAL
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**3,719,902**	**78,429**	**702,486**	**588,328**	**5,089,145**
(Recuperaciones)	(9,795)	(11,458)	(702,486)	(117,997)	(841,736)
Aumento costos abandono	461,928	-	-	-	461,928
Utilizaciones	(64,946)	(1,275)	-	(18,920)	(85,141)
Costo financiero	267,990	-	-	-	267,990
Traslados	(42,315)				(42,315)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**4,332,764**	**65,696**	**-**	**451,411**	**4,849,871**
Corriente	311,906	65,696	-	242,751	620,353
No corriente	4,020,858	-	-	208,660	4,229,518
	4,332,764	**65,696**	**-**	**451,411**	**4,849,871**

22.1 Costos de abandono y desmantelamiento

El pasivo estimado por costos de abandono corresponde a la obligación futura que tiene la Compañía 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 sección 3.5. 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 de la Compañía, 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 2017 fueron: Producción 6.93% (2016 – 7.93%), Transporte 7.02% (2016 – 8.20%) y Refinación 7.37% (2016 – 8.99%).

22.2 Litigios

El siguiente cuadro detalla los principales litigios reconocidos en el estado de situación financiera, cuyas expectativas de pérdidas son de alta probabilidad y podrían implicar una salida de recursos al 31 de diciembre:

PRETENSIONES	2017	2016
Perjuicios a terceros en razón a servidumbre de hidrocarburos en inmueble cercano a la Refinería de Cartagena.	11,019	11,019
Demanda por parte del consorcio Sincco por perjuicios en las condiciones contractuales para el proyecto de la modernización del llenadero de productos del centro industrial de Barrancabermeja.	5,347	5,347
Perjuicios a terceros en razón a derrame de crudo propiedad de Ecopetrol, en accidente de tránsito cercano a la vereda Raizal en Cundinamarca.	3,500	3,500
Daños materiales causados por explotación minera y de hidrocarburos en bien inmueble ubicado en el municipio de Bosconia, Cesar, sobre el cual pasa el poliducto Pozos Colorados.	3,000	3,000

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, el Decreto 2099 de 2017 y 075 y 1120 de 2018 en relación con 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 en relación con las áreas y líneas de inversión y la base de liquidación de las obligaciones. Igualmente, se definió el 30 de junio de 2018 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, en relación con las líneas de inversión, manteniendo la base de liquidación del Decreto 1900.

Al 31 de diciembre de 2017 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. La Compañía se encuentra en proceso de análisis del impacto de la aplicabilidad de las modificaciones establecidas en los mencionados decretos.

22.4 Provisiones comuneros – Santiago de las Atalayas

Comprende la medida cautelar ordenada por el Consejo de Estado en el año 1994 en la acción de nulidad del Ministerio de Minas y Energía contra los Comuneros de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, correspondiente al embargo y secuestro de los pagos que por concepto de regalías debía efectuar Ecopetrol originados en los Contratos de Regalías Nos. 15, 15A, 16 y 16A.

El 8 de noviembre de 2016, el Ministerio de Minas y Energía concluyó que los recursos que se encontraban restringidos en relación con este proceso no eran regalías y, por lo tanto, no se debían a los Comuneros.

De acuerdo a lo anterior, los recursos que tenía Ecopetrol le pertenecen sin que a la fecha haya ninguna reclamación o discusión sobre la titularidad de los mismos. Al 8 de noviembre de 2016, el monto en controversia ascendió a COP$ 688,664, proveniente principalmente de la valorización y rendimientos financieros del fondo donde se encontraban los recursos. La recuperación de esta provisión fue reconocida en el resultado financiero neto de 2016.

22.5 Detalle de los procesos judiciales no provisionados

La siguiente es la relación de los principales pasivos contingentes no registrados en el estado de situación financiera por considerarse que su probabilidad de ocurrencia es eventual al 31 de diciembre:

PRETENSIONES	2017	2016
Daños ambientales por atentado terrorista perpetuado en el año 2015 contra el oleoducto Transandino.	209,220	-
Rompimiento del equilibrio económico y financiero con contratista para la construcción de sistema de transporte.	110,266	-
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	-
Indemnización a terceros por daños ocasionados en derrames de hidrocarburos.	43,333	43,333
Desequilibrio contractual con un tercero en relación con obras de conexión vial.	31,679	-
Controversial contractual con un tercero en relación con servicio de adquisición y procesamiento de programa sísmico.	30,000	-
Reliquidación de prestaciones sociales legales y extralegales sobre dineros pagados bajo el beneficio de estímulo al ahorro.	16,562	16,562

PRETENSIONES	2017	2016
El 12 de febrero de 2016 Termotécnica Coindustrial demanda a Cepsa asociada de Ecopetrol, por los sobrecostos en los contratos para la ampliación de sus facilidades de tratamiento y disposición de aguas.	10,608	10,608
El 27 de septiembre se presentó demanda por incumplimiento por parte de Ecopetrol en las condiciones contractuales del proyecto de obras civiles con el contratista Edgar Gómez Lucena y Asociados Ltda.	10,000	10,000

22.6 Detalle de activos contingentes

A continuación se presenta el detalle de los principales activos por contingencias, cuya entrada de beneficios económicos a la Compañía es probable, pero no prácticamente cierta al 31 de diciembre:

PRETENSIONES	2017	2016
Demanda por inconformidad por parte de Ecopetrol en los reembolsos de las asociadas GHK Company y Petrolinson S.A. correspondiente a las inversiones en facilidades en el campo Guaduas del contrato de asociación “Rio Seco”.	40,711	40,746
Denuncia penal presentada contra el presidente y los miembros de la Junta Directiva de la época con ocasión del incidente ambiental ocurrido el 11 de diciembre de 2011, en el Oleoducto Caño Limón Coveñas.	35,000	-
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	-
Incumplimiento de la orden de compra de tubería, las características físicas del recubrimiento no corresponden con las contratadas.	21,232	21,232
Nulidad de acto administrativo emitido por la DIAN, que impuso contribución especial por contratos de obra pública.	13,214	13,214
El 20 de septiembre de 2016 Ecopetrol demanda a Metapetroleum por los perjuicios sufridos en razón de la entrega tardía de volúmenes de crudo en el contrato de asociación Quifa.	-	25,421

23. PATRIMONIO

Los principales componentes del patrimonio se detallan a continuación:

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% (4,731,905,873 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 2017 y 31 de diciembre de 2016, 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 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, y (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 $(142).

23.2 Reservas patrimoniales

La siguiente es la composición de las reservas al 31 de diciembre:

	2017	2016
Reserva legal	1,426,151	1,269,680
Reservas fiscales y obligatorias	512,632	289,164
Reservas ocasionales	239,086	-
	2,177,869	**1,558,844**

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente al 31 de diciembre:

	2017	2016
Saldo inicial	**1,558,844**	**5,546,570**
Liberación de reservas	(289,164)	(406,983)
Apropiación de reservas	908,189	289,164
Pérdida ejercicio anterior enjugada con reserva legal	-	(3,869,907)
Saldo final	2,177,869	1,558,844
	2,177,869	**1,558,844**

Reserva legal

El Código de Comercio Colombiano establece la obligatoriedad en la apropiación del 10% de sus utilidades netas anuales como reserva legal hasta que el saldo de la misma sea equivalente al 50% del capital suscrito. Esta reserva puede ser utilizada para compensar pérdidas o distribuir en caso de liquidación de la Compañía.

Reservas ocasionales

Corresponden a la apropiación de utilidades ordenadas por la Asamblea de Accionistas para llevar a cabo nuevas exploraciones e inversiones futuras, así como utilidades no realizadas entre compañías del grupo. El 31 de marzo del 2017, la Asamblea General de Accionistas aprobó la constitución de una reserva para nuevas exploraciones por COP$239,086.

Reservas fiscales y obligatorias

El Régimen Tributario Colombiano contempla la apropiación de las utilidades del ejercicio equivalente al 70% cuando el valor de la depreciación solicitada para efectos fiscales supere la depreciación contable. Esta reserva puede ser liberada en la medida en que las depreciaciones posteriormente contabilizadas, excedan las solicitadas anualmente para efectos tributarios, o se vendan los activos que generaron el mayor valor deducido.

Asimismo, el decreto 2336 de 1995, estableció la obligatoriedad de la constitución de una reserva por valoración de inversiones. Las utilidades que se generen al cierre del ejercicio contable como consecuencia de la aplicación de sistemas especiales de valoración a precios de mercado y que no se hayan realizado en cabeza de la sociedad se llevarán a una reserva.

23.4 Ganancias acumuladas y dividendos

El monto y movimiento de las ganancias acumuladas es el siguiente:

	2017	2016
Saldo inicial	**2,590,911**	**(2,961,524)**
Utilidad atribuible a los accionistas de Ecopetrol	6,620,412	1,564,709
Liberación de reservas	289,164	406,983
Apropiación de reservas	(908,189)	(289,164)
Pérdida ejercicio anterior enjugada con reserva legal (2)	-	3,869,907
Dividendos decretados (1)	(945,684)	-
Otros movimientos	(1)	-
Saldo final	**7,646,613**	**2,590,911**

(1) La Compañía distribuye dividendos con base en sus estados financieros anuales separados, preparados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF).
La Asamblea General Ordinaria de Accionistas, realizada el día 31 de marzo de 2017, aprobó el proyecto de distribución de utilidades sobre el ejercicio 2016 y definió distribuir dividendos por valor de $945,684. Los dividendos pagados en 2017 atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A. ascendieron a COP$945,661 (2016 – COP$690,177).

(2) La Asamblea General de Accionistas, realizada el 31 de marzo de 2016, aprobó el proyecto de distribución de utilidades, el cual estableció que no hay lugar a la distribución de utilidades sobre el ejercicio 2015, dada la pérdida presentada en dicho periodo; igualmente, la Asamblea aprobó enjugar dicha pérdida con la reserva legal, en atención a lo establecido en el artículo 456 del Código de Comercio. El monto de las pérdidas enjugadas una vez realizadas las liberaciones y apropiaciones de las reservas estatutarias y fiscales ascendió a COP$ 3,869,907.

23.5 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:

	2017	2016
Método de participación en compañías (1)	8,226,700	8,458,716
Ganancias en mediciones de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	-	7,828
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero (Nota 29.1.3)	(97,362)	(155,359)
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido	(553,091)	994,953
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones (Nota 29.1.2)	(1,149,865)	(1,441,621)
Otros	-	11,816
	6,426,382	**7,876,333**

(1) La Compañía reconoce como método de participación en compañías el efecto resultante del ajuste por conversión de sus inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos cuya moneda funcional sea diferente al peso colombiano, así como las variaciones en los conceptos del otro resultado integral de dichas compañías. El efecto acumulado por ajuste por conversión (diferencia en cambio en conversiones), será transferido al resultado del periodo como una ganancia o pérdida en el momento de la liquidación ó venta de dichas inversiones.

23.6 Utilidad básica por acción

	2017	2016
Utilidad neta atribuible a los accionistas	6,620,412	1,564,709
Promedio ponderado de acciones en circulación	41,116,694,690	41,116,694,690
Ganancia neta por acción (pesos)	**161.0**	**38.1**

24. INGRESOS POR VENTAS

El siguiente es el detalle de los ingresos por ventas por los años finalizados el 31 de diciembre:

	2017	2016
Ventas nacionales		
Destilados medios	7,856,394	6,962,562
Gasolinas	5,843,928	5,092,321
Gas natural	1,686,611	1,996,746
Crudos	926,614	570,683
Servicios	667,615	848,396
G.L.P. y propano	386,844	344,173
Combustóleo	354,058	148,248
Asfaltos	275,803	340,400
Aromáticos	217,418	186,228
Polietileno	211,571	227,017
Otros ingresos ventas de gas (1)	188,195	271,337
Otros productos	149,397	142,035
	18,764,448	**17,130,146**
Reconocimiento diferencial precios (2)	1,889,609	873,481
	20,654,057	**18,003,627**
Ventas zona franca		
Crudos	3,642,534	2,255,116
Servicios	349,279	299,965
Gas natural	326,559	328,623
Propileno	119,424	94,748
Otros	39,341	-
	4,477,137	**2,978,452**
Ventas al exterior		
Crudos	20,327,921	16,415,485
Combustóleo	1,613,288	1,667,709
Coberturas de flujo de efectivo para futuras exportaciones (Nota 29.1.2)	(583,232)	(720,137)
Comisiones	1,302	3,324
	21,359,279	**17,366,381**
Total ingresos	**46,490,473**	**38,348,460**

(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 Decreto 1880 de septiembre de 2014 y la Resolución 180522 de 2010, que definieron el procedimiento para el diferencial de precios (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). Ver nota 4.15 – Reconocimiento de ingresos para mayor información.

25. COSTO DE VENTAS

El siguiente es el detalle del costo de ventas discriminado por función:

	2017	2016
Costos variables		
Productos importados (1)	6,638,033	7,539,652
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	4,816,771	4,701,489
Servicios de transporte de hidrocarburos	4,014,822	4,088,281
Compras de hidrocarburos - ANH (2)	4,338,576	3,178,199
Compras de crudo asociación y concesión	2,523,181	1,625,439
Compras de otros productos y gas	2,656,166	434,119
Impuestos y contribuciones (3)	431,456	478,332
Energía eléctrica	318,695	382,649
Materiales de proceso	431,258	341,148
Servicios contratados asociación	195,689	305,326
Inventario inicial menos final y otras asignaciones (4)	(679,171)	(278,503)
	25,685,476	**22,796,131**
Costos fijos		
Servicios de transporte de hidrocarburos	3,454,045	3,076,598
Costos laborales	1,727,908	1,497,511
Servicios contratados en asociación	899,002	1,185,496
Servicios contratados	1,134,649	905,372
Mantenimiento	1,181,431	894,808
Depreciaciones y amortizaciones	623,079	529,026
Impuestos y contribuciones	271,833	339,118
Materiales y suministros de operación	348,908	241,408
Costos generales	142,071	115,397
	9,782,926	**8,784,734**
	35,468,402	**31,580,865**

(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 derivadas de la producción nacional, tanto de la Compañía en operación directa como de terceros.
(3) Incluye regalías de gas en dinero e impuesto al carbono.
(4) Corresponde a la capitalización al inventario, toda vez que los conceptos presentados en el costo de ventas se presentan con su importe incurrido al 100%.

26. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y PROYECTOS

El siguiente es el detalle de los gastos de administración, operación y proyectos, discriminado por función:

	2017	2016
Gastos de administración		
Gastos generales	320,904	190,465
Gastos laborales	286,368	397,846
Impuestos (1)	156,034	389,190
Depreciaciones y amortizaciones	37,250	32,034
	800,556	**1,009,535**
Gastos de operación y proyectos		
Gastos de exploración	593,917	507,433
Gastos laborales	296,591	265,678
Impuestos (2)	241,862	225,877
Servicio logístico de transporte	214,980	268,144
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	121,730	412,202
Proyectos corporativos y otros	234,139	221,117
Cuota de fiscalización	51,898	74,567
	1,755,117	**1,975,018**

(1) Incluye principalmente el reconocimiento del impuesto a la riqueza por $147,168 causado durante el primer trimestre del 2017. (Ver nota 10 – Impuestos).
(2) Principalmente incluye el impuesto de industria y comercio por $146,070 y el gravamen a los movimientos financieros por $95,655.

27. OTROS (INGRESOS) Y GASTOS OPERACIONALES, NETO

El siguiente es el detalle de otras ganancias y pérdidas operacionales al 31 de diciembre:

	2017	2016
Gasto gasoductos contratos BOMT's (1)	72,318	125,077
Gasto (recuperación) de provisiones	47,090	(119,719)
Gasto por impairment de activos corrientes	15,743	48,815
Amortización de ingresos diferidos BOMT's (2)	-	(211,768)
(Ganancia) pérdida en venta de activos	(73,095)	79,999
Otros ingresos, netos	(135,846)	(264,315)
	(73,790)	**(341,911)**

(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 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 el mes de Diciembre de 2016.

28. RESULTADO FINANCIERO, NETO

El siguiente es el detalle del resultado financiero al 31 de diciembre:

	2017	2016
Ingresos financieros		
Resultados provenientes de activos financieros y otros	903,048	136,270
Rendimientos e intereses	395,924	325,363
Ganancia en venta de instrumentos de patrimonio	13,237	47,129
Dividendos	1,409	10,369
Recursos provenientes Santiago de las Atalayas (1)	-	688,664
Otros ingresos	7,213	-
	1,320,831	**1,207,795**
Gastos financieros		
Intereses (2)	(1,754,151)	(2,173,676)
Costos financieros de otros pasivos (3)	(709,514)	(531,206)
Resultados provenientes de activos financieros	(633,349)	(75,683)
Otros gastos	(15,682)	(15,126)
	(3,112,696)	**(2,795,691)**
Ganancia por diferencia en cambio, neta	39,296	1,076,473
	(1,752,569)	**(511,423)**

(1) Al 31 de diciembre de 2016, corresponde a la reversión de la provisión relacionada con el litigio en Santiago de las Atalayas, que en su mayoría proviene de la valoración y los rendimientos financieros generados durante el tiempo de permanencia de los recursos que estuvieron sujeto a la medida cautelar (ver Nota 22.4 para mayor información).
(2) Al 31 de diciembre se capitalizaron intereses en recursos naturales y propiedad, planta y equipo por $181,444 (2016 - $215,593).
(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.

29. GESTIÓN DE RIESGOS

29.1 Riesgo de tipo de cambio

Ecopetrol 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 de la Compañía 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. El peso se apreció en promedio un 3.3% en 2017. Durante 2016 y 2015, el peso de depreció en un 11.2% y 37.3%, respectivamente. Las tasas de cierre fueron $2,984, $3.000,71 y $3,149.47 para el 2017, 2016 y 2015, 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 al 31 de diciembre, se presenta en la siguiente tabla:

	2017	2016
(Millones de USD)		
Efectivo y equivalentes de efectivo	461	1,419
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	1,146	1,020
Otros activos financieros	1,656	2,439
Otros activos	92	74
Total activos	**3,355**	**4,952**
Préstamos y financiaciones	(11,985)	(11,981)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(670)	(681)
Otros pasivos	(18)	(5)
Total pasivos	**(12,673)**	**(12,667)**
Posición pasiva neta	**(9,318)**	**(7,715)**

Del total de la posición neta, US$8,532 millones corresponden a instrumentos de cobertura cuyas variaciones cambiarias se reconocen en el otro resultado integral (ORI), dentro del patrimonio y US$786 millones corresponden a pasivos netos en moneda extranjera cuya valoración impacta el resultado del periodo.

29.1.1 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 2017:

ESCENARIO/ VARIACIÓN EN LA TRM	EFECTO EN RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS (+/-)	EFECTO EN OTROS RESULTADOS INTEGRALES (+/-)
1%	(23,454)	254,595
5%	(117,271)	1,272,974

29.1.2 Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía

Ecopetrol 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, la Compañía 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 (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 de la Compañía.

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 US$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 IAS 39 – Instrumentos financieros: reconocimiento y medición.

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:

	2017	2016
(Millones de USD)		
Instrumento de cobertura al inicio del periodo	**5,312**	**5,376**
Reasignación de instrumentos de cobertura	1,803	870
Realización de las exportaciones	(1,803)	(870)
Amortización del principal (1)	(1,980)	(64)
Instrumento de cobertura al final del periodo	**3,332**	**5,312**

(1) El 30 de junio de 2017, Ecopetrol 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:

	2017	2016
Saldo inicial	**1,441,621**	**2,432,104**
Diferencia en cambio	15,934	(844,863)
Realización de exportaciones (Nota 24)	(583,232)	(720,137)
Inefectividad	(14,036)	46,159
Impuesto de renta diferido	289,578	528,358
Saldo final (Nota 23.5)	**1,149,865**	**1,441,621**

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 $2,984 es la siguiente:

AÑO	ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS	DESPUÉS DE IMPUESTOS
2018	688,169	(238,139)	450,030
2019	575,661	(199,206)	376,455
2020	173,027	(59,876)	113,151
2021	115,582	(39,997)	75,585
2022	115,582	(39,997)	75,585
2023	90,309	(31,250)	59,059
	1,758,330	**(608,465)**	**1,149,865**

29.1.3 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 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 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:

	2017	2016
Saldo inicial	**155,359**	**-**
Diferencia en cambio	(86,892)	231,879
Inefectividad	329	-
Impuesto de renta diferido	28,566	(76,520)
Saldo final (Nota 23.5)	**97,362**	**155,359**

29.2 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que la Compañía 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, la Compañía puede estar expuesta al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago. La administración 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 de la empresa.

La Compañía 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 con la Compañía.

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. La Compañía 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.

Ecopetrol 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:

	2017	2016
Vencidos con menos de tres meses	1,228	4,847
Vencidos entre 3 y 6 meses	276	1,520
Vencidos con más de 6 meses	77,509	95,470
Total	**79,013**	**101,837**

Calidad crediticia de recursos 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 administración 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, 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 Compañía ha cumplido con esta política.

La calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con instrumentos financieros puede verse en: Nota 6 – Efectivo y equivalentes, Nota 9 – Otros activos financieros y Nota 21.2 – Activos del plan.

29.3 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 2017 el 14% (2016: 30%) 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 de la Compañía 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	(66,120)	91,189	(171,031)
- 100 puntos básicos	66,120	(91,169)	183,988

La sensibilización ante variación de las tasas de descuento de los pasivos por pensiones se muestra en la nota 21 - Provisiones por beneficios a empleados.

29.4 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 de la Compañía, 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 nuestras 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, la Compañía se puede ver forzada 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 nuestras políticas destinadas a garantizar que haya fondos netos suficientes para cumplir con los compromisos financieros de la Compañía 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 2017, la Compañía utilizó US$ 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 2020 y 2021. El detalle de estos movimientos son descritos en la Nota 19 – Prestamos y financiaciones

El siguiente es un resumen de la madurez de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2017; 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 COP$2,984.00 pesos/dólar. En consecuencia, estas cantidades no pueden reconciliarse con los montos presentados en el Estado de situación financiera:

	HASTA 1 AÑO	1-5 AÑOS	5-10 AÑOS	> 10 AÑOS	TOTAL
Préstamos (pago de principal e intereses)	4,450,208	24,742,900	18,080,040	15,272,656	62,545,804
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	6,177,537	-	-	-	6,177,537
	10,627,745	**24,742,900**	**18,080,040**	**15,272,656**	**68,723,341**

29.5 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 2017 y 2016:

	2017	2016
Préstamos y financiaciones (Nota 19)	39,139,773	39,739,773
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	(4,356,995)	(5,359,665)
Otros activos financieros (Nota 9)	(8,249,691)	(9,836,641)
Deuda financiera neta	**26,533,087**	**24,543,467**
Patrimonio (Nota 23)	**47,898,631**	**43,673,854**
Apalancamiento	**35.65%**	**35.98%**

El movimiento de la deuda financiera neta se detalla en la Nota 19.8.

30. ENTES RELACIONADOS

30.1 Compañías subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos

Los saldos con compañías subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2017 y 2016 son los siguientes:

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Otros activos financieros	Cuentas por pagar	Otros pasivos
Subsidiarias						
Refinería de Cartagena S.A. (1)	1,792,614	-	-	-	496,257	-
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS.	74,672	-	33,204	-	196,790	9,677
Compounding and Masterbatching Industry Ltda.	11,308	-	-	-	-	-
Oleoducto Central S.A. - OCENSA	4,918	-	-	-	428,523	-
Hocol S.A.	3,533	-	7,452	-	102,242	380
Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS	3,006	-	240,906	-	7,723	-
Ecopetrol Costa Afuera	2,774	-	-	-	-	-
Oleoducto de Colombia S.A. - ODC	2,491	-	29,505	-	39,397	15,384
Ecopetrol América Inc.	617	-	702	-	9,016	-
Propilco S.A.	405	-	-	-	-	693
Bioenergy S.A.	382	-	-	-	-	-
Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda.	244	-	-	-	-	-
Ecopetrol Capital AG (2)	145	-	-	2,276,481	-	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	66	-	-	-	67,661	-
Ecopetrol Germany GMBH	15	-	-	-	-	-
Hocol Petroleum Limited	13	-	-	-	-	-
Andean Chemicals Limited	3	-	-	-	-	-
Black Gold Limited	4	-	-	-	-	-
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited	2,645	-	5,124	-	101,133	7
Ecodiesel Colombia S.A.	362	-	-	-	22,228	-
Offshore International Group Inc (3)	-	154,810	-	-	-	-
Asociadas						
Invercolsa S.A.	18,641	-	-	-	-	-
Serviport S.A.	-	-	-	-	5,820	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**1,918,862**	**154,810**	**316,893**	**2,276,481**	**1,476,790**	**26,141**
Corriente	1,918,862	-	120,583	2,276,481	1,476,790	26,141
No corriente	-	154,810	196,310	-	-	-
	1,918,862	**154,810**	**316,893**	**2,276,481**	**1,476,790**	**26,141**

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Otros activos financieros	Cuentas por pagar
Subsidiarias					
Refinería de Cartagena S.A. (1)	1,079,399	1,450,840	-	-	5,159
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS	718,931	-	2,353	-	160,434
Hocol Petroleum Limited	259,577	-	-	-	-
Hocol S.A.	8,909	-	9,538	-	63,283
Compounding and Masterbatching Industry Ltda.	8,119	-	-	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS	6,047	-	249,829	-	6,383
Propilco S.A.	5,197	-	-	-	123
Oleoducto Central S.A. - OCENSA	4,382	-	746	-	220,141
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	4,347	-	-	-	61,313
Oleoducto de Colombia S.A. - ODC	2,562	-	2,650	-	23,558
Ecopetrol Costa Afuera Colombia S.A.S.	553	-	-	-	-
Bioenergy S.A.	401	-	-	-	-
Ecopetrol América Inc.	107	-	-	-	10,721
Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda	19	-	-	-	-
Black Gold Limited	71	-	-	-	-
Ecopetrol Germany GMBH	1	-	-	-	-
Ecopetrol Capital AG (2)	-	695,102	-	3,748,005	-
Negocios conjuntos					
Equion Energía Limited	93,381	-	6,326	-	89,586
Ecodiesel Colombia S.A.	129	-	-	-	20,765
Offshore International Group Inc. (3)	-	170,121	-	-	
Asociadas					
Serviport S.A.	-	-	-	-	3,989
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**2,192,132**	**2,316,063**	**271,442**	**3,748,005**	**665,455**
Corriente	1,897,854	-	72,622	3,748,005	665,455
No corriente	294,278	2,316,063	198,820	-	-
	2,192,132	**2,316,063**	**271,442**	**3,748,005**	**665,455**

Cuentas por cobrar – Préstamos:

(1) **Reficar:** El 13 de diciembre de 2017 Ecopetrol capitalizó a su inversión en Refinería de Cartagena el préstamo que le había otorgado durante los años 2010 y 2011 por valor nominal de COP$1,109,626 en el marco del contrato de empréstito firmado por ambas compañías en el año 2010. La capitalización incluye los intereses causados a la fecha

(2) **Capital AG:** El 12 de diciembre de 2017 Ecopetrol Capital AG terminó de pagar el préstamo que Ecopetrol le otorgó en el año 2014 por valor nominal de USD$474 millones, con una tasa de interés del 1.2% E.A. pagaderos anualmente y vencimiento a tres años.

(3) **Savia Perú S.A.:** Préstamo otorgado 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 2017 es de USD$49 millones.

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 entes relacionados por los años finalizados al 31 de diciembre se detallan como sigue:

	2017		2016	
	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros
Subsidiarias				
Refinería de Cartagena S.A. (1)	4,414,950	2,196,395	2,969,421	18,782
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	458,478	2,218,177	623,963	2,251,168
Ecopetrol Capital AG	196,603	152,038	46,137	18,208
Compounding and Masterbatching Industry Ltda	119,543	-	94,748	-
Propilco S.A.	44,472	-	23,063	-
Oleoducto Central S.A. - OCENSA	27,064	3,008,131	25,912	2,687,353
Oleoducto de Colombia S.A. - ODC	17,739	302,344	16,699	361,195
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	11,802	635,693	15,485	614,037
Hocol S.A.	10,499	345,359	-	209,311
Ecopetrol Costa Afuera	7,021	-	609	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	6,952	708,114	12,048	678,632
Ecopetrol America Inc	1,506	44,412	278	43,079
Bioenergy S.A.	1,223	-	1,908	-
Black Gold Limited	823	-	932	-
Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda	520	-	872	-
Andean Chemicals Limited	49	-	38	-
Hocol Petroleum Limited	41	-	30	-
Ecopetrol Germany GMBH	13	-	1	-
Ecopetrol Global Energy	3	-	-	-
Ecopetrol del Perú S.A.	2	-	1	-
Asociadas				
Serviport	-	-	-	24,572
Negocios conjuntos				
Equion Energía Limited	405,948	405,948	442,833	415,210
Offshore International Group Inc	15,188	15,188	6,285	-
Ecodiesel Colombia S.A.	6,583	6,583	5,744	265,584
	5,747,022	**10,458,279**	**4,287,007**	**7,587,131**

(1) El aumento de las compras a Reficar se genera por operaciones de internación; a partir del año 2017 Ecopetrol S.A. está comprando combustibles a la refinería que anteriormente eran importados.

30.2 Directivos clave de la gerencia

De acuerdo con la aprobación impartida por la Asamblea General de Accionistas de 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 COP$ 4,426,302 pesos para 2017 y COP$ 3,780,000 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 2017 por concepto de honorarios a miembros de Junta Directiva ascendió a COP$1,877 (2016 - COP$1,253).

La compensación total pagada a los miembros del Comité Directivo activos al 31 de diciembre de 2017 ascendió a COP$20,125 (2016 – COP$13,901). Los directores no son elegibles para recibir los beneficios de pensión y jubilación. El importe total reservado al 31 de diciembre de 2016 para proporcionar los beneficios de pensión y jubilación a nuestros funcionarios ejecutivos elegibles ascendió a COP$5,400 (2016 - COP$ 4,674).

Al 31 de diciembre de 2017, los siguientes Directivos Claves de la gerencia poseían menos del 1% de las acciones en circulación de Ecopetrol así:

PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA	% ACCIONES
Felipe Bayón	<1% acciones en circulación
Mauricio Cárdenas Santamaría	<1% acciones en circulación
Héctor Manosalva Rojas	<1% acciones en circulación
Rafael Espinosa Rozo	<1% acciones en circulación

30.3 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. Estos fondos se constituyeron en cumplimiento a lo dispuesto por el decreto 2153 de 1999, con el cual se autorizó al 31 de diciembre de 2008, 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.

Al 31 de diciembre de 2017 y 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 entidades 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.

30.4 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 junio de 2018.

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 AHN 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 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 la nota 24 – Ingresos por ventas.

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

La Compañía 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 al cierre de 2017 son:

Contratos en los cuales Ecopetrol no es el operador:

SOCIOS	CONTRATO	TIPO	% PARTICIPACIÓN	ZONA GEOGRÁFICA DE OPERACIÓN
Occidental Andina LLC	Chipirón Cosecha Cravo Norte Rondón	Producción	30-40% 30% 50% 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 Energía Limited	Piedemonte	Producción	50%	Colombia
Perenco Colombia Limited	Casanare Corocora Estero Garcero Orocúe	Producción	64% 56% 89% 76% 63%	Colombia
ONGC Videsh Limited Sucursal Colombia	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 Fuerte Sur Purple Angel Col-5 y URA-4	Exploración	50% - 50% -	Offshore Caribe Norte

Terminación de contratos Rubiales y Pirirí

A partir del 1° de julio de 2016, Ecopetrol asumió la operación directa del Campo Rubiales, que hasta dicha fecha, había sido operado por Pacific Rubiales Energy. Tras la terminación del contrato, Ecopetrol recibió los activos de dicha operación y las obligaciones asociadas a los contratos de BOMT's por US$46 millones.

Contratos en los cuales Ecopetrol es 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 Sucursal Colombia	VMM32	Exploración	51%	Colombia
Shell Exploración and Producción	CR4	Exploración	50%	Colombia
Hocol S.A.	AMA4	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
Gas Ltd.	CPO9 - Akacias	Producción	55%	Colombia
Occidental andina LLC	La Cira Infantas Teca	Producción	58% 86%	Colombia
Ramshorn International Limited	Guariquies I	Producción	50%	Colombia
Equion Energía Limited	Cusiana Planta de gas	Producción	98%	Colombia

32. RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS (NO AUDITADAS)

Ecopetrol 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). El proceso es liderado por la Gerencia de Reservas quien presenta el balance de reservas a la Junta Directiva para su aprobación.

Las reservas fueron auditadas en un 99% por 2 compañías auditoras especializadas: DeGolyer and MacNaughton y Ryder Scott Company. 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 de Ecopetrol al 31 de diciembre de 2017 y 2016, (no incluye compañías filiales ni subordinadas), la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por la Compañía.

	2017			2016		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	TOTAL (MBE)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	TOTAL (MBE)
Reservas probadas:						
Saldo inicial	**974**	**3,091**	**1,516**	**1,167**	**3,338**	**1,753**
Revisión de estimaciones (1)	116	293	168	(43)	(16)	(46)
Recobro mejorado	72	3	72	11	1	11
Compras	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	43	-	43	20	21	24
Ventas	-	-	-	(6)	(5)	(7)
Producción	(173)	(239)	(215)	(175)	(248)	(219)
Saldo final	**1,032**	**3,148**	**1,584**	**974**	**3,091**	**1,516**
Reservas probadas desarrolladas:						
Saldo inicial	733	3,011	1,261	867	3,106	1,413
Saldo final	776	3,060	1,313	733	3,011	1,261
Reservas probadas no desarrolladas:						
Saldo inicial	241	80	255	300	232	340
Saldo final	256	88	271	241	80	255

(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. OBLIGACIONES CONTRACTUALES

La Compañía posee varios compromisos y obligaciones contractuales que pueden requerir futuros desembolsos de dinero. Los principales compromisos están relacionados con a) pagos de préstamos y financiamientos, b) pago de beneficios a empleados post-empleo, cuyos montos para pago en los próximos 5 años son revelados en la nota 21.4, c) compromisos de pago futuros en contratos de servicios, leasing

ANEXO 1. INFORMACIÓN SOBRE INVERSIONES EN COMPAÑÍAS (1/2)

El detalle de las participaciones en compañías subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos es el siguiente al 31 de diciembre:

Compañía	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones
Compañías subsidiarias				
Andean Chemicals Ltd.	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda
Black Gold Re Ltd.	100%	Reaseguradora de Ecopetrol y sus subordinadas	Bermuda	Bermuda
Ecopetrol Capital AG	100%	Financiación, liquidación de financiaciones de sociedades del grupo	Suiza	Suiza
Ecopetrol Global Capital SLU	100%	Vehículo de inversión	España	España
Ecopetrol Global Energy S.L.U	100%	Vehículo de inversión	España	España
Hocol Petroleum Limited	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda
Propilco S. A.	50%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Colombia	Colombia
Refinería de Cartagena S.A.*	76%	Refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos	Colombia	Colombia
Cenit S.A.S.	100%	Almacenamiento y transporte por ductos de Hidrocarburos	Colombia	Colombia

(*) Información tomada de los estados financieros auditados.

operativo, suministros de gas y energía, compra de activos y otros y d) compromisos de actividades exploratorias y otras con la Agencia Nacional de Hidrocarburos en contratos vigentes.

34. EVENTOS SUBSECUENTES

No se han presentado eventos subsecuentes a la fecha de aprobación de estos Estados Financieros Separados.

2017		2016	
Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio
5,485,480	(572,066)	5,476,845	(1,645,596)
607,199	28,135	581,901	36,808
1,240,473	145,970	1,098,981	143,805
20	(51)	31	(53)
3,056,580	102,120	2,727,352	(380,156)
2,386,820	(165,302)	2,463,360	(80,638)
1,522,016	160,536	1,367,898	254,126
18,167,265	48,095	8,114,661	(2,447,336)
14,072,668	2,989,999	11,065,275	2,787,279

ANEXO 1. INFORMACIÓN SOBRE INVERSIONES EN COMPAÑÍAS (2/2)

Compañía	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones
Compañías subsidiarias				
Invercolsa S.A.	43,35%	Holding con inversiones de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia	Colombia	Colombia
Negocios conjuntos				
Ecodiesel Colombia S.A.	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos	Colombia	Colombia
Equion Energía Limited	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Reino Unido	Colombia
Offshore International Group	50%	Exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos	Estados Unidos	Perú

	2017		2016	
	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio
	516,640	84,628	560,915	111,997
	76,766	13,236	79,050	24,176
	1,433,536	134,596	1,748,942	105,672
	1,007,754	(178,280)	1,192,980	(248,037)

ANEXO 2. CONDICIONES DE LOS PRÉSTAMOS MÁS SIGNIFICATIVOS

Clase de crédito	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Moneda	Valor nominal en moneda origen
Bonos moneda nacional	dic-10	dic-20	COP	479,900
	dic-10	dic-40	COP	284,300
	ago-13	ago-18	COP	120,950
	ago-13	ago-23	COP	168,600
	ago-13	ago-28	COP	347,500
	ago-13	ago-43	COP	262,950
Crédito sindicado moneda nacional	may-13	may-25	COP	1,839,000
Bonos moneda extranjera	jul-09	jul-19	USD	1,500
	sep-13	sep-18	USD	350
	sep-13	sep-23	USD	1,300
	sep-13	sep-43	USD	850
	may-14	may-45	USD	2,000
	sep-14	may-25	USD	1,200
	jun-15	jun-26	USD	1,500
	jun-16	sep-23	USD	500
Créditos comerciales - Refinería de Cartagena	dic-17	dic-27	USD	2,747
	dic-17	dic-27	USD	310
	dic-17	dic-25	USD	440

(*) Deuda financiera designada como instrumento de cobertura (ver Nota 29).

Saldo pendiente 31-dic-2017	Tipo de interés	Amortización del principal	Pago de interés
479,900	Flotante	Bullet	Semestral
284,300	Flotante	Bullet	Semestral
120,950	Flotante	Bullet	Semestral
168,600	Flotante	Bullet	Semestral
347,500	Flotante	Bullet	Semestral
262,950	Flotante	Bullet	Semestral
1, 532,500	Flotante	Semestral	105,672
1,500	Fijo	Bullet	Semestral
350	Fijo	Bullet	Semestral
1,800	Fijo	Bullet	Semestral
850	Fijo	Bullet	Semestral
2,000	Fijo	Bullet	Semestral
1,200	Fijo	Bullet	Semestral
1,500	Fijo	Bullet	Semestral
500	Fijo	Bullet	Semestral
2,012	Fijo	Semestral	Semestral
227	Flotante	Semestral	Semestral
344	Flotante	Semestral	Semestral

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

CERTIFICACIÓN DEL REPRESENTANTE LEGAL Y CONTADOR DE LA COMPAÑÍA

A los señores Accionistas de Ecopetrol S. A.:

22 de febrero de 2018

Los suscritos Representante legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2017 y 2016 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 2017 y 2016, 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 en 31 de diciembre de 2017 y 2016 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 2017 y 2016.

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

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 2017 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.

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 (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.

Responsabilidad del Auditor

Mi responsabilidad es la de expresar una opinión sobre los mencionados estados financieros consolidados fundamentada 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

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 2017, los resultados consolidados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año 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 bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia adoptadas por Ecopetrol S.A. y sus compañías subordinadas al 31 de diciembre de 2016, 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 3 de marzo de 2017.

Los estados financieros consolidados bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia adoptadas por Ecopetrol S.A. y sus compañías subordinadas al 31 de diciembre de 2015, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros consolidados adjuntos, fueron auditados por otro revisor fiscal quien emitió su opinión sin salvedades el 2 de marzo de 2016.

Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 13442-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530

Bogotá, D.C., Colombia
22 de febrero de 2018

ECOPETROL S.A.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO
(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2017	2016
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	7,945,885	8,410,467
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	6,098,918	4,212,701
Inventarios, neto	8	4,601,396	3,841,901
Otros activos financieros	9	2,967,878	5,315,537
Activos por impuestos corrientes	10	625,374	1,129,098
Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	-	51,610
Otros activos	12	880,425	1,035,632
		23,119,876	**23,996,946**
Activos mantenidos para la venta	13	104,140	132,216
Efectivo neto generado por las actividades de operación		**23,224,016**	**24,129,162**
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	14	1,330,460	1,552,694
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	777,132	729,410
Propiedades, planta y equipo	15	61,359,819	62,269,094
Recursos naturales y del medio ambiente	16	21,308,265	22,341,047
Intangibles	17	380,226	272,132
Activos por impuestos diferidos	10	7,128,314	6,896,340
Otros activos financieros	9	3,565,847	1,371,358
Crédito mercantil	19	919,445	919,445
Otros activos	12	681,009	826,736
Total activos no corrientes		**97,450,517**	**97,178,256**
Total activos		**120,674,533**	**121,307,418**
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	20	5,144,504	4,126,203
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	21	6,968,207	6,854,363
Provisiones por beneficios a empleados	22	1,829,819	1,974,496
Pasivos por impuestos corrientes	10	2,005,688	2,130,940
Provisiones y contingencias	23	558,828	821,954
Otros pasivos		339,565	439,272
		16,846,611	**16,347,228**
Otros pasivos		339,565	439,272
Total pasivos corrientes		**16,846,611**	**16,387,356**

	Nota	Al 31 de diciembre de 2017	2016
Pasivos no corrientes			
Activos corrientes			
Préstamos y financiaciones	20	38,403,331	48,095,824
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	21	29,469	23,893
Provisiones por beneficios a empleados	22	6,502,475	3,901,082
Pasivos por impuestos diferidos	10	2,594,794	2,228,929
Provisiones y contingencias	23	5,978,621	5,095,916
Otros pasivos		537,927	254,700
Total pasivos no corrientes		**54,046,617**	**59,600,344**
Total pasivos		**70,893,228**	**75,987,700**
Patrimonio			
Capital suscrito y pagado		25,040,067	25,040,067
Reservas		2,177,869	1,558,844
Resultados acumulados		7,708,866	2,654,232
Otras partidas patrimoniales		12,971,829	14,420,711
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Compañía		47,898,631	43,673,854
Interés no controlante		1,882,674	1,645,864
Total patrimonio		**49,781,305**	**45,319,718**
Total pasivos y patrimonio		**120,674,533**	**121,307,418**

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)
Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

ECOPETROL S.A.
ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS CONSOLIDADO

(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad (pérdida) básica por acción que está expresada en pesos completos)

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017	2016	2015
Ingresos por ventas	25	55,210,224	47,732,350	52,090,927
Costo de ventas	26	36,893,474	34,236,571	36,994,516
Utilidad bruta		**18,316,750**	**13,495,779**	**15,096,411**
Gastos de administración	27	1,764,524	1,923,268	1,700,985
Gastos de operación y proyectos	27	2,926,065	2,751,687	4,034,268
Impairment de activos a largo plazo	18	(1,373,031)	841,966	8,283,750
Otros ingresos operacionales, neto	28	(505,403)	(274,112)	(378,541)
Resultado de la operación		**15,504,595**	**8,252,970**	**1,455,949**
Resultado financiero, neto	29			
Ingresos financieros		1,159,356	1,311,743	621,924
Gastos financieros		(3,665,390)	(3,463,540)	(2,718,414)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio		5,514	968,270	(1,870,859)
		(2,500,520)	**(1,183,527)**	**(3,967,349)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos	14	32,791	(9,711)	35,121
Resultado antes de impuesto a las ganancias		**13,036,866**	**7,059,732**	**(2,476,279)**
Impuesto a las ganancias	10	(5,634,944)	(4,655,495)	(606,567)
Utilidad (pérdida) neta del periodo		**7,401,922**	**2,404,237**	**(3,082,846)**
Utilidad (pérdida) atribuible:				
A los accionistas		6,620,412	1,564,709	(3,987,726)
Participación no controladora		781,510	839,528	904,880
		7,401,922	**2,404,237**	**(3,082,846)**
Utilidad (pérdida) básica por acción		**161.0**	**38.1**	**(97.0)**

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)
Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

ECOPETROL S.A.
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADO

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017	2016	2015
Utilidad (pérdida) neta del periodo		**7,401,922**	**2,404,237**	**(3,082,846)**
Otros resultados integrales				
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):				
Ganancias (pérdidas) no realizadas en coberturas:				
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		291,756	990,483	(2,432,104)
Inversión neta en negocios en el extranjero		57,997	(155,359)	-
Flujo de efectivo instrumentos derivados		35,769	33,869	(60,083)
Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable:				
Ganancias (pérdidas) no realizadas		(7,828)	126,205	(106,911)
Ganancias (pérdidas) realizadas		-	(68,497)	(19,405)
Diferencia en cambio en conversiones		(259,877)	(983,387)	6,120,689
		117,817	**(56,686)**	**3,502,186**
Elementos que pueden no ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):				
(Pérdidas) o ganancias actuariales		(1,548,043)	(1,153,442)	1,404,602
Otras (pérdidas) o ganancias		(11,817)	(46,826)	58,643
		(1,559,860)	**(1,200,268)**	**1,463,245**
Otros resultados integrales del periodo		**(1,442,043)**	**(1,256,954)**	**4,965,431**
Total resultado integral del periodo		**5,959,879**	**1,147,283**	**1,882,585**
Resultado integral atribuible a:				
A los accionistas de la Compañía		5,170,461	340,776	803,761
Participación no controladora		789,418	806,507	1,078,824
		5,959,879	**1,147,283**	**1,882,585**

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)
Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

ECOPETROL S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reservas
Saldo al 31 de diciembre de 2016		**25,040,067**	**6,607,699**	**1,558,844**
Utilidad del periodo		-	-	-
Dividendos decretados	24.4	-	-	-
Liberación de reservas, neto		-	-	619,025
Otros movimientos		-	1	-
Legal		-	-	156,471
Fiscales y estatutarias	23.3	-	-	-
Ocasionales	23.3	-	-	-
Ganancias en instrumentos de cobertura:				
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	-	-	-
Método de participación patrimonial	14.1	-	-	-
Pérdidas actuariales		-	-	-
Otros movimientos		-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017		**25,040,067**	**6,607,700**	**2,177,869**

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reservas	
Saldo al 31 de diciembre de 2015		**25,040,067**	**6,607,699**	**5,546,570**	**9,0**
Utilidad del periodo		-	-	-	
Dividendos decretados		-	-	-	
Pérdidas enjugadas con reserva legal	24.4			**(3,869,907)**	
Liberación de reservas, neto		-	-	(117,819)	
Otros resultados		-	-	-	
Ganancias (pérdidas) en instrumentos de cobertura:					
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	
Flujo de efectivo de instrumentos derivados		-	-	-	
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio		-	-	-	
Diferencia en cambio en conversiones		-	-	-	
Pérdidas actuariales		-	-	-	
Otros movimientos		-	-	-	
Saldo al 31 de diciembre de 2016		**25,040,067**	**6,607,699**	**1,558,844**	

	Otros resultados integrales	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controlante	Participación no controladora	Total patrimonio
	7,813,012	**2,654,232**	**43,673,854**	**1,645,864**	**45,319,718**
	-	6,620,412	6,620,412	781,510	7,401,922
	-	(945,684)	(945,684)	(551,494)	(1,497,178)
	-	(619,025)	-	-	-
	-	(1)	-		-
	-	(156,471)	-		-
	-	(512,632)	-		-
	-	(239,086)	-		-
	291,756	-	291,756		291,756
	57,997	-	57,997		57,997
	(7,828)	-	(7,828)		(7,828)
	(232,016)	-	(232,016)		(232,016)
	(1,548,044)	-	(1,548,044)		(1,548,044)
	(11,816)	-	(11,816)		(11,816)
	6,364,129	**7,708,866**	**47,898,631**	**1,882,674**	**49,781,305**

	Otros resultados integrales	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controlante	Participación no controladora	Total patrimonio
36,945	**(2,874,568)**	**43,356,713**	**1,875,055**	**45,231,768**	**43,356,713**
	-	1,564,709	1,564,709	839,528	2,404,237
	-	-	-	(1,029,612)	(1,029,612)
		3,869,907	-		
	-	117,819	-	-	-
	-	(23,635)	(23,635)	(6,086)	(29,721)
	990,483	-	990,483	-	990,483
	(155,359)	-	(155,359)	-	(155,359)
	24,546	-	24,546	9,323	33,869
	57,708	-	57,708	-	57,708
	(941,043)	-	(941,043)	(42,344)	(983,387)
	(1,153,442)	-	(1,153,442)	-	(1,153,442)
	(46,826)	-	(46,826)	-	(46,826)
	7,813,012	**2,654,232**	**43,673,854**	**1,645,864**	**45,319,718**

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reservas
Saldo al 31 de diciembre de 2014		**10,279,175**	**6,607,612**	**17,963,370**
Utilidad del periodo		-	-	-
Dividendos decretados		-	-	-
Capitalización de reservas		14,760,895		(14,760,895)
Apropiación de reservas, neto		-	-	2,344,095
Otros resultados		(3)	87	-
Ganancias (pérdidas) en instrumentos de cobertura:				
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-
Flujo de efectivo instrumentos derivados		-	-	-
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio		-	-	-
Diferencia en cambio en conversiones		-	-	-
Pérdidas actuariales		-	-	-
Otros movimientos		-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2015		**25,040,067**	**6,607,699**	**5,546,570**

Otros resultados integrales	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controlante	Participación no controladora	Total patrimonio
4,245,456	**8,925,773**	**48,021,386**	**1,511,282**	**49,532,668**
-	(3,987,726)	(3,987,726)	904,880	(3,082,846)
-	(5,468,521)	(5,468,521)	(715,051)	(6,183,572)
	-	-	-	-
-	(2,344,095)	-	-	-
2	1	87	-	87
		-		-
(2,432,104)	-	(2,432,104)	-	(2,432,104)
(43,590)	-	(43,590)	(16,493)	(60,083)
(126,316)	-	(126,316)	-	(126,316)
5,930,252	-	5,930,252	190,437	6,120,689
1,404,602	-	1,404,602	-	1,404,602
58,643	-	58,643	-	58,643
9,036,945	**(2,874,568)**	**43,356,713**	**1,875,055**	**45,231,768**

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)
Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

ECOPETROL S.A.
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	2017	Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016	2015
Flujos de efectivo proveído de las actividades de operación:				
Utilidad (pérdida) neta del periodo		7,401,922	2,404,237	(3,082,846)
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:				
Gasto por impuesto a las ganancias	10	5,634,944	4,655,495	606,567
Depreciación, agotamiento y amortización	15,16,17	8,266,495	7,592,149	6,770,358
(Utilidad) pérdida por diferencia en cambio	29	(5,514)	(968,270)	1,870,859
Costo financiero de préstamos y financiaciones	29	2,385,994	2,765,024	1,768,618
Costo financiero de beneficios post-empleo y costos de abandono	29	753,047	580,491	627,827
Pozos secos	16	898,264	342,691	1,266,440
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes		26,686	78,990	59,932
Ganancia en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas	32.3	(451,095)	-	-
Pérdida (recuperación) de impairment de activos a corto plazo		30,600	74,393	(8,701)
(Recuperación) pérdida de impairment de activos a largo plazo	18	(1,373,031)	841,966	8,283,750
Ganancia por valoración de activos financieros		(104,706)	(59,593)	(109,673)
(Utilidad) pérdida por método de participación patrimonial	14	(32,791)	9,711	(35,121)
Ganancia neta en venta de activos mantenidos para la venta		(166,389)	-	-
Ganancia en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		(13,236)	(47,129)	(72,339)
Pérdida por inefectividad de coberturas		13,707	-	-
Pérdida por diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	25	583,232	720,137	248,698
Impuesto de renta pagado		(4,217,303)	(4,347,364)	(3,148,028)
Cambios netos en activos y pasivos de operación:				
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		(2,189,473)	(1,400,583)	751,031
Inventarios		(323,626)	(217,198)	(183,231)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		21,417	(619,131)	(2,202,808)
Activos y pasivos por impuestos corrientes		(493,533)	2,547,232	(1,964,995)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados		(227,384)	(11,677)	(206,444)
Provisiones y contingencias		104,135	(827,153)	(216,939)
Otros activos y pasivos		451,264	118,522	654,960
Efectivo neto generado por las actividades de operación		**16,973,626**	**14,232,940**	**11,677,915**

	Nota	2017	Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016	2015
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:				
Inversión en propiedades, planta y equipo	15	(2,363,283)	(3,646,929)	(8,548,933)
Inversión en recursos naturales y del medio ambiente	16	(3,426,405)	(2,121,295)	(6,856,761)
Adquisición de participaciones en operaciones conjuntas	32.3	(141,950)	-	-
Adquisiciones de intangibles	17	(175,868)	(69,253)	(112,255)
Venta (compra) de otros activos financieros, neto		564,754	(5,446,507)	1,189,490
Intereses recibidos		405,562	386,001	293,507
Dividendos recibidos		270,136	437,803	423,856
Producto de la venta de activos mantenidos para la venta		159,041	-	-
Producto de la venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	56,930	966,715	613,998
Producto de la venta de propiedad, planta y equipo		267,324	109,896	185,619
Efectivo neto usado en actividades de inversión		**(4,383,759)**	**(9,383,569)**	**(12,811,479)**
Flujo de efectivo en actividades de financiación:				
Adquisición de préstamos		444,827	4,594,640	10,985,933
Pagos de capital		(9,007,340)	(3,149,917)	(4,903,592)
Pagos de intereses		(2,696,979)	(2,495,446)	(1,981,127)
Capitalizaciones		-	-	3
Dividendos pagados	24.4	(1,504,647)	(1,712,298)	(5,493,400)
Efectivo neto usado en actividades de financiación		**(12,764,139)**	**(2,763,021)**	**(1,392,183)**
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo		(290,310)	(226,333)	1,458,019
(Disminución) aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo		(464,582)	1,860,017	(1,067,728)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo		**8,410,467**	**6,550,450**	**7,618,178**
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo		**7,945,885**	**8,410,467**	**6,550,450**
Transacciones no monetarias				
Capitalización de reservas		-	-	14,760,895
Pago de impuestos (compensaciones de saldos a favor)		-	656,121	894,451

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)
Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

ECOPETROL S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

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 PRESENTACIÓN

2.1 Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros

Estos estados financieros consolidados de Ecopetrol por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 han sido preparados de acuerdo con los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia (NCIF), fundamentados 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) hasta al 31 de diciembre de 2013, traducidas oficialmente al español, incorporadas mediante decretos 2420 y 2496 del 2015 y 2131 de 2016 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.

Los estados financieros consolidados presentan información comparativa de los dos ejercicios anteriores.

Las políticas contables descritas en la Nota 4 han sido aplicadas consistentemente en todos los periodos.

Estos estados financieros consolidados fueron aprobados por la Junta Directiva el 22 de febrero del 2018.

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 la Compañía:

- 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. La Compañía 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, utilizando políticas contables consistentes.

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 corresponden a subsidiarias que fueron incorporadas en 2017:

a) Esenttia Resinas del Perú SAC:

Subsidiaria del segmento de Refinación con participación del 100% del Grupo Empresarial cuyo objeto social es la comercialización de resinas de polipropileno y masterbaches en Perú.

b) ECP Hidrocarburos México S.A. de C.V.:

Subsidiaria del segmento de exploración y producción con una participación 100% del Grupo Empresarial. Esta Compañía tiene como objetivo la suscripción y ejecución de los contratos petroleros que le sean adjudicados en México, empezando por los bloques 6 y 8 de la Ronda 2.1. de aguas someras.

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 sería recibido por la venta de un activo o pagado para 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

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 financieros consolidados se presentan en pesos colombianos, la cual es la moneda funcional y de presentación del Grupo.

Los estados individuales 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

Al preparar los estados financieros de Ecopetrol, las transacciones en moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía son registradas utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas en que se efectúan las operaciones. 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 como parte del resultado de la operación hasta la enajenación de la inversión neta, momento en el que son reclasificadas a resultados.

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.

Las inversiones netas en operaciones en el extranjero incluyen la financiación de capital y los préstamos interCompañías a largo plazo para los cuales la liquidación no está prevista en un futuro previsible. Las diferencias de cambio derivadas de la conversión de la inversión neta en operaciones en el extranjero se acumulan en el otro resultado integral.

2.6 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

El Grupo presenta activos y pasivos en el estado de situación financiera con base en la clasificación corriente / no corriente.

Un activo o un pasivo son corrientes 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 sobre el que se informa,
- 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 sobre el que se informa
- No existe el derecho incondicional de diferir la liquidación del pasivo durante al menos doce meses después del período sobre el que se informa.

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 (pérdida) por acción (básica y diluida)

La utilidad básica (pérdida) por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del ejercicio atribuible a los accionistas de la Compañía y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período. No existe dilución potencial de acciones.

2.8 Cambios en políticas de presentación y reclasificaciones

a)Posterior a la emisión de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre d e 2015, la Compañía modificó su política de presentación en los estados de flujos de efectivo de los pozos secos, para una mejor comprensión y comparabilidad con respecto al monto invertido en actividades de exploración; lo anterior alineado con la política esfuerzos exitosos descrita en la Nota 4.7 que establece que los costos de los pozos exploratorios se capitalizan inicialmente hasta que se determine si son comercialmente viables; adicionalmente, permite alinear la información presentada con el presupuesto anual de inversión publicado por la Compañía, la cual incluye las inversiones que se realizarán durante el período, sean comercialmente viables o no. Con este cambio, a partir de 2016, las inversiones que podrían resultar en pozos secos se suman a los ingresos netos al determinar los flujos de efectivo generados por las operaciones y se incluyen en los flujos de efectivo utilizados en las actividades de inversión. A continuación se detalla el cambio mencionado:

	31 de diciembre 2015 reportado	Reclasificaciones	31 de diciembre 2015 ajustado
Efectivo generado por las actividades de operación:			
Pozos secos	-	1,266,440	1,266,440
Efectivo neto generado por las actividades de operación	**-**	**1,266,440**	**1,266,440**
Efectivo generado por las actividades de operación:			
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(5,590,321)	(1,266,440)	(6,856,761)
Total efectivo usado por las actividades de inversión	**(11,545,039)**	**(1,266,440)**	**(12,811,479)**
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	**6,550,450**	**-**	**6,550,450**

b) Para propósitos comparativos, la Compañía reclasificó ciertos importes de periodos anteriores, en los conceptos que comprenden el estado de cambios en el patrimonio, así como también, la reconciliación del gasto por impuesto a las ganancias relacionado en la Nota 10 – Impuestos, para permitir mejor comparabilidad. Estas reclasificaciones no impactan la utilidad del año ni el patrimonio neto de la Compañía.

3. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES SIGNIFICATIVOS

La preparación de los estados financieros consolidados requiere estimaciones por parte de la gerencia de la Compañía para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos por ventas, costos y compromisos reconocidos en los estados financieros. Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados. La incertidumbre sobre supuestos y estimaciones podrían resultar en cambios materiales futuros que podrían afectar el valor de activos o pasivos. Los cambios a estas estimaciones son reconocidas prospectivamente durante el periodo en el cual la estimación es revisada.

Los siguientes son los juicios y estimaciones contables con efecto significativo para la preparación de los estados financieros:

3.1 Reservas de petróleo y gas natural

Las mediciones de depreciaciones, agotamientos, amortizaciones, impairment y obligaciones por costos de abandono se determinan, en parte, sobre la estimación de reservas de petróleo y gas natural de la Compañía. La estimación de reservas es un procedimiento inherentemente complejo e implica el ejercicio del juicio profesional.

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, nuestras reservas probadas disminuyen en la medida en que los precios bajan y aumentan cuando suben los precios.

Las estimaciones de reservas 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 reducción 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, debido a que los cargos por depreciación, agotamiento y amortización se calculan utilizando el método de unidades técnicas de producción.

La información sobre el valor en libros de los activos de exploración y producción y las cantidades con cargo a resultados, incluyendo la depreciación, agotamiento y amortización, es presentada en las notas 15 y 16.

3.2 Impairment (recuperación) de activos

La Compañía utiliza su juicio profesional al evaluar la existencia de indicios de impairment con base en factores internos y externos. Asimismo, se realiza una evaluación para conocer si existe algún indicio de que la pérdida por impairment reconocido en periodos anteriores, para un activo distinto del crédito mercantil, ya no existe o podría haber disminuido

Si existen indicadores de un gasto o una recuperación por impairment, la Compañía estima el importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo, el cual corresponde al más alto 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, y (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, entre otros factores. 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 recuperación del mismo.

Si el importe en libros de un activo, distinto del crédito mercantil, es incrementado tras la reversión de una pérdida por impairment del valor, no excederá al importe en libros que podría haberse obtenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para dicho activo 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 administración 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.

Los cambios en las estimaciones y juicios pueden afectar el monto recuperable de las unidades generadoras de efectivo y como consecuencia el reconocimiento o la recuperación de impairment de activos.

3.3 Costos de exploración y evaluación

Ciertos gastos de exploración y evaluación se capitalizan inicialmente con la intención de establecer reservas comercialmente viables. La Compañía utiliza su juicio profesional sobre eventos y circunstancias futuras y realiza estimaciones para evaluar anualmente la generación de beneficios económicos futuros para la explotación de los recursos petrolíferos, así como análisis técnicos y comerciales para confirmar la intención de continuar desarrollándolos. Los cambios en la información disponible tal como el nivel de éxito de la perforación o cambios en el valor económico del proyecto, costos de producción, niveles de inversión, entre otros, pueden llegar a establecer que los costos de exploración capitalizados sean reconocidos en los resultados del periodo. A partir de 2016, el gasto por pozos secos es tratado como actividad de operación en el estado de flujos de efectivo.

3.4 Determinación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE's)

La asignación de activos en UGE´s 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 administración monitorea las operaciones. Ver nota 4.12 – Impairment en el valor de los activos, para mayor información.

3.5 Abandono de campos y otras facilidades

De acuerdo con la reglamentación ambiental y de petróleos, la Compañía debe reconocer 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.

La estimación de costos de abandono y desmantelamiento de estas instalaciones son registrados en la moneda funcional de la Compañía en el momento de instalación de los activos. La obligación constituida para el abandono y desmantelamiento es objeto de revisión anual y es ajustada para reflejar el mejor estimado, debido a cambios tecnológicos, asuntos políticos, económicos, ambientales, de seguridad y de relaciones con grupos de interés.

La determinación de estas estimaciones es compleja e involucra realizar juicios significativos por parte de la Gerencia, tales como proyecciones internas de costos, variaciones en las estimaciones de reservas, tasas futuras de inflación y tasas de descuento. La Compañía considera que los costos de abandono son razonables, con base en la experiencia del Grupo Empresarial y las condiciones de mercado; sin embargo, las variaciones significativas en los factores externos utilizados en el cálculo del estimado podrían impactar significativamente los estados financieros.

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 administración 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 los mismos.

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. El cálculo de los bonos pensionales se mantiene para cumplir con las obligaciones pensionales a cargo de la Compañía, según la reglamentación establecida.

3.7 Impairment de crédito mercantil

La Compañía realiza anualmente una prueba de impairment del crédito mercantil (goodwill) para evaluar si el valor en libros es recuperable. El crédito mercantil 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. La Compañía 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 crédito mercantil (goodwill).

3.8 Litigios

La Compañía está sujeta a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras reclamaciones que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La administración evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que se estos materialicen y las sumas involucradas, para decidir sobre los importes reconocidos y/o revelados en estados financieros.

Este análisis, el cual puede requerir juicios considerables, incluye revisar procesos legales instaurados en contra de la Compañía y reclamos aún no iniciados. Una provisión se reconoce cuando la Compañía 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. Los 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 de la Compañía 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 de la Compañía 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 Administración, 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 administración. 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 valúan 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.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados y con cambios en otro resultado integral se contabilizarán a su valor razonable. Los instrumentos financieros tales como, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, se contabilizan a costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

Las inversiones de patrimonio disponibles para la venta que no tienen un precio de cotización en el mercado y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, se miden al costo menos cualquier pérdida por impairment identificada al final de cada periodo de reporte.

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 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. Para la Compañía, el nivel 1 incluye valores negociables activamente transados.

Nivel 2: Entradas distintas de nivel 1 que son observables, ya sea directa o indirectamente. Para la Compañía, 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 el mismo término que el contrato.

Nivel 3: Datos de entrada no observables. La Compañía no utiliza entradas a nivel 3 para sus mediciones recurrentes de activos y pasivos financieros. La Compañía puede utilizar entradas a nivel 3 para la determinación del valor razonable asociado con ciertas mediciones de los activos no financieros para determinar su valor recuperable.

Para contratos derivados, en los cuales información pública no esté disponible, las estimaciones del valor razonable se determinan generalmente usando modelos y otros métodos de valoración, cuyos supuestos claves incluyen: precios futuros, volatilidad, correlación de precios, riesgo crediticio de la contraparte y liquidez del mercado, cuando sea apropiado. Para otros activos y pasivos, las estimaciones de valor razonable se basan generalmente en el valor presente neto de los flujos de caja esperados

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

La Compañía evalúa, en cada fecha de reporte, si existe evidencia objetiva que un activo financiero o grupo de activos financieros están deteriorados. Los activos financieros se evalúan para los indicadores de impairment al final de cada periodo. Se considera que los activos financieros se han deteriorado cuando existe evidencia objetiva que, como resultado de uno o más eventos que ocurren con posterioridad al reconocimiento inicial, los flujos de efectivo futuros estimados del activo se han afectado. 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

Ecopetrol 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.

Cuando la Compañía no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo ni transfiere el control del activo, la Compañía continúa reconociendo el activo transferido, en la medida de su participación continua, y también reconoce el pasivo asociado.

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 en cambios significativos de su valor.

4.1.2 Activos financieros

La Compañía 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 administración de la Compañía no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las pérdidas o ganancias no realizadas, se reconocen en el otro resultado integral. Los ingresos recibidos por estos instrumentos de patrimonio se reconocen como ingresos financieros en el resultado del periodo.

En el momento de su venta o en el reconocimiento de pérdidas por impairment en su valor, los ajustes acumulados por valoración en el otro resultado integral y la utilidad o pérdida en la venta se reconocen en el resultado del ejercicio.

c) Préstamos y 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; se clasifican como activos corrientes, excepto para los vencimientos superiores a doce meses desde la fecha del balance, los cuales se clasifican como activos no corrientes. 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 la Compañía 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. La diferencia entre el importe recibido y su valor nominal, se reconoce en el resultado del periodo durante el tiempo de amortización de la obligación financiera, medidos al 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 de resultados.

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 de ganancias o pérdidas.

4.1.4 Instrumentos financieros derivados y actividades 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 de los derivados se registran como resultados en el estado 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, la Compañía 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.

Los instrumentos de cobertura son clasificados como activos o pasivos no corrientes cuando su vencimiento es superior a 12 meses, a partir de la fecha del estado de situación financiera, de lo contrario se clasifican como activos o pasivos corrientes.

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 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 patrimonio hasta que la transacción se reconozca en resultados. 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 31 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 de resultados 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 costo o valor neto realizable más bajo.

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 transporte.

El crudo 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 (deducciones de 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 cargan a gastos, mantenimiento o proyectos en la medida en que dichos artículos se consuman.

Ecopetrol estima el valor neto realizable de los inventarios al final del 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 del castigo se revierte. La reversión no puede ser mayor que el monto del castigo original, 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 compartido, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas o es un miembro del personal clave de la gerencia (o pariente cercano del miembro). La Compañía 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 4.16)

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 participar en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, pero no es control o control conjunto sobre esas políticas. 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 I - Compañías consolidadas, asociadas y negocios conjuntos para detalle estas Compañías.

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. El valor en libros de estas inversiones incluye la plusvalía identificada en la adquisición, que no se evalúa por impairment separadamente.

La participación de la Compañía en los resultados de las operaciones de la asociada se reconoce en el estado de resultados. Cualquier cambio en otro resultado integral se registra en el otro resultado integral de la Compañía.

Después de la aplicación del método de participación, la Compañía determina si es necesario reconocer una pérdida por impairment de su inversión en su asociada. En cada fecha de presentación, la Compañía 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 de resultados.

Cuando es necesario, la Compañía realiza ajustes a las políticas contables de las asociadas para garantizar la coherencia con las políticas adoptadas por la Compañía. 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 compartido tienen derecho a los activos netos del acuerdo. El control conjunto se presenta cuando 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 por ventas, 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 por ventas, costos y gastos, con

base en la participación de cada socio en los ítems correspondientes a activos, pasivos, gastos, costos e ingresos por ventas.

Cuando la Compañía 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 resultado del periodo.

El exceso de la suma de la contraprestación transferida y el importe pagado en la operación se reconoce como crédito mercantil. 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 resultados 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 en lugar de 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) 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 del artículo.

Las piezas de repuesto y el equipo auxiliar se registran como inventarios, y se reconocen como gasto cuando 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 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 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	15 - 65 años
Ductos, redes y líneas	10 - 59 años
Edificaciones	12 - 80 años
Otros	5 -5 33 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

Ecopetrol 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 resultados.

Los costos de exploración son aquellos incurridos con el objetivo de identificar áreas que se considera tienen perspectivas de contener reservas de petróleo y gas, incluidos los costos geológicos y geofísicos, sísmicos, viabilidad y otros, que se reconocen como gastos cuando se incurre en ellos. Igualmente, 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 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.

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.

Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por la Junta Directiva de la Compañía. 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) de 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 a la Compañía 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 la Compañía pretende continuar a futuro con su ejecución, no son susceptibles de asignación de costos 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 Crédito mercantil (goodwill)

El crédito mercantil se mide inicialmente al costo (que corresponde a la diferencia entre la contraprestación transferida y el monto reconocido por intereses no controladores y cualquier interés anterior mantenido sobre el neto 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 prueba anualmente por impairment al cierre del ejercicio.

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. Los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Los activos mantenidos bajo arrendamiento financiero, cuando Ecopetrol es arrendatario, se reconocen en el estado 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 la Compañía 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 cargan directamente a resultados.

Los pagos por arrendamientos operativos se registran como un gasto, empleando el método de línea recta, durante el plazo correspondiente al 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, Ecopetrol compara el valor en libros de los mismos con el importe recuperable por lo menos a la fecha de cierre del período o antes, 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 (UGE) siempre que los mismos, individualmente considerados, no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGE's. 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 del periodo.

El valor razonable menos los costos de disposición será mayor que el valor en uso para el segmento de producción del activo debido a que la metodología de valor en uso tiene algunas restricciones significativas incluidas en los flujos de efectivo futuros, como las siguientes: a) gastos futuros de capital que mejoren el rendimiento de la UGE, que podría resultar en un incremento esperado de los flujos netos de efectivo, b) la existencia de gastos generales, administrativos y otros gastos propios de la Compañía que disminuyen los flujos netos, c) las partidas antes de impuestos que reflejan riesgos comerciales específicos, lo que resulta en una mayor tasa de descuento y por ende, menores flujos netos. El monto recuperable de los activos en los segmentos de negocio es el más alto entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso.

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. En el caso de los activos o las unidades generadoras de efectivo 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

Los cálculos son corroborados con múltiplos de valoración, precios de cotización de las acciones de empresas comparables a Ecopetrol.

Una vez que se ha registrado una pérdida por impairment del valor, el gasto por amortización futura se calcula sobre la base del importe recuperable ajustado. Las pérdidas por impairment solo pueden revertirse está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después de que se reconoció la pérdida por impairment. 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, ni tampoco el importe recuperable en la fecha de la evaluación.

En la reclasificación de cualquier activo no corriente a los activos mantenidos para la venta, el valor en libros de estos activos se revisa a su valor razonable menos los costos de disposición. No se registra ninguna otra provisión para depreciación, agotamiento 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 Ecopetrol 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.

La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y Ecopetrol tiene información adecuada para 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 virtualmente cierto. El gasto correspondiente a cualquier provisión se presenta en el estado de ganancias y pérdidas en la línea que mejor refleje la naturaleza de la provisión, neto de todo reembolso relacionado, en la medida en que éste sea virtualmente cierto.

Si el efecto del valor temporal del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones se descuentan 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 ganancias y pérdidas.

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 desmantelamiento de componentes de 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 confiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes 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 correspondiente propiedad, planta y equipo y recursos naturales y ambientales. Cuando una disminución en la obligación de retiro de activos relacionada con un activo productor excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce en el estado de resultados 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 (incluye cuando aplique, renta y complementarios y renta para la equidad CREE) 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 patrimonio. 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

La Compañía 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 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 aplicarán a los ingresos gravables durante los años en los que se espera que se reviertan las diferencias temporales entre los importes en libros y las bases impositivas.

El valor en libros de un activo 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 que permitan la recuperación total o parcial del activo.

El impuesto diferido consolidado se calcula como la suma del impuesto diferido en los estados financieros separados de las Compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol, ajustado por los impuestos diferidos sobre combinaciones de negocios, transacciones con vinculados y otros ajustes relacionados con el proceso de consolidación.

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

La Compañía 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 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 la Compañía, 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 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.

(a) Beneficios a empleados post-empleo por beneficios definidos

En los planes de beneficios definidos, la Compañía 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:

- Pensiones
- Bonos pensionales
- Salud

- Plan educativo
- 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 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 aumentos futuros de salarios y pensiones se vinculan con los índices de inflación futuros esperados para el país. La Nota 22 – Provisiones por beneficios a empleados provee más detalles sobre los supuestos clave utilizados.

Los valores reconocidos en el resultado 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.

No existe costo de servicio para el plan de pensiones de los empleados debido a que al tener la calidad de pensionados, no hay tiempo de servicio presente al que se le pueda cargar el beneficio pensional, en otras palabras el beneficio esta 100% causado y no está en la etapa de acumulación.

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 mediante una tasa de descuento basada en 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 resultado del periodo el costo del servicio, el costo financiero neto y los ajustes a la obligación del plan de beneficios definido.

(c) Beneficios por terminación

Un plan de beneficio por terminación de la relación 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.

4.16 Reconocimiento de ingresos por ventas

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, incluyendo los riesgos y beneficios de la propiedad. En el caso de productos refinados y petroquímicos, 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. Los ingresos por servicios de transporte se reconocen cuando los productos son transportados y entregados al comprador conforme con los términos de la venta. 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.

En cumplimiento con la normatividad local vigente, Ecopetrol y Refinería de Cartagena S.A., comercializan 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 colombianos 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 colombianos, 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 y Refinería de Cartagena S.A.

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 financiación, excepto los que son capitalizados como parte del costo del activo, b) valoración de ganancias y pérdidas de instrumentos financieros medios 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

Ecopetrol 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 Empresarial Ecopetrol 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 y petroquímica: 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

Ecopetrol adoptó por primera vez las siguientes modificaciones a las IFRS emitidos por el IASB, aplicables para el periodo que cubre este informe:

- Modificaciones a la NIC 7 estado de flujos de efectivo - Iniciativa de revelación: requieren que las entidades revelen los cambios en sus pasivos surgidos de las actividades de financiación, incluidos los que se generan de los flujos de efectivo y los no monetarios (entre ellos, el efecto de la diferencia en cambio). La adopción de las modificaciones a la NIC 7 no tuvo impacto en los montos reconocidos en los estados financieros. La Compañía proporciona la información para el período actual y el período comparativo, requerido por esta norma en la Nota 20 – Préstamos y financiaciones.

Los siguientes estándares entrarán en vigencia en períodos futuros y están siendo objeto de implementación y/o evaluación:

- La NIIF 9 “Instrumentos financieros” sustituyó la NIC 39 “Instrumentos financieros: reconocimiento y valoración” y entra en vigencia para los ejercicios anuales que comenzaron a partir del 1 de enero de 2018. La NIIF 9 incluye: 1) Clasificación y medición de activos y pasivos financieros, 2) impairment de activos financieros y 3) Contabilidad de coberturas. Ecopetrol implementó esta norma desde su fecha efectiva.

  En relación con la clasificación y medición, se efectuó la validación de los instrumentos financieros concluyendo: a) la valoración de los activos y pasivos financieros medidos a costo amortizado, es consecuente con el modelo de negocio, el cual busca pagar o recibir flujos de caja en un momento determinado; b) las cuentas por pagar y por cobrar de corto plazo no aplican el método de valoración por costo amortizado, toda vez que no tienen una tasa de interés asociada y su liquidación es menor a un año y c) los portafolios de inversión y derivados financieros continúan midiéndose a valor razonable con cambios en resultados, en cumplimiento a su función dentro el modelo de negocio.

  Con base en las mencionadas evaluaciones, la valoración actual de los instrumentos financieros de la Compañía es consecuente con su modelo de negocio y no requiere cambios importantes.

  Con respecto al modelo de evaluación de impairment aplicado a los activos financieros valorados a costo amortizado, se determinó que la adopción de la NIIF 9 no presentará ningún impacto, teniendo en cuenta los procesos que se ejecutan para el monitoreo del riesgo de crédito, el conocimiento previo de la situación financiera de las contrapartes con las que se efectúan transacciones y la calidad de la cartera.

  Por último, respecto al modelo de contabilidad de coberturas, la Compañía determinó como política contable, continuar con los requerimientos establecidos por la NIC 39 para las operaciones ya existentes. En el caso en que Ecopetrol decida realizar nuevas coberturas, se validarán los requerimientos exigidos por la NIIF 9 para establecer las relaciones de esas coberturas y su alineación con los objetivos de la administración del riesgo, así como los componentes cualitativos y cuantitativos a ser considerados para la evaluación de efectividad.

- La NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes” proporciona un modelo único para contabilizar los ingresos derivados de contratos con clientes, centrándose en la identificación y cumplimiento de obligaciones de desempeño. La NIIF 15 sustituye la NIC 18 “Ingresos” y es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018. Según el nuevo estándar, los ingresos se reconocen cuando se satisfacen las obligaciones de desempeño y no existen situaciones indicativas de que el precio o consideración variable que la componen no sean medibles o realizables. De igual manera el reconocimiento del ingreso se observa cuando el cliente obtiene el control de los bienes o servicios prometidos en un monto que refleja la contraprestación que la entidad espera recibir a cambio de esos bienes o servicios. El estándar también contiene requisitos de presentación y revelación que son más detallados que los definidos por NIC 18, lo cual representa un aumento en el volumen de divulgaciones requeridas en los estados financieros.

  El Grupo Empresarial implementará esta norma desde el 1° de enero del 2018, utilizando el método retrospectivo modificado, el cual permite ajustar dentro del patrimonio, a la fecha de aplicación inicial, los impactos calculados sin que se requiera ajustar los años comparativos. Su adopción no tuvo un efecto material en los importes reconocidos en el estado de situación financiera y en los estados de resultados y resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo en periodos anteriores; sin embargo, requirió la implementación de nuevos controles internos, cambios en procedimientos y políticas contables para permitir la documentación sobre la adopción del estándar y su futura aplicación.

  El proceso desarrollado consideró las soluciones prácticas establecidas en la norma para determinar los contratos a analizar, los componentes de financiación significativos y costos incrementales de obtener un contrato con un cliente.

  Durante el proceso de implementación de la NIIF 15 se evaluaron las fuentes de ingresos ordinarios, considerando la identificación de contratos con clientes, las obligaciones de desempeño, la determinación de precios de transacción, la asociación de precios con obligaciones de desempeño y el reconocimiento de ingresos cuando se satisfacen dichas obligaciones. El análisis incluyó los siguientes aspectos por segmento:

  Exploración y producción: Ingresos asociados a la venta de petróleo crudo y de gas natural. Los principales aspectos evaluados son acuerdos con socios en operaciones conjuntas, contratos a largo plazo, desbalances, producción, regalías, rol de principal y agente, acuerdos de compra y venta, acuerdos take or pay y componentes variables de precio. No se identificaron impactos significativos para el reconocimiento, medición o presentación para este segmento.

  Dentro del análisis se revisó si el socio operador en una operación conjunta puede tener un contrato con otro socio no operador para comercializar y vender el producto que no es del operador a un tercero. El análisis incluyó si alguna de las partes actúa como principal o agente en el acuerdo. El operador evalúa si registra los ingresos brutos en función de la producción total o los ingresos netos en función de su interés neto de explotación. El no operador avalúa el momento del reconocimiento de ingresos. El Grupo Empresarial no mantiene acuerdos significativos con socios no operadores en los cuales asuma el rol de agente.

Transporte y logística: Corresponde a los ingresos provenientes del transporte, almacenamiento y comercialización al por mayor de productos crudos o refinados derivados del petróleo ya sea por tuberías, ferrocarril, barcaza o camión. Ductos y otros sistemas de transporte pueden ser utilizados para trasladar petróleo crudo desde los sitios de producción a las refinerías y entregar los diversos productos refinados a los distribuidores de combustibles. Los principales aspectos evaluados son contratos ship or pay y ship and pay, componentes variables de precio y acuerdos de depósito. El Grupo Empresarial ha evaluado las obligaciones de desempeño establecidas en la prestación de servicio, observando que no existen condiciones en las cuales se presenten afectaciones al precio variable relacionado con ajustes volumétricos u otras condiciones contractuales impidan reconocer el ingreso.

Contratos Take-or-pay:

Los contratos de venta de productos básicos y algunos contratos de almacenamiento y transporte firmes se pueden estructurar como contratos más complejos de compra o pago mínimo, que especifican cantidades mínimas de producto que pagará un cliente, incluso si elige no recibirlos o usarlos. Las cantidades de productos que un cliente opta por no tomar o usar en el período de entrega especificado se denominan “cantidades deficientes”.

- Período de recuperación prohibido: si un cliente no puede compensar cantidades de deficientes en períodos futuros, la Compañía cumple sus obligaciones de desempeño y reconoce los ingresos por las cantidades especificadas contractualmente a medida que expira el período de servicio. Si la entidad del segmento de midstream espera que el cliente repare todas las deficiencias (es decir, espera que el cliente tome el volumen mínimo), la Compañía reconoce los ingresos a medida que se transfiere el producto. Alternativamente, si el Grupo Empresarial espera que haya cantidades de deficientes que el cliente no puede tomar o compensar, de igual manera reconocerá un ingreso.

- Periodo de recuperación permitido: algunos acuerdos de compra, pago o contratos de volumen mínimo contienen períodos de recuperación deficiente que permiten a los clientes adquirir el producto o servicio en un período futuro y compensar las cantidades contractuales especificadas del producto por el que pagaron pero no eligieron recibir en un período anterior. Si el cliente puede compensar las cantidades deficientes en períodos futuros, la Compañía tiene obligaciones de desempeño para entregar esos volúmenes a petición del cliente (sujeto a restricciones contractuales y de capacidad). Al inicio y en los periodos de informe posteriores, la Compañía debe estimar si espera que haya deficiencias que el cliente compensará o no. Si la Compañía espera que el cliente recupere todas las deficiencias a las que tiene derecho contractualmente, cualquier cargo recibido relacionado con las deficiencias temporales que se compensarán en un período futuro se diferirá y la entidad reconocerá ese monto como ingreso cuando ocurra cualquiera de las siguientes situaciones:

  a) El cliente compone los volúmenes ó

  b) La posibilidad de que el cliente ejerza su derecho a los volúmenes de deficiencia es remota.

La Compañía no identificó impactos significativos para el reconocimiento, medición o presentación para este segmento.

Refinación, petroquímicos y biocombustibles: referente a refinamiento del petróleo crudo, procesamiento/purificación del gas natural y producción de petroquímicos y biocombustibles. Los principales aspectos evaluados son contratos de largo plazo, componentes variables de precio, acuerdos no monetarios, descuentos, componentes de financiación y entregas en malla de refinería. No se identificaron impactos significativos para el reconocimiento, medición o presentación para este segmento.

Para cada uno de los segmentos, el ingreso es reconocido cuando los bienes o los servicios han sido entregados a los clientes en los puntos de entrega establecidos (momento en que se satisface la obligación de desempeño), en los cuales se realiza la transferencia de la propiedad y los riesgos asociados a los productos y han sido aceptados por los clientes.

Respecto a la estructura de agente y principal, como parte del proceso de operación de venta de productos o servicios el Grupo Empresarial entra en contratos para adquirir, en nombre del cliente, otros productos o prestar servicios. Bajo estos contratos, el Grupo Empresarial es considerado como el principal responsable para satisfacer la obligación especifica. En algunos casos no se mantiene un riesgo del inventario antes o después de haber vendido el bien o prestado el servicio. El Grupo Empresarial ha evaluado el impacto en el reconocimiento en ambos casos y determinó que no hay efectos significativos frente al nuevo marco de adopción.

Como resultado del análisis de los segmentos, se definió que: a) para los principales contratos con varias obligaciones de desempeño, se concluyó que estas son interdependientes; por lo tanto, los precios asignados no son independientes y no fue requerido la aplicación de una metodología de asignación de precios; b) el Grupo Empresarial actúa como principal en sus transacciones controlando los bienes antes de transferirlos al cliente; c) la Compañía reconoce las consideraciones variables en los precios de transacción a menos que no puedan ser medidas fiablemente, en cuyo caso el reconocimiento se aplaza hasta resolver la incertidumbre; d) El método del producto es el utilizado por la Compañía para reconocer el ingreso proveniente de contratos a largo plazo con entregas parciales de bienes; e) no se identificaron impactos asociados a costos de contratos al ser reconocidos contablemente en el período contable y no es requerida su capitalización; y, f) los acuerdos no monetarios se encuentran reconocidos a valor razonable.

- NIIF 16 “Arrendamientos” suministra un nuevo modelo para la contabilidad del arrendatario, según el cual, todos los arrendamientos, diferentes a los de corto plazo y de menor cuantía, serán reconocidos en el balance, como un activo (derecho de uso) y un pasivo (arrendamiento financiero) y en los resultados, la respectiva amortización del derecho de uso durante el plazo del arrendamiento. La NIIF 16 será efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, con posibilidades limitadas de implementación anticipada. La NIIF 16 sustituye la actual NIC 17 “Arrendamientos” y la CINIIF 4 “Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento”.

La NIIF 16 “Arrendamientos” contiene un nuevo modelo para la identificación de contratos de arrendamiento y su tratamiento en los estados financieros para arrendatarios. Como resultado de su implementación, las Compañías de petróleo y gas podrían reconocer más activos y pasivos, derivados principalmente del alquiler de equipos de perforación y oficinas. El nuevo estándar no trae mayores cambios en el reconocimiento, medición y revelación para los arrendadores.

Ecopetrol ha completado su evaluación inicial y empezó un plan de acción para su implementación. La Compañía continuará realizando un análisis más detallado del impacto potencial en los Estados Financieros de la adopción de la NIIF 16 y no espera adoptarla de manera anticipada.

- Modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28: Venta o contribución de activos entre un inversor y su asociado o empresa conjunta.

  Las enmiendas abordan el conflicto entre la NIIF 10 y la NIC 28 cuando se trata de la pérdida de control de una subsidiaria que se vende o contribuye a una asociada o negocio conjunto. Las modificaciones aclaran que la ganancia o pérdida resultante de la venta o contribución de activos que constituye el negocio, tal como se define en la NIIF 3, entre un inversor y su asociada o negocio conjunto, se reconoce en su totalidad. Sin embargo, cualquier ganancia o pérdida que resulte de la venta o contribución de activos que no constituyan negocio se reconoce solamente hasta la extensión de los intereses de los inversores no relacionados con la asociada o negocio conjunto. El IASB ha diferido la fecha de entrada en vigencia de estas modificaciones indefinidamente, pero una entidad que las adopte anticipadamente debe aplicarlas prospectivamente.

- Mejoras anuales a las Normas NIIF Ciclo 2014-2016: Realiza modificaciones a los siguientes estándares:

  - NIIF 12: Aclara el alcance de la norma especificando que los requisitos de revelación en la norma, excepto los que figuran en los párrafos B10 a B16, se aplican a los intereses de una entidad enumerados en el párrafo 5 (subsidiarias, acuerdos conjuntos, asociadas y entidades estructuradas no consolidadas) que se clasifican como mantenidos para la venta o clasificados como operaciones discontinuadas de acuerdo con la NIIF 5.

- CINIIF 22 Transacciones en moneda extranjera y consideración anticipada: La interpretación aborda transacciones en moneda extranjera donde:

  - Hay una consideración que está denominada en moneda extranjera;

  - La entidad reconoce un activo por pago anticipado o un pasivo por impuesto diferido con respecto a esa contraprestación, antes del reconocimiento del activo, gasto o ingreso relacionado; y

– El activo por dicho anticipo o el pasivo por impuesto diferido no es monetario.

El Comité de Interpretaciones llegó a la siguiente conclusión:

- La fecha de la transacción, con el fin de determinar el tipo de cambio, es la fecha del reconocimiento inicial del anticipo no monetario o del pasivo por impuesto diferido.

- Si hay varios pagos recibidos por anticipado, se establece una fecha de transacción para cada pago.

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

El detalle del efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 comprendía:

	2017	2016
Bancos y corporaciones	5,484,981	3,319,465
Inversiones financieras de corto plazo	2,459,438	5,090,048
Caja	1,466	954
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	**7,945,885**	**8,410,467**

Se incluyen recursos restringidos al 31 de diciembre por COP$ 96,758 (2016 – COP$ 114,206), principalmente destinados para el pago exclusivo de capital e intereses de préstamos incurridos por Oleoducto Bicentenario y Oleoducto de los Llanos. El uso de las inversiones financieras a corto plazo depende de los requerimientos de liquidez de la Compañía.

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 2017 fue del 4.2% (2016 – 3.5%).

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con el efectivo y equivalentes:

Calificación	2017	2016
AAA	2,807,170	3,198,394
A1	1,937,346	1,466,015
BRC1+	1,152,593	312,290
F1	896,231	545,872
A1	985,368	-
Aa3	99,029	-
Aa2	27,868	-
A-2	27,350	-
Sin calificación disponible	12,750	67,185
F2	180	409,717
A1+	-	73,470
F1+	-	2,188,471
Prime-2	-	78,989
F3	-	37,172
Prime-3	-	32,748
B	-	144
	7,945,885	**8,410,467**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 30.3.

7. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR, NETO

El saldo de cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto de provisión comprendía lo siguiente al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	2017	2016
Corriente		
Clientes		
Exterior	2,052,829	1,366,322
Nacionales	1,533,058	1,180,577
Fondo de estabilización de precios (1)	2,256,312	1,203,811
Entes relacionados (Nota 31)	23,013	97,730
Servicios industriales	26,223	60,025
Cuentas por cobrar a empleados (2)	34,461	42,407
Deudores varios	173,022	261,829
	6,098,918	**4,212,701**
No corriente		
	484,504	425,468
Entes relacionados (Nota 31)	154,810	170,121
Fondo de estabilización de precios (1)	77,510	77,510
Deudores varios	60,308	56,311
	777,132	**729,410**

(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 de la Compañía para los meses pendientes de pago.
(2) Ecopetrol otorgó la administración, manejo y control de los préstamos a empleados a Cavipetrol ("Corporación de los trabajadores de la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol S.A."), quien controla el detalle por trabajador de dichos préstamos y sus respectivas condiciones.

El siguiente es el movimiento de la provisión de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar por deudas de difícil cobro, provisionadas en su totalidad, al 31 de diciembre de:

	2017	2016
Saldo inicial	**144,329**	**160,406**
Adiciones (recuperaciones) de provisiones	35,229	19,438
Castigos de cartera y utilizaciones	(9,542)	(35,515)
Saldo final	**170,016**	**144,329**

8. INVENTARIOS, NETO

El saldo de los inventarios, neto de provisiones, al 31 de diciembre de 2017 y 2016 comprendía:

	2017	2016
Crudo	1,836,363	1,557,267
Combustibles y petroquímicos	1,481,777	1,270,870
Materiales para producción de bienes	1,283,256	1,013,764
Total	**4,601,396**	**3,841,901**

El siguiente es el detalle del movimiento de la provisión de inventarios:

	2017	2016
Saldo inicial	**265,435**	**198,539**
Adiciones	9,134	41,957
Ajuste por conversión	(4,266)	50,053
Utilizaciones	(75,796)	(25,114)
Saldo final	**194,507**	**265,435**

9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros activos financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016 comprendía:

	2017	2016
Activos medidos a valor razonable con cambio a resultados		
Portafolio de inversiones - Moneda nacional	3,310,338	2,519,311
Portafolio de inversiones - Moneda extranjera	3,194,287	4,116,987
Total	**6,504,625**	**6,636,298**
Activos medidos a costo amortizado	**3,636**	**4,152**
Instrumentos de cobertura	**25,464**	**46,445**
Total	**6,533,725**	**6,686,895**
Corriente	**2,967,878**	**5,315,537**
No corriente	**3,565,847**	**1,371,358**
	6,533,725	**6,686,895**

La rentabilidad promedio del portafolio de inversiones en pesos colombianos y dólares fue de 7.4% (2016- 8.1%) y 1.1% (2016 – 0.8%), respectivamente.

La medición a valor razonable es reconocida contra el Resultado Financiero (Nota 29).

9.1 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 ningún recurso del portafolio de inversiones se encontraba restringido.

El 6 de noviembre de 2016, a través de los Ministerios de Minas y Energía y Hacienda y Crédito Público, se confirmó la terminación de la condición de secuestre de Ecopetrol en el proceso de nulidad y restablecimiento de derechos contra los Comuneros de Santiago de las Atalayas. Como resultado de lo anterior, los recursos relacionados con este caso le pertenecen a Ecopetrol (ver Nota 23.3 - Provisiones comuneros, para mayor información).

9.2 Vencimientos

Los siguientes son los vencimientos de los otros activos financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	2017	2016
< 1 año	2,967,878	5,315,537
1 - 2 años	1,588,145	838,786
2 - 5 años	1,817,558	497,204
> 5 años	160,144	35,368
	6,533,725	**6,686,895**

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 2017 y 2016:

	2017	2016
Nivel 1	317,912	25,066
Nivel 2	6,212,177	6,657,677
	6,530,089	**6,682,743**

No se presentaron transferencias entre niveles de jerarquía durante los años 2017 y 2016.

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:

Calificación	2017	2016
AAA	3,175,727	1,858,665
A1	1,149,606	3,060,660
AA+	1,067,989	50,192
BBB-	378,939	-
A	300,179	-
AA-	233,668	3,730
A+	175,767	-
BBB	21,835	-
AA	-	5,289
F1+	-	1,636,039
Sin calificación disponible	915	21,723
	6,504,625	**6,636,298**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 30.3.

10. IMPUESTOS

10.1 Activos y pasivos por impuestos corrientes

El siguiente es el detalle de activos y pasivos por impuestos corrientes al 31 de diciembre (1) Incluye principalmente saldos a favor por concepto de impuesto al valor agregado (IVA).

	2017	2016
Activos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (3)	165,437	308,868
Saldo a favor en impuestos (1)	234,410	598,140
Otros impuestos	225,527	222,090
Total	**625,374**	**1,129,098**
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (3)	1,305,011	1,478,294
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	136,706	324,402
Impuesto al carbono	51,383	-
Otros impuestos (2)	512,588	328,244
Total	**2,005,688**	**2,130,940**

(1) Incluye principalmente saldos a favor por concepto de impuesto al valor agregado (IVA).
(2) Incluye principalmente saldo por pagar por concepto de IVA e Impuesto de Industria y Comercio.
(3) 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 la disminución de los gastos no deducibles, y los efectos por la reforma tributaria en temas tales como depreciación y diferencia en cambio.

10.2 Impuesto a las ganancias

De conformidad con la Ley 1819/2016 (Reforma Tributaria) 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 Reficar, Bioenery Zona Franca y Comai.

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 2017, el grupo Ecopetrol tiene empresas que liquidan sobre renta líquida a la tarifa del 40%, 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) Por el período comprendido entre el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2016, las rentas fiscales en Colombia, se gravaron a la tarifa del 25% a título de impuesto de renta y complementarios, 9% a título de impuesto sobre la renta para la equidad “CREE”, exceptuando los contribuyentes que por expresa disposición manejen tarifas especiales y al 10% las rentas provenientes de ganancia ocasional, las Compañías en zona franca tributan a una tarifa del 15%, y las que no generan renta líquida o la renta líquida es inferior a la presuntiva declaran sobre Renta Presuntiva a una tarifa del 3% sobre el patrimonio.

El 23 de diciembre de 2014, mediante la Ley 1739, se estableció una sobretasa al impuesto sobre la renta para la equidad – CREE para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la cual es

responsabilidad de los sujetos pasivos de este tributo y aplicará a una base gravable superior a COP$ 800 millones, a las tarifas de 5%, 6%, 8% y 9% por año, respectivamente.

Para el año gravable 2016, el grupo Ecopetrol tiene empresas que liquidan sobre renta líquida con tarifa del método ordinario al 40%, Compañías en Zona Franca, las cuales tributan con tarifa del 15% y del 20%, otras con rentas del exterior con tarifas de otros países y algunas cuya base gravable se determina por renta presuntiva en Colombia.

j) Frente al gasto corriente por impuesto sobre la renta, al 31 de diciembre de 2017 y 2016, Refinería de Cartagena, Bioenergy y ECAS Compañías que hacen parte del grupo presentan pérdidas fiscales por compensar por valor neto de COP$4,288,957 y COP$3,352,216, respectivamente, originadas entre los años 2009 y 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 2017 las pérdidas fiscales sin fecha de expiración base de impuesto diferido ascienden a COP$4,078,439 con un impuesto diferido de COP$ 611,766, atribuibles a la Refinería de Cartagena.

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”.

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 compensadas, están sujetas 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

Las declaraciones de impuestos pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los 5 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 será 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 será de 6 años.

Respecto de aquellas declaraciones en las cuales se presenten saldos a favor, el término de firmeza será 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 será 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

El siguiente es un detalle del impuesto a las ganancias reconocido en el resultado por los años terminados al 31 de diciembre de:

	2017	2016
Impuesto corriente	5,144,962	2,708,212
Impuesto de ejercicios anteriores	(68,270)	1,809,124
Impuesto diferido	558,252	138,159
Total gasto de impuesto a las ganancias	**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 a la Compañía en Colombia es la siguiente:

	2017	2016
Utilidad antes de impuestos	13,036,866	7,059,732
Tasa de renta nominal	40%	40%
Impuesto de renta a tasa nominal	**5,214,747**	**2,823,893**
Ajustes para el cálculo de la tasa efectiva:		
Ajuste por diferencial de tasa y bases gravables	(171,893)	802,419
Efecto por renta presuntiva	104,082	250,752
Impuesto a la riqueza	85,872	210,298
Ajustes por conversión y diferencia en cambio	(4,642)	114,699
Gastos no deducibles	188,659	328,458
Gasto de renta de años anteriores y multas	247,672	177,313
Dividendos no gravados	(9,531)	2,031
Cálculo actuarial y beneficios a empleados	-	-
Ingresos no gravados y gravados	(20,022)	(54,368)
Impuesto de renta calculado	**5,634,944**	**4,655,495**
Corriente	5,076,692	4,517,336
Diferido	558,252	138,159
	5,634,944	**4,655,495**

La tasa efectiva al 31 de diciembre de 2017 es 43.7% (2015 – 65.9%). La disminución frente al año anterior se debe principalmente a los siguientes conceptos: a) La mejora de los resultados antes de impuestos del grupo; b) Ajuste por diferencial de bases gravables; c) El ajuste por diferencial de tasas de tributación del grupo diferente al nominal del 40%, donde el rubro más significativo lo constituye el impuesto diferido activo por amortizar a largo plazo, con una tarifa menor a la tasa nominal; y d) El ajuste del impuesto a la riqueza por el efecto de la tarifa que es del 0.4% para el año 2017, frente al 1% del año 2016.

Declaraciones de impuesto de renta y complementarios de los años gravables 2011, 2012, 2014, 2015 y 2016 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

El siguiente es el detalle del saldo del impuesto sobre las ganancias diferido al 31 de diciembre:

	2017	2016
Activo por impuesto diferido	7,128,314	6,896,340
Pasivo por impuesto diferido	2,594,794	2,228,929
Impuesto diferido neto a las ganancias	**4,533,520**	**4,667,411**

El detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos al 31 de diciembre de, es el siguiente:

	2017	2016
Impuesto diferido activo		
Tasa de renta nominal	40%	40%
Propiedades planta y equipo (1)	2,830,800	3,361,743
Provisiones (3)	1,842,051	1,846,692
Beneficios a empleados (2)	1,373,560	656,997
Pérdidas fiscales	611,766	477,808
Cuentas por pagar	167,872	160,560
Inventarios	131,936	64,218
Obligaciones financieras	47,057	151,047
Préstamos por cobrar	30,965	22,582
Otros activos	12,877	24
Activos intangibles	12,133	21,252
Cuentas por cobrar	66,952	112,509
Impuestos contribuciones y tasas	345	(1,305)
Otros pasivos	-	21,744
Inversiones e instrumentos derivados	-	235
Cargos diferidos	-	234
Total	**7,128,314**	**6,896,340**

(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.
(2) Cálculos actuariales por salud, pensiones de jubilación, educación, bonos pensionales y otros beneficios a empleados a largo plazo.
(3) La partida más representativa corresponde a la provisión de abandono de pozos.

	2017	2016
Impuesto diferido activo		
Inversiones petrolíferas	1,334,406	970,584
Propiedades planta y equipo (1)	752,795	768,228
Goodwill (2)	313,296	229,227
Otros activos	71,082	43,056
Operaciones con instrumentos derivados	49,258	18,578
Cuentas por cobrar	2,826	5,648
Activos intangibles (2)	4,467	17,950
Operaciones de instituciones financieras	-	113,497
Cargos diferidos	66,664	62,030
Inventarios	-	131
Total	**2,594,794**	**2,228,929**

(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.
(2) De acuerdo con la ley tributaria en Colombia los intangibles y el goodwill son amortizables, mientras que bajo NCIF no son amortizados pero si están sujetos a pruebas de impairment, diferencia que genera como resultado un impuesto diferido pasivo.

El siguiente es el detalle del impuesto diferido por los años terminados el 31 de diciembre:

ACTIVO

Movimiento del impuesto diferido activo	Propiedad planta y equipo, Recursos naturales	Pasivos Estimados	Beneficios a empleado	Pérdidas Fiscales
31 de diciembre de 2015	**4,644,441**	**1,867,442**	**-**	**238,193**
Impuesto diferido reconocido en el estado de resultados	(1,282,699)	(20,750)	40,299	239,615
Impuesto diferido reconocido en ORI	-	-	616,697	-
31 de diciembre de 2016	**3,361,742**	**1,846,692**	**656,996**	**477,808**
Impuesto diferido reconocido en el estado de resultados	(530,943)	(4,641)	(22,819)	133,958
Impuesto diferido reconocido en ORI	-	-	739,382	-
31 de diciembre de 2017	**2,830,799**	**1,842,051**	**1,373,559**	**611,766**

PASIVO

Movimiento del impuesto diferido Pasivo	Propiedad planta y equipo, Recursos naturales	Goodwill
Al 31 de diciembre de 2015	**2,155,493**	**113,403**
Impuesto diferido reconocido en el es tado de resultados	(1,282,699)	(20,750)
Ajustes por conversión	-	-
Al 31 de diciembre de 2016	**1,738,812**	**229,227**
Impuesto diferido reconocido en el estado de resultados	348,390	84,069
Ajustes por conversión	-	-
Impuesto diferido reconocido en ORI	-	-
Al 31 de diciembre de 2017	**2,087,202**	**313,296**

Cuentas y préstamos por pagar	Cuentas y préstamos por cobrar	Obligaciones Financieras	Otros	TOTAL
726,256	**17,666**	**160,638**	**307,332**	**7,961,968**
(414,649)	117,425	(160,638)	274,700	(1,206,697)
-	-	-	(475,628)	141,069
311,607	**135,091**	**-**	**106,404**	**6,896,340**
(143,735)	(37,174)	47,057	367,122	(191,175)
-	-	-	(316,233)	423,149
167,872	**97,917**	**47,057**	**157,293**	**7,128,314**

Obligaciones Financieras	Otros	TOTAL
701,450	**332,658**	**3,303,004**
(160,638)	274,700	(1,206,697)
-	(475,628)	141,069
113,498	**147,392**	**2,228,929**
(113,498)	48,115	367,076
-	-	-
-	(1,211)	(1,211)
-	**194,296**	**2,594,794**

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

De acuerdo con la legislación tributaria vigente, las pérdidas generadas en el impuesto sobre la renta y complementarios y/o en el impuesto sobre la renta para la equidad – CREE antes de 2017, deberán ser compensadas con la renta líquida obtenida en 2017 y periodos siguientes, teniendo en cuenta la fórmula establecida en el numeral 5, del artículo 290 de la Ley 1819 de 2016. Las pérdidas fiscales determinadas no deberán ser ajustadas fiscalmente.

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., Bioenergy Zona Franca por valor de ($53,328) y excesos de renta presuntiva de Refinería de Cartagena por valor de ($44,475) no se reconocen para el año 2017, por cuanto si bien se pueden compensar a largo plazo, 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 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 al 31 de diciembre de 2017 se habría incrementado en COP$ 97,803.

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:

	2017	2016
Saldo inicial	**4,667,411**	**4,658,964**
Impuesto diferido reconocido en el resultado del periodo	(558,252)	(138,159)
Impuesto diferido reconocido en otro resultado integral (a)	424,361	146,606
Saldo final	**4,533,520**	**4,667,411**

(a) La siguiente es la composición del impuesto a las ganancias registrado contra otros resultados integrales:

	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)
Otros	12,119	(3,123)	8,996
Otros	**1,595,878**	**(424,361)**	**1,171,517**
Al 31 de diciembre de 2016			
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	1,770,139	(616,697)	1,153,442
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	(1,298,724)	452,907	(845,817)
Instrumentos financieros derivados	(56,804)	22,722	(34,082)
Otros	-	(5,538)	(5,538)
Otros	**414,611**	**(146,607)**	**268,004**

Impuesto diferido pasivos no reconocidos

Al 31 de diciembre de 2017, 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 ($4.8 billones), ya que conforme fue documentado, no se 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 2017 y 2016.

10.2.1 Impuesto a los dividendos

Sobre las utilidades generadas a partir del año 2017, aplicará a las sociedades y entidades extranjeras el nuevo impuesto a los dividendos.

La tarifa de este impuesto será del 5%. De otra parte, el dividendo gravado con el impuesto sobre la renta, tendrá una tarifa del 35%. En este escenario, el impuesto a los 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%.

Para personas naturales residentes fiscales en Colombia, el impuesto a los dividendos tendrá una tarifa máxima del 10% que recaerá sobre los dividendos no gravados y del 35% respecto de los dividendos distribuidos como gravados.

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.

Las Compañías obligadas presentaron sus declaraciones informativas de precios de transferencia del año gravable 2016 y su correspondiente documentación comprobatoria.

Por el año gravable 2017, 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 2017, que impliquen modificaciones en la provisión de renta del año gravable 2017.

10.2.3 Impuesto sobre las ventas (IVA)

A partir del año gravable 2017, la tarifa 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.

A partir del año gravable 2017, 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.

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 COP$ 1,000 millones. 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.

Durante 2017, el impuesto a la riqueza a cargo cancelado por el Grupo ascendió a COP$ 226,778 el cual se reconoció como gasto del ejercicio (2016 – COP$ 569,756).

11. INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO MEDIDOS A VALOR RAZONABLE

Al 31 de diciembre de 2016 incluía principalmente las acciones que Ecopetrol poseía en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y las cuales hacían parte del programa de enajenación de la participación accionaria, autorizado por parte del Gobierno Nacional mediante el Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014. Durante el año 2017 Ecopetrol finalizó dicho programa realizando las siguientes operaciones:

- El 29 de septiembre de 2017, se llevó a cabo la enajenación de 10,999,163 acciones a un precio de COP$ 2,000 por acción. El monto de la operación fue de COP$ 21,998.

- El 19 de octubre de 2017 culminó el Programa de Enajenación, adjudicando las 17,465,872 acciones restantes a un precio de COP$2,000 por acción. El monto de la operación fue de COP$34,932.

El movimiento de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable al 31 de diciembre es el siguiente:

	2017	2016
Saldo inicial	**51,610**	**913,488**
Ajuste al valor razonable	(7,828)	126,205
Producto de la venta de acciones	(56,930)	(966,715)
Utilidad (pérdida) en la venta de acciones	13,236	(21,368)
Traslados	(88)	-
Saldo final	**-**	**51,610**

12. OTROS ACTIVOS

El saldo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de otros activos comprendía:

	2017	2016
Corriente		
Asociados en operaciones conjuntas (1)	583,656	735,032
Gastos pagados por anticipado	115,866	140,606
Anticipos a contratistas y proveedores	103,762	151,871
Entes relacionados (Nota 31)	7,716	7,135
Otros activos	69,425	988
	880,425	**1,035,632**
No corriente		
Fondo de abandono y pensiones (2)	323,621	312,423
Beneficios a empleados	202,012	187,969
Anticipos, avances y depósitos	74,225	63,402
Depósitos judiciales y embargos	43,248	140,338
Depósitos entregados en administración	32,748	87,602
Otros activos	5,155	35,002
	681,009	**826,736**

(1) Corresponde al valor neto de los anticipos y legalizaciones generados en relación con las operaciones realizadas con socios a través de los contratos de Exploración y Producción (E&P), Evaluación Técnica (TEA), contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), así como a través de contratos de asociación y otro tipo de contratos.

(2) 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.

13. ACTIVOS MANTENIDOS PARA LA VENTA Y SUS PASIVOS ASOCIADOS

El saldo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de activos mantenidos para la venta y sus pasivos asociados, que no corresponden a operaciones discontinuadas, comprendía:

	2017	2016
Activos para la venta		
Sobrantes de materiales de proyectos (1)	56,049	65,703
Propiedades, planta y equipo (2)	48,091	36,902
Campos petroleros (3)	-	29,611
	104,140	**132,216**
Pasivos asociados a activos para la venta		
Campos petroleros (3)	-	40,128
	-	**40,128**

(1) Incluye principalmente sobrantes del proyecto para la ampliación del oleoducto para transporte de crudo extrapesado, por parte de Oleoducto Central S.A. – Ocensa. En 2017 la compañía vendió parte de estos sobrantes generando una pérdida de $2,337 y continuará durante el año siguiente en el proceso de venta de dichos activos bajo las nuevas condiciones de mercado.
(2) Incluyen edificaciones y terrenos de Ecopetrol y Andean, estos últimos relacionados con Lousiana Green Fuels (planta de etanol, planta de agua y cosechadoras), la compañía registró un impairment sobre estos activos por valor de $11,292 y continúa con su plan de venta de estos activos bajo las nuevas condiciones de mercado.
(3) Correspondían principalmente los campos petroleros Sogamoso, Río Zulia, Río de Oro y Puerto Barco, Santana, Nancy Maxine Burdine y Valdivia Almagro, adjudicados mediante subasta ofrecida en noviembre del 2016. Durante el segundo y tercer trimestre de 2017, Ecopetrol obtuvo la aprobación de la cesión de los derechos de las áreas mencionadas, por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, quedando formalizada la transferencia de los activos y la venta respectiva. Estas operaciones generaron una utilidad neta de COP$168,726. Los pasivos asociados a estos activos, correspondían a la obligación de desmantelamiento y abandono.

14. 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.

14.1 Composición y movimientos

El saldo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de inversiones en asociadas y negocios conjuntos, comprendía:

	2017	2016
Inversiones en negocios conjuntos		
Equion Energía Limited	1,106,796	1,267,653
Offshore International Group	845,325	937,938
Ecodiesel Colombia S.A.	38,383	39,525
	1,990,504	**2,245,116**
Menos impairment:	(345,757)	(364,906)
Equion Energía Limited	(539,465)	(577,054)
Offshore International Group	**1,105,282**	**1,303,156**
Inversiones en asociadas		
Invercolsa S.A.	223,963	243,157
Serviport S.A.	9,905	5,256
Sociedad Portuaria Olefinas	1,214	1,125
	235,082	**249,538**
Menos impairment: Serviport S.A.	(9,904)	-
Offshore International Group	**225,178**	**249,538**
	1,330,460	**1,552,694**

El siguiente es el movimiento de las inversiones en compañías:

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2017:

	Asociadas	Negocios conjuntos	TOTAL
Saldo inicial	**249,538**	**1,303,156**	**1,552,694**
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	46,669	(13,878)	32,791
Patrimonio (ajuste por conversión)	-	(15,899)	(15,899)
Dividendos decretados	(61,125)	(224,835)	(285,960)
Impairment (Nota 18.1.2)	(9,904)	56,738	46,834
Saldo final	**225,178**	**1,105,282**	**1,330,460**

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2016:

	Asociadas	Negocios conjuntos	TOTAL
Saldo inicial	**69,516**	**1,862,418**	**1,931,934**
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	48,299	(58,010)	(9,711)
Patrimonio (ajuste por conversión)	173,773	(64,853)	108,920
Dividendos decretados	(42,050)	(384,787)	(426,837)
Impairment (Nota 18.1.2)	-	(41,077)	(41,077)
Traslados	-	(10,535)	(10,535)
Saldo final	**249,538**	**1,303,156**	**1,552,694**

14.2 Restricciones sobre inversiones

La propiedad de un número de acciones que posee Ecopetrol en Invercolsa S.A. ha sido objeto de una disputa legal con otro accionista de dicha Compañía. Los tribunales decidieron a favor de Ecopetrol hasta el fallo de 2011, en el cual se determinó que 324 millones de acciones, equivalentes al 11.58% del capital social de Invercolsa S.A., debían ser devueltas a Ecopetrol. Como resultado, el porcentaje de participación en dicha Compañía es el 43.35%. Los dividendos pagados en relación con las acciones devueltas a Ecopetrol también están sujetos a controversia, así como la propiedad de las acciones que representan el 8.53% de Invercolsa. Al 31 de diciembre de 2017, la liquidación de estos reclamos continúa pendiente.

14.3 Información adicional sobre Compañías asociadas y negocios conjuntos

El detalle de activos, pasivos y resultados de las dos principales inversiones en asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre es el siguiente:

	2017		2016	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de situación financiera				
Activo corriente	909,927	289,618	712,078	317,700
Activo no corriente	1,027,986	1,568,395	1,549,667	1,693,947
Total activo	**1,937,913**	**1,858,013**	**2,261,745**	**2,011,647**
Pasivo corriente	430,130	192,513	417,203	147,090
Pasivo no corriente	74,247	657,746	95,600	671,577
Total pasivo	**504,377**	**850,259**	**512,803**	**818,667**
Patrimonio	**1,433,536**	**1,007,754**	**1,748,942**	**1,192,980**
Otra información complementaria				
Efectivo y equivalentes de efectivo	170,618	32,490	300,689	22,224
Pasivos financieros corrientes	336,352	97,960	328,497	21,408
Pasivos financieros no corrientes	2,921	214,259	309	356,353

	2017		2016		2015	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited)	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de resultados integrales						
Ingresos de actividades ordinarias	1,213,692	393,210	1,204,301	379,811	1,218,796	463,660
Costos	(793,999)	(508,461)	(969,318)	(502,107)	(958,467)	(654,095)
Gastos de administración y otros	12,189	(103,340)	(44,810)	(221,238)	(74,258)	(128,895)
Resultado financiero	2,373	(20,264)	24,626	(12,010)	37,970	(8,528)
Impuesto de renta	(299,659)	60,575	(109,127)	107,507	(48,814)	90,294
Resultado del ejercicio	**134,596**	**(178,280)**	**105,672**	**(248,037)**	**175,227**	**(237,564)**
Otros resultados integrales	**976,371**	**-**	**1,000,736**	**-**	**1,024,423**	**-**
Otra información complementaria						
Dividendos pagados al Grupo	217,075	-	375,035	-	284,984	-
Depreciación y amortización	557,970	232,953	678,488	228,250	642,369	229,317

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:

	2017		2016	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de situación financiera				
Patrimonio de la Compañía	**1,433,536**	**1,007,754**	**1,748,942**	**1,192,980**
% Participación de Ecopetrol	51%	50%	51%	50%
Participación en patrimonio	731,103	503,877	891,960	596,490
Mayor valor de la inversión	29,936	-	10,787	-
Impairment	-	(198,017)	-	(235,606)
Valor en libros de la inversión	**761,039**	**305,860**	**902,747**	**360,884**

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

El siguiente es el movimiento de propiedades, planta y equipo y sus depreciaciones e impairment por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	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	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	(944,711)	(753,673)	-	(286,029)	-	(55,316)	(2,039,729)
Recuperación (pérdidas) por impairment (Nota18)	50,152	50,065	(3,270)	65,742	24,067	5,402	192,158
Bajas por retiro o venta	110,650	14,009	-	7,021	15	10,627	142,322
Traslados (2)	123,976	7,856	(259,327)	(38,690)	(37,245)	(43,227)	(246,657)
Bajas por retiro o venta	110,650	14,009	-	7,021	15	10,627	142,322
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 Yariguí y en refinación por el proyecto modernización.
(2) Corresponden principalmente a traslados a: a) inventarios de materiales de proyectos para uso en la operación, b) clasificación de la parte intangible de proyectos a recursos naturales y c) otros.

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	TOTAL
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**37,360,222**	**26,856,085**	**10,940,751**	**6,479,356**	**4,068,951**	**3,653,798**	**89,359,163**
Adquisiciones/ capitalizaciones	1,457,547	1,383,352	(107,181)	360,596	41,202	511,413	3,646,929
(Disminución) aumento costos de abandono	(84,780)	(78,712)	-	-	-	6,137	(157,355)
Intereses financieros capitalizados	-	-	205,662	-	-	37,116	242,778
Diferencia en cambio capitalizada	-	-	8,639	-	-	-	8,639
Bajas por retiro o venta	(158,193)	(21,814)	(16,031)	(12,540)	713	(15,455)	(223,320)
Ajuste por conversión	(42,870)	(298,750)	(1,629,613)	(9,832)	(69,878)	12,416	(2,038,527)
Traslados (2)	4,076,350	1,247,621	(4,602,080)	94,177	(146,768)	(722,986)	(53,686)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	**42,608,276**	**29,087,782**	**4,800,147**	**6,911,757**	**3,894,220**	**3,482,439**	**90,784,621**
Depreciación acumulada y pérdida por impairment							
Saldo al 31 de diciembre del 2015	**(13,469,749)**	**(8,572,373)**	**(19,566)**	**(1,698,791)**	**(13,689)**	**(554,181)**	**(24,328,349)**
Depreciación del periodo	(1,854,753)	(1,426,659)	-	(392,294)	-	(102,621)	(3,776,327)
Recuperación (pérdidas) por impairment (Nota 18)	(659,223)	33,048	(3,270)	57,157	24,067	(13,517)	(561,738)
Bajas por retiro o venta	121,382	14,022	-	7,021	15	11,524	153,964
Ajuste por conversión	272,582	138,611	38,904	12,658	-	8,007	470,762
Traslados (2)	92,617	(152,203)	(278,665)	(74,229)	(37,245)	(24,114)	(473,839)
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)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2015	23,890,473	18,283,712	10,921,185	4,780,565	4,055,262	3,099,617	65,030,814
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**

(1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre del 2016, incluye principalmente inversiones realizadas en los proyectos de desarrollo de los campos Castilla y Chichimene, plan integral de energía eléctrica PIEEL, desarrollo primario y secundario del proyecto Tibú-Socuabo y modernización de la refinería de Barrancabermeja.
(2) Corresponden principalmente a traslados a: a) inventarios de materiales de proyectos para uso en la operación y b) apertura de la parte intangible de proyectos a recursos naturales.

16. RECURSOS NATURALES Y DEL MEDIO AMBIENTE

El siguiente es el movimiento de recursos naturales y sus amortizaciones e impairment por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	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 (Nota 32.3)	141,950			141,950
Ajuste al valor razonable de participación en operaciones conjuntas (Nota 32.3)	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
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 18)	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: Warriior # 2 y Parmer y 3) Ecopetrol Costa Afuera: Molusco.
(3) Corresponden principalmente a traslados a propiedades, planta y equipo.

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso (1)	TOTAL
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**44,148,353**	**1,762,374**	**6,189,142**	**52,099,869**
Adquisiciones/capitalizaciones	3,045,474	10,391	(934,570)	2,121,295
Aumento costos de abandono	-	566,213	(4,062)	562,151
Bajas por retiro o venta	(26,548)	(37,942)	(121,032)	(185,522)
Pozos secos (2)	-	-	(342,691)	(342,691)
Intereses financieros capitalizados	-	-	98,431	98,431
Diferencia en cambio capitalizada	-	-	7,259	7,259
Ajuste por conversión	(352,766)	(8,049)	(103,728)	(464,543)
Otros	264,583	11,928	29,375	305,886
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**47,079,096**	**2,304,915**	**4,818,124**	**54,202,135**
Amortización acumulada y pérdida por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**(26,874,774)**	**(1,181,798)**	**-**	**(28,056,572)**
Amortización del periodo	(3,496,998)	(208,769)	-	(3,705,767)
Pérdidas por impairment (Nota 18)	(239,151)	-	-	(239,151)
Bajas por retiro o venta	26,320	37,942	-	64,262
Ajuste por conversión	218,898	5,171	-	224,069
Otros	(104,710)	(43,219)	-	(147,929)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**(30,470,415)**	**(1,390,673)**	**-**	**(31,861,088)**
Saldo neto al 31 de diciembre de 2015	17,273,579	580,576	6,189,142	24,043,297
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	**16,608,681**	**914,242**	**4,818,124**	**22,341,047**

(1) El saldo de inversiones petrolíferas en curso incluye principalmente inversiones realizadas en proyectos de producción de operación directa en Castilla, Chichimene y Piedemonte. Adicionalmente, incluye proyectos de exploración offshore: Fuerte sur, Kronos y Tayrona y en Onshore: bloque Caño Sur, CPO 10 y programa de hidrocarburos no convencionales.
(2) Incluye pozos secos Coyote 1, Calasú, Iwana 1, La Cacica, entre otros.
(3) Corresponden principalmente a traslados a propiedades, planta y equipo.

17. INTANGIBLES

El siguiente es el movimiento de intangibles y sus amortizaciones e impairment por los años finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	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**	

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	TOTAL
Costo			
Saldo al 31 de diciembre del 2015	**733,115**	**244,063**	**977,178**
Adquisiciones	63,560	5,693	69,253
Bajas por retiro o venta	(29,099)	-	(29,099)
Ajuste por conversión	(9,359)	(149)	(9,508)
Reclasificaciones	26,103	(110,625)	(84,522)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	**784,320**	**138,982**	**923,302**
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre del 2015	**(533,784)**	**(55,343)**	**(589,127)**
Amortización del periodo	(81,913)	(28,142)	(110,055)
Bajas por retiro o venta	29,097	-	29,097
Ajuste por conversión	8,527	1	8,528
Reclasificaciones	(5,607)	15,994	10,387
Saldo al 31 de diciembre del 2016	**(583,680)**	**(67,490)**	**(651,170)**
Saldo neto al 31 de diciembre del 2015	199,331	188,720	388,051
Saldo neto al 31 de diciembre del 2016	**200,640**	**71,492**	**272,132**
Vida útil	**< 5 años**	**< 7 años**	

(1) Corresponde principalmente a servidumbres.

18. IMPAIRMENT DE ACTIVOS A LARGO PLAZO

De acuerdo a lo mencionado en la sección 4.12 de políticas contables, cada año la Compañía evalúa si existen indicios para reconocer un gasto por impairment en sus activos o unidades generadoras de efectivo o determinar que se requiera el reconocimiento de una recuperación del gasto por impairment registrado en periodos anteriores.

La Compañía está expuesta a determinados riesgos futuros producto de variaciones en: a) precios del petróleo, b) márgenes de refinación y de rentabilidad, b) perfiles de costos, c) inversión y mantenimiento, d) monto de las reservas recuperables, e) riesgo de mercado y país que se reflejan en la tasa de descuento, f) cambios en la regulación local e internacional, entre otros. Cualquier cambio en las anteriores variables para calcular el monto recuperable puede tener un efecto material en el reconocimiento o recuperación de los cargos por impairment. Por ejemplo, el segmento exploración y producción es altamente sensible a las variaciones del precio de hidrocarburos, el segmento de refinación es altamente sensible a la tasa de descuento así como a los márgenes de refinación y el segmento transporte y logística es altamente sensible a los volúmenes transportados.

Gasto (recuperación) por impairment

Con base en las pruebas de impairment realizadas por la Compañía, se presentan las siguientes (recuperaciones) gastos de impairment de activos de largo plazo por los años terminados en 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	2017	2016	2015
Gasto (recuperación) por impairment por segmento			
Producción y exploración	(245,611)	109,667	4,923,370
Refinación y petroquímica	(1,067,965)	773,361	3,278,993
Transporte y logística	(59,455)	(41,062)	81,387
	(1,373,031)	**841,966**	**8,283,750**
Reconocido en:			
Propiedad, planta y equipo (Nota 15)	(977,919)	561,738	4,144,754
Recursos naturales (Nota 16)	(376,934)	239,151	2,865,077
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Nota 14)	(46,834)	41,077	786,148
Otros activos no corrientes	28,656	-	-
Crédito mercantil	-	-	487,771
	(1,373,031)	**841,966**	**8,283,750**

18.1 Segmento de exploración y producción

El siguiente es el detalle del gasto (recuperación) por impairment de activos del segmento exploración y producción plazo por los años terminados en 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	2017	2016	2015
Gasto (recuperación) por impairment por segmento			
Campos Petroleros	(188,873)	68,590	3,649,453
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Nota 14)	(56,738)	42,077	786,2184
Crédito mercantil (nota 19)	-	-	487,769
	(245,611)	**109,667**	**4,923,370**

18.1.1 Campos petroleros

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 campos operados en el exterior Gunflint Dalmatian y K2, y un gasto de impairment en los campos Tibú, Underriver, Provincia y Orito, principalmente.

En 2016, producto de las revisiones de las perspectivas de los precios del petróleo a largo plazo, se identificaron que algunos impairments reconocidos en años anteriores de campos petroleros fueron objeto de recuperación como consecuencia de los nuevos escenarios de precios futuros. Los campos sobre los cuales se presentó recuperación de impairment fueron principalmente Chichime, Caño Sur, Apiay, Llanito. Asimismo, la nueva información técnica y aspectos operacionales que originaron cambios en los niveles de inversión, ocasionaron un gasto por impairment en los campos Casabe, Tibú, Gunflint y Niscota.

El detalle del gasto (recuperación) por impairment de campos por los años terminados al 31 de diciembre del 2017, 2016 y 2015 comprende:

2017 Unidades generadoras de efectivo	Valor contable neto	Valor recuperable	Gasto (recuperación) por impairment
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)
			4,923,370

2016 Unidades generadoras de efectivo	Valor contable neto	Valor recuperable	Gasto (recuperación) por impairment
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

2015 Unidades generadoras de efectivo	Valor contable neto	Valor recuperable	Gasto (recuperación) por impairment
Campos petroleros en Colombia			
Campos petroleros en Colombia	10,323,500	7,645,665	2,430,923
Campos operados en el exterior	1,242,979	24,451	1,218,528
			3,649,451

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 administración de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda. La categoría de valor razonable es de nivel 3.

- Balance de reservas de crudo y gas, además de las reservas probadas incluidas en la Nota 34, las reservas probables y posibles fueron también consideradas ajustadas por diferentes factores de riesgo.

- 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 administración de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda. La categoría de valor razonable es de nivel 3.

- La tasa de descuento en términos reales determinada como el costo promedio ponderado de capital de los participantes en el mercado (WACC) establecida para cada Compañía en el segmento según su entorno económico, con una tasa promedio entre el 8.2% y 8.9% (2016 – 7.9% y 8.9%).

- Precio de petróleo – Brent: Las proyecciones incluyen US$52.9/barril para 2018, US$72.5/barril promedio para mediano plazo y US$81.9/barril a partir de 2030. En 2016, los supuestos realizados tomaron un precio de US$56.8/barril en 2017, US$67.9/barril promedio para los mediano plazo y US$80/barril a largo plazo. El ejercicio de proyección de precios internacionales de crudos fue realizado por una agencia independiente y especializada en petróleo y 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.

La agregación de los activos, para identificar las UGE's es consistente con relación al periodo anterior.

18.1.2 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las inversiones en Compañías asociadas y negocios conjuntos del segmento 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:

	2017	2016	2015
Gasto (recuperación) por impairment por segmento			
Equion Energía Limited	(19,149)	(5,626)	370,532
Offshore International Group	(37,589)	46,703	415,616
Total	**(56,738)**	**41,077**	**786,148**

Los supuestos empleados para determinar el valor recuperable de las Compañías evaluadas son los descritos en la sección 18.1.1, excepto por la utilización de una tasa de descuento en términos reales en 2017 para Equion Energía Limited de 8.2% (2016 – 8.9%) y para Offshore International Group de 8.6% (2016 – 8.0%).

La recuperación del impairment en 2017 se generó por una mejora del escenario de precios de largo plazo en el nuevo contexto económico del sector de hidrocarburos y eficiencias operativas reflejadas en un mejor gasto de la operación. Para el 2016, pese a la mejora en los pronósticos de los precios de crudo a largo plazo, se realizó un impairment adicional en la inversión en Offshore International Group por la devolución a la autoridad local de algunos bloques exploratorios por baja prospectividad, alto riesgo geológico y baja viabilidad económica frente a un nuevo escenario de precios.

18.2 Segmento de refinación y petroquímica

Las Unidades Generadoras de Efectivo con (recuperación) gasto por impairment del segmento refinación y petroquímica por los años terminados al 31 de diciembre del 2017, 2016 y 2015 comprenden:

2017 Unidades generadoras de efectivo	Valor contable neto	Valor recuperable	Gasto (recuperación) por impairment
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
	22,508,926	**23,576,891**	**(1,067,965)**

2016 Unidades generadoras de efectivo	Valor contable neto	Valor recuperable	Gasto (recuperación) por impairment
Refinería de Cartagena	21,672,367	21,206,515	465,852
Bioenergy	925,955	618,446	307,509
	22,598,322	**21,824,961**	**773,361**

2015 Unidades generadoras de efectivo	Valor contable neto	Valor recuperable	Gasto (recuperación) por impairment
Refinería de Cartagena	26,561,335	23,335,096	3,226,240
Bioenergy	642,139	589,386	52,753
	27,203,474	**23,924,482**	**3,278,993**

La agregación de los activos, para identificar las UGE's es consistente con relación al periodo anterior.

18.2.1 Refinería de Cartagena

El importe recuperable de la Refinería de Cartagena se calculó con base en el valor razonable menos costos de disposición, el cual es superior a su valor de uso. El valor razonable menos los costos de disposición de la Refinería de Cartagena, fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la administración de la Compañía, 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 categoría de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores recuperables incluyeron: a) un margen bruto de refinación determinado con base en especialistas de participantes de mercado; b) una tasa de descuento real de 6.0% (2016 – 6.3%) determinada bajo la metodología WACC; c) condiciones y beneficios actuales, o similares, como usuario industrial de bienes y servicios de zona franca y durante la vigencia de la licencia; d) 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, e) volúmenes de cargas de crudo y producción de combustibles, y f) niveles de inversiones.

En 2017, se presenta 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) mejores precios internacionales y márgenes de refinación con efecto positivo en los flujos de caja; y c) optimizaciones operativas y financieras por la estabilización de la refinería.

En 2016, se presenta una pérdida por impairment originada principalmente por ajuste a variables operativas con base en datos observados en el período de estabilización, compensado por una menor tasa de descuento y mejores márgenes de refinación.

18.2.2 Refinería de Barrancabermeja (proyectos)

Atendiendo lo establecido en la NIC 36 – Impairment del valor de los activos, durante 2017 la Refinería de Barrancabermeja reconoció COP$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 de Ecopetrol y el Grupo Empresarial 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.

18.2.3 Bioenergy

El importe recuperable de Bioenergy se calculó con base al valor razonable menos los costos de disposición con nivel de jerarquía de valor 3, el cual es mayor al valor en uso y corresponde a los flujos de caja futuros descontados después de impuestos a las ganancias.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron a) proyección de los precios etanol con base en proyecciones de especialistas de Ecopetrol y b) una tasa de descuento de 6.2% en términos reales (2016 – 6.7%) determinada bajo metodología WACC.

En 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.

18.3 Segmento transporte y logística

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 Trans Andino. La recuperación presentada en el año se generó principalmente por un aumento en los flujos del Puerto de Tumaco incluidos en dicha unidad generadora.

La recuperación presentada en el 2016 por $41,062 se generó por principalmente por la incorporación de los flujos asociados al proyecto del sistema San Fernando – Apiay que afecta el valor recuperable de la línea de transporte Llanos, compensado con un mayor impairment en la línea de transporte Sur.

El valor recuperable de estos activos fue determinado con base en su valor razonable menos costos de disposición con nivel de jerarquía de valor 3, el cual corresponde a los flujos de caja descontados basados en las curvas de producción de hidrocarburos y tarifas reguladas por el Ministerio de Minas y Energía y Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. La tasa de descuento real empleada en la valoración fue de 5.0% (2016 – 4.98%).

19. CRÉDITO MERCANTIL

El saldo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 del crédito mercantil en adquisiciones de Compañías controladas corresponden a:

	2017	2016
Transporte y logística		
Oleoducto Central S.A.	683,496	683,496
Exploración y producción		
Hocol Petroleum Ltd.	537,598	537,598
Refinación y petroquímica		
Hocol Petroleum Ltd.	537,598	537,598
Hocol Petroleum Ltd.	537,598	537,598
	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 2017, la Compañía evaluó el valor en libros del crédito mercantil 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 tomó las proyecciones financieras de cada Compañía derivados de los planes de negocios aprobados por la administración, 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, la Compañía no identificó la necesidad de reconocimiento de impairment del crédito mercantil.

20. PRÉSTAMOS Y FINANCIACIONES

En el Anexo 2 se detallan las principales condiciones de los préstamos más significativos del Grupo Empresarial.

20.1 Composición de los préstamos y financiaciones

Los saldos de los préstamos y financiamientos, que son registrados a su costo amortizado, al 31 de diciembre del 2017 y 2016 son:

	Tasa de interés efectiva promedio ponderada al 31 de diciembre			
	2017	2016	2017	2016
Moneda nacional				
Bonos	8.9%	8.6%	1,692,471	2,008,203
Crédito sindicado	8.7%	9.5%	3,307,950	3,828,329
Otros (1)	7.7%	9.1%	978,795	905,266
			5,979,216	**6,741,798**
Moneda extranjera				
Bonos	6.1%	6.1%	29,166,594	29,310,165
Créditos Refinería de Cartagena	4.3%	4.1%	7,401,781	7,988,678
Créditos comerciales	4.3%	2.9%	528,815	7,945,693
Otros (1)			471,429	235,693
			37,568,619	**45,480,229**
			43,547,835	**52,222,027**
Corriente (2)			5,144,504	4,126,203
No corriente			38,403,331	48,095,824
			43,547,835	**52,222,027**

(1) Incluye leasing financiero y contratos de construcción, mantenimiento y transferencia (BOMT's, por sus siglas en inglés).
(2) El incremento en la porción corriente se debe principalmente al vencimiento de: i) el primer tramo de los bonos locales emitidos por Ecopetrol en 2013 y ii) la serie a 5 años de los bonos internacionales emitidos en 2013 por Ecopetrol. Dichos bonos vencen en agosto y septiembre de 2018, respectivamente.

20.2 Principales movimientos de préstamos y financiaciones

Bonos moneda extranjera

- El 8 de junio de 2016, Ecopetrol realizó la reapertura de sus bonos con vencimiento en septiembre del 2023 por USD $500 millones, con pago de capital al vencimiento e intereses pagaderos semestralmente a una tasa cupón de 5.875%. El nuevo monto vigente total del bono es de US$1,800 millones.

Créditos comerciales moneda extrajera

- El 30 de junio de 2017, Ecopetrol pagó anticipadamente la totalidad del crédito sindicado internacional, cuyo valor nominal era de USD$1,925 millones y vencimiento en febrero de 2020. Este crédito era instrumento de cobertura para futuras exportaciones de crudo.

- El 15 de diciembre de 2017, pagó anticipadamente el crédito adquirido en enero de 2016 con el The Bank of Tokyo-Mitsubushi UFJ, Ltd. (BTMU), por un valor nominal de USD$175 millones, el cual tenía un plazo de 5 años, amortizable con 2.5 años de gracia sobre capital e intereses pagaderos semestralmente a una tasa Libor 6M (6 meses) + 145 puntos básicos.

- El 15 de diciembre de 2017, pagó anticipadamente el crédito adquirido en mayo de 2016 con Export Development Canada (EDC), por un valor nominal de USD$300 millones, el cual tenía un plazo de 5 años, con capital pagadero a su vencimiento e intereses pagaderos semestralmente a una tasa Libor 6M (6 meses) + 140 puntos básicos.

Créditos comerciales moneda nacional

- El 23 de febrero de 2016, Ecopetrol adquirió un crédito comercial bilateral con Bancolombia S.A. por COP$ 990,000, el cual fue cancelado anticipadamente en octubre de 2016. Este crédito tenía un plazo de 8 años, amortizable con 2 años de gracia sobre capital, con intereses pagaderos semestralmente a una tasa DTF TA + 560 puntos básicos.

- El 14 de agosto de 2017, Ecopetrol contrató una línea de crédito comprometida con Bancolombia por $990,000 millones de pesos como mecanismo de financiación contingente, la cual tiene 2 años de disponibilidad a partir de la fecha de firma, con las siguientes condiciones: plazo de 10 años a partir de la fecha del primer desembolso, 2 años de gracia sobre capital, tasa de interés de IBR (Indicador Bancario de Referencia), a seis meses + 300 puntos básicos y una comisión de disponibilidad de 7.2 puntos básicos anuales sobre el monto no desembolsado durante el periodo de disponibilidad. Bajo esta modalidad de crédito, Bancolombia S.A. se compromete a desembolsar los recursos cuando Ecopetrol lo requiera bajo los términos y condiciones previamente acordados entre las partes. Al 31 de diciembre, no se ha requerido la utilización de recursos de esta línea de crédito.

20.3 Perfil de vencimientos

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**

(1) Incluye créditos de corto plazo y porción corriente de la deuda de largo plazo, según aplique.

20.4 Clasificación según tipo de interés

	2017	2016
Moneda nacional		
Tasa fija	143,156	299,472
Tasa variable	5,836,060	6,442,326
	5,979,216	**6,741,798**
Moneda extranjera		
Tasa fija	35,062,742	35,719,486
Tasa variable	2,505,877	9,760,743
	37,568,619	**45,480,229**
	43,547,835	**52,222,027**

Los préstamos a tasa variable en moneda nacional están indexados principalmente al IPC (Índice de Precios al Consumidor) y a la DTF (Depósitos a Término Fijo); y los de moneda extranjera a la LIBOR más un diferencial.

20.5 Deuda en moneda extranjera designada como instrumento de cobertura

Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía tiene designados USD$8,532 millones (2016 – USD$10,512 millones) de la deuda en moneda extranjera como instrumento de cobertura; de los cuales, USD$5,200 corresponden a

la cobertura de inversiones en Compañías con moneda funcional dólar y USD$3,332 a la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo. Ver Nota 30 – Gestión de riesgos, para mayor información.

20.6 Garantías y covenants

Para el financiamiento obtenido directamente por Ecopetrol S.A. en los mercados de capitales, no se han otorgado garantías; adicionalmente, la deuda se encuentra libre de covenants financieros que restrinjan su operación.

Hasta el 13 de diciembre, 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 la Refinería de Cartagena, 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 2017 y 2016 asi:

- El crédito adquirido por Oleoducto de los Llanos se encuentra garantizado con los derechos económicos de los contratos de transporte Ship or pay firmados con Meta Petroleum Corp y contiene algunas restricciones en cuanto a aportes de capital y disposición de activos.

- El crédito sindicado adquirido por Oleoducto Bicentenario 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 COP$6,343 y existen ciertas restricciones en variación de propiedad directa o indirecta por parte de Ecopetrol S.A en esta subsidiaria.

20.7 Valor razonable

El valor razonable de las obligaciones financieras es de COP$45,781,317 y COP$52,109,438 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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, DTF) y el riesgo de crédito de la Compañía (spread).

20.8 Movimiento de la deuda financiera neta

El siguiente es el movimiento de la deuda financiera neta al 31 de diciembre:

	Efectivo y equivalentes	Otros activos financieros	Préstamos y financiaciones	Deuda financiera neta
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**6,550,450**	**1,585,379**	**(53,223,338)**	**(45,087,509)**
Flujo de efectivo	2,086,350	5,446,507	1,050,723	8,583,580
Diferencia en cambio:				
Registrada en el resultado del periodo	(226,333)	(12,837)	1,252,420	1,013,250
Registrada en el otro resultado integral	-	-	612,983	612,983
Costo financiero registrado a proyectos	-	-	(357,107)	(357,107)
Ingreso (costo) financiero reconocido en resultados	-	59,593	(2,765,024)	(2,705,431)
Ajuste por conversión	-	(6,462)	593,384	586,922
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo (1)	-	(385,285)	613,932	228,647
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)**

(1) En los préstamos y financiaciones corresponde a la legalización de operaciones de giros financiados con destino al pago de importaciones que no generan flujo de efectivo en este rubro.

21. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

El saldo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de cuentas comerciales y otras cuentas por pagar comprendía:

	2017	2016
Corriente		
Proveedores	5,088,957	4,669,544
Anticipos asociados	880,420	864,971
Retención en la fuente	376,169	379,194
Entes relacionados	129,520	114,420
Seguros y reaseguros	121,555	110,530
Acuerdos en contratos de transporte (1)	91,324	111,899
Depósitos recibidos de terceros	25,523	209,570
Dividendos por pagar (2)	3,723	11,193
Acreedores varios	251,016	383,042
	6,968,207	**6,854,363**
No corriente		
Proveedores	-	17,809
Acreedores varios	29,469	6,084
	29,469	**23,893**

(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.
(2) Los dividendos decretados en la Asamblea General de Accionistas sobre la utilidad de 2016, por valor de $945,683, fueron pagados en el mes de abril de 2017.

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.

22. PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS

Los siguientes son los saldos de las provisiones por beneficios a empleados al 31 de diciembre

	2017	2016
Beneficios post-empleo		
Salud	5,367,005	4,475,540
Pensión	1,327,859	76,695
Educación	502,260	333,379
Bonos	348,442	263,563
Otros planes	77,636	67,945
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	155,286	161,796
	7,778,488	**5,378,918**
Prestaciones sociales y salarios	485,939	423,360
Otros beneficios a empleados	67,867	73,300
	8,332,294	**5,875,578**
Corriente	1,829,819	1,974,496
No corriente	6,502,475	3,901,082
	8,332,294	**5,875,578**

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:

	Pensión y bonos (1)		Otros		TOTAL	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Pasivos por beneficios a empleados						
Saldo inicial	**12,463,433**	**10,435,546**	**5,041,133**	**4,170,047**	**17,504,566**	**14,605,593**
Costo del servicio actual	-	-	52,164	53,771	52,164	53,771
Costo del servicio pasado	-	-	-	164,271	-	164,271
Costos por intereses	872,524	876,076	350,060	333,894	1,222,584	1,209,970
Pérdidas (ganancias) actuariales	1,621,184	1,915,767	1,012,205	616,834	2,633,389	2,532,601
Beneficios pagados	(809,677)	(763,956)	(350,130)	(297,684)	(1,159,807)	(1,061,640)
Saldo final	**14,147,464**	**12,463,433**	**6,105,432**	**5,041,133**	**20,252,896**	**17,504,566**
Activos del plan						
Saldo inicial	**12,123,175**	**11,181,604**	**2,473**	**-**	**12,125,648**	**11,181,604**
Rendimiento de los activos	848,677	950,704	385	-	849,062	950,704
Aportes a los fondos	-	-	22,465	-	22,465	-
Variación en el techo de los activos	-	379,884	-	-	-	379,884
Beneficios pagados	(809,677)	(771,528)	(22,078)	2,406	(831,755)	(769,122)
Ganancias (pérdidas) actuariales	308,988	382,511	-	67	308,988	382,578
Saldo final	**12,471,163**	**12,123,175**	**3,245**	**2,473**	**12,474,408**	**12,125,648**
Pasivo neto	**1,676,301**	**340,258**	**6,102,187**	**5,038,660**	**7,778,488**	**5,378,918**

(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:

	2017	2016
Resultado del periodo		
Costo del servicio actual	52,164	53,771
Costo del servicio pasado	-	164,271
Intereses, neto	373,522	259,266
Remediciones	13,889	-
	439,575	**477,308**
Otros resultados integrales		
Salud	(794,535)	(792,093)
Pensión y bonos	(1,312,195)	(1,533,256)
Educación y cesantías	(203,779)	175,259
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	(3)	67
Cambio en el techo de los activos	-	379,884
	(2,310,512)	**(1,770,139)**
Acreedores varios	**762,469**	**616,697**
Otros resultados integrales neto de impuestos	**(1,548,043)**	**(1,153,442)**

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 de pensión y bonos pensionales por tipo de inversión al 31 de diciembre:

	2017	2016
Títulos emitidos por el gobierno nacional	4,349,400	4,410,326
Bonos deuda privada	2,967,030	2,880,958
Otros moneda local	2,337,580	2,910,083
Otros bonos públicos	1,149,200	693,061
Renta variable	605,380	305,052
Bonos deuda pública externa	558,920	622,817
Otros moneda extranjera	503,653	300,878
	12,471,163	**12,123,175**

El 46.0% corresponde a nivel 1 de valor razonable y el 54.0% están bajo categoría nivel 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 Infovalmer, proveedor de precios autorizado por la Superintendencia Financiera de Colombia. 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:

CALIFICACIÓN	2017	2016
AAA	4,870,932	4,467,642
Nación	4,471,274	4,610,251
AA+	690,391	470,944
BAA2	371,972	141,940
BBB	246,795	150,808
F1+	230,321	416,439
BBB-	192,636	23,237
BBB+	159,103	193,835
BRC 1+	118,008	309,282
AA	58,234	79,750
BAA3	45,699	131,993
A	39,048	4,175
A3	29,098	61,325
AA3	27,051	14,385
AA-	18,770	34,197
VRR1+	14,112	55,821
BAA1	5,296	5,274
Otras calificaciones	9,621	66,470
Sin calificación disponible	872,802	885,407
	12,471,163	**12,123,175**

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 30.3.

22.3 Supuestos actuariales

Los siguientes son los supuestos actuariales utilizados para determinar el valor presente de la obligación por beneficios definidos utilizados para los cálculos actuariales al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

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

2016	PENSIÓN	BONOS	SALUD	EDUCACIÓN	OTROS BENEFICIOS (1)
Tasa de descuento	7.25%	7.00%	7.25%	6.50%	6.67%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	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	3.00%	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.

22.4 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
2018	880,298	374,315	1,254,613
2019	877,165	355,241	1,232,406
2020	899,128	358,292	1,257,420
2021	921,333	361,655	1,282,988
2022	952,531	362,998	1,315,529
2023-2026	5,201,619	1,824,756	7,026,375

22.5 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 2017:

	PENSIÓN	BONOS	SALUD	EDUCACIÓN	OTROS BENEFICIOS
Tasa de descuento					
-50 puntos básicos	13,948,863	1,032,967	5,775,492	527,839	242,117
+50 puntos básicos	12,440,607	948,129	4,962,688	480,224	230,501
Tasa de inflación					
-50 puntos básicos	12,386,975	946,675	N/A	N/A	156,021
+50 puntos básicos	14,003,214	1,033,715	N/A	N/A	161,094
Tasa de incremento de salarios					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	76,336
+50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	79,150
Tasa tendencia del costo					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	4,982,874	479,829	N/A
+50 puntos básicos	N/A	N/A	5,797,753	528,104	N/A

22.6 Plan de retiro voluntario

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 2017, 137 personas se encuentran acogidas a este plan con un costo asociado de COP$ 155,286. Este plan incluye beneficios de renta mensual, educación y salud hasta que el empleado logre su pensión de jubilación.

22.7 Pasivo pensional fiscal

La siguiente es la obligación por pasivos pensionales (pensiones y bonos) determinada bajo el marco normativo local al 31 de diciembre.

	2017	2016
Pasivo pensional bajo NCIF	14,147,464	12,463,433
Pasivo pensional fiscal	13,901,509	13,269,435
Diferencia	**245,955**	**(806,002)**

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 al 31 de diciembre fueron los siguientes:

VARIABLE (1)	2017	2016
Tasa de interés técnico	4.00%	4.00%
Tasa de descuento nominal	9.97%	9.13%
Tasa de incremento pensional	5.74%	4.93%
Tasa de inflación	5.74%	4.93%
Mortalidad	RV08	RV08

(1) Los supuestos del cálculo actuarial NCIF pueden verse en la Nota 22.3

23. PROVISIONES Y CONTINGENCIAS

A continuación se presentan los movimientos en las diferentes categorías de provisiones y contingencias por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	COSTOS DE ABANDONO	LITIGIOS	CONTINGENCIAS AMBIENTALES Y OTROS	TOTAL
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 (1)	-	-	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**

	COSTOS DE ABANDONO	LITIGIOS	PROVISIONES COMUNEROS	CONTINGENCIAS AMBIENTALES Y OTROS	TOTAL
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**4,452,369**	**99,798**	**702,486**	**822,694**	**6,077,347**
Aumento costos de abandono	404,797	-	-	-	404,797
Adiciones (recuperaciones)	18,285	44,120	(702,486)	(74,312)	(714,393)
Utilizaciones	(68,460)	(4,585)	-	(31,218)	(104,263)
Costo financiero	317,448	-	-	(173)	317,275
Ajuste por conversión	(14,703)	(355)	-	(2,759)	(17,817)
Traslados (1)	(45,076)	70,954	-	(70,954)	(45,076)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**5,064,660**	**209,932**	**-**	**643,278**	**5,917,870**
Corriente	330,057	146,767	-	345,130	821,954
No corriente	4,734,603	63,165	-	298,148	5,095,916
	5,064,660	**209,932**	**-**	**643,278**	**5,917,870**

(1) Incluye principalmente traslados a pasivos asociados con activos mantenidos para la venta.

23.1 Costos de abandono y desmantelamiento

El pasivo estimado por costos de abandono corresponde a la obligación futura que tiene la Compañía 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 de la Compañía, 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 2017 fueron: Producción 6.93% (2016 – 7.93%), Transporte 7.02% (2016 – 8.20%) y Refinación 7.37% (2016 – 8.99%).

23.2 Litigios

El siguiente es un detalle de los principales procesos legales reconocidos en el estado de situación financiera cuyo monto supera los COP$ 13,000 millones, su expectativa de pérdida es altamente probable y podría implicar una salida de recursos al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

PRETENSIONES	2017	2016
Provisión para el pago de la prima del contrato de estabilidad jurídica 2016 con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en Reficar (Refinería de Cartagena).	64,104	59,528
Litigio con Schrader Camargo, proveedor de Reficar.	17,003	17,003
Conciliación ante la Procuraduría General de la Nación con las firmas Acciona Infraestructura S.A. y Mantenimiento y Montajes S.A. el 18 de agosto de 2016. En 2017 se resuelve a favor de la Compañía y se reversa la provisión.	-	44,986

23.3 Provisiones comuneros – Santiago de las Atalayas

El 8 de noviembre de 2016, el Ministerio de Minas y Energía concluyó que los recursos que se encontraban restringidos en relación con este proceso no eran regalías y, por lo tanto, no se debían a los Comuneros.

De acuerdo a lo anterior, los recursos que tenía Ecopetrol le pertenecen sin que a la fecha haya ninguna reclamación o discusión sobre la titularidad de los mismos. Al 8 de noviembre de 2016, el monto en controversia ascendió a COP$ 688,664, proveniente principalmente de la valorización y rendimientos financieros del fondo donde se encontraban los recursos. La recuperación de esta provisión fue reconocida en el resultado financiero neto en el 2016.

23.4 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, el Decreto 2099 de 2017 y 075 y 1120 de 2018 en relación con 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 en relación con las áreas y líneas de inversión y la base de liquidación de las obligaciones. Igualmente, se definió el 30 de junio de 2018 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, en relación con las líneas de inversión, manteniendo la base de liquidación del Decreto 1900.

Al 31 de diciembre de 2017 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. La Compañía se encuentra en proceso de análisis del impacto de la aplicabilidad de las modificaciones establecidas en los mencionados decretos.

Ocensa

Proceso interpuesto en contra de Ocensa S.A. ante un Tribunal de Arbitramento con la pretensión de declarar la ilegalidad en la tarifa pactada en los contratos de transporte para el uso de la capacidad ampliada del oleoducto, obtenida como resultado del proyecto P-135. Estas reclamaciones tienen la potencialidad de replicarse para los demás remitentes del mencionado proyecto. La provisión reconocida se fundamenta en la valoración probabilística de riesgo realizada por la Compañía y sus asesores, sin que ello implique el reconocimiento de las pretensiones de los remitentes.

23.5 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 dado que según las evaluaciones realizadas por asesores internos y externos de la Compañía, su ocurrencia no es probable al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

PRETENSIONES	2017	2016
Daños ambientales por atentado terrorista perpetuado en el año 2015 contra el oleoducto Transandino.	209,220	-
Rompimiento del equilibrio económico y financiero con contratista para la construcción de sistema de transporte.	110,266	-
Demanda por incumplimiento en la liquidación del contrato entre Konidol y Ecopetrol que generaron sobrecostos en el contrato de mantenimiento en 2016.	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	-
Indemnización a terceros por daños ocasionados en derrames de hidrocarburos.	43,333	43,333
Desequilibrio contractual con un tercero en relación con obras de conexión vial.	31,679	-
Diferencias con proveedor en liquidación de contrato cuyo objeto fue la ingeniería, adquisiciones y gerencia de construcción del proyecto P135. A pesar que las partes llegaron a un acuerdo de conciliación preliminar, la Contraloría no lo aprobó y el proceso continúa en la etapa de pruebas. El resultado de estos procesos está sujeto a la decisión del Laudo Arbitral.	30,027	-
Controversial contractual con un tercero en relación con servicio de adquisición y procesamiento de programa sísmico.	30,000	-
Reliquidación de prestaciones sociales legales y extralegales sobre dineros pagados bajo el beneficio de estímulo al ahorro.	16,562	16,562
Controversia en declaraciones de impuesto de renta de los años gravable 2010 y 2011 de Hocol, relacionada con deducciones en activos fijos exploratorios . En septiembre de 2017, Hocol efectuó el pago de los tributos en la conciliación de los procesos fiscales de renta de los años gravables 2010 y 2011 por $ 89,271.	-	344,915

23.6 Detalle de activos contingentes

A continuación se presenta el detalle de los principales activos por contingencias, cuya entrada de beneficios económicos a la Compañía es probable, pero no prácticamente cierta al 31 de diciembre:

PRETENSIONES	2017	2016
Demanda en Ocensa que pretende la restitución del saldo negativo por parte de Equion Energia Limited y Santiago Oil Company que reflejan en los balances volumétricos de Ocensa.	112,735	-
Demanda por inconformidad por parte de Ecopetrol en los reembolsos correspondiente a las inversiones en facilidades en el campo Guaduas del contrato de asociación "Rio Seco".	40,711	40,746
Denuncia penal presentada contra el presidente y los miembros de la Junta Directiva de la época con ocasión del incidente ambiental en 2011, en el Oleoducto Caño Limón Coveñas.	35,000	-
Denuncia penal presentada por el administrador de los convenios suscritos con una Corporación por la presunta falsedad en documento. Ecopetrol se constituye como víctima dentro del proceso.	32,000	-
Incumplimiento de la orden de compra de tubería, las características físicas del recubrimiento no corresponden con las contratadas.	21,232	21,232
Nulidad de acto administrativo emitido por la DIAN, que impuso contribución especial por contratos de obra pública.	13,214	13,214
Demanda a Metapetroleum por los perjuicios sufridos en razón de la entrega tardía de volúmenes de crudo en el contrato de asociación Quifa.	-	25,421

Refinería de Cartagena

El 8 de marzo de 2016, Reficar presentó una solicitud de Arbitramento ante la Cámara de Comercio Internacional contra Chicago Bridge & Iron Company NV, CB&I (UK) Limited y CBI Colombiana S.A. (colectivamente, "CB&I") con respecto al contrato para la construcción, adquisiciones e ingeniería, celebrado entre Reficar y CB&I para la ampliación de la Refinería de Cartagena, en Cartagena, Colombia. Reficar es el demandante en el procedimiento de arbitraje de la CCI y solicita no menos de US$ 2 mil millones por parte de CB&I. El 25 de mayo de 2016, CB&I presentó una contrademanda de aproximadamente US$ 213 millones. El 27 de junio de 2016, Reficar presentó su respuesta a esta solicitud negando cualquier responsabilidad a CB&I. De acuerdo con la última modificación del calendario procesal, el tribunal arbitral celebrará la audiencia en 2019 y dictará el laudo final aproximadamente en el segundo semestre de 2019.

En posible relación con esta materia, a 31 de diciembre de 2017 existe un saldo de US $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.

23.7 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 25 de julio de 2017 la Fiscalía General de la Nación

(en adelante la "Fiscalía"), inició una audiencia de imputación de cargos en contra de exfuncionarios y ex miembros de la junta directiva de Refinería de Cartagena S.A. ("Reficar") y otras entidades externas al Grupo Empresarial Ecopetrol por los delitos de: (i) peculado por apropiación en favor de terceros, (artículo 397 del Código Penal), (ii) enriquecimiento ilícito en favor de terceros (artículo 327 del Código Penal), (iii) falsedad ideológica en documento público, (artículo 286 del Código Penal), y (iv) interés indebido en la celebración de contratos (artículo 409 del Código Penal). El día 2 de agosto culminó la diligencia de imputación de cargos en la cual ninguno de los imputados aceptó responsabilidad. Ecopetrol S.A. y Reficar han participado como víctimas en las audiencias adelantas hasta la fecha.

Finalizada la audiencia de imputación, se continuó con la audiencia de solicitud de medidas para garantizar la comparecencia de los imputados al proceso. En paralelo la Fiscalía radicó el escrito de acusación, como fase procesal siguiente, en el que menciona presuntos cobros irregulares que, en todo caso, aún no está probada. Por lo anterior, Ecopetrol no está en condiciones de pronosticar el resultado de esta investigación; 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.

A la fecha de este reporte, los estados financieros continúan revelando de manera adecuada la situación financiera y operacional de Ecopetrol en todos los aspectos materiales y sus controles internos se mantienen vigentes.

24. PATRIMONIO

Los principales componentes del patrimonio se detallan a continuación:

24.1 Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es COP $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 COP $11,499,933 conformada por 18,883,305,310 acciones. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el capital suscrito y pagado ascendía a COP $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 año 2007 por COP $4,457,997, (ii) COP $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 COP $2,118,468 y (iv) Prima en colocación de acciones por cobrar COP $(142).

24.3 Reservas patrimoniales

La siguiente es la composición de las reservas al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	2017	2016
Reserva legal	1,426,151	1,269,680
Reservas fiscales y obligatorias	512,632	289,164
Reservas ocasionales	239,086	-
Total	**2,177,869**	**1,558,844**

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	2017	2016
Saldo inicial	**1,558,844**	**5,546,570**
Liberación de reservas	(289,164)	(406,983)
Apropiación de reservas	908,189	289,164
Pérdida ejercicio anterior enjugada con reserva legal (Nota 24.4)	-	(3,869,907)
Saldo final	2,177,869	1,558,844
	2,177,869	**1,558,844**

Reserva legal

El Código de Comercio Colombiano establece la obligatoriedad en la apropiación del 10% de las utilidades netas anuales como reserva legal hasta que el saldo de la misma sea equivalente al 50% del capital suscrito. Esta reserva puede ser utilizada para compensar pérdidas o distribuir en caso de liquidación de la Compañía.

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 COP$239,086.

Reservas fiscales y obligatorias

El Régimen Tributario Colombiano contempla la apropiación de las utilidades del ejercicio equivalente al 70% cuando el valor de la depreciación solicitada para efectos fiscales supere la depreciación contable. Esta reserva puede ser liberada en la medida en que las depreciaciones posteriormente contabilizadas, excedan las solicitadas anualmente para efectos tributarios, o se vendan los activos que generaron el mayor valor deducido.

Asimismo, el decreto 2336 de 1995, estableció la obligatoriedad de la constitución de una reserva por valoración de inversiones. Las utilidades que se generen al cierre del ejercicio contable como consecuencia de la aplicación de sistemas especiales de valoración a precios de mercado y que no se hayan realizado en cabeza de la sociedad se llevarán a una reserva.

24.4 Ganancias retenidas y dividendos

El siguiente es el monto y movimiento de las ganancias retenidas al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	2017	2016
Saldo inicial	**2,654,232**	**(2,874,568)**
Utilidad atribuible a los accionistas de Ecopetrol	6,620,412	1,564,709
Liberación de reservas	289,164	406,983
Apropiación de reservas	(908,189)	(289,164)
Dividendos decretados (1)	(945,683)	-
Pérdida ejercicio anterior enjugada con reserva legal (2)	-	3,869,907
Otros movimientos	(1,070)	(23,635)
Saldo final	**7,708,866**	**2,654,232**

(1) La Compañía distribuye dividendos con base en sus estados financieros anuales separados, preparados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF). La Asamblea General Ordinaria de Accionistas, realizada el día 31 de marzo de 2017, aprobó el proyecto de distribución de utilidades sobre el ejercicio 2016 y definió distribuir dividendos por valor de COP $945,683.
Los dividendos pagados en 2017 atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A. ascendieron a COP$945,661 (2016 – COP$690,177) y los de la participación no controladora de Compañías subsidiarias a COP$558,986 (2016 – COP$1,022,121).
(2) La Asamblea General de Accionistas, realizada el 31 de marzo de 2016, aprobó el proyecto de distribución de utilidades, el cual estableció que no hay lugar a la distribución de utilidades sobre el ejercicio 2015, dada la pérdida presentada en dicho periodo; igualmente, la Asamblea aprobó enjugar dicha pérdida con la reserva legal, en atención a lo establecido en el artículo 456 del Código de Comercio. El monto de las pérdidas enjugadas una vez realizadas las liberaciones y apropiaciones de las reservas estatutarias y fiscales ascendió a COP$ 3,869,907.

24.5 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 2017 y 2016:

	2017	2016
Diferencia en cambio en conversiones	8,157,504	8,414,438
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(1,149,864)	(1,441,621)
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido	(553,091)	994,953
Cobertura de inversión neta	(97,362)	(155,359)
Instrumentos financieros derivados	6,942	(19,044)
Ganancias en mediciones a valor razonable de instrumentos de patrimonio (1)	-	7,828
Otros	-	11,817
	6,364,129	**7,813,012**

(1) Durante 2016 la Compañía reclasificó del estado de ganancias o pérdidas COP$68,497 (2015 – COP$19,405) producto de la realización de las valoraciones a valor de mercado del importe acumulado en patrimonio delos activos disponibles para la venta – Empresa de Energía de Bogotá e Interconexión Eléctrica S.A.

24.6 Utilidad básica por acción

	2017	2016	2015
Utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas	6,620,412	1,564,709	(3,987,726)
Promedio ponderado de acciones en circulación	41,116,694,690	41,116,694,690	41,116,694,690
Utilidad (pérdida) neta básica por acción (pesos)	**161.0**	**38.1**	**(97.0)**

25. INGRESOS POR VENTAS

El siguiente es el detalle de los ingresos por ventas por los años terminados al 31 de diciembre:

	2017	2016	2015
Ventas nacionales			
Destilados medios	9,590,326	8,553,503	10,215,224
Gasolinas	6,990,187	6,092,739	6,128,208
Servicios	3,873,352	4,043,284	4,435,274
Gas natural	1,815,754	1,988,336	1,845,345
Crudos	909,871	553,666	491,279
Plástico y caucho	833,982	724,708	724,392
G.L.P. y propano	509,619	405,869	335,494
Asfaltos	275,803	340,400	461,188
Otros productos	1,207,245	994,645	988,346
	26,006,139	**23,697,150**	**25,624,750**
Reconocimiento diferencial precios (1)	2,229,953	1,048,022	441,871
	28,236,092	**24,745,172**	**26,066,621**
Ventas al exterior			
Crudos	21,479,063	17,278,579	21,181,265
Combustóleo	1,982,408	2,158,539	2,166,469
Gasolinas y turbocombustibles	1,223,994	1,046,758	93,125
Diesel	1,213,740	1,604,498	81,982
Plástico y caucho	1,169,101	1,171,342	1,096,730
Gas natural	32,303	58,809	182,950
G.L.P. y propano	15,631	8,568	-
Comercialización de crudo	-	-	1,309,196
Amortización cobertura futuras exportaciones (Nota 30.2.2)	(583,232)	(720,137)	(248,698)
Otros	441,124	380,222	161,287
	26,974,132	**22,987,178**	**26,024,306**
Total ingresos	**55,210,224**	**47,732,350**	**52,090,927**

(1) Corresponde a la aplicación del Decreto 1880 de septiembre de 2014 y la Resolución 180522 de 2010, que definieron el procedimiento para el diferencial de precios (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 para mayor información.

Ventas por zona geográfica

Los siguientes son los ingresos por ventas por área geográfica por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	2017	%	2016	%	2015	%
Colombia	28,236,092	51,1%	24,745,172	51,8%	26,066,621	50,0%
Estados Unidos	12,532,932	22,7%	11,535,922	24,2%	11,803,802	22,7%
Asia	6,136,796	11,1%	2,605,939	5,5%	6,062,071	11,6%
Centro América y el Caribe	6,070,565	11,0%	3,447,198	7,2%	3,333,653	6,4%
Sur América y otros	1,203,222	2,2%	2,546,319	5,3%	881,305	1,7%
Europa	1,030,617	1,9%	2,851,800	6,0%	3,943,475	7,6%
Total	**55,210,224**	**100%**	**47,732,350**	**100%**	**52,090,927**	**100%**

Concentración de clientes

Durante el 2017, Organización Terpel S.A. representó el 14.3% de total de las ventas del periodo (2016 – 14.4% y 2015 – 14.4%); ningún otro cliente tiene más del 10% del total de ventas. No existe riesgo de que se afecte la situación financiera de Ecopetrol por una potencial pérdida del cliente. La relación comercial con este cliente es la venta de productos refinados y el servicio de transporte. Las ventas a este cliente son reconocidas por el segmento de Refinación y Petroquímica y Transporte y Logística. Organización Terpel es líder gracias a su red de estaciones de gasolina y su estrategia de ventas a la industria y al segmento de aviación.

26. COSTO DE VENTAS

El siguiente es el detalle del costo de ventas discriminado por función por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	2017	2016	2015
Costos variables			
Productos importados (1)	11,637,419	12,049,477	12,935,878
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	5,750,334	5,318,393	5,166,455
Compras de hidrocarburos - ANH (2)	4,338,576	3,178,199	3,741,010
Compras de crudo asociación y concesión	2,240,704	1,517,829	1,928,938
Materiales de proceso	889,122	608,535	366,454
Servicios de transporte de hidrocarburos	665,714	783,307	1,380,733
Energía eléctrica	561,424	618,675	424,920
Compras de otros productos y gas	488,056	519,884	703,163
Impuestos y contribuciones (3)	449,959	478,332	481,029
Servicios contratados asociación	195,689	305,326	563,032
Otros (4)	(663,915)	(432,694)	(322,547)
	26,553,082	**24,945,263**	**27,369,065**
Costos fijos			
Depreciaciones y amortizaciones	2,366,849	2,050,739	1,433,263
Mantenimiento	2,038,970	1,998,128	2,334,130
Costos laborales	1,815,213	1,571,511	1,542,701
Servicios contratados	1,414,056	1,083,176	1,301,094
Servicios contratados asociación	1,008,336	1,260,470	1,415,422
Costos generales	510,128	383,842	461,994
Materiales y suministros de operación	468,205	333,258	435,238
Impuestos y contribuciones	343,505	391,032	461,624
Servicios de transporte de hidrocarburos	333,671	157,463	147,733
Costos de proyectos no capitalizados	41,459	61,689	92,252
	10,340,392	**9,291,308**	**9,625,451**
	36,893,474	**34,236,571**	**36,994,516**

(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 de la Compañía en operación directa como de terceros.
(3) Incluye regalías de gas en dinero e impuesto al carbono.
(4) Corresponde a la capitalización al inventario, toda vez que los conceptos presentados en el detalle de la nota de costo de ventas se presentan con su importe incurrido al100%.

27. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y PROYECTOS

El siguiente es el detalle de los gastos de administración, operación y proyectos, discriminado por función por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	2017	2016	2015
Gastos de administración			
Gastos generales	723,341	556,563	393,971
Gastos laborales	624,424	657,051	491,748
Impuestos (1)	362,963	663,889	730,841
Depreciaciones y amortizaciones	53,796	45,765	84,425
	1,764,524	**1,923,268**	**1,700,985**
Gastos de operación y proyectos			
Gastos de exploración	1,341,940	728,590	1,584,249
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	471,657	568,513	878,259
Impuestos	324,223	286,331	348,871
Gastos laborales	310,947	278,383	309,021
Mantenimientos	122,273	147,197	181,630
Depreciaciones y amortizaciones	95,516	177,252	86,215
Cuota de fiscalización	63,470	87,325	77,909
Proyectos corporativos	29,702	301,854	456,159
Diversos	166,337	176,242	111,955
	2,926,065	**2,751,687**	**4,034,268**

(1) Incluye principalmente el reconocimiento del impuesto a la riqueza. Ver nota 10 – Impuestos.

28. OTRAS GANANCIAS Y PÉRDIDAS OPERACIONALES

El siguiente es el detalle de otras ganancias y pérdidas operacionales por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	2017	2016	2015
(Gasto) recuperación de provisiones por litigios	(72,408)	112,999	205,879
Gasto disponibilidad gasoductos contratos BOMT's (1)	(72,318)	(125,077)	(124,957)
Gasto impairment de activos de corto plazo	(68,800)	(98,739)	(2,858)
Utilidad (pérdida) en venta de activos	40,227	(82,200)	6,744
Ganancia en adquisición de participaciones (Nota 32.3)	451,095	-	-
Indemnizaciones recibidas	-	17,790	29,848
Ingresos diferidos BOMT's (2)	-	211,768	193,197
Otros ingresos	227,607	237,571	70,688
	505,403	**274,112**	**378,541**

(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.

29. RESULTADO FINANCIERO, NETO

El siguiente es el detalle del resultado financiero por los años terminados el 31 de diciembre del 2017, 2016 y 2015:

	2017	2016	2015
Ingresos financieros			
Resultados provenientes de activos financieros y otros	739,148	136,715	164,615
Rendimientos e intereses	405,562	386,001	293,506
Utilidad en venta de instrumentos de patrimonio	13,236	47,129	72,339
Recursos provenientes Santiago de las Atalayas (1)	-	688,664	-
Otros ingresos financieros	1,410	53,234	91,464
	1,159,356	**1,311,743**	**621,924**
Gastos financieros			
Intereses (2)	(2,385,994)	(2,765,024)	(1,768,618)
Costo financiero de otros pasivos (3)	(753,047)	(580,491)	(627,827)
Resultados provenientes de activos financieros	(481,308)	(48,997)	(167,869)
Otros gastos financieros	(45,041)	(69,028)	(154,100)
	(3,665,390)	**(3,463,540)**	**(2,718,414)**
Utilidad (pérdida) por diferencia en cambio, neta	**5,514**	**968,270**	**(1,870,859)**
Resultado financiero, neto	**(2,500,520)**	**(1,183,527)**	**(3,967,349)**

(1) Corresponde a la reversión de una provisión relacionada con un litigio en Santiago de las Atalayas producto principalmente por la valoración y rendimientos financieros generados en el tiempo de permanencia del efectivo que estuvo sujeto a discusión de su a titularidad. (Ver Nota 23.3 para más información).
(2) Al 31 de diciembre se capitalizaron intereses en recursos naturales y propiedad, planta y equipo por COP $ 191,651 (2016 - $341,209 y 2015 - COP $ 744,426).
(3) Incluye el gasto financiero de la obligación de abandono de activos y los pasivos por beneficios post-empleo.

30. GESTIÓN DE RIESGOS

30.1 Riesgo de precios de commodities

El negocio de la Compañía depende sustancialmente de los precios internacionales del crudo y de los productos refinados. Los precios de estos productos son volátiles; 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 el resultado de las operaciones de la Compañía.

Los precios de crudo, gas natural y productos refinados han fluctuado tradicionalmente 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.

El grupo 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 las fluctuaciones de los precios del crudo y productos refinados asociadas a las transacciones físicas. La Compañía ha establecido 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 los años 2016 y 2015 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 de la Compañía en exportaciones de crudo e importaciones de productos.

Durante el 2017, no se llevaron a cabo operaciones de cobertura con instrumentos derivados. Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, las coberturas de precios fueron liquidadas en su totalidad, con un impacto en el resultado del periodo de COP$ 3,181 y COP$ 4,141, respetivamente.

30.2 Riesgo de tipo de cambio

El grupo empresarial 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 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 de la Compañía 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. El peso se apreció en promedio un 3.3% en 2017. Durante 2016 y 2015, el peso de depreció en un 11.2% y 37.3%, respectivamente. Las tasas de cierre fueron $2,984, $3.000,71 y 3,149.47 para el 2017, 2016 y 2015, 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, servicios petroleros 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.

La siguiente tabla establece el valor en libros para los activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

(MILLONES DE USD)	2017	2016
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,203	1,916
Otros activos financieros	1,072	1,367
Cuentas comerciales por cobrar y por pagar, neto	(7)	(282)
Préstamos y financiaciones	(12,590)	(15,172)
Posición pasiva neta	**(10,322)**	**(12,171)**

Del total de la posición pasiva neta, USD$8,532 millones corresponden pasivos financieros designados como instrumentos de cobertura no derivados de Ecopetrol, cuya valoración es reconocida en el otro resultado integral, dentro del patrimonio. Asimismo, USD$1,699 millones corresponden a la posición pasiva neta en dólares de Compañías del grupo con moneda funcional dólar, sin afectación por valoración en el resultado del periodo.

30.2.1 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 2017: El análisis de sensibilidad sólo incluye los activos y pasivos financieros en moneda extranjera a la fecha de cierre.

ESCENARIO/ VARIACIÓN EN LA TRM	EFECTO EN RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS (+/-)	EFECTO EN OTROS RESULTADOS INTEGRALES (+/-)
1%	2,715	305,293
5%	13,577	1,526,465

El análisis de sensibilidad sólo incluye los activos y pasivos financieros en moneda extranjera a la fecha de cierre.

30.2.2 Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía

Ecopetrol 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, la Compañía 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 (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 de la Compañía.

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 US$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 IAS 39 – Instrumentos financieros: reconocimiento y medición. 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.

La contabilidad de coberturas genera que el impacto en el estado de resultados se presente efectivamente en el momento de realización del riesgo cubierto. Para que esto ocurra, mensualmente cuando se actualiza la deuda en moneda extranjera por la tasa de cierre para reconocerla en pesos colombianos, los efectos por diferencia en cambio se reconocen como un componente del otro resultado integral, dentro del patrimonio y, a medida que se realizan las exportaciones de crudo, la diferencia en cambio acumulada en el otro resultado integral, se reclasifica en el resultado del ejercicio, impactando la utilidad operacional y el Ebitda.

A continuación se presenta el movimiento de este instrumento de cobertura no derivado al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

(MILLONES DE USD)	2017	2016
Instrumento de cobertura al inicio del periodo	**5,312**	**5,376**
Reasignación de instrumentos de cobertura	1,803	870
Realización de las exportaciones	(1,803)	(870)
Amortización del principal (1)	(1,980)	(64)
Instrumento de cobertura al final del periodo	**3,332**	**5,312**

(1) El 30 de junio de 2017, Ecopetrol 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 al 31 de diciembre:

	2017	2016
Saldo inicial	**1,441,621**	**2,432,104**
Diferencia en cambio	15,934	(844,863)
Realización de exportaciones	(583,232)	(720,137)
Inefectividad	(14,036)	46,159
Impuesto de renta diferido	289,578	528,358
Saldo final	**1,149,865**	**1,441,621**

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 $2.984 es el siguiente:

AÑO	ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS	DESPUÉS DE IMPUESTOS
2018	688,169	(238,139)	450,030
2019	575,661	(199,206)	376,455
2020	173,027	(59,876)	113,151
2021	115,582	(39,997)	75,585
2022	115,582	(39,997)	75,585
2023	90,309	(31,250)	59,059
	1,758,330	**(608,465)**	**1,149,865**

30.2.3 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 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 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 durante cada año:

	2017	2016
Saldo inicial	**155,359**	**-**
Diferencia en cambio	(86,892)	231,879
Inefectividad	329	-
Impuesto de renta diferido	28,566	(76,520)
Saldo final	**97,362**	**155,359**

30.2.4 Coberturas con derivados para cubrir riesgo cambiario

La Compañía 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 su subsidiaria 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 2017, se tienen contratos forwards con posición neta corta por US$325 millones (2016 – US$323 millones) con vencimientos entre enero y diciembre de 2018.

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 COP$99,971 (2016- COP$42,865 de utilidad) y el monto reconocido en el otro resultado integral fue de COP$35,769 de utilidad (2016 - COP$33,869 de utilidad).

30.3 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que la Compañía 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.

30.3.1 Riesgo de crédito para clientes

En el proceso de venta de crudos, gas, refinados y productos petroquímicos y servicios de transporte, la Compañía puede estar expuesta al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago. La administración 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 de la Compañía.

La Compañía 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 con la Compañía.

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. La Compañía 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.

Ecopetrol 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:

	2017	2016
Vencidos con menos de tres meses	65,354	179,008
Vencidos entre 3 y 6 meses	1,131	14,275
Vencidos con más de 6 meses	79,688	103,574
Total	**146,173**	**296,857**

30.3.2 Riesgo de crédito para recursos depositados en instituciones financieras

En cumplimiento con el Decreto 1525 de 2008, que provee las normas generales sobre inversiones para entidades públicas, Ecopetrol estableció las directrices para la administración 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 o BRC Standard & Poor's. Además, la Compañía también podrá invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno colombiano 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 Compañía ha cumplido con esta política al 31 de diciembre del 2017 y 2016.

La calificación crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones que involucran instrumentos financieros se encuentra revelada en las notas 6 – Efectivo y equivalentes, Nota 7 – Otros activos financieros y Nota 21 – Provisiones por beneficios a empleados.

30.4 Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés surge de la exposición de Ecopetrol a cambios en las tasas de interés debido a que el grupo cuenta instrumentos en el portafolio de inversiones indexados a tasas flotantes y emisiones de deuda cuya tasa de interés atadas a tasas como LIBOR, DTF e IPC. Por lo tanto, la volatilidad de los tipos de interés puede afectar el valor razonable y los flujos de efectivo relacionados con las inversiones de la Compañía y el gasto financiero de los préstamos y financiamientos a tasa flotante.

Al 31 de diciembre de 2017 el 19% (2016 el 31%) 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, los cuales incorporan límites en la duración del portafolio, el Valor en Riesgo – VAR y tracking error.

Los patrimonios autónomos vinculados a los pasivos pensionales de la Compañía 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 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	(66,120)	112,383	(171,031)
- 100 puntos básicos	66,120	(112,282)	183,988

La sensibilización ante variación de las tasas de descuento de los pasivos por pensiones se muestra en la nota 21 - Provisiones por beneficios a empleados.

30.5 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 de la Compañía, 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 nuestras 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, la Compañía se puede ver forzada 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 nuestras políticas destinadas a garantizar que haya fondos netos suficientes para cumplir con los compromisos financieros de la Compañía 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 2017, la Compañía utilizó US$ 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 2020 y 2021. El detalle de estos movimientos son descritos en la Nota 19 – Prestamos y financiamientos.

El siguiente es un resumen de la madurez de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2017; los montos presentados en la tabla son los flujos de efectivo contractuales no descontados; los pagos previstos en moneda extranjera fueron re expresados tomando tipo de cambio de COP$ 2,984.00 pesos/dólar. En consecuencia, estas cantidades no pueden reconciliarse con los montos presentados en el Estado de situación financiera:

	HASTA 1 AÑO	1-5 AÑOS	5-10 AÑOS	> 10 AÑOS	TOTAL
Préstamos (pago de principal e intereses)	5,040,130	28,151,892	18,873,280	15,484,650	67,549,952
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	6,968,207	134,815	-	-	7,103,022
Total	**12,008,337**	**28,286,707**	**18,873,280**	**15,484,650**	**74,652,974**

30.6 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 2017 y 2016:

	2017	2016
Préstamos y financiaciones (Nota 20)	43,547,835	52,222,027
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	(7,945,885)	(8,410,467)
Otros activos financieros (Nota 9)	(6,533,725)	(6,686,895)
Deuda financiera neta	**29,068,225**	**37,124,665**
Patrimonio (Nota 24)	**49,781,305**	**45,319,718**
Apalancamiento	**36.87%**	**45.03%**

El movimiento de la deuda financiera neta se detalla en la Nota 20.8.

31. ENTES RELACIONADOS

Los saldos con Compañías asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2017 y 2016 son los siguientes:

	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	-	-
Asociadas						
Invercolsa S.A.	18,641	-	-	-	-	-
Offshore International Group Inc (2)	-	154,810	-	-	-	-
Serviport S.A.	-	-	-	5,820	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**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**

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos
Negocios conjuntos					
Equion Energía Limited (1)	97,601	-	7,135	89,666	30,644
Ecodiesel Colombia S.A.	129	-	-	20,765	-
Offshore International Group (2)	-	170,121	-	-	-
Asociadas					
Serviport S.A.	-	-	-	3,989	-
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**97,730**	**170,121**	**7,135**	**114,420**	**30,644**
Corriente	97,730	-	7,135	114,420	30,644
No corriente	-	170,121	-	-	-
	97,730	**170,121**	**7,135**	**114,420**	**30,644**

Préstamos con vinculados:

(1) Depósitos mantenidos por Equion en Capital AG por valor nominal de USD$77 millones, con vencimiento en enero de 2018 y una tasa promedio ponderada de 1.44% EA.

(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 2017 es de US$49.

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 entes relacionados por años finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 se detallan como sigue:

	2017		2016		2015	
	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	425,881	598,636	491,698	418,618	515,968	190,158
Ecodiesel Colombia S.A.	6,583	259,269	5,744	265,584	7,245	267,647
Offshore International Group	15,188	-	6,285	-	-	-
Asociadas						
Serviport S.A.	-	-	-	24,572	-	-
Total	**447,652**	**857,905**	**503,727**	**708,774**	**523,213**	**457,805**

Los dividendos recibidos de estas Compañías están relacionados en la nota 14 – Inversiones en Compañías.

31.1 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 COP$ 4,426,000 pesos para 2017, a COP$ 4,140,000 pesos para 2016 y COP$ 3,870,000 pesos para 2015. 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 2017 por concepto de honorarios a miembros de Junta Directiva ascendió a COP$ 1,877 (2016 - COP$ 1,253).

La compensación total pagada a los miembros del Comité Directivo activos al 31 de diciembre del 2017 ascendió a COP$ 20,669 (2016 - COP$ 13,901). Los directores no son elegibles para recibir los beneficios de pensión y jubilación. El importe total reservado al 31 de diciembre de 2017 para proporcionar los beneficios de pensión y jubilación a nuestros funcionarios ejecutivos elegibles ascendió a COP$ 5,401 (2016 - COP$ 4,674).

Al 31 de diciembre de 2017, 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
Mauricio Cárdenas Santamaría	<1% acciones en circulación
Héctor Manosalva Rojas	<1% acciones en circulación
Rafael Espinosa Rozo	<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. Estos fondos se constituyeron en cumplimiento a lo dispuesto por el decreto 2153 de 1999, con el cual se autorizó al 31 de diciembre de 2008, 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.

Al 31 de diciembre de 2017 y 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 entidades 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

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 junio 2018.

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 en efectivo de producción de gas natural.

El valor de compra de hidrocarburos a la AHN 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 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 25 – Ingresos por ventas 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.

32. OPERACIONES CONJUNTAS

La Compañía 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 2017 son las siguientes:

32.1 Contratos en los cuales Ecopetrol no es el operador

SOCIOS	CONTRATO	TIPO	% PARTICIPACIÓN	ZONA GEOGRÁFICA DE OPERACIÓN
Occidental Andina LLC	Chipirón Cosecha Cravo Norte Rondón	Producción	30-40% 30% 50% 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 Energía Limited	Piedemonte	Producción	50%	Colombia
Perenco Colombia Limited	Casanare Corocora Estero Garcero Orocúe	Producción	64% 56% 89% 76% 63%	Colombia
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 - Leon	Leon	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%	Brasil
Chevron	CE-M-715_R11	Exploración	50%	Brasil

32.2 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 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 Teca	Producción	58% 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
Chevron	CE-M-715_R11	Exploración	15%	Brasil
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	Exploracion	50%	Golfo de Mexico
JX Nippon	FAZ-M-320_R11	Exploracion	70%	Brasil
JX Nippon	POT-M-567_R11	Exploracion	100%	Brasil

32.3 Operaciones relevantes durante el periodo

Durante el 2017 y 2016, se presentaron los siguientes hechos relevantes en los contratos de operaciones conjuntas:

a) 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 COP$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.

b) Terminación de los contratos campo Rubiales y Pirrí

A partir del 1° de julio de 2016, Ecopetrol asumió la operación directa del Campo Rubiales, que hasta dicha fecha, había sido operado por Pacific Rubiales Energy. Tras la terminación del contrato, Ecopetrol recibió los activos de dicha operación y las obligaciones asociadas a los contratos de BOMT's por US$46 millones.

c) Terminación del contrato de asociación de Tauramena

El 3 de julio de 2016, el acuerdo de asociación de Tauramena finalizó y Ecopetrol comenzó a operar directamente en el campo de Cusiana, Casanare. Desde su comercialización en 1993, fue operado primero por BP y luego por Equion. Cusiana representa para Ecopetrol una participación del 98% en el Unificado Plan de Explotación (PEU) del campo, mientras que Equión y Emerald mantendrán ambos el 2%.

33. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La descripción de los segmentos de negocio puede verse en la nota 4.19 - Información por segmentos de negocio.

33.1 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 2017, 2016 y 2015:

	Por el año terminado 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	1,058,912	1,058,912	1,058,912	1,058,912
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

	Por el año terminado 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

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2015				
	Exploración y producción	Refinación y petroquímica	Transporte y logística	Eliminaciones	TOTAL
Ventas terceros	25,412,869	22,456,866	4,221,192	-	52,090,927
Ventas intersegmentos	6,063,398	788,810	6,623,358	(13,475,566)	-
Ingresos netos	**31,476,267**	**23,245,676**	**10,844,550**	**(13,475,566)**	**52,090,927**
Costos fijos	7,208,632	1,902,797	3,304,815	(2,790,793)	9,625,451
Costos variables	18,500,240	18,856,011	439,607	(10,426,793)	27,369,065
Costos de ventas	**25,708,872**	**20,758,808**	**3,744,422**	**(13,217,586)**	**36,994,516**
Utilidad bruta	**5,767,395**	**2,486,868**	**7,100,128**	**(257,980)**	**15,096,411**
Gastos de administración	731,626	451,250	518,109	-	1,700,985
Gastos de operación y proyectos	2,969,723	1,155,301	157,596	(248,352)	4,034,268
Impairment de activos no corrientes	4,923,369	3,278,993	81,388	-	8,283,750
Otras ganancias y pérdidas operacionales, neto	(399,956)	122,594	(101,179)	-	(378,541)
Resultado de la operación	**(2,457,367)**	**(2,521,270)**	**6,444,214**	**(9,628)**	**1,455,949**
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	536,119	135,622	86,568	(136,385)	621,924
Gastos financieros	(1,670,443)	(451,906)	(596,133)	68	(2,718,414)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neta	(1,897,399)	(386,801)	413,341	-	(1,870,859)
	(3,031,723)	**(703,085)**	**(96,224)**	**(136,317)**	**(3,967,349)**
Participación en las utilidades de Compañías	11,401	23,187	533	-	35,121
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**(5,477,689)**	**(3,201,168)**	**6,348,523**	**(145,945)**	**(2,476,279)**
Impuesto a las ganancias	1,142,825	655,660	(2,405,052)	-	(606,567)
Utilidad (pérdida) neta del periodo	**(4,334,864)**	**(2,545,508)**	**3,943,471**	**(145,945)**	**(3,082,846)**
(Pérdida) utilidad atribuible a: Los accionistas de la Compañía	(4,334,864)	(2,540,758)	3,033,841	(145,945)	(3,987,726)
Participación no controladora	-	(4,750)	909,630	-	904,880
	(4,334,864)	**(2,545,508)**	**3,943,471**	**(145,945)**	**(3,082,846)**
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	5,318,587	570,033	881,738	-	6,770,358

33.2 VENTAS POR PRODUCTO

Las ventas por producto de cada segmento se detallan a continuación para los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	Por el año terminado 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**

	POR EL AÑO TERMINADO 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	309,123	-	(4,558)	405,869
Asfaltos	31,277	186,228	-	-	340,400
Aromáticos	-	146,866	-	-	186,228
Combustóleo	1,382	669,568	-	-	148,248
Otros	424,952	1,070,725	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	21,495,762	-	-	(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**

	POR EL AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	25,782	10,206,599	-	(17,157)	10,215,224
Gasolinas y turbocombustibles	-	6,464,661	-	(336,453)	6,128,208
Servicio de Transporte	118,812	198,369	10,822,078	(6,703,985)	4,435,274
Gas natural	2,198,284	-	-	(352,939)	1,845,345
Plástico y caucho	-	724,392	-	-	724,392
Crudos	5,847,368	-	-	(5,356,089)	491,279
Diesel y asfaltos	49,583	411,605	-	-	461,188
G.L.P. y propano	154,201	190,346	-	(9,053)	335,494
Otros	262,906	1,070,725	22,472	(367,757)	988,346
	8,656,936	**19,266,697**	**10,844,550**	**(13,143,433)**	**25,624,750**
Reconocimiento diferencial precios	-	441,871	-	-	441,871
	8,656,936	**19,708,568**	**10,844,550**	**(13,143,433)**	**26,066,621**
Ventas al exterior					
Crudos	21,495,762	-	-	(314,497)	21,181,265
Combustóleo	-	2,166,469	-	-	2,166,469
Comercialización de crudo	1,309,196	-	-	-	1,309,196
Plástico y caucho	-	1,096,730	-	-	1,096,730
Gas natural	233,500	-	-	(50,550)	182,950
Gasolinas y turbocombustibles	27,756	65,369	-	-	93,125
Diesel	-	81,982	-	-	81,982
Amortización cobertura futuras exportaciones	(248,698)	-	-	-	(248,698)
Otros	1,815	126,558	-	32,914	161,287
	22,819,331	**3,537,108**	**-**	**(332,133)**	**26,024,306**
	31,476,267	**23,245,676**	**10,844,550**	**(13,475,566)**	**52,090,927**

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 2016, 2015 y 2014:

2017	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Total
Propiedades, 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**

2015	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Total
Propiedades, planta y equipo	2,460,975	3,590,279	2,497,679	8,548,933
Recursos naturales	5,590,321	-	-	5,590,321
Intangibles	69,126	18,494	24,635	112,255
	8,120,422	**3,608,773**	**2,522,314**	**14,251,509**

34. 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). El proceso es liderado por la Gerencia de Reservas de Ecopetrol S.A. quien presenta el balance de reservas a la Junta Directiva para su aprobación.

Las reservas fueron auditadas en un 99% por 2 Compañías auditoras especializadas: DeGolyer and MacNaughton y Ryder Scott Company. 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 2017 y 2016, la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por la Compañía:

	2017			2016		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)
Reservas probadas:						
Saldo Inicial	**1,033**	**3,218**	**1,598**	**1,239**	**3,479**	**1,849**
Revisión de estimaciones (1)	124	294	175	(50)	(23)	(54)
Recobro mejorado	72	4	73	11	1	11
Compras	3	2	4	5	5	6
Extensiones y descubrimientos	44	-	43	22	25	27
Ventas	-	-	-	(5)	(5)	(6)
Producción	(188)	(264)	(234)	(189)	(264)	(235)
Saldo Final	**1,088**	**3,254**	**1,659**	**1,033**	**3,218**	**1,598**
Reservas probadas desarrolladas:						
Saldo inicial	779	3,131	1,329	913	3,176	1,470
Saldo final	18	3,158	1,372	779	3,131	1,329
Reservas probadas no desarrolladas:						
Saldo inicial	254	87	269	326	303	379
Saldo final	(2 ,310,512)	96	287	254	87	269

(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.

35.OBLIGACIONES CONTRACTUALES

La Compañía posee varios compromisos y obligaciones contractuales que pueden requerir futuros desembolsos de dinero. Los principales compromisos están relacionados con a) pagos de préstamos y financiamientos, los cuales son revelados en la nota 30.5, b) pago de beneficios a empleados post-empleo, cuyos montos para pago en los próximos 5 años son revelados en la nota 22.4 c) compromisos de pago futuros en contratos de servicios, leasing operativo, suministros de gas y energía, compra de activos y otros y d) compromisos de, actividades exploratorias y otras con la Agencia Nacional de Hidrocarburos en contratos vigentes.

36.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
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	España
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	Real	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Brasil
Ecopetrol del Perú S. A.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Perú
Ecopetrol América Inc.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos
Black Gold Re Ltd.	Dólar	100%	Reaseguradora de Ecopetrol y sus subordinadas	Bermuda
Ecopetrol Germany Gmbh	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Alemania
Hocol Petroleum Limited	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda
Hocol S.A.	Dólar	100%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Islas Caimán
Andean Chemicals Ltd.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda
Refinería de Cartagena S. A. *	Dólar	100%	Refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos	Colombia
Propileno del Caribe Propilco S. A.	Dólar	100%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Colombia
COMAI - Compounding and Masterbatching Industry	Peso Colombiano	100%	Fabricación compuestos de polipropileno y masterbatches	Colombia

* Información tomada de los estados financieros auditados.

Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
España	3,056,580	102,120	3,056,719	139
Brasil	36,385	(54,591)	50,933	14,548
Perú	48,969	(2,271)	51,792	2,823
Estados Unidos	2,964,718	163,529	3,471,770	507,052
Bermuda	607,199	28,135	729,125	121,926
Angola	2,345	(118)	2,773	428
Bermuda	2,386,820	(165,302	2,386,877	57
Colombia	1,692,465	(90,144)	2,911,506	1,219,041
Bermuda	5,485,480	(572,066)	5,487,258	1,778
Colombia	18,167,265	48,095	26,779,628	8,612,363
Colombia	1,522,016	160,536	1,928,502	406,486
Colombia	141,580	114,241	202,936	61,356

Compañías subsidiarias consolidadas (2/2)

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País / Domicilio
Bioenergy S. A.	Peso Colombiano	99,04%	Producción de biocombustibles	Colombia
Bioenergy Zona Franca S. A. S	Peso Colombiano	99,04%	Producción de biocombustibles	Colombia
Amandine Holdings Corp.	Peso Colombiano	99,04%	En liquidación	Panamá
Los Arces Group Corp.	Peso Colombiano	99,04%	En liquidación	
Cenit S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Almacenamiento y Transporte por ductos de Hidrocarburos	Colombia
Oleoducto Central S. A. - Ocensa	Dólar	72,65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia
Oleoducto de los Llanos Orientales S. A. - ODL	Peso Colombiano	65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Panamá
Oleoducto de Colombia S. A. – ODC	Peso Colombiano	73%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia
Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS	Peso Colombiano	55,97%	Actividad transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia
Ecopetrol Capital AG.	Dólar	100%	Financiación, liquidación de financiaciones de sociedades de grupos o cualquier tipo de empresa y toda actividad que esté relacionada con ella	Suiza
Ecopetrol Global Capital SLU	Euro	100%	Vehículo de inversión	España
Esenttia Resinas del Perú	Dólar	100%	Comercialización resinas de polipropileno y masterbatches	Perú
Ecopetrol Costa Afuera SAS	Peso Colombiano	100%	Exploración en offshore	Colombia
ECP Hidrocarburos de México S.A. de CV	Dólar	100%	Exploración en offshore	México

Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Colombia	335,858	(237,846)	433,582	97,724
Colombia	246,866	(197,949	702,627	455,761
Panamá	6,657	-	6,657	-
Panamá	5,100	-	5,100	-
Colombia	14,072,668	2,989,999	15,536,448	1,463,780
Colombia	3,387,484	1,633,053	6,292,577	2,905,093
Colombia	1,106,571	321,792	1,941,239	834,668
Colombia	351,308	202,432	574,325	223,017
Colombia	1,069,490	385,500	3,229,372	2,159,882
Suiza	1,240,473	145,97	5,806,746	4,566,273
España	20	(51)	39	19
Perú	3,866	(84)	15,981	12,115
Colombia	15,671	(69,242)	139,192	123,521
México	4,100	(3,653)	5,851	1,751

Compañías asociadas y negocios conjuntos

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad
Asociadas			
Invercolsa S.A. (*)	Peso Colombiano	43%	Holding con inversiones de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia
Serviport S.A. (**)	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
Sociedad portuara Oleofinas y Derivados S.A. (***)	Peso Colombiano	50%	Construcción, uso, mantenimiento, adecuación y administración de instalaciones portuarias, puertos, muelles privados o de servicio al público en general
Negocios conjuntos			
Equion Energía Limited	Dólar-	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos
Ecodiesel Colombia S.A. (*)	Peso Colombiano	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos
Offshore International Group (*)	Dólar	50%	Exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos

(*) Información disponible al 30 de noviembre de 2017
(**) Información disponible al 30 de noviembre de 2017
(***) Información disponible al 30 de noviembre de 2017

	País / Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida del ejercicio)	Total activos	Total pasivos
	Colombia	Colombia	516,640	84,628	560,368	43,728
	Colombia	Colombia	20,212	2,031	70,966	50,754
	Colombia	Colombia	2,84	178	3,189	342
	Reino Unido	Colombia	1,433,536	134,596	1,937,913	504,377
	Colombia	Colombia	76,766	13,236	128,420	51,654
	Estados Unidos	Perú	1,007,754	(178,280)	1,858,013	850,259

ANEXO 2 - CONDICIONES DE LOS PRÉSTAMOS MÁS SIGNIFICATIVOS

Clases de crédito	Compaía	Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Moneda	Valor original / nominal en moneda origen
Bonos moneda nacional	Ecopetrol S.A.	dic-10	dic- 20	COP	479,900
		dic-10	dic-40	COP	284,300
		ago-13	ago-18	COP	120,950
		ago-13	ago-23	COP	168,600
		ago-13	ago-28	COP	347,500
		ago-13	ago-43	COP	262,950
Crédito sindicado moneda nacional	Ecopetrol S.A. Oleoducto Bicentenario ODL Finance S.A.	may-13	may-25	COP	1,839,000
		jul-12	juli-24	COP	2,100,000
		ago 13	ago-20	COP	800,000
Bonos moneda extranjera	Ecopetrol S.A.	jul-09	jul-19	USD	1,500
		sep-13	sep-18	USD	350
		sep-13	sep-23	USD	1,300
		sep-13	sep-43	USD	850
		may-14	may-45	USD	2,000
		sep-14	may-25	USD	1,200
		jun-15	jun-26	USD	1,500
		jun-16	sep-23	USD	500
	Oleoducto Central S.A.	may-14	may-21	USD	500
Créditos comerciales internacionales	Ecopetrol S.A.	feb-15	feb-20	USD	1,925
		jul-13	jul-23	USD	245
		jul-13	jul-19	USD	151
		may-16	may-21	USD	300
		feb-16	feb-21	USD	175
	Ecopetrol S.A.	dic-11	dic-27	USD	2,747
		dic-11	dic-27	USD	310
		dic-11	dic-25	USD	440

***** Bullet: Valor facial es cancelado totalmente al vencimiento del préstamo.
***** * Deuda financiera designada como instrumento de cobertura (ver Nota 30.2).

	Saldo pendiente 31-dic-2017	Saldo pendiente 31-dic-2016	Tipo de interés	Amortización del principal	Pago de interés
	479,900	479,900	Flotante	Bullet	Semestral
	284,300	284,300	Flotante	Bullet	Semestral
	120,950	120,950	Flotante	Bullet	Semestral
	168,600	168,600	Flotante	Bullet	Semestral
	347,500	347,500	Flotante	Bullet	Semestral
	262,950	262,950	Flotante	Bullet	Semestral
	1,532,500	1,736,833	Flotante	Semestral	Semestral
	1,373,750	1,549.625	Flotante	Trimestral	Trimestral
	352,000	480,000	Flotante	Trimestral	Trimestral
**	1,500	1,500	Fijo	Bullet	Semestral)
**	350	350	Fijo	Bullet	Semestral
**	1,300	1,300	Fijo	Bullet	Semestral
	850	850	Fijo	Bullet	Semestral
**	2,000	2,000	Fijo	Bullet	Semestral
**	1,200	1,200	Fijo	Bullet	Semestral
**	1,500	1,500	Fijo	Bullet	Semestral
	500	500	Fijo	Bullet	Semestral
	500	500	Fijo	Bullet	Semestral
**	--	1,925-	Flotante-	Bullet	Semestral
**	147	171	Flotante-	Semestral	Semestral
**	35	66	Flotante-	Semestral	Semestral
**	-	300	Flotante-	Bullet	Semestral
	-	175	Flotante-	Semestral	Semestral
	2,012	2,177	Fijo	Semestral	Semestral
	227	246	Flotante-	Semestral	Semestral
	344	374	Flotante-	Semestral	Semestral

REPORTE INTEGRADO DE GESTIÓN SOSTENIBLE

2017

ecopetrol

ENERGÍA PARA EL FUTURO