

Resultados 2020

Solidez y competitividad en un entorno sin precedentes



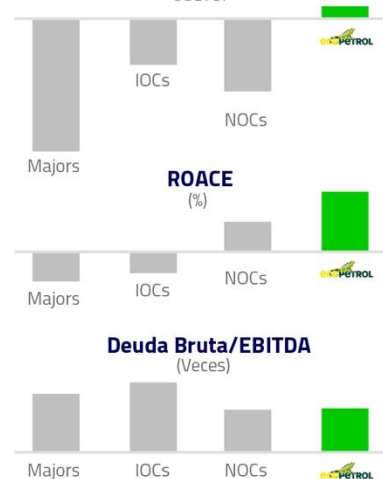
Resultados financieros

COP Billones



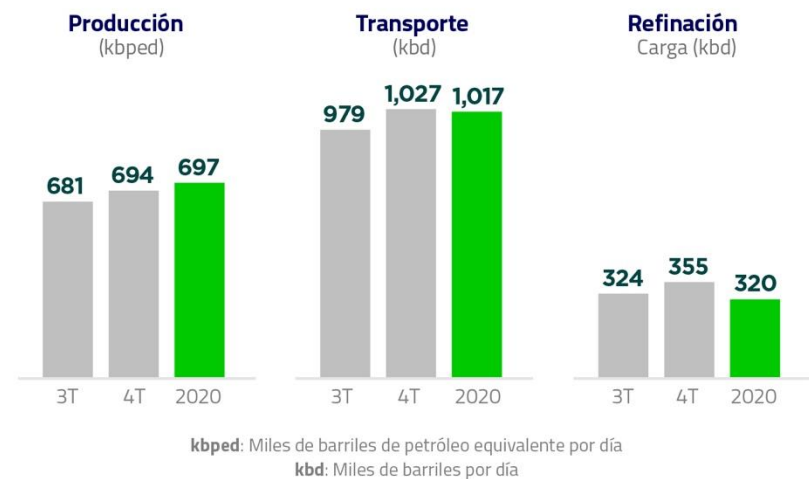
Utilidad Neta

USD/bl



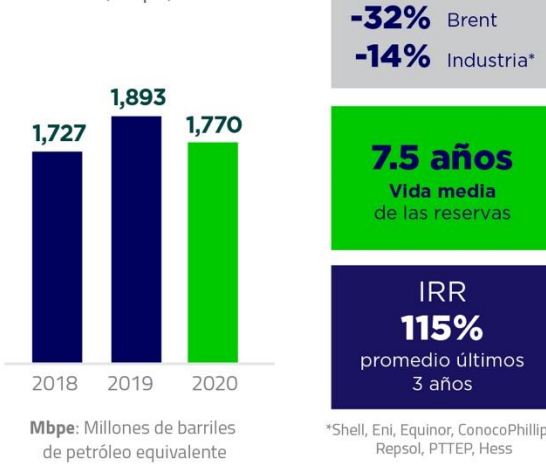
Majors: grandes petroleras (BP, Chevron, Exxon, Shell, Total)
 IOCs: compañías petroleras internacionales (ConocoPhillips, Hess, Repsol)
 NOCs: compañías petroleras estatales (PTTEP, Equinor, Eni)

Volúmenes



Reservas

Volumen (Mbpe)



La información de reservas de Exxon, Total, Chevron, BP no se encuentra publicada a la fecha.

SosTECnibilidad

AMBIENTAL

Reducciones acumuladas de emisiones por **1.8 MtCO₂e** al 2020

SOCIAL

Ingreso al **The Valuable 500**

Programa Apoyo País Aportes Covid-19

GOBERNANZA

CDP
 Dow Jones Sustainability Indexes

WORLD ECONOMIC FORUM
 Ingreso a SCM: Stakeholder Capitalism Metrics

TECNOLOGÍA

Alianzas estratégicas:
innpuls, **Microsoft**, **PLUGANDPLAY**

PLAN 21-23



Información de contacto:
 ✉ investors@ecopetrol.com.co



El 2020 fue un año retador para la industria, debido al desplome en los precios de petróleo por cuenta de la sobreoferta provocada por los desacuerdos al interior de la OPEP+ y posteriormente, por los desafíos asociados a la pandemia del Covid-19,

una emergencia sanitaria a nivel global y local, acompañada de una fuerte contracción de la demanda de crudo y productos, con múltiples desafíos sociales y económicos.

Ecopetrol logró afrontar este reto sin precedentes demostrando su resiliencia y capacidad para adaptarse a un ambiente adverso y volátil, priorizando siempre la vida y el cuidado de nuestros colaboradores.

Los **resultados financieros**, así lo respaldan: cerramos el año con un EBITDA de COP 16.8 billones y una utilidad neta de COP 1.7 billones, siendo Ecopetrol una de las pocas empresas de la industria petrolera mundial que presentó utilidades para el año. El plan de respuesta a la crisis, que aseguró la continuidad operativa y contempló decisivas intervenciones en costos, priorización de inversiones, maximización de ingresos y oportuno financiamiento, permitió aprovechar la recuperación de oferta y demanda de crudo a nivel mundial en la segunda mitad del año. Es así como, apalancados en la estrategia comercial del Grupo Empresarial (GE) enfocada en la diversificación de los destinos de exportación y anticipación en la comercialización de nuestros crudos, se logró una recuperación de los precios de realización de nuestra canasta de exportación, la cual subió 6% entre el tercer y cuarto trimestre del año, pasando de 38.4 USD/bl a 40.7 USD/bl.

La Compañía llevó a cabo un ejercicio disciplinado de revisión de sus costos y gastos, logrando un balance entre las optimizaciones y la disponibilidad de recursos para garantizar la reactivación segura y confiable de la operación. Así las cosas, el costo total unitario del año 2020 se ubicó cerca de 27 USD/bl, disminuyendo en 23% frente al año anterior y se obtuvieron eficiencias en costos cercanas a COP 700 mil millones.

En el marco de estos desafíos, en 2020 mantuvimos firme el compromiso del Grupo Ecopetrol con el bienestar de los colombianos y el fortalecimiento de la economía local, en el marco de la emergencia sanitaria por el COVID-19. A través de nuestro

programa de inversión social “Apoyo País”, se comprometieron más de COP 88 mil millones para 2020 y 2021, de los cuales al cierre del año ejecutamos el 86%, beneficiando a cerca de 252 mil familias y 250 instituciones. Con estos recursos hemos apoyado al fortalecimiento del sistema de salud con equipos médicos, elementos de protección personal y limpieza, entregado ayuda humanitaria y solidaria a nivel nacional, promocionado iniciativas de innovación e investigación y suministrado apoyo tecnológico al Gobierno Nacional, a la vez que nos vinculamos a sus programas “Comparto mi Energía” y “Ayudar nos hace bien”. Así mismo, el Grupo diseñó e implementó diferentes programas de flexibilización comercial y liquidez para proveedores y clientes.

El **balance de reservas** fue de 1,770 millones de barriles de petróleo equivalente (mbpe), reflejando una reducción de 6.5% cifra inferior a la inicialmente prevista entre 15% y 20% por la caída en los niveles de precios y actividad en el periodo. El resultado refleja la adición de nuevos proyectos de perforación, revisiones positivas debido al buen desempeño en producción, recobro y la optimización de variables técnico – económicas. Las reservas de gas representaron el 29% de este volumen,

En **exploración**, Ecopetrol completó la perforación de 18 pozos, de los cuales tres resultaron exitosos, nueve finalizaron el año en evaluación y seis fueron declarados secos. En el 4T20 se aprobó la comercialidad de los descubrimientos Andina, en Colombia y Esso en el Golfo de México. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) aprobó la cesión del 50% de interés de Ecopetrol a Shell en tres bloques en los que están ubicados los descubrimientos de gas Gorgon y Kronos. Esta asociación permitirá avanzar en el desarrollo de estos descubrimientos en la provincia gasífera costa afuera del caribe colombiano.

En lo que respecta a **producción**, se alcanzó un promedio acumulado de 697 kbped en el 2020, en línea con la meta de lograr niveles cercanos a los 700 kbped. La producción del 4T20 tuvo un aumento frente al 3T20 gracias a las mayores ventas de GLP y gas y al mejor desempeño en los campos Chichimene y Piedemonte, pese a los impactos por orden público y al cierre de vertimiento de agua en Castilla en el mes de diciembre.

Con relación al **gas natural**, una prioridad estratégica para el Grupo Ecopetrol, destacamos que representó el 17% de la producción total equivalente, reportó margen EBITDA para el año

superior al 50% y un aporte mayor al 30% del EBITDA del segmento. Lo anterior soportado en la estabilidad de sus precios en dólares y en la buena dinámica comercial observada durante el periodo.

Por su parte, la producción de hidrocarburos no convencionales en **Permian** aportó 5.2 kbped promedio año en el 2020, ganando gradualmente participación en la producción total del GE. Terminamos el año con 22 pozos en producción y 22 pozos adicionales perforados, que se estima sean completados y puestos en producción durante el primer trimestre 2021.

Con relación a la ejecución de los **Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII)** para hidrocarburos no convencionales, el 24 de diciembre Ecopetrol firmó el primer Contrato Especial de Proyectos de Investigación (CEPI) con la ANH para el proyecto Kalé, con lo cual se habilita el inicio de la etapa de licenciamiento y de preparación para la ejecución de este PPII en Colombia. En 2021 estaremos enfocados en la obtención de licencias ambientales y el cumplimiento de demás requisitos establecidos en la robusta normatividad vigente antes de empezar a operar, informando e incluyendo siempre a nuestros grupos de interés y resaltando el carácter científico y técnico del proyecto. El EBITDA anual del segmento **de exploración y producción** se ubicó en COP 6.7 billones, equivalente a un margen de 18%.

El segmento de **transporte**, obtuvo resultados en línea con nuestras expectativas, con unos volúmenes transportados de 1,017 kbd, acorde a la producción país. Se destacan los menores tiempos de mantenimiento para la reparación del oleoducto Caño Limón-Coveñas, lo que permitió que operara más días y que no se requirieran ciclos de reversión del oleoducto Bicentenario en 2020. El segmento reportó un EBITDA de COP 9.3 billones, equivalente a un margen de 76%.

En el segmento de **refinación**, en el cuarto trimestre se alcanzó una carga consolidada de 355 kbd, la mayor del año. Avanzando en la senda de calidad de combustibles, en diciembre se logró la producción de gasolina en Colombia con un contenido promedio de azufre de máximo 50 ppm, nivel inferior al exigido por la regulación vigente. El desempeño operativo y comercial de las refinerías habilitó márgenes competitivos en una coyuntura negativa para el sector. Así mismo, se destacan los récords en

producción y ventas de Esenttia durante 2020. El segmento reportó un EBITDA de COP 0.9 billones, equivalente a un margen de 3.3%.

A pesar de los retos afrontados en 2020, nuestro compromiso con las temáticas de “**sosTECnibilidad**”¹ se fortaleció en los diferentes frentes. En **transición energética** se obtuvieron reducciones acumuladas de emisiones por 1.8 MtCO₂e², resultado de la implementación de proyectos que se han venido ejecutando desde 2010, logrando de manera anticipada la meta que inicialmente se había planteado al 2022. En el frente de energías renovables, se firmó el contrato para la construcción del ecoparque solar San Fernando, el cual tendrá una capacidad de hasta 59 MW y se espera inicie operaciones en el 2T21.

Por su parte, el ecoparque solar Castilla reportó ahorros en los costos de operación cercanos a COP 3,800 millones en el 2020. De otra parte, se redujeron las emisiones de GEI ocasionadas por quemas rutinarias de gas un 19% frente al 2019, aportando así al compromiso de reducción de emisiones de CO₂e. La transformación digital fue un soporte fundamental en la continuidad operativa durante la pandemia. Se logró asegurar la conexión remota de más de 15,000 empleados y realización de más de 8,000 reuniones virtuales diarias en 2020.

Frente al compromiso con el fortalecimiento del gobierno corporativo, nos adherimos y adoptamos las *Stakeholder Capitalism Metrics* (SCM) del Foro Económico Mundial, en la cual participan más de 61 empresas a nivel global, que buscan medir la gestión de sostenibilidad con una nueva propuesta de métricas, que permita comparar su desempeño con el de otras organizaciones de diferentes industrias a nivel global, en temas relacionados con personas, el medio ambiente, la prosperidad y la gobernanza.

En noviembre, Ecopetrol recibió una calificación de 66 puntos en la escala del *Dow Jones Sustainability Index* (DJSI), obteniendo el puesto número 13 dentro de la industria global de petróleo y gas integrada. Este puntaje le permitió a la empresa ingresar al DJSI Mercado Integrado Latinoamericano (MILA), siendo la única empresa del sector en América Latina en conseguirlo. Por su parte, en diciembre la Compañía recibió la calificación del reporte de CDP *Climate Change*, con una calificación de C, ubicándose por encima del desempeño promedio general de la región.

¹ Modelo de contribución y generación de valor a la sociedad que, a través de soluciones innovadoras y tecnológicas, propende por armonizar el desarrollo

económico, social y ambiental, bajo un marco de gobierno transparente y ético.

² Millones de toneladas de CO₂ equivalente

Reflejando nuestra capacidad de adaptación y reacción a un mercado particularmente complejo, actualizamos nuestro **Plan de Negocio Orgánico 2021-2023** el cual está orientado a asegurar el crecimiento rentable de Ecopetrol en una senda de precios para nuestra referencia Brent de \$45 por barril para el 2021, y de \$50 dólares por barril hacia adelante. El plan también busca aumentar la competitividad, cimentar la agenda de transición energética y profundizar la sostenibilidad como uno de los pilares estratégicos para nuestra operación.

Dentro del componente orgánico del nuevo plan se destaca: i) una inversión en el rango de USD 12,000 a USD 15,000 millones, financiada principalmente con generación interna de caja; ii) niveles de producción rentable cercanos a 750 kbped al 2023, manteniendo el foco en el desarrollo de los campos con mayor impacto en nuestra cadena de valor en Colombia, el crecimiento de Permian, la perforación de más de 40 pozos exploratorios, y la continuidad de nuestro exitoso programa de recobro mejorado; iii) volúmenes transportados superiores a un millón de barriles por día reflejando expectativas positivas de crecimiento económico; iv) carga conjunta de las refinerías en el rango de 340 a 365 mil barriles por día en el 2021, buscando alcanzar cerca de 420 mil barriles día en 2023 con la entrada del proyecto de integración de las plantas de crudo en la Refinería de Cartagena (IPCC); v) reducción de 3 MtCO₂e al 2023, y el compromiso de redefinir las metas de reducción durante el 2021 a mediano y largo plazo, vi) aumento de capacidad de generación con energías renovables a ~400 MW al 2023; y vii) inversiones socio-ambientales por COP 1.7 billones entre 2020 y 2024.

Así mismo, para acelerar la transformación digital invertiremos entre USD 100 y USD 150 millones en innovación y tecnología. Este plan está alineado con nuestros principios culturales: primero la vida, la ética, pasión por la excelencia, hacer posible lo imposible, el liderazgo y la inclusión, así como el trabajo en equipo. De igual forma, responde a los desafíos del entorno con un enfoque de sostenibilidad y asegura una estrategia que agrega valor al GE y al país.

De otro lado, el 27 de enero de 2021, la Compañía hizo público su interés en adquirir el 51.4% de las acciones en circulación de ISA, que actualmente son propiedad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. La eventual adquisición de esta participación, responde al interés estratégico de Ecopetrol de incursionar en nuevos negocios alineados con las oportunidades de electrificación y

descarbonización, que dicta la transición energética, y que a su vez apalancan el crecimiento rentable del Grupo y mejoren su perfil de riesgo.

La participación en ISA permitiría a los accionistas de Ecopetrol conseguir una posición material en una empresa sólida establecida, relevante en la transmisión en un sector estratégico para la transición energética, con un portafolio de clase mundial, un equipo de liderazgo de primer nivel, y un comprobado gobierno corporativo.

El GE se posicionaría, a través de una sola operación, en un eslabón clave del negocio eléctrico, con claras perspectivas de crecimiento futuro. Se incorporaría además al portafolio del GE un negocio con características similares a los negocios de infraestructura petrolera en los que Ecopetrol ya participa a través de su filial Cenit: negocios intensivos en capital inicial, regulados, con significativas barreras de entrada, y márgenes y retornos de capital competitivos que proporcionan estabilidad al flujo de caja frente a la volatilidad del precio de los hidrocarburos.

La adquisición se financiaría parcialmente con una emisión de acciones cuyo propósito específico es habilitar esta oportunidad de crecimiento y consolidación. Dicha capitalización le permitiría a Ecopetrol acometer esta oportunidad transformacional sin cambiar los planes de inversión en el negocio core de *oil & gas* y sin impactar los rangos de endeudamiento que respaldan nuestro grado de inversión.

Hacia el futuro, de lograrse el cierre exitoso de esta transacción vemos un Ecopetrol más robusto, con una sólida posición en petróleo, gas, infraestructura energética y energías de bajas emisiones. El negocio de hidrocarburos de Ecopetrol seguirá siendo el foco, con una creciente participación del gas. La generación renovable para auto consumo continuará siendo clave para reducir los costos de operación y la huella de emisiones; y en descarbonización, aumentaremos nuestro nivel de ambición en materia de reducción de emisiones y avanzaremos con la evaluación de nuevas tecnologías y modelos de negocio, tales como soluciones naturales del clima, CCUS (Carbon Capture, Use and Storage, por sus siglas en inglés) e hidrógeno verde.

De esta forma, iniciamos el 2021 con una posición financiera sólida, fortalecidos ante la crisis, con expectativas de crecimiento rentable y sostenible en todos los frentes del negocio, y con la clara aspiración de materializar, a través de la adquisición

de la participación en ISA, una oportunidad transformacional para la Compañía. Este plan responde a los desafíos y oportunidades del entorno, manteniendo la promesa de generación de valor para nuestros accionistas y grupos de interés, apalancados en los pilares de crecimiento, disciplina

de capital y protección de la caja, soportados en la SosTECnibilidad.

Felipe Bayón Pardo

Presidente Ecopetrol S.A.

Bogotá, 23 de febrero de 2021. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el cuarto trimestre y el acumulado de 2020, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

A pesar de las condiciones de mercado sin precedentes por el COVID-19 en 2020, el Grupo Empresarial logró utilidad neta acumulada a diciembre por COP 1.7 billones y un EBITDA de COP 16.8 billones. Los menores costos de la actividad operacional, nuevos negocios integrados en el Grupo como Invercolsa, Permian, participación adicional en Guajira y los márgenes de filiales no sensibles al indicador Brent, como Esenttia y Cenit, permitieron compensar parcialmente la drástica caída del 33% en el precio del Brent y la menor demanda de crudos y productos.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2020	4T 2019	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	14,190	18,581	(4,391)	(23.6%)	50,027	70,847	(20,820)	(29.4%)
Depreciación y amortización	2,300	2,101	199	9.5%	8,985	8,290	695	8.4%
Costos variables	5,536	7,547	(2,011)	(26.6%)	19,840	27,176	(7,336)	(27.0%)
Costos fijos	2,471	2,622	(151)	(5.8%)	8,728	9,492	(764)	(8.0%)
Costo de ventas	10,307	12,270	(1,963)	(16.0%)	37,553	44,958	(7,405)	(16.5%)
Utilidad bruta	3,883	6,311	(2,428)	(38.5%)	12,474	25,889	(13,415)	(51.8%)
Gastos operacionales y exploratorios	2,459	771	1,688	218.9%	4,841	3,726	1,115	29.9%
Utilidad operacional	1,424	5,540	(4,116)	(74.3%)	7,633	22,163	(14,530)	(65.6%)
Ingresos (gastos) financieros, neto	(260)	(245)	(15)	6.1%	(2,481)	(1,670)	(811)	48.6%
Participación en resultados de compañías	(4)	65	(69)	(106.2%)	88	354	(266)	(75.1%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,160	5,360	(4,200)	(78.4%)	5,240	20,847	(15,607)	(74.9%)
Provisión impuesto a las ganancias	(659)	247	(906)	(366.8%)	(1,868)	(5,067)	3,199	(63.1%)
Utilidad neta consolidada antes de impairment	501	5,607	(5,106)	(91.1%)	3,372	15,780	(12,408)	(78.6%)
Interés no controlante	(241)	(318)	77	(24.2%)	(1,154)	(1,251)	97	(7.8%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	260	5,289	(5,029)	(95.1%)	2,218	14,529	(12,311)	(84.7%)
(Gasto) recuperación por <i>impairment</i> de activos de largo plazo	605	(1,751)	2,356	(134.6%)	(621)	(1,748)	1,127	(64.5%)
Impuesto de renta diferido sobre <i>impairment</i>	(190)	471	(661)	(140.3%)	91	470	(379)	(80.6%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	675	4,009	(3,334)	(83.2%)	1,688	13,251	(11,563)	(87.3%)
EBITDA*	4,334	7,174	(2,840)	(39.6%)	16,840	31,108	(14,268)	(45.9%)
Margen EBITDA	30.5%	38.6%	-	(8.1%)	33.7%	43.9%	-	(10.2%)

* El EBITDA ajustado sin incluir el efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario es de COP 4,629 mil millones y COP 17,471 mil millones, para el 4T2020 y acumulado año, respectivamente.

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

Declaraciones de proyección futura: Este comunicado puede contener declaraciones de proyección futura relacionadas con las perspectivas del negocio, estimados para los resultados operativos y financieros, y de crecimiento de Ecopetrol. Se trata de proyecciones y, como tal, están basadas únicamente en las expectativas de la dirección con relación al futuro de la empresa y su continuo acceso a capital para financiar el plan de negocios de la Compañía. Dichas declaraciones a futuro dependen, básicamente, de cambios en las condiciones de mercado, regulaciones de gobierno, presiones de la competencia, el desempeño de la economía colombiana y la industria, entre otros factores; por lo tanto, están sujetas a cambios sin aviso previo.

I. Resultados Financieros y Operativos

Ingresos por Ventas

Disminución de 23.6% en los ingresos por ventas en el 4T20 versus el 4T19, como resultado combinado de:

- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de -15.6 USD/bl (COP -4.3 billones).
- Efecto por menor volumen de ventas (COP -0.9 billones, -37.7 kbped), principalmente por contracción de la demanda de crudo y productos refinados, compensado con mayores ventas nacionales de gas, principalmente por la adquisición de la participación en la asociación Guajira por parte de Hocol.
- Menores ingresos de servicios de transporte y otros (COP -0.1 billones).
- Aumento en la tasa de cambio promedio, impactando positivamente los ingresos (COP +0.8 billones).

Los ingresos acumulados al cierre de 2020 presentaron una disminución de 29.4% versus el 2019, como resultado combinado de:

- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de -21.2 USD/bl (COP -21.3 billones).
- Efecto por menor volumen de ventas (COP -4.2 billones, -44.5 kbped), principalmente por contracción de la demanda de productos refinados, compensado con mayores ventas de: i) crudo, gracias a una mayor disponibilidad asociada a menores cargas en refinerías; y ii) gas, por la adquisición de la participación en la asociación Guajira por parte de Hocol y la entrada en operación de la planta de GLP en Cupiagua.
- Menores ingresos de servicios de transporte y otros servicios relacionados (COP -0.7 billones)
- Aumento en la tasa de cambio promedio, impactando positivamente los ingresos (COP +5.5 billones).

Tabla 2: Ventas Volumétricas - Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)
Destilados Medios	129.8	161.6	(19.7%)	119.1	156.6	(23.9%)
Gasolinas	126.5	121.4	4.2%	100.8	116.0	(13.1%)
Gas Natural	93.8	83.2	12.7%	85.7	78.9	8.6%
Industriales y Petroquímicos	23.8	26.2	(9.2%)	22.0	23.5	(6.4%)
GLP y Propano	19.2	19.1	0.5%	18.2	16.3	11.7%
Crudo	4.7	5.2	(9.6%)	6.0	6.1	(1.6%)
Combustóleo	0.7	1.5	(53.3%)	1.2	1.9	(36.8%)
Total Volúmenes Locales	398.5	418.2	(4.7%)	353.0	399.3	(11.6%)
Volumen de Exportación - kbped	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)
Crudo	401.6	414.9	(3.2%)	418.5	405.4	3.2%
Productos	114.6	119.8	(4.3%)	109.7	121.1	(9.4%)
Gas Natural*	1.8	1.3	38.5%	1.5	1.4	7.1%
Total Volúmenes de Exportación	518.0	536.0	(3.4%)	529.7	527.9	0.3%
Total Volúmenes Vendidos	916.5	954.2	(4.0%)	882.7	927.2	(4.8%)

* Las exportaciones de gas natural corresponden a ventas locales de Ecopetrol América LLC y Ecopetrol Permian LLC

Ventas en Colombia (40%): menores ventas de 46.3 kbped (-11.6%) versus 2019, debido principalmente a:

- Caída en la demanda de combustibles debido al aislamiento preventivo obligatorio por la pandemia, lo que significó menores ventas de destilados medios y de gasolina y reactivación gradual de la actividad económica en el segundo semestre del año.
- Mayores ventas de gas por la adquisición de la participación de Chevron en la Asociación Guajira por parte de Hocol y recuperación de la demanda.
- Mayor oferta de GLP por la entrada de la planta Cupiagua desde septiembre de 2019.

Internacional (60%): Incremento de 1.8 kbped (0.3%) versus 2019, debido principalmente al efecto de:

- Mayores exportaciones de crudo principalmente por menores cargas en las refinerías logrando ubicar todos los barriles con clientes internacionales en una época de baja demanda.
- Menores exportaciones de productos por uso de nafta producida por la Refinería de Cartagena como diluyente para crudos pesados.

Durante el 4T20 se mantuvo la senda de recuperación de la demanda de combustibles a nivel nacional. La venta de gasolina se incrementó en 27% y la de diésel en 8% frente al 3T20. En línea con la apertura de aeropuertos en el país, la venta de jet aumentó en un 180%, pasando de 5 kbd en 3T20 a 15 kbd en 4T20.

Tabla 3: Precios de Realización de las Canastas - Grupo Ecopetrol

USD/Bl	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)
Brent	45.3	62.4	(27.4%)	43.2	64.2	(32.7%)
Canasta de Venta de Gas	24.8	23.9	3.8%	24.3	23.7	2.5%
Canasta de Venta de Crudo	40.7	57.7	(29.5%)	34.4	58.6	(41.3%)
Canasta de Venta de Productos	51.1	67.5	(24.3%)	49.2	69.8	(29.5%)

Crudos: el 4T20 cerró con un precio de realización de exportaciones y ventas locales de crudo de 40.7 USD/bl, el más alto del año. En comparación con el 3T20, el precio mejoró en USD 2.3/bl, 20% más que el incremento del Brent que aumentó en USD 1.9/bl. Lo anterior principalmente por: i) la recuperación de precio del Brent, y ii) una gestión comercial proactiva en la diversificación de clientes y destinos, con ventas entregadas en destino, de crudo Castilla Blend y Vasconia Blend a Corea del Sur, la reactivación de clientes en India y España, y la continua participación en el mercado del Golfo de México y China.

Productos Refinados: frente al 3T20 la canasta de venta de productos se fortaleció como consecuencia de la recuperación en la demanda a nivel mundial para gasolina, diésel, jet y la mayor actividad comercial que logró poner los excedentes de las refinerías en los mercados de mejor realización. Frente al 2019, el precio de la canasta de productos se redujo un 29.5%; sin embargo, la misma se fortaleció 7% frente al Brent en el mismo periodo.

Gas Natural: el precio de las ventas de gas estuvo 2.5% por encima del reportado en 2019, debido a la recomposición de la canasta con un mayor volumen de la Guajira y una mejor realización de los volúmenes vendidos de Piedemonte.

Energías renovables: se firmó el contrato para la construcción del parque solar San Fernando, que será una de las plantas solares más innovadoras en Colombia y de mayor capacidad de autogeneración renovable en el país. Por su parte el parque Solar Castilla reportó ahorros en costos de energía por más de COP 3,800 millones en el 2020.

En 2020 se maduraron proyectos de energía solar por 45 MW en Huila, Magdalena Medio y Meta. Durante el primer semestre de 2021 se avanzará en la asignación de los mismos para su construcción en el 2021, con lo cual se logrará un total de 155 MW en suministro de energía renovable evitando la emisión de más de 1 MtCO_{2e}.

A su vez se obtuvo la aprobación de licenciamiento ambiental para la instalación y operación de proyectos de autogeneración de energía en los campos de producción Yariguí, Cantagallo, Casabe, Huila y Rubiales que viabilizan la ejecución de proyectos solares de capacidad instalada de 108 MW, contribuyendo a la estrategia de autogeneración con fuentes de energía renovable.

En términos de generación eólica, se tienen prospectos identificados en la Costa Atlántica y Huila que permitirán agregar 90 MW al 2023. Se adjudicó la medición eólica en el lote Casablanca adyacente a la Refinería de Cartagena, la cual comenzó en enero de este año.

Costo de Ventas

Depreciación y Amortización:

Reflejó un incremento del 8.4% entre el 2020 vs 2019 y del 9.5% del 4T20 frente al 4T19, que corresponde al efecto neto de: i) mayor nivel de inversión de capital; y, ii) efecto cambiario sobre el costo de depreciación de Filiales del Grupo con moneda funcional dólar dada la devaluación del peso. Lo anterior fue parcialmente compensado por iii) menor tasa de depreciación asociada a la disminución en los niveles de producción.

Costos Variables:

Disminución del 26.6% en el 4T20 frente al 4T19, principalmente por:

- Menores compras de crudo, gas y productos (COP -1.7 billones), por i) la disminución del precio promedio de compras nacionales e importaciones (COP -1.6 billones), y ii) los menor volumen comprado (COP -0.4 billones, -23.2 kbped). Lo anterior fue compensado con iii) el aumento de la tasa de cambio promedio de las compras (COP +0.3 billones).
- Efecto positivo por fluctuación de inventarios (COP -0.2 billones) dada la recuperación de precios en el mercado y menor consumo de inventarios de productos refinados.
- Otros efectos menores (COP -0.1 billones).

Los costos variables acumulados al cierre de 2020 presentaron una disminución de 27.0% versus el 2019, como resultado combinado de:

- Menor costo en compras de crudo, gas y productos (COP -8.9 billones), por efecto neto entre i) disminución del precio promedio de compras nacionales e importaciones (COP -7.2 billones), ii) disminución del volumen de compras (COP -3.3 billones, -44 kbped) y iii) aumento de la tasa de cambio promedio de las compras (COP +1.6 billones)
- Fluctuación de inventario (COP +1.3 billones) por efecto de la disminución de precios en el mercado y mayor consumo de inventarios de productos refinados.
- Otros efectos menores (COP -0.3 billones).

Costos Fijos:

Durante el 4T20 se reiniciaron varias actividades de la operación. Principalmente se efectuaron mayores mantenimientos de subsuelo y superficie, así como mayores actividades de servicios de la operación.

Los costos fijos presentaron una disminución del 5.8% en el 4T20 con respecto a 4T19 por la materialización de eficiencias logradas en i) menores costos de servicios contratados y profesionales, gracias a la renegociación de tarifas en contratos, ii) menor costo laboral por disminución en la planta de personal asociado al plan de retiro voluntario y menores costos asociados a salud, viáticos y capacitaciones. Lo anterior es parcialmente compensado con el aumento en las actividades de mantenimiento que fueron desplazadas por el periodo de confinamiento.

Por lo anterior, y como resultado principalmente de la implementación de estrategias orientadas a optimizar costos y a la disminución de la actividad a causa de menor producción, cargas y volúmenes transportados, los costos fijos acumulados al cierre de 2020 presentaron una disminución del 8.0% con respecto a 2019.

Gastos Operativos (neto de otros ingresos y antes de impairment de activos de largo plazo).

Los **Gastos Operativos (neto de otros ingresos y antes de impairment de activos de largo plazo)** del 4T20 aumentaron con relación al mismo trimestre del año anterior, principalmente por eventos no recurrentes relacionados a continuación:

- Reconocimiento de un ingreso extraordinario en el 4T19 por COP +1.0 billón por valoración de mercado de Invercolsa, una vez se presentó el cambio en la situación de control. Lo anterior, por aumento en la participación de Ecopetrol del 43.35% al 51.88% en dicha Compañía, tras el fallo a favor de Ecopetrol proferido por la Corte Suprema de Justicia.
- Mayores gastos laborales en 4T20 principalmente por el reconocimiento del impacto contable asociado al plan de retiro voluntario de 182 personas (COP +0.3 billones)
- Baja de activos que se encontraban reconocidos como proyectos en curso, dada la finalización de estudios de viabilidad económica (COP +0.1 billones) .
- Otros conceptos extraordinarios relacionados con ingresos percibidos en 2019 relacionados con indemnizaciones y provisiones ambientales y litigios por (COP +0.1 billones)

Los **Gastos Operativos (neto de otros ingresos y antes de impairment de activos de largo plazo)** del 2020 aumentaron 29.9% con relación al 2019, principalmente por:

- Mayores gastos laborales por (COP +0.8 billones) asociados principalmente al reconocimiento del plan de retiro voluntario de 421 personas en el 2020, el cual representará un ahorro futuro en caja cercano a COP 0.4 billones, y al incremento salarial frente al año anterior.
- Reconocimiento del costo fijo de algunas plantas en la refinería de Barrancabermeja que suspendieron su producción (COP +0.2 billones).
- Baja de activos que se encontraban reconocidos como proyectos en curso, dada la finalización de estudios de viabilidad económica (COP +0.2 billones) .
- Apoyos al país para atender la emergencia sanitaria por COVID-19, relacionados con ayudas humanitarias, fortalecimiento del sistema de salud, entre otros (COP +0.1 billones) .
- Ingresos extraordinarios reconocidos en el 2019 por (COP +0.1 billones) relacionados principalmente con fallo a favor en litigio relacionado con el llenado de la línea en el sistema de transporte.

Lo anterior fue compensado parcialmente con el efecto neto en combinación de negocios de COP +0.3 billones entre: i) la adquisición en 2020 por parte de Hocol del 43% de la participación en el contrato de asociación Guajira que pertenecía a Chevron, la cual generó una valoración de mercado tanto de la porción adquirida como de la preexistente en Ecopetrol S.A. (del 57%). Al comparar dicha valoración frente a los valores pagados y en libros, arroja como resultado un ingreso antes de impuestos por (COP +1.4 billones); y ii) la valoración de Invercolsa reconocida en el año 2019, tras el cambio en su situación de control (COP -1.0 billón).

Resultado Financiero (No Operacional)

Incremento en el resultado financiero del 48.6% entre el 2020 vs 2019 y del 6.1% del 4T20 vs 4T19, que corresponde al efecto neto de:

- Incremento en el costo financiero de la deuda asociado a: i) el aumento en la financiación del Grupo obtenido en el 2020; y ii) efecto de la devaluación del peso frente al dólar en la deuda en moneda extranjera.
- Menor ingreso por valoración y rendimientos del portafolio de inversiones, como consecuencia de bajas tasas de mercado y una menor posición promedio de caja.
- Ingreso extraordinario presentado en el 4T19 por dividendos recibidos de Invercolsa.

Lo anterior fue compensado parcialmente con:

- Un mayor ingreso en 2020 vs 2019 por diferencia en cambio generada por la valoración de la posición neta en dólares, dada la revaluación del peso en el último trimestre del año. Es importante resaltar que durante el 2020, la Compañía amplió la contabilidad de coberturas de inversión neta de negocio en el extranjero por USD 1,444 millones, para minimizar el riesgo cambiario en el Estado de Resultados.

La **Tasa Efectiva de Tributación** para el 2020 se ubicó en 38.5% frente al 24.1% de 2019. El aumento se presenta por:

- En el 4T19 se reconoció bajo normatividad IFRS un impuesto diferido por cobrar producto de la firma del acuerdo con Oxy en Permian y por la expectativa de recuperación de las pérdidas fiscales históricas de Ecopetrol América. El monto reconocido fue de COP 1.5 billones que disminuyó la tasa de tributación para el año 2019 y 4T19.
- Mayores pérdidas en Compañías del Grupo que tributan bajo un régimen especial.
- Tributación en 2020 de Ecopetrol S.A. por renta presuntiva a una menor tarifa nominal.

Impairment de activos de largo plazo

Se presenta una recuperación de *impairment* de activos de largo plazo en el 4T20 por COP +605 mil millones antes de impuestos y en el año 2020 un gasto por *impairment* por COP -621 mil millones antes de impuestos como se detalla a continuación:

- **Exploración y Producción:** se reconoce un *impairment* por COP -180 mil millones antes de impuestos, principalmente por la disminución de la proyección de precios.
- **Refinación y Petroquímica:** se reconoce un *impairment* por COP -782 mil millones antes de impuestos, de los cuales: i) COP -441 mil millones corresponden a la Refinería de Cartagena derivado principalmente

de menores márgenes de refinación; ii) COP -341 mil millones al Plan de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, considerando el avance en los análisis técnicos del proyecto.

- **Transporte y Logística:** se reconoció una recuperación de *impairment* por COP +341 mil millones antes de impuestos, relacionado principalmente con la Unidad Generadora de Efectivo del Sur, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA) y la Unidad Generadora del Norte, que incluye el tramo Banadía – Ayacucho, que hace parte del Oleoducto Caño Limón, por recuperación de volumetría.

Flujo de Caja y Deuda

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2020	4T 2019	12M 2020	12M 2019
Efectivo y equivalentes inicial	7,829	9,061	7,076	6,312
(+) Flujo de la operación	5,336	7,349	9,187	27,712
(-) CAPEX	(3,208)	(6,624)	(11,116)	(13,979)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	877	1,675	2,108	3,117
(+) Otras actividades de inversión	127	615	479	826
(-/+ Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	(1,920)	(1,041)	6,105	(3,303)
(-) Pagos de dividendos	(3,487)	(3,810)	(8,734)	(13,867)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(472)	(149)	(23)	258
Efectivo y equivalentes final	5,082	7,076	5,082	7,076
Portafolio de inversiones	2,972	4,979	2,972	4,979
Caja total	8,054	12,055	8,054	12,055

Nota: La caja corresponde a los recursos disponibles que se encuentran como efectivo y equivalentes de efectivo y las inversiones en títulos financieros, independientemente de su vencimiento.

Flujo de Caja: Al cierre del 4T20 el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 8.1 billones (44% COP y 56% USD). Durante el 2020 la principal fuente de caja fue la actividad operativa (COP 9.2 billones) y los recursos de financiación (COP 13.8 billones) para atender desembolsos destinados a: i) Inversión en Capex por COP 11.1 billones, ii) pago de dividendos COP 8.7 billones, iii) servicio de la deuda (intereses y capital) y pago anticipado de obligaciones de corto plazo por COP 7.7 billones.

Deuda: Al cierre del 2020, el saldo de la deuda en balance fue de COP 46.7 billones, equivalente a USD 13.6 billones (7% COP y 93% USD). Los principales movimientos del año fueron los siguientes:

- Contratación de créditos de tesorería en pesos colombianos y en dólares americanos por COP 775 mil millones y USD 221.5 millones, respectivamente, que se pagaron anticipadamente en el 3T20.
- Emisión de bonos internacionales por USD 2,000 millones.
- Desembolso de la línea de crédito comprometida contingente por USD 665 millones, contratada con Scotiabank (USD 430 millones) y Mizuho Bank (USD 235 millones).
- El cierre de la colocación de bonos internacionales por parte de Ocesa por USD 500 millones, monto utilizado para redimir anticipadamente el bono global de vencimiento contractual en mayo de 2021, de igual valor nominal y que había sido emitido en 2014.

El indicador Deuda Bruta/EBITDA al 31 de diciembre cerró en 2.8 veces.

Eficiencias

Durante el 2020, la Compañía mantuvo un permanente monitoreo de sus costos y gastos a fin de alcanzar una flexibilidad financiera que permitiera, por un lado, lograr optimizaciones para sortear los momentos más críticos del ejercicio y, por otro, garantizar la disponibilidad de recursos que permitiera una reactivación segura y rentable de la operación ante la recuperación de precios presentada en el último trimestre del año.

El costo total unitario se ubicó en 27.4 USD/bl, con una disminución de 23% frente al año 2019, donde el indicador alcanzó los 35.4 USD/bl. Esta reducción se explica principalmente por menores costos variables asociados a los menores precios (-7.8 USD/bl) y la implementación de estrategias de eficiencia para la disminución de costos y gastos (-0.6USD/bl) donde se destacan los frentes como el mantenimiento de subsuelo y superficie con reducción en el índice de fallas (32% en 2020 vs 34% en 2019); el tratamiento de fluidos (85 COP/blf³ en el 2020 vs 124 COP/blf en 2019); reducción del consumo de energía por cada barril (1.70 kwhr/bl⁴ en 2020 vs 1.74 kwhr/bl en 2019) y la optimización en dilución y evacuación de crudos logrando la reducción del factor de dilución (13.5% en 2020 vs 14.2% en el 2019), entre otros. Como resultado, se alcanzaron eficiencias cercanas a COP 700 mil millones en 2020 respecto al 2019.

Los ahorros del año se ubicaron por debajo de la expectativa que se tenía cuando se actualizó el plan de negocios de 2020. El restablecimiento gradual de condiciones operativas y el mejor comportamiento del precio Brent promedio año (43 USD/bl real vs 38 USD/bl en plan) viabilizó un nivel de actividad mayor al previsto. Así mismo, se presentaron mayores necesidades de recursos para la atención de la emergencia por Covid-19, dadas las contingencias ocasionadas sobre la operación.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por segmento – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Participación
Producción	1,209	279	1,488	55.6%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	181	154	335	12.5%
Exploración	115	428	543	20.3%
Transporte*	-	218	218	8.2%
Corporativo	90	-	90	3.4%
Total	1,595	1,079	2,674	100.0%

* Incluye el monto total de inversiones de cada una de las compañías del Grupo Ecopetrol (Participación Ecopetrol S.A. e interés no controlante).

En 2020 la inversión acumulada del Grupo Ecopetrol ascendió a USD 2,674 millones, de la cual el 78% se ejecutó en Colombia y el 22% a nivel internacional, principalmente en Estados Unidos y Brasil. Del total de la inversión, 76% corresponde al segmento de exploración y producción, con el 24% restante en los segmentos de transporte, refinación y al corporativo. El 66% se destinó a oportunidades de crecimiento de reservas y producción y el 34% a proyectos de continuidad operativa y eficiencia.

Del total de inversiones, se destinaron más de USD 150 millones a proyectos de transición energética como Centro de Generación Chichimene, la planta de Tratamiento de Aguas Residuales de Barrancabermeja y la Construcción de la Planta de Tratamiento de Agua de Producción campo Casabe, y USD 81 millones para continuar la transformación digital e innovación del GE.

La ejecución del año presentó impactos principalmente por: i) restricciones implementadas para contener los casos de contagio de COVID-19 (bajo el concepto de mínimo vital operativo), afectando mayormente los activos Rubiales, Caño Sur, Casabe, Sur, Recetor y la Refinería de Cartagena; ii) trámites administrativos, como la aprobación pendiente del convenio con la ANH para el desarrollo de Piedemonte, debido al cambio de operador por la reversión de los campos Floreña y Pauto a Ecopetrol; y iii) bloqueos en los campos de Rubiales, Apiay y Tibú.

No obstante lo anterior, gracias a la eficiencia en la gestión y la disciplina de capital, se lograron ahorros por USD 207 millones en actividades de perforación, completamiento, conversión de pozos y optimización de costos durante el proceso de maduración, entre otros.

Exploración: La inversión en el 2020 permitió la perforación de 18 pozos exploratorios.

³ COP/blf: pesos por barril de fluido

⁴ kwhr/bl: kilovatio hora por barril de fluido

Producción: El 79% de la inversión se concentró en oportunidades de crecimiento con ejecución en Ecopetrol S.A. principalmente en los campos de Rubiales, Castilla, Chichimene, Cantagallo, Apiay, Sur y Casabe. Por otro lado, la inversión de las filiales fue liderada por Permian y Hocol. Al cierre del año se completaron 244 pozos de desarrollo y se realizaron más de 300 *workovers* capitalizables. Esta inversión habilitó 30 kbped de producción incremental.

Igualmente, en el transcurso del año se aprobaron oportunidades de inversión, por más de USD 1.3 billones, las cuales iniciaron su etapa de ejecución. Algunas de las más significativas son:

- **Castilla:** en el último trimestre del año se aprobó el proyecto Expansión de Inyección de Agua Castilla Zona Sur/Norte, con una inversión estimada de USD 225 millones hasta el año 2026, fundamentado en la estrategia de maximizar el recobro secundario del campo.
- **Regional Oriente:** en el primer trimestre del año se aprobó el proyecto “Optimización Fuentes de Energía VRO”, con una inversión total estimada de USD 143.6 millones para generar 120 MW, destinado a apalancar el cumplimiento de la meta de reducción de emisiones de CO2 y en línea con el programa de eficiencia energética.

Transporte: Inversión enfocada a actividades de continuidad operativa, en los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos de Cenit y sus filiales, para garantizar la integridad y confiabilidad de la infraestructura.

Refinación: Ejecución concentrada en inversiones de continuidad operativa para mantener la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Cabe resaltar que, el 29% de la ejecución provino de dos de los proyectos más representativos del segmento en el año: i) la Interconexión de las Plantas de crudo de Cartagena, que permitirá incrementar la capacidad de la refinería a más de 200 kbd en 2022; y ii) la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales en Barrancabermeja.

Corporativo: Inversiones por USD 90 millones enfocadas en innovación, digitalización y abastecimiento.

II. Resultados por Segmento de Negocio

1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Reservas

Al cierre de 2020, las reservas probadas netas de Ecopetrol fueron de 1,770 MBPE⁵, esto representa una disminución de 6.5% con respecto al 2019 (1,893 MBPE). El índice de reemplazo de reservas fue de 48% y la vida media de reservas equivale a 7.5 años. Las reservas de gas representan el 29% de este volumen, con una vida media de 10.1 años, mientras que las de líquidos el 71% restante, con una vida media de 6.8 años.

La reducción de las reservas probadas fue ocasionada principalmente por la caída en 32% de los precios de los hidrocarburos utilizados para la estimación. Conforme a metodología SEC, el precio marcador Brent utilizado para la valoración en el 2020 fue de USD 43 por barril versus USD 63 por barril en 2019. Ecopetrol estima que el efecto precio implicó una disminución sobre las reservas de 215 MBPE, el cual fue contrarrestado por una adición de 114 MBPE atribuibles a nuevos proyectos de perforación en diferentes campos como por ejemplo Rubiales y Caño Sur. Adicionalmente, se obtuvieron revisiones positivas por 30 MBPE debido al buen desempeño en producción y optimización de variables técnico - económicas en campos como Rubiales, Castilla y otros en Norteamérica.

⁵ Millones de Barriles de Petróleo Equivalente.

En términos de Recobro Mejorado, se presentó una variación positiva de 113 MBPE debido a la incorporación de reservas por nuevos proyectos asociados primordialmente a inyección de agua en campos como Chichimene y Castilla.

Adicionalmente, en Extensiones y Descubrimientos se continúa avanzando en la progresión de reservas probables y posibles a reservas probadas en el campo Rubiales, debido a la continuidad de la operación de perforación entre otros. En cuanto a Descubrimientos se presentan las comercialidades de los campos ESOX en Golfo de México y Andina en Colombia.

Por otro lado, en ventas se tiene la cesión del interés de Hocol en los campos de La Punta y Santo Domingo por un valor de 1 MBPE y en compras se reportan 29.9 MBPE correspondiente a la adquisición del 43% del Activo Guajira por parte de Hocol.

Las mayores contribuciones al balance de reservas provienen de los campos Castilla, Chichimene, y Rubiales, los cuales son operados directamente por Ecopetrol. El 85% de las reservas probadas son propiedad de Ecopetrol S.A., mientras que las otras empresas del grupo contribuyen con el 15%.

Tabla 6: Reservas - Grupo Ecopetrol

mbpe	2019	2020
Reservas Probadas Iniciales	1,727	1,893
Revisiones	83	(72)
Recobro Mejorado	94	113
Compras	164	30
Ventas	-	(1)
Extensiones y Descubrimientos	67	43
Producción	(242)	(236)
Reservas Probadas Cierre Año	1,893	1,770

Exploración

Durante 2020 se perforaron 16 pozos en Colombia y 2 pozos en Brasil, para un total de 18 pozos.

De los pozos perforados:

- Tres resultaron exitosos: Gato Do Mato- 4, Arrecife-3 y Cayena-1 ST1.
- Seis pozos secos: Nafta-1, Alqamari-1, Ollini Oeste-1, Obiwan-1, Saturno-1 y Caipal Noreste-B
- Nueve en evaluación: Aguas Blancas 24, Lorito Este-1, Lorito A1, Flamencos-2, Chacha-2, Chacha-3, Antillas-1, El niño-1 y Santa Bárbara 1ST2.

El último trimestre concentró la mayor parte de la actividad de perforación con el inicio de 12 pozos, 8 de los cuales llegaron a TD⁶. Adicionalmente 4 pozos se encontraban en perforación al cierre del año.

En cuanto al aporte de producción de los activos exploratorios, esta alcanzó 1,561 kbe (4.3 kbped), lo cual representa un incremento de 47% frente a la registrada el año anterior (1,063 kbe equivalentes a 2.9 kbped). El buen resultado se explica en gran medida por el aporte del pozo Esox-1 (53% del aporte total), el mayor tiempo de flujo de los pozos Andina (33% del total), las ventas tempranas de gas por efecto de mayores caudales del pozo Arrecife-1 (3% del total) y por los pozos Boranda (3% del total).

⁶ Total Depth

La aprobación de la comercialidad del campo Andina y la certificación de reservas de Esox en el Golfo de México en el 4T20, representó una incorporación de reservas probadas por 4.2 mbpe en corto tiempo (menos de 2 años), apalancada por la cercanía a infraestructura existente.

Se destaca el proceso de delimitación de los descubrimientos Boranda y Flamencos, lo que permitirá avanzar hacia la declaratoria de comercialidad y posterior incorporación de reservas probadas a finales de 2021. Frente al resultado exitoso de Cayena-1 ST1, en 2021 se llevarán a cabo las actividades de delimitación y la posible declaratoria de comercialidad.

Activos exploratorios de Gas

En el frente de gas, en el 4T20 se perforaron los pozos Chacha-2 y Chacha-3, delimitadores del descubrimiento Bullerengue de Hocol. Por su parte, se perforó el pozo Arrecife-3, delimitador del descubrimiento Arrecife-1, comprobando la extensión del campo y adicionando recursos descubiertos en un nuevo yacimiento. En el campo Arrecife se finalizó la construcción de las facilidades para las pruebas extensas y ventas de gas a Cerromatoso y durante el 4T aportó una producción promedio de 572 bped. Arrecife-3 seguirá en pruebas extensas en 2021.

Por su parte, durante el 2020 se adelantaron las pruebas iniciales del pozo Merecumbé-1, ubicado en el Departamento del Atlántico en Colombia perforado por Hocol en 2019, el cual mostró producción de gas de la Formación Chengue. El 16 de julio de 2020, Hocol anunció el descubrimiento de gas natural en este pozo.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) aprobó la cesión del 50% de interés de Hocol a la compañía Lewis Energy, oficializando el acuerdo comercial para la exploración de gas en el *play* frontera del bloque Perdices, ubicado en el departamento del Atlántico, cercano a infraestructura de fácil desarrollo, transporte y comercialización.

Así mismo, la ANH aprobó la cesión del 50% de interés de Ecopetrol a Shell en los bloques Col-5, Purple Angel y Fuerte Sur, donde se encuentran los descubrimientos de Gorgon y Kronos. Dentro del plan acordado con Shell, se espera iniciar la perforación del pozo Gorgon-2 en 2021, lo que permitirá conocer la capacidad del reservorio y su productividad.

Activos exploratorios internacionales

Ecopetrol America LLC firmó una alianza estratégica con Chevron en el 2T20, permitiendo el intercambio de participación en varios bloques en el Golfo de México, con lo cual se incorporaron 30 nuevos bloques al portafolio y se cedió participación en 11 bloques, permitiendo diversificar el riesgo exploratorio y disminuir la exposición de capital.

En junio de 2020 se oficializó la entrada de la Filial de Brasil al descubrimiento Gato do Mato, en el que se perforó el último pozo delimitador (GdM-4), cuyos resultados son claves en los estudios de comercialidad. Se está actualizando la visión del subsuelo, integrando la información de los datos sísmicos OBN⁷ y de los pozos Gato do Mato-3 y Gato do Mato-4, con el objeto de definir el plan de desarrollo. Se espera la declaración de comercialidad por parte de la ANP⁸ hacia 2022, habilitando la incorporación de las primeras reservas en ese año y el inicio de producción hacia el 2025.

Por su parte, en el bloque Saturno, continúan las actividades de reevaluación técnica de dicha estructura y la definición del plan exploratorio para las oportunidades remanentes del bloque.

Producción

⁷ *Ocean Bottom Seismic*: datos sísmicos utilizando nodos ubicados en el fondo marino

⁸ ANP: Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil

En el 2020 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 697 kbped, acorde a la meta de producción anunciada de estar alrededor de los 700 kbped. El gas natural aportó el 17% de la producción anual aumentando su participación un 2% frente al año anterior y las filiales contribuyeron con 59 kbped, que equivale al 8.4% de la producción del Grupo Ecopetrol (incluyendo petróleo y gas).

En el 4T20 la producción fue de 694 kbped presentando una recuperación de 14 kbped con respecto al 3T20, pese a los impactos por orden público y al cierre de vertimiento de Castilla en el mes de diciembre (-2.8 kbped). En la actualidad Ecopetrol se encuentra trabajando en las recomendaciones propuestas por la Corporación Cormacarena y espera cumplir con las mismas y contar con el levantamiento de la medida impuesta para la reactivación del vertimiento de agua. Comparando con el mismo periodo del año anterior, la producción presentó una caída de 36 kbped debido principalmente a la desaceleración de la actividad, los bajos precios del crudo, la contracción de la demanda y temas de entorno producto de la crisis económica causada por la pandemia Covid-19.

La producción total de gas sin incluir productos blancos en 2020 fue 120 kbped, 2% por encima de la producción reportada en el 2019 (117 kbped) Este incremento corresponde principalmente al aumento de producción de Hocol por la adquisición de la participación de Chevron en el activo Guajira. Dentro de los activos a destacar se encuentran Cusiana, Cupiagua y Piedemonte en Ecopetrol y Guajira en Hocol.

Para el 4T20 el margen EBITDA del gas se mantuvo en niveles superiores al 50%, esto como resultado de la estabilidad de sus precios en dólares y en la buena dinámica comercial observada durante el periodo gracias a la maximización de volúmenes incrementales y la entrada de nuevos contratos.

En términos de perforación, en el 4T20 se perforaron y completaron 58 pozos para un total de 244 pozos de desarrollo ejecutados en el 2020, con una ocupación promedio de 15 taladros. La disminución de la actividad respecto al 2019 se debe a los factores anteriormente mencionados y al desarrollo de recobro secundario en campos como Castilla que requieren menor perforación.

Respecto a No Convencionales, el 24 de diciembre se firmó el Contrato Especial de Proyectos de Investigación (CEPI) N.1 con la ANH, con lo cual se habilita la etapa de licenciamiento y de preparación para la ejecución del Proyecto Piloto de Investigación Integral (PPII) de Ecopetrol en el Municipio de Puerto Wilches, Santander en Colombia, llamado Kalé. Este hito representa un acuerdo de investigación con características únicas en la historia de la industria. Este piloto contará con un riguroso monitoreo ambiental, de sismicidad y operativo, el cual tendrá en cuenta más de 200 parámetros. El monitoreo comenzará a ejecutarse desde el momento en que inicie el levantamiento de las líneas base para el Estudio de Impacto Ambiental y continuará durante la fase de ejecución del piloto y posterior a su terminación. Todo ello con el propósito de hacer un adecuado seguimiento y análisis al desempeño ambiental del proyecto.

Permian

Durante el 2020, Ecopetrol y su socio operador, OXY, continuaron fortaleciendo sus operaciones conjuntas (“la asociación”) en la Cuenca Permian, Sub-cuenca Midland, en Texas – EE.UU. donde la asociación opera alrededor de 100,000 acres. La coyuntura del 2020 demostró la flexibilidad y resiliencia de los proyectos de hidrocarburos de ciclo corto para atender cambios en las condiciones de mercado. Después de una proactiva suspensión de la actividad de perforación en marzo, en función de la caída de los precios internacionales, la asociación reactivó operaciones tras la estabilización de los precios en Julio 2020. La actividad del 2020 permitió terminar el año con 22 pozos en producción y con 22 pozos adicionales perforados (que serán completados en 1T21), y con una producción promedio anual de 5.2 kbped (antes de regalías), con una inversión de USD 185 millones.

Durante la ejecución de las operaciones, la asociación logró alcanzar hitos y récords operacionales significativos como:

- Perforar un pozo con profundidad total de más de 18,000 ft en 9.7 días (*Spud to rig release*).

- Alcanzar velocidad de perforación de más de 7,600 ft/24 hrs en la zona horizontal.
- Ejecutar 18 etapas de fracturamiento en un día.

De igual forma, se continúa con el proceso de transferencia de conocimiento por medio de los 16 empleados de Ecopetrol asignados como *secondees* en las operaciones de la asociación.

Programa de Recobro

En el 2020 se continuó con la implementación de tecnologías de recobro secundario y terciario para maximizar la explotación eficiente de los campos y mejorar su factor de recobro. Al cierre del 2020, los campos con tecnologías de recuperación secundaria y terciaria aportaron el 36% de la producción diaria total del GE. El aumento frente al 30% del 2019 obedece al recibo de los campos Pauto y Floreña los cuales manejan recobro secundario.

En recobro secundario, se destacan los buenos resultados obtenidos a partir de los proyectos de expansión de inyección de agua en los campos Chichimene, Castilla y Llanito. Respecto a los pilotos, se destacan el piloto de inyección de químicos y aire en Chichimene. En total, durante el 2020 se ejecutaron 42 proyectos de recuperación secundaria y terciaria con una inversión cercana a los USD 345 millones. De estos proyectos, 34 corresponden a tecnología secundaria y 8 a terciaria. Al cierre de la vigencia, se tienen 30 pilotos activos: 17 en maduración para su expansión y 13 en evaluación.

Tabla 7: Producción Bruta - Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)
Crudo	502.8	547.2	(8.1%)	516.0	547.9	(5.8%)
Gas Natural	130.2	123.0	5.9%	121.8	116.7	4.4%
Total Ecopetrol S.A.	633.0	670.2	(5.6%)	637.8	664.6	(4.0%)
Crudo	19.9	20.5	(2.9%)	20.2	20.7	(2.4%)
Gas Natural	20.3	9.0	125.6%	15.4	8.7	77.0%
Total Hocol	40.2	29.5	36.3%	35.6	29.4	21.1%
Crudo	0.0	7.4	(100.0%)	1.1	7.9	(86.1%)
Gas Natural	0.0	5.0	(100.0%)	0.9	5.0	(82.0%)
Total Equión*	0.0	12.4	(100.0%)	2.0	12.9	(84.5%)
Crudo	3.0	3.4	(11.8%)	3.1	3.5	(11.4%)
Gas Natural	1.0	1.1	(9.1%)	0.9	1.2	(25.0%)
Total Savia*	4.0	4.5	(11.1%)	4.0	4.7	(14.9%)
Crudo	9.5	11.4	(16.7%)	10.4	11.4	(8.8%)
Gas Natural	1.6	1.8	(11.1%)	1.8	1.8	0.0%
Total Ecopetrol America	11.1	13.2	(15.9%)	12.2	13.2	(7.6%)
Crudo	3.9	0.5	680.0%	3.8	0.0	-
Gas Natural	2.2	0.1	2,100.0%	1.4	0.0	-
Total Rodeo Midland Basin	6.1	0.6	916.7%	5.2	0.0	-
Crudo	539.1	589.8	(8.6%)	554.6	591.4	(6.2%)
Gas Natural	155.3	140.0	10.9%	142.2	133.4	6.6%
Total Grupo Ecopetrol	694.4	729.8	(4.9%)	696.8	724.8	(3.9%)

*Equión y Savia se incorporan en los Estados Financieros a través del método de participación. La Filial Equión reportó producción hasta el 29 de febrero de 2020 dada la finalización del contrato de asociación Piedemonte. A partir del primero de marzo, esta producción se reporta 100% ECP (campos Pauto y Floreña)

Notas: La producción bruta incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada compañía. La producción de gas natural incluye productos blancos.

Ronda Campos 2020

El 23 de septiembre se lanzó la Ronda Campos 2020, ofreciendo participación en nueve activos de desarrollo y producción, seis de ellos pertenecientes a Hocol y tres a Ecopetrol. El proceso se realizó el pasado 3 de diciembre de 2020, mediante una subasta electrónica con la metodología de puja al alza, donde participaron las compañías que cumplieron con los requisitos de acreditación del proceso y los establecidos por la ANH para este tipo de activos. Como resultado, se recibió oferta por uno de los activos, el cual pasó a la siguiente etapa del proceso,

que corresponde a la negociación de los documentos contractuales, solicitud de cesión a la ANH y cierre de la transacción.

Para los demás activos, se activaron los planes de acción establecidos con el fin de continuar con la rotación del portafolio, entre otros, abandono y restauración ambiental, búsqueda de eficiencias operacionales y/o nuevas alternativas con socios.

Enajenación de la participación accionaria de Ecopetrol en el Grupo OIG

Durante el año 2020, Ecopetrol conjuntamente con su socio, adelantó un exitoso proceso competido entre un número plural de oferentes, donde se puso en venta el 100% del capital social de Offshore International Group (OIG), sociedad matriz de Savia (Perú). El proceso se completó satisfactoriamente durante enero 2021, maximizando el valor del activo. La decisión de ofrecer la participación en el Grupo OIG obedeció a razones estratégicas, de focalización geográfica en la producción de petróleo y gas, y como parte del plan de ajuste del Grupo Ecopetrol.

Costo de Levantamiento y dilución

Tabla 8: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol

USD/BI	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	8.42	7.93	6.2%	7.46	8.56	(12.9%)	19.8%
Costo de Dilución**	2.64	3.58	(26.3%)	2.56	4.12	(37.9%)	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías

** Calculado con base en barriles vendidos

Durante el año 2020, el costo de levantamiento se situó en 7.46 USD/bl, 1.10 menos que el mismo período del año anterior, explicado principalmente por:

Efecto costo (-0.25 USD/bl):

- Disminución en actividad, principalmente en mantenimiento de subsuelo y superficie, debido a las restricciones impuestas por el manejo de la pandemia.
- Menor ejecución en servicios de soporte, debido a menor actividad operativa y reducida utilización de suministros en el proceso productivo.
- Mayor costo de energía, principalmente por eventos operativos de generación en térmicas, requiriendo mayor compra al sistema interconectado nacional. Esto fue compensado parcialmente con nuevas estrategias de autogeneración de energía, que llevaron a la reducción en el uso de diésel, fuel oil y destilado residual.
- Optimización en contratos marco de mantenimiento y otros, que permitió tener aseguramiento en tarifas y descuento en el precio de crudo Brent y TRM en servicios especializados en subsuelo.

Efecto volumen (0.08 USD/bl): por menor producción, en control de operación eficiente de campos y pozos.

Efecto tasa de cambio (-0.93 USD/bl): Mayor tasa de cambio en +412 pesos/dólar al expresar los costos en pesos a dólares.

Costo de Dilución

Durante el 2020, el costo unitario de dilución disminuyó en 1.56 USD/BI respecto al 2019 explicado principalmente por:

- Menor precio en compra de nafta (-17.7 USD/BI) por condiciones de mercado e implementación de estrategia de maximización de valor entre segmentos del GE (mayores volúmenes comprados a la Refinería de Cartagena).

- Menor compra de barriles de nafta (-7,0 kbd) por la menor producción de crudos pesados, cambio de calidad de diluyente importado con menor volatilidad, incorporación GLP de plantas de Piedemonte y maquila del crudo liviano del Casanare como sustitutos de diluyente.
- Efecto de la tasa representativa de mercado por devaluación del peso frente al dólar en +412 pesos/dólar.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 9: Estado de Ganancias o Pérdidas – Exploración y Producción

Miles de Millones (COP)	4T 2020	4T 2019	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	10,453	13,638	(3,185)	(23.4%)	36,644	52,026	(15,382)	(29.6%)
Depreciación, amortización y agotamiento	1,648	1,414	234	16.5%	6,254	5,702	552	9.7%
Costos variables	4,784	6,143	(1,359)	(22.1%)	17,365	21,274	(3,909)	(18.4%)
Costos fijos	2,526	2,279	247	10.8%	9,275	9,383	(108)	(1.2%)
Costo de ventas	8,958	9,836	(878)	(8.9%)	32,894	36,359	(3,465)	(9.5%)
Utilidad bruta	1,495	3,802	(2,307)	(60.7%)	3,750	15,667	(11,917)	(76.1%)
Gastos operacionales y exploratorios	1,639	1,096	543	49.5%	2,590	2,711	(121)	(4.5%)
Utilidad operacional	(144)	2,706	(2,850)	(105.3%)	1,160	12,956	(11,796)	(91.0%)
Ingresos (gastos) financieros	(271)	(269)	(2)	0.7%	(1,358)	(583)	(775)	132.9%
Resultados de participación en compañías	(3)	61	(64)	(104.9%)	(41)	215	(256)	(119.1%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	(418)	2,498	(2,916)	(116.7%)	(239)	12,588	(12,827)	(101.9%)
Provisión impuesto a las ganancias	137	1,096	(959)	(87.5%)	72	(2,269)	2,341	(103.2%)
Utilidad neta consolidada antes de impairment	(281)	3,594	(3,875)	(107.8%)	(167)	10,319	(10,486)	(101.6%)
Interés no controlante	18	18	0	0.0%	79	63	16	25.4%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	(263)	3,612	(3,875)	(107.3%)	(88)	10,382	(10,470)	(100.8%)
(Gasto) recuperación por <i>impairment</i> de activos de largo plazo	338	(1,966)	2,304	(117.2%)	(180)	(1,967)	1,787	(90.8%)
Impuesto de renta diferido sobre <i>impairment</i>	(134)	515	(649)	(126.0%)	17	515	(498)	(96.7%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	(59)	2,161	(2,220)	(102.7%)	(251)	8,930	(9,181)	(102.8%)
EBITDA	1,836	4,435	(2,599)	(58.6%)	6,684	19,413	(12,729)	(65.6%)
Margen EBITDA	17.6%	32.5%	-	(14.9%)	18.2%	37.3%	-	(19.1%)

El EBITDA ajustado sin incluir el efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario para el 4T20 es de COP 1,981 mil millones y para el año 2020 es de COP 7,082 mil millones.

Los ingresos del 4T20 y año 2020 disminuyeron frente a los mismos periodos del año anterior principalmente por la caída en el precio de la canasta de crudos y un menor volumen de ventas dada la disminución en producción por la caída en la demanda. Este impacto fue compensado parcialmente por una mayor devaluación del peso frente al dólar, entrada en operación en Permian, adquisición del 43% sobre la asociación Guajira por parte de Hocol, recibo de Piedemonte proveniente de Equion, y entrada en operación de la Planta de GLP en Cupiagua.

Durante el 4T20 se reiniciaron varias actividades de la operación desplazadas por efecto del confinamiento nacional. Principalmente se efectuaron mayores mantenimientos de subsuelo y superficie, así como mayores actividades de servicios de la operación.

El costo de ventas del segmento en el cuarto trimestre y año disminuyeron frente a los mismos periodos de 2019 principalmente como resultado de:

- Reducción de costos por el plan de optimizaciones adoptado por la Compañía. Lo anterior se observa principalmente en: i) menores servicios contratados, ii) menores consumos de materiales de procesos, iii) menores costos generales, contrarrestado por mayores compras de energía dado algunos problemas operativos en plantas de autogeneración.
- Menor costo en compras por caída de los precios de crudo y disminución en el volumen de diluyente, contrarrestado parcialmente por mayor volumen de compra de crudo de terceros (entrada en vigencia de nuevos acuerdos comerciales) y por el efecto de una mayor tasa de cambio promedio.

- Menor costo de transporte principalmente por: i) no ejecución de ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario y ii) menor volumen transportado, contrarrestado por iii) mayor tasa de cambio y iv) actualización anual de tarifas en oleoductos.

Los gastos operacionales (netos de ingresos) del 4T20 aumentaron frente al 4T19 y año anterior principalmente por eventos no recurrentes relacionados a continuación:

- Mayores gastos laborales principalmente por el reconocimiento del impacto contable asociado al plan de retiro voluntario.
- Baja de activos que se encontraban reconocidos como proyectos en curso, dada la finalización de estudios de viabilidad económica.
- Impacto en la actualización de la provisión de abandono de activos no productivos.
- Apoyos al país para atender la emergencia sanitaria por COVID-19
- Aumento de flete de buques por acuerdos comerciales con China y Corea, compensado con menores gastos por las áreas de apoyo en Convenios e inversión social.
- Reconocimiento de pozos no exitosos (Nafta-1, Carontes 1-2, Alqamari, entre otros); sin embargo se presenta menor actividad exploratoria y sísmica.

El gasto financiero neto (no operacional) del 4T20 frente al 4T19 y año anterior aumenta principalmente por i) mayores intereses asociados al incremento del endeudamiento, ii) menores rendimientos del portafolio de inversiones, y iii) efecto de la tasa de cambio sobre los intereses financieros de la deuda en dólares por efecto de la devaluación del peso frente al dólar.

2. TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

Tabla 10: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)
Crudo	759.6	878.5	(13.5%)	785.6	877.7	(10.5%)
Productos	266.9	283.2	(5.8%)	231.5	275.3	(15.9%)
Total	1,026.5	1,161.7	(11.6%)	1,017.1	1,153.0	(11.8%)

Nota: Los volúmenes reportados están sujetos a ajustes por cambios en la compensación volumétrica de calidad (CVC) del segmento, asociado a oficialización de balances volumétricos.

Crudos: Los volúmenes transportados durante el 4T20 disminuyeron un 13.5% frente al mismo período del 2019 en línea con la menor producción del país. Aproximadamente el 82.3% del volumen de crudo transportado durante el trimestre fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Los menores tiempos de mantenimiento para la reparación del oleoducto Caño Limón-Coveñas han permitido que no se hayan realizado ciclos de reversión del oleoducto Bicentenario en 2020. Como resultado de lo anterior, en el año la evacuación de los corredores Ayacucho-Coveñas de 16" y 24" se incrementó un 18.8% (+19.36 kbd) versus lo evacuado en el 2019.

En el 4T20 se presentaron 10 atentados a la infraestructura, los mismos que en el 4T19. No obstante, en el año se presentaron 51 atentados, un 29% menos que en 2019 (72 atentados). Por otro lado, la intervención de válvulas ilícitas en los sistemas durante el 4T20 disminuyó, tanto en crudos como en refinados, en 35.7% y 46.9% respectivamente, para un total de 266 válvulas ilícitas en 4T20. En el año se registraron 1,115 válvulas ilícitas, lo que representó una reducción del 11.5% y 35.1% en crudos y refinados, respectivamente.

Productos Refinados: En 4T20 los volúmenes de refinados disminuyeron 5.8% frente a lo transportado en 4T19 principalmente por el efecto de la prolongación de los confinamientos y las restricciones de movilidad debido a las medidas para afrontar la pandemia. No obstante, se evidenció una recuperación en el volumen transportado frente al 3T20 con un incremento del 18.5% (41.73 kbpd) lo cual fue apalancado en el mes de diciembre por una recuperación del consumo de gasolina motor y diésel con mayores volúmenes transportados a los niveles previos

a la pandemia (12% y 5.4%, respectivamente). Aproximadamente el 35.7% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol.

Disputas contratos de transporte: El 17 de noviembre de 2020, Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos y el Oleoducto Bicentenario anunciaron haber llegado a un acuerdo con Frontera Energy para resolver las disputas de los contratos de transporte en los sistemas Bicentenario y Caño Limón - Coveñas. El acuerdo elimina cualquier incertidumbre relacionada con los eventuales resultados de las disputas, protegiendo los intereses de las partes y los de sus grupos de interés. El acuerdo está condicionado a la obtención de ciertas aprobaciones regulatorias, incluyendo la aprobación de la conciliación de conformidad con la ley de Colombia, que exige la emisión de una opinión de la Procuraduría General de la Nación y la aprobación del Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

Nuevo modelo operativo: El pasado 1 de febrero de 2021, Cenit asumió la operación integral de su infraestructura, ejecutando de manera directa la operación local y centralizada de sus sistemas de transporte de hidrocarburos. Con este cambio Cenit también asume la operación local de los sistemas de Ocesa, Bicentenario y ODC (Oleoducto de Colombia) y se consolida como líder del segmento de transporte del GE. El principal objetivo de este nuevo modelo operativo es responder a un enfoque de eficiencia, generación de valor, sostenibilidad, rentabilidad para nuestros clientes y para facilitar el aporte del Grupo Ecopetrol al desarrollo de la industria y del país.

Metodología de cálculo del WACC⁹ para transporte de combustibles líquidos: El pasado 8 de febrero de 2021, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la resolución 004 de 2021 mediante la cual se establece la metodología de cálculo del WACC para las actividades reguladas por la CREG dentro de las cuales se incluyen distribución y transmisión de energía eléctrica, distribución y transporte de gas y combustibles líquidos. La tasa de descuento para el transporte de combustibles líquidos por poliductos será calculada y aplicada una vez se actualice la metodología tarifaria para esta actividad. De acuerdo con la agenda regulatoria de la CREG se tiene previsto que la propuesta de la metodología se emita para comentarios durante el segundo semestre de 2021 y la definitiva se publique a finales de año.

Costo por Barril Transportado

Tabla 11: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	3.51	4.04	(13.1%)	3.14	3.29	(4.6%)	9.0%

La reducción en 2020 de 0.15 USD/bl frente a 2019, se explica principalmente por:

Efecto costo (-0.15 USD/bl):

- Menor consumo de materiales y suministros producto de los menores volúmenes transportados.
- Optimización de costos de mantenimiento y servicios contratados.
- Menor gasto de preparación y atención de contingencias.
- Menor depreciación por cambio de vidas útiles en el Oleoducto de los Llanos y el Oleoducto Bicentenario.

Efecto volumen (+0.37 USD/bl): Mayor costo por barril por menor volumen transportado (-136 kbd: Crudo -92 kbd, Productos -44 kbd). Caída de precio del crudo y menor demanda de combustibles por emergencia COVID-19.

Efecto tasa de cambio (-0.37 USD/bl): Mayor tasa de cambio de +412 pesos/dólar al re-expresar los costos de pesos a dólares.

⁹ *Weighted Average Cost of Capital*: costo de capital promedio ponderado

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 12: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	4T 2020	4T 2019	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,061	3,351	(290)	(8.7%)	12,194	13,071	(877)	(6.7%)
Depreciación, amortización y agotamiento	281	345	(64)	(18.6%)	1,253	1,263	(10)	(0.8%)
Costos variables	143	178	(35)	(19.7%)	567	698	(131)	(18.8%)
Costos fijos	437	646	(209)	(32.4%)	1,561	1,777	(216)	(12.2%)
Costo de ventas	861	1,169	(308)	(26.3%)	3,381	3,738	(357)	(9.6%)
Utilidad bruta	2,200	2,182	18	0.8%	8,813	9,333	(520)	(5.6%)
Gastos operacionales	375	344	31	9.0%	935	733	202	27.6%
Utilidad operacional	1,825	1,838	(13)	(0.7%)	7,878	8,600	(722)	(8.4%)
Ingresos (gastos) financieros	(211)	(146)	(65)	44.5%	170	(100)	270	(270.0%)
Resultados de participación en compañías	0	(1)	1	(100.0%)	(2)	0	(2)	-
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,614	1,691	(77)	(4.6%)	8,046	8,500	(454)	(5.3%)
Provisión impuesto a las ganancias	(583)	(561)	(22)	3.9%	(2,584)	(2,816)	232	(8.2%)
Utilidad neta consolidada antes de impairment	1,031	1,130	(99)	(8.8%)	5,462	5,684	(222)	(3.9%)
Interés no controlante	(246)	(325)	79	(24.3%)	(1,119)	(1,303)	184	(14.1%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	785	805	(20)	(2.5%)	4,343	4,381	(38)	(0.9%)
(Gasto) recuperación por <i>impairment</i> de activos de largo plazo	338	(233)	571	(245.1%)	341	(233)	574	(246.4%)
Impuesto de renta diferido sobre <i>impairment</i>	(100)	70	(170)	(242.9%)	(101)	70	(171)	(244.3%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,023	642	381	59.3%	4,583	4,218	365	8.7%
EBITDA	2,153	2,223	(70)	(3.1%)	9,287	10,017	(730)	(7.3%)
Margen EBITDA	70.3%	66.3%	-	4.0%	76.2%	76.6%	-	(0.4%)

El EBITDA ajustado sin incluir el efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario para el 4T20 es de COP 2,219 mil millones y para el año 2020 es de COP 9,375 mil millones.

Los ingresos del 4T20 frente al 4T19, así como en el acumulado del año, disminuyeron principalmente por: i) menores volúmenes transportados tanto en crudo como en productos refinados, ii) el no reconocimiento de los contratos *Ship or Pay* en disputa y iii) la no ejecución de ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario; compensados parcialmente por una mayor tasa de cambio promedio.

El costo de ventas del 4T20 frente al 4T19, así como en el acumulado del año, disminuyeron principalmente como resultado de: i) menores costos variables de materiales y energía eléctrica, para atender el servicio de transporte, en línea con los menores volúmenes transportados, ii) menores costos fijos por optimizaciones materializadas en el año (principalmente por renegociación de contratos), iii) menores depreciaciones por cambio en vidas útiles de Oleoducto Bicentenario (OBC) y Oleoducto de los Llanos (ODL), producto de un incremento en la curva volumétrica proyectada a largo plazo y iv) reprogramación de actividades de mantenimiento, como resultado de los efectos generados por la pandemia.

Los gastos operativos (antes de efecto de la recuperación de *impairment* de activos de largo plazo) del 2020 crecieron frente al 2019 como resultado del efecto combinado entre: i) un incremento en el gasto laboral por el plan de retiro que se realizó durante el último trimestre del año ii) los menores gastos asociados a la atención de emergencias y afectaciones ocasionadas por terceros y iii) el reconocimiento de un ingreso no recurrente en 2019 por fallo a favor de Ocesa por un litigio relacionado con el lleno de línea en el sistema de transporte.

El resultado financiero (no operacional) del 2020 versus 2019 presentó un efecto positivo generado principalmente por un mayor ingreso por diferencia en cambio dada la exposición del segmento a las variaciones en la tasa de cambio y su efecto en la posición activa. No obstante, la ganancia por diferencia en cambio fue compensada parcialmente con los gastos asociados al pago de la prima por la recompra anticipada del bono con vencimiento 2021 de Ocesa que se realizó en el mes de septiembre.

3. REFINACIÓN

En el 2020 el segmento de refinación tuvo un desempeño marcado por la estabilidad operativa de todas las unidades de negocio, a pesar del impacto negativo de la pandemia y de la reducción en cargas en las refinerías producto de la caída en consumo de productos refinados en Colombia e internacionalmente. Se destaca además el importante logro de tener cero incidentes de seguridad de procesos y ambientales computables durante el año, así como el avance en la senda de calidad de combustibles, logrando en diciembre la producción de gasolina en Colombia con un contenido promedio de azufre de 50 ppm, nivel sustancialmente inferior al exigido por la regulación vigente de 300 ppm.

Durante el 4T20 el segmento continuó mejorando sus resultados conforme con la paulatina recuperación de las cargas de las distintas unidades asociada a la finalización de actividades de paradas de plantas programadas, la estabilidad de las operaciones y al incremento de la demanda de los principales productos, tanto a nivel nacional como internacional. A pesar de que aún se mantiene el debilitamiento en los precios de los combustibles a nivel internacional, todas las compañías que conforman el segmento han obtenido un Ebitda positivo al cierre del año 2020.

En 4T20 las refinerías alcanzaron la mayor carga consolidada del año de 355 kbd y el mayor margen bruto integrado desde el inicio de la pandemia de 8.5 USD/bl, frente a 324 kbd y 7.4 USD/bl respectivamente en 3T20. Las refinerías han venido incrementando sostenidamente sus niveles de carga desde el mes de mayo, recuperando en diciembre la carga en un 66% frente a la registrada en el mes de abril, el más crítico en el 2020.

En el año 2020 Esenttia tuvo un excelente desempeño financiero y operativo, incluyendo récord histórico en producción y ventas de polipropileno. A pesar de los retos del entorno, Esenttia ha logrado un mejor posicionamiento comercial en los mercados de Estados Unidos y Centro América. Adicionalmente, ha liderado iniciativas para combatir la pandemia, en alianza con compañías del Grupo y de la industria de plásticos en Colombia, asegurando la entrega de insumos claves para la protección y tratamiento de la enfermedad como válvulas, caretas y elementos de protección, beneficiando a aproximadamente 900 mil personas.

Refinería de Cartagena

Durante el 2020, la refinería presentó un buen desempeño operacional con un promedio de carga de 141 kbd. En el 4T20 la refinería alcanzó una carga de 154.5 kbd, llegando a valores similares al 4T19 de 155.5 kbd, y alcanzó un récord histórico de ventas de 6.6 millones de barriles de ULSD¹⁰ en este trimestre.

Las operaciones continúan ajustándose conforme al entorno de demanda nacional e internacional, mostrando una positiva recuperación en el 4T20 en la carga y el margen bruto de refinación frente a los resultados del 3T20. El promedio de carga en diciembre de la refinería fue de 159.9 kbd, mostrando un crecimiento del 45% frente al registro del mes de abril, y retornando a los niveles de normalidad operativa.

En cuanto al proyecto IPCC, se espera un incremento en la capacidad nominal de carga de un promedio de 150 kbd a un promedio de 200 kbd hacia el segundo semestre del 2022. El avance físico del proyecto es de 41.4% desde su inicio en febrero 2017. La ejecución acumulada de capex al cierre del 2020 fue de USD 57.3 millones, de un total de USD 144.7 millones asignados como inversión total del proyecto.

Tabla 13: Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen de Refinación – Refinería de Cartagena

Refinería de Cartagena	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)
Carga* (kbd)	154.5	155.5	(0.6%)	140.6	155.0	(9.3%)
Factor de Utilización (%)	85.2%	90.9%	(6.3%)	76.1%	87.4%	(12.9%)
Producción Refinados (kbpd)	151.8	150.0	1.2%	134.6	149.5	(10.0%)
Margen Bruto (USD/Bl)	6.6	10.6	(37.7%)	6.6	9.2	(28.3%)

* Corresponde a los volúmenes efectivamente cargados, no a los recibidos

¹⁰ Ultra Low Sulfur Diesel

Refinería de Barrancabermeja

Durante 4T20 la refinería presentó un desempeño operativo estable y ajustado al entorno de la demanda doméstica. Se finalizaron con éxito las paradas programadas de algunas unidades tales como la unidad de crudo U250, *Orthoflow* y Alquilación. Se iniciaron las entregas de gasolina regular con contenidos de azufre inferiores a 50 ppm, en línea con los planes establecidos internamente en lo relativo a la mejora en la calidad de los combustibles para el mercado local.

Durante el 4T20 la refinería tuvo un nivel de carga de 200.6 kbd, 9.6% inferior al presentado en el 4T19, como resultado de las demandas reducidas de combustibles y mantenimiento de las unidades antes mencionadas. Sin embargo, hubo una positiva recuperación en la carga durante el 4T20 y en el margen bruto de refinación frente a los resultados del 3T20.

Tabla 14: Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen de Refinación – Refinería de Barrancabermeja

Refinería de Barrancabermeja	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)
Carga* (kbd)	200.6	221.8	(9.6%)	179.2	218.6	(18.0%)
Factor de Utilización (%)	70.1%	84.3%	(16.8%)	64.1%	82.8%	(22.6%)
Producción Refinados (kbpd)	203.9	226.0	(9.8%)	182.4	221.6	(17.7%)
Margen Bruto (USD/BI)	9.9	10.0	(1.0%)	9.1	10.6	(14.2%)

* Corresponde a los volúmenes efectivamente cargados, no a los recibidos

Esenttia

El 2020 fue un excelente año para Esenttia en términos de ventas, favorecidas por mayor disponibilidad de materia prima nacional e importada, a pesar de la contracción de mercado durante el primer semestre del año, por efecto de la pandemia. La alta demanda de polipropileno en la región, suficiente disponibilidad de materia prima y la implementación de la estrategia de gestión del área comercial (campana consumo local, foco de reemplazo de importaciones), generó un récord histórico de producción (489.6 Kton) y ventas (490.5 Kton).

El buen desempeño en ventas de polietileno se debió a un suministro estable de este producto por parte de los proveedores, acompañado de la estrategia comercial en precios, logrando llegar a nuevos clientes y mercados.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	4.93	5.30	(7.0%)	4.98	4.75	4.8%	15.3%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

Para 2020, el costo de caja de refinación aumentó 0.24 USD/bl frente a 2019, explicado principalmente por:

Efecto costo (+0.19 USD/bl): mayor costo por compras de gas y logística de transporte asociada.

Efecto volumen (+0.67 USD/bl): menor carga de crudo en las refinerías de Barrancabermeja (39.4 kbd) y Cartagena (14.4 kbd) debido a ajustes operacionales por la reducción de la demanda de productos refinados ocasionados por la pandemia.

Efecto Tasa de Cambio (-0.62 USD/bl): mayor tasa de cambio de +412 pesos/dólar al re-expresar los costos en pesos a dólares.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	4T 2020	4T 2019	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	7,572	10,043	(2,471)	(24.6%)	26,104	38,771	(12,667)	(32.7%)
Depreciación, amortización y agotamiento	371	342	29	8.5%	1,474	1,325	149	11.2%
Costos variables	6,393	8,663	(2,270)	(26.2%)	22,395	34,321	(11,926)	(34.7%)
Costos fijos	553	708	(155)	(21.9%)	1,956	2,210	(254)	(11.5%)
Costo de ventas	7,317	9,713	(2,396)	(24.7%)	25,825	37,856	(12,031)	(31.8%)
Utilidad bruta	255	330	(75)	(22.7%)	279	915	(636)	(69.5%)
Gastos operacionales	512	(665)	1,177	(177.0%)	1,683	225	1,458	648.0%
Utilidad (Pérdida) operacional	(257)	995	(1,252)	(125.8%)	(1,404)	690	(2,094)	(303.5%)
Ingresos (gastos) financieros	222	170	52	30.6%	(1,294)	(947)	(347)	36.6%
Resultados de participación en compañías	(1)	5	(6)	(120.0%)	131	17	114	670.6%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	(36)	1,170	(1,206)	(103.1%)	(2,567)	(240)	(2,327)	969.6%
Provisión impuesto a las ganancias	(213)	(288)	75	(26.0%)	645	18	627	3,483.3%
Utilidad (pérdida) neta consolidada antes de impairment	(249)	882	(1,131)	(128.2%)	(1,922)	(222)	(1,700)	765.8%
Interés no controlante	(13)	(11)	(2)	18.2%	(114)	(11)	(103)	936.4%
Utilidad (pérdida) neta antes de impairment	(262)	871	(1,133)	(130.1%)	(2,036)	(233)	(1,803)	773.8%
(Gasto) recuperación por <i>impairment</i> de activos de largo plazo	(71)	448	(519)	(115.8%)	(782)	452	(1,234)	(273.0%)
Impuesto de renta diferido sobre <i>impairment</i>	44	(114)	158	(138.6%)	175	(115)	290	(252.2%)
Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	(289)	1,205	(1,494)	(124.0%)	(2,643)	104	(2,747)	(2,641.3%)
EBITDA	345	515	(170)	(33.0%)	869	1,638	(769)	(46.9%)
Margen EBITDA	4.6%	5.1%	-	(0.5%)	3.3%	4.2%	-	(0.9%)

El EBITDA ajustado sin incluir el efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario para el 4T20 es de COP 429 mil millones y para el año 2020 es de COP 1,015 mil millones.

El EBITDA para el 4T20 fue el mejor en lo corrido del año, debido a que se lograron recuperar las cargas y los márgenes a números cercanos previos a la pandemia. Se resaltan las eficiencias en costos y los buenos resultados para Esenttia e Invercolsa.

Los ingresos acumulados del año estuvieron impactados frente a 2019 principalmente por los menores volúmenes de productos vendidos y los menores precios de la canasta de productos asociados a factores de mercado. Este efecto estuvo parcialmente compensado por un impacto positivo en la tasa de cambio promedio, los ingresos generados por Invercolsa y el resultado sobresaliente de Esenttia.

El costo de ventas presentó una disminución en el 2020 frente al 2019, principalmente por: i) menores precios de la dieta de crudos de las refinerías, ii) un menor volumen de crudo cargado en las refinerías y iii) menores volúmenes de importaciones de diésel y menores precios de importaciones, tanto en diésel como en gasolinas. Adicionalmente, dos efectos impactaron negativamente el costo de ventas: i) una mayor tasa de cambio promedio, y ii) un consumo de productos del inventario en combinación con el efecto de su valoración.

Los gastos operacionales aumentaron en el 2020 versus el 2019 principalmente por: i) reconocimiento del costo fijo de las plantas sin producción temporal en la refinería de Barrancabermeja, dada la coyuntura sanitaria y disminución en la demanda de productos, ii) la consolidación de Invercolsa, iii) los costos asociados al Plan de retiro voluntario en Ecopetrol y, iv) reconocimiento de un ingreso no recurrente en el 4T19 por valoración de mercado de Invercolsa, una vez se presentó el cambio en la situación de control.

El resultado financiero (no operacional) del 2020 versus 2019 presentó una disminución, dado el reconocimiento en el 4T19 de un ingreso extraordinario por dividendos retroactivos recibidos de Invercolsa. El 4T20 presenta un mejor resultado financiero frente a 4T19 por la valoración de la posición neta en dólares, dada la revaluación del peso en el último trimestre del año.

III. Medio Ambiente, Inversión Social, Gobierno Corporativo y Tecnología

Iniciativa “Apoyo País” ante COVID-19 y alivios comerciales a clientes y proveedores

El Grupo Ecopetrol ejecutó recursos por COP 76 mil millones de los COP 88 mil millones comprometidos para 2020 y 2021, que permitieron entregar en 24 departamentos y 168 municipios ayudas a la población en general para atención en la pandemia. Se hicieron convenios con fundaciones de salud y con los entes territoriales aportando en dotación de insumos y equipos. Se entregaron más de 4 mil equipos médicos para dotación de Unidades de Cuidados Intensivos e insumos de atención COVID-19, 84 mil insumos para realizar pruebas PCR, 2.3 millones de elementos de protección personal y 228 mil litros para limpieza y desinfección, entre otros. Igualmente, incluyó la entrega de aportes solidarios a más de 68 mil beneficiarios en el territorio nacional.

El programa “Apoyo País” destinó COP 5 mil millones para incentivar la investigación e innovación orientada a enfrentar la pandemia que incluyó: convenios con la Universidad de la Sabana para el ventilador Herons, con Ninox para el desarrollo de un Laboratorio Móvil para atención COVID en lugares de difícil acceso del territorio nacional y con varias empresas e instituciones para la producción de elementos de protección personal y limpieza. Igualmente, apoyó a investigadores nacionales en el desarrollo de tecnología para enfrentar la pandemia.

El Grupo Ecopetrol se vinculó a las iniciativas y programas del gobierno nacional como “Comparto mi Energía”, aportando COP 3.7 mil millones para subsidiar las facturas de energía en los estratos 1 y 2 y en el programa “Ayudar Nos Hace Bien” con la entrega de ayudas humanitarias por COP 5 mil millones a la población vulnerable. Adicionalmente, se brindó apoyo al Gobierno con una plataforma para compras del programa COVID y con desarrollos para la aplicación CoronApp.

De otra parte, durante la emergencia sanitaria Ecopetrol apoyó el flujo de caja de más de 1,500 compañías, mediante cuatro medidas de liquidez: (i) se amplió el plazo de pago a los clientes mayoristas con el propósito de contribuir al flujo de caja de estas compañías que se encontraban afectadas por las cuarentenas; (ii) otorgando pronto pago sin descuento financiero de COP 553 mil millones a 1.400 MIPYMES; (iii) anticipando la devolución de retención en garantía a 110 contratistas por COP 116 mil millones en 145 contratos; y (iv) suspendiendo el trámite de COP 6.7 mil millones en sanciones económicas durante 6 meses. Así mismo, el Grupo Empresarial desarrolló una serie de mecanismos para activar la demanda y disminuir el impacto de la coyuntura económica en el precio del gas para los usuarios finales.

Inversión Social y Ambiental

En el 4T20, el Grupo Ecopetrol destinó recursos de Inversión Social, Gestión Ambiental y Relacionamiento en proyectos e iniciativas del Portafolio de Desarrollo Sostenible en el marco de la Estrategia de Entorno de Ecopetrol por un valor de COP 212,171 millones de pesos. Las inversiones acumuladas a diciembre de 2020 fueron de COP 429,758¹¹ millones de pesos. Este valor incluye inversiones de carácter estratégico y obligatorio en las líneas Acceso a Servicios Públicos, Educación, Deporte y Salud, Fortalecimiento Institucional y Comunitario, Infraestructura Pública y Comunitaria, Desarrollo Rural Inclusivo y Emprendimiento y Desarrollo Empresarial.

Comunidades

En el 4T20:

- En virtud de las gestiones realizadas ante el Gobierno Nacional y con el acompañamiento de diferentes entes del orden nacional y regional, se instalaron mesas de diálogo con las comunidades indígenas y otros actores locales del municipio de Puerto Gaitán, en temáticas referidas a mano de obra, bienes y servicios e inversión social y ambiental. Estos espacios de reconocimiento mutuo, han permitido construir

¹¹ La inversión acumulada a diciembre de 2020 se divide en: i) Inversión estratégica por COP 388,676 millones; ii) Inversión Obligatoria por COP 41,082 millones. Se incluyen en el reporte las cifras de Inversión Social, Ambiental y Relacionamiento reportadas por las filiales por un valor de COP68,849 millones.

confianza con estos grupos de interés y ha contribuido a la viabilidad de las operaciones de la industria en el municipio de Puerto Gaitán donde tenemos operaciones mediante el Campo Rubiales y Caño Sur.

- De igual forma, y con la participación permanente del Ministerio del Interior, se generaron diferentes escenarios de relacionamiento con el Resguardo Alto Unuma del municipio de Puerto Gaitán, lo que a su vez permitió reanudar operaciones en un sector de Campo Rubiales.
- En materia de Relacionamiento con el Pueblo Uwa, se avanzó en el fortalecimiento de las relaciones de confianza, llevando a cabo dos actividades: i) “Iniciativas de Conservación y Proyectos Comunitarios Productivos”, que tuvo la finalidad de escuchar directamente de algunas comunidades del Meta, sus experiencias sobre la forma en que construyeron proyectos comunitarios con el apoyo de la Empresa y la percepción de beneficios para el desarrollo y mejora en su calidad de vida; y ii) “Construcción de la Visión Conjunta del Territorio”, actividad realizada en campo conjuntamente con la comunidad en donde se pudo plasmar en una cartografía los intereses particulares, pero también los intereses comunes, necesarios para tener en cuenta en la proyección del ingreso de los proyectos a la región con una visión de beneficio compartido.
- Desde la Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible, se ha fortalecido el subproceso de monitoreo de entorno, concebido como un mecanismo que permite desarrollar un conocimiento sistemático del territorio a través del análisis de las variables críticas del territorio y su impacto en la operación. Durante 2020, el subproceso se actualizó, involucrando más interrelaciones y orientando sus objetivos para ser aplicable a todo el GE. Adicionalmente, en conjunto con el Centro de Analítica Estratégica¹² se realizaron diferentes ejercicios que involucran el uso de herramientas de analítica de datos avanzada. Para el 2021, tenemos como reto extender el subproceso al resto del Grupo Empresarial y profundizar el análisis matemático de la conflictividad territorial.

Cambio climático

En el mes de noviembre, la Coalición por el Clima y el Aire Limpio (CCAC) anunció el nuevo marco de reporte asociado a la identificación y reducción de las emisiones de metano conocido como *Oil and Gas Methane Partnership* (OGMP 2.0). Ecopetrol se suscribió a este nuevo marco de reporte durante el 2020, y adquiere por lo tanto mayores compromisos asociados al establecimiento y cumplimiento de una meta de reducción de emisiones de metano asociado principalmente a la transparencia en el reporte de la información, en línea con el plan de descarbonización de la empresa.

El total de la reducción de GEI para el 2020 resultado de la implementación de los proyectos ejecutados desde el 2010 que continúan reduciendo fue de 1,809,858 tCO₂e. Adicionalmente, Ecopetrol logró verificar en 2020 por parte de la firma Ruby Canyon Engineering, auditora internacional 687,769 tCO₂e reducidas adicionales, acumulando a 2020, 1,756,163 tCO₂e reducciones verificadas. De otra parte, se avanzó en el análisis y en la construcción de elementos importantes para la definición de nuevas metas de reducción de emisiones. En este sentido, se elaboró la curva de proyección de emisiones de GEI a mediano y largo plazo, la curva de abatimiento de costos, la construcción del portafolio de compensación a través de Soluciones Naturales del Clima y se definió el precio sombra que deberá incorporarse en las evaluaciones del portafolio de inversiones.

Para este último aspecto, buscando anticipar los riesgos derivados del impacto de las emisiones, Ecopetrol estructuró el modelo de precio sombra para CO₂ y los lineamientos para incorporar su impacto en las evaluaciones económicas del portafolio de inversiones, el cual se implementará a partir de 2021. El valor del precio sombra será de 20 USD/Ton en 2021, 30 USD/Ton a partir de 2025 y 40 USD/Ton desde 2030. Esta

¹² Nace en el 2020, como iniciativa de la Vicepresidencia Ejecutiva de Ecopetrol y cuenta con la participación de áreas como el Centro de Manejo de Crisis (CMC), Comunicaciones, Ciberseguridad, Monitoreo y Secretaría General.

metodología aplica para todas las oportunidades de crecimiento y optimización del Grupo Empresarial que son postuladas en sus diferentes iniciativas de toma de decisiones en los diferentes segmentos.

En diciembre la compañía recibió la calificación del reporte de CDP *Climate Change*, con una calificación de C, que implica el conocimiento sobre los impactos y asuntos relacionados con el clima, superando la calificación del último periodo reportado. Esta calificación está por encima del desempeño promedio de la región y se encuentra en el mismo rango del sector, haciendo parte del 39% de las compañías en este nivel.

Agua

En 4T20 Ecopetrol reutilizó 25.5 millones de metros cúbicos de agua (1.74 millones de barriles por día), con un aumento del 10% con respecto al mismo período del año anterior. En el acumulado al cierre del 4T20 se han reutilizado cerca de 96.5 millones de metros cúbicos, que equivalen al 65% del total de agua requerida para operar. Adicionalmente, en 4T20 se reusaron 743 mil metros cúbicos de aguas en un piloto de aguas de producción tratadas (50.8 mil barriles por día) en actividades agrícolas y pecuarias en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) del campo Castilla, esto equivale a una disminución del 3.6% con respecto al 4T19.

Ecopetrol obtuvo una calificación consolidada de B (Management) en el reporte de *CDP-Water*, que evalúa distintos aspectos de la gestión del agua en las empresas. Este resultado está dentro del promedio del sector de Oil & Gas (sólo superado por 2 empresas del sector), y dentro del promedio de la región, y significa que la compañía toma acciones coordinadas para afrontar los crecientes desafíos en torno a la disponibilidad agua. También este reporte destaca la Estrategia de Gestión Integral del Agua de Ecopetrol, la cual fue calificada con la más alta calificación del reporte (A, Leadership).

Biodiversidad

El Programa Vida Silvestre fue reconocido en el mes de diciembre por el Ministerio de Minas y Energía con el primer puesto en la categoría “Experiencias Significativas en Gestión ambiental y Social del Sector Minero Energético”. Se continúa con la conservación de 15 especies nativas entre lo que se destaca:

- Las especies paisaje y otras se ven favorecidas por los acuerdos de conservación.
- Algunas especies están aumentando sus poblaciones en los paisajes.
- La deforestación es menor en el paisaje de intervención que en los paisajes circundantes.
- Las especies están usando los corredores biológicos

En el marco del convenio Fibras con el Instituto Alexander von Humboldt se destaca la consolidación la estrategia de Red de Ecoreservas. Se tiene como meta al 2023 la implementación de 20 Ecoreservas del Grupo Empresarial en predios propios de las compañías.

Durante este trimestre en marco de la estrategia ambiental de Ecopetrol y nuestro compromiso con el país hemos anunciado como grupo empresarial la siembra de 6 millones de árboles al 2022, de los cuales hemos plantado 1.8 millones.

Responsabilidad Corporativa y Gobierno Corporativo

En noviembre, Ecopetrol recibió la calificación del Dow Jones Sustainability Index (DJSI) en el cual recibió un puntaje de 66, obteniendo el puesto número 13 dentro de la industria de petróleo y gas integrada. Este puntaje le permitió a la empresa ingresar al DJSI Mercado Integrado Latinoamericano (MILA), siendo la única empresa del sector y de América Latina en lograrlo.

Si bien las circunstancias del 2020 fueron complejas y exigieron la toma de decisiones extraordinarias, también sirvieron para evidenciar el esquema previsto para la toma de decisiones bajo el Modelo de Gobierno Corporativo de Ecopetrol. Este modelo cuenta con una Matriz de Decisiones y Atribuciones que identifica cada decisión clave

que se toma en la organización dentro de una cadencia soportada en diferentes órganos sociales o cargos por medio de los cuales se asegura el seguimiento y decisión de los asuntos claves de la Compañía.

Este esquema sirve de plataforma para que los diferentes órganos de gobierno actúen de manera asertiva y ágil, pero a la vez segura. Un ejemplo de ello, es el seguimiento que se hizo en el 2020 a la crisis de Ecopetrol producto de la pandemia por el COVID-19 y la caída de precios del petróleo a nivel internacional. Esta crisis fue gestionada por comités internos que le hicieron un seguimiento al tema, con el fin de reaccionar de manera oportuna y eficaz. Así mismo, la Junta Directiva mediante un seguimiento periódico dio dirección efectiva a la empresa a través de la toma ágil de decisiones con disciplina de capital, protección de la caja, captura de nuevas oportunidades y mitigación de riesgos derivados de esa situación.

Así mismo, durante el final de 2020, la Junta Directiva continuó con su orientación estratégica en búsqueda de la diversificación del portafolio, la transición energética, la SosTECnibilidad y la transformación tecnológica de Ecopetrol.

Tecnología

La primera fase de la agenda digital espera aportar beneficios por más de USD400 millones al 2025, con proyectos implementados en diferentes empresas del Grupo entre los cuales se destacan los proyectos de Margen Bruto de Refinación, Gestión Volumétrica Integral, Campos Integrados y la entrega de 91 productos que aportan a la digitalización de los procesos de negocio y de soporte y que permitieron entre otras la modernización de la infraestructura y las soluciones de control distribuido para el monitoreo de pozos.

La iniciativa denominada “Estudio de Innovación Digital” (EID) busca fortalecer la interacción con plataformas de emprendimiento. En ese orden de ideas, se consolidaron alianzas con INNPULSA, Cemprende y *Plug and Play*, con el fin abordar retos del negocio mediante desarrollos digitales y fortalecer el liderazgo de Ecopetrol en el sector de energía y en sostenibilidad.

Así mismo, el EID implementó el Sistema de Gestión de Innovación (SGI), el cual fue premiado con el sello de buenas prácticas por parte de ICONTEC y la Cámara de Comercio de Bogotá. Finalmente, en la línea de transformación digital, se aseguró una alianza con Microsoft para el desarrollo de capacidades técnicas y habilidades de los trabajadores de Ecopetrol.

Dentro de las iniciativas que se están desarrollando, Ecopetrol ya se encuentra monitoreando el ahorro en las emisiones de carbono mediante centros de datos en la nube y se encuentra explorando la posibilidad de co-crear una plataforma para la medición de emisiones de metano.

IV. Plan de Negocios Orgánico 2021-2023

El Plan de Negocios Orgánico para el periodo 2021-2023, está orientado a restablecer la senda de crecimiento, aumentar la competitividad, cimentar la agenda de transición energética del GE y profundizar la sosTECnibilidad, como uno de los pilares estratégicos de la operación. Este plan mantiene la respuesta efectiva del Grupo Ecopetrol a unas condiciones de entorno inciertas, y permite garantizar la sostenibilidad financiera de la compañía y mantener la promesa de valor en el mediano y largo plazo. El plan de inversiones orgánico se financiará principalmente con generación de caja interna.

El plan contempla entre USD 12,000 y USD 15,000 millones de inversión, principalmente concentradas en Colombia, asegurando la asignación de capital a la incorporación de los recursos y reservas más competitivos en el nuevo entorno de precios, al avance rentable en la transición energética (gas, descarbonización, hidrocarburos de ciclo corto, incorporación de energías renovables), a las inversiones de confiabilidad necesarias para una operación responsable y sostenible, y a las tecnologías e inversión social estratégicas para el futuro del GE.

La inversión en oportunidades de crecimiento (76%) está orientada a continuar la exploración y el desarrollo rentable de los activos existentes y acelerar la adaptación a la transición energética, con inversiones enfocadas en la continuación de los programas de recobro mejorado y el crecimiento de la cadena de valor de gas. Además, la inversión de continuidad operativa (24%) permitirá preservar el valor de los activos y dar confiabilidad e integridad a la operación.

Entre las metas operativas y financieras más relevantes del plan 2021-2023 se encuentran: (i) alcanzar niveles de producción en el 2021 entre 700 y 710 mil barriles de petróleo equivalentes por día, con una senda de crecimiento que permita llegar a niveles de producción cercanos a 750 mil barriles en 2023; (ii) carga conjunta de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena entre 340 y 365 mil barriles por día en 2021, llegando a alrededor de 420 mil barriles por día en 2023 en un escenario esperado de recuperación de la demanda y los márgenes de refinación, así como la interconexión de las plantas de crudo en la refinería de Cartagena; (iii) volúmenes transportados superiores a un millón de barriles por día, en línea con el comportamiento de la producción y la demanda de combustibles líquidos del país; (iv) meta de reducción de emisiones a 3 Mt de CO₂e al 2023, y replanteamiento de metas de reducción de emisiones de CO₂ durante el 2021 a mediano y largo plazo; y (v) meta de incorporar el suministro de 400 MW de energías renovables al 2023.

El plan de negocios 2021 – 2023 incorpora metas de ahorro y competitividad en el rango de los COP 1.5 billones a los COP 2.2 billones acumulados en los tres años. Estas nos permitirán mantener, para un nivel de Brent de 45 USD/B, el Costo Total Unitario alrededor de los 30 USD/bl; el *lifting* cost sin superar los 8.5 USD/bl; el costo total del Downstream con una tendencia constante decreciente hacia los 7 USD/bl y el costo de barril transportado cercano a los 3 USD/bl.

El plan de negocios orgánico,¹³ contempla alcanzar una razón de deuda bruta/EBITDA menor a 2.5 veces desde el 2021 y durante el plan. Se estima que genere un flujo de caja libre positivo, un crecimiento sostenido del EBITDA, y un margen EBITDA entre 35% y 38% en los tres años bajo precios del plan¹⁴.

Exploración y Producción

Al segmento de exploración y producción se destinarán entre USD 9 y USD 11 billones, en línea con las prioridades estratégicas del GE y la fortaleza que tiene su cadena de valor integrada. El plan mantiene como objetivo estratégico el crecimiento de este segmento, con enfoque en la aceleración de la progresión de recursos y reservas, a través de exploración, perforación y recobro mejorado.

Para actividades de producción y el desarrollo de la posición del GE en activos estratégicos en Colombia, se destinarán recursos equivalentes al 69% del plan del segmento, donde se destacan Rubiales, Castilla, Piedemonte y los campos del Valle Medio del Magdalena. A nivel internacional (22%), las áreas foco serán Brasil y Permian en los Estados Unidos. Así mismo, se continuará la maduración y desarrollo de las actividades de recobro mejorado.

En materia exploratoria (9%), se prevé la perforación de más de 40 pozos ubicados en las cuencas de mayor materialidad, con énfasis en Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto.

En relación con los Yacimientos No Convencionales, se continuará con la maduración de las iniciativas asociadas al Proyecto Piloto de Investigación Integral de Yacimientos No Convencionales (PPII) en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia y el incremento de las actividades de desarrollo en la cuenca Permian en Texas, Estados Unidos.

Para el crecimiento de la cadena de gas natural, uno de los pilares de la estrategia del Grupo, se destinará entre el 9% y 10% del plan, donde se destaca principalmente el desarrollo del Tren Piedemonte y el de otras fuentes de gas principalmente en el Valle Medio del Magdalena, Guajira y la cuenca Sinú-San Jacinto. Así mismo, se

¹³ Sin tomar en consideración los efectos que sobre la estructura financiera del GE tendría una posible transacción exitosa en relación con la oferta no vinculante para adquirir la participación del Gobierno Nacional en ISA.

¹⁴ Precios referencia Brent incluidos en el Plan: 2021, 45 USD/bl; 2022, 50 USD/bl; 2023, 54 USD/bl.

mantendrán las inversiones para la evaluación y desarrollo de los descubrimientos gasíferos en costa afuera realizados en el Caribe colombiano.

Las metas de reposición de reservas continúan en definición y estarán sujetas a la evolución tanto de la ejecución del plan como de las condiciones de mercado. En este momento, el plan prevé el logro de un índice de reemplazo de reservas superior al 100% después del 2022.

Transporte

En el horizonte 2021-2023 se contemplan inversiones entre USD 780 y USD 960 millones para el segmento, dirigidas principalmente a garantizar la integridad y confiabilidad de la infraestructura, priorizando recursos para el crecimiento del negocio de poliductos, al tiempo que avanza en flexibilidad y eficiencia en la logística para la evacuación de crudos pesados y el crecimiento de la infraestructura de poliductos. Estas inversiones también permitirán optimizar los costos futuros de operación gracias a la actualización de equipos y la mejora de su desempeño.

Refinación y Procesos Industriales

Al segmento de Refinación se destinarán entre USD 1,200 y USD 1,400 millones, enfocados en asegurar la integridad y competitividad de los activos existentes, y asegurar el cumplimiento de la senda de calidad de combustibles. Se priorizarán proyectos críticos para mantener la seguridad e integridad operativa de las unidades de negocio y aquellos de mayor generación de valor para el segmento. Se realizarán inversiones de cumplimiento normativo y mantenimientos mayores como parte del cumplimiento del ciclo de vida de plantas en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, así como la ejecución de la fase final del proyecto de Interconexión de las Plantas de Crudo de la refinería de Cartagena (IPCC) por un monto cercano a los USD 77 millones, el cual entrará en operación en 2022.

Para avanzar con la producción de combustibles más limpios para el país, las inversiones en el periodo 2021-2023 permitirán garantizar de forma sostenida la calidad interna del diésel entre 10 y 15 ppm de azufre y llevar la gasolina a máximo 50 ppm de azufre en toda Colombia.

Estrategia comercial

Continuaremos con nuestra estrategia de diversificación de clientes y destinos, con un énfasis importante en el sector de refinación independiente en China, manteniendo una participación activa en el mercado de refinación de los EE.UU. Lo anterior apalancado en nuestra flexibilidad operativa en los puertos de exportación, una calidad estable de nuestros crudos y la optimización en la logística.

Seguiremos avanzando en nuestra visión de ser la mejor opción de suministro de crudos pesados de Latinoamérica para el mercado global.

SosTECnibilidad

El plan ratifica recursos anunciados para inversión socio-ambiental cercanos a los COP 1.7 billones para el periodo 2020-2024, destinados a cerrar brechas sociales e impulsar el desarrollo y bienestar de las comunidades donde opera el GE, con proyectos estratégicos en infraestructura, servicios públicos, educación, deporte y salud, desarrollo rural inclusivo y emprendimiento y desarrollo empresarial. Adicionalmente, continuará el apoyo con recursos para atender necesidades derivadas del COVID-19 en comunidades y áreas de operación.

Para el desarrollo de la estrategia digital se destinarán entre USD 100 y USD 150 millones a la captura de beneficios asociados a tecnologías de inteligencia artificial, *blockchain*, y *bots*, entre otros. El ICP realizará inversiones entre USD 70 y USD 110 millones principalmente en proyectos de incremento del factor de recobro, transición energética, estudios estratégicos en temáticas de agua y nuevos materiales. La estrategia digital podría generar beneficios potenciales por más de USD 500 millones, enfocándose en la mayor generación de valor en los activos estratégicos y en la digitalización de los procesos.

Siguiendo la estrategia de transición energética del Grupo, se invertirán más de USD 600 millones en iniciativas de la agenda de descarbonización, entre las cuales se destacan principalmente los proyectos de energía solar,

eólica, geotérmica, seguidos por proyectos de eficiencia energética y calidad de combustibles, entre otros. De igual manera, en 2021 se definirán metas intermedias y de largo plazo de reducción de emisiones en consonancia con la estrategia de crecimiento de Ecopetrol y se identificarán las iniciativas y acciones de mitigación y compensación necesarias para lograr las metas.

En el año 2021, Ecopetrol consolidará su evaluación de oportunidades asociadas a la cadena de valor del hidrógeno y buscará materializar alianzas en convenios internacionales y con gobiernos identificando oportunidades de negocios.

V. Crecimiento Inorgánico

Oferta no vinculante para adquirir participación del Gobierno Nacional en ISA

El 27 de enero de 2021 Ecopetrol hizo público el interés en adquirir el 51.4% de las acciones en circulación de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), que actualmente posee la República de Colombia a través del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP). El interés en dicha participación accionaria atiende al interés estratégico del GE de aumentar la exposición a nuevos negocios alineados con las tendencias globales de electrificación y descarbonización, que dicta la transición energética, y que a su vez apalancarían el crecimiento rentable del Grupo y mejorarían su perfil de riesgo.

ISA opera y mantiene una red de transmisión de alta tensión en Colombia, Perú, Bolivia, Brasil y Chile, entre otros, y participa a través de sus filiales en los segmentos de concesiones viales, telecomunicaciones y gestión de sistemas en tiempo real. Con base en información relevante presentada ante la Superintendencia Financiera de Colombia (SFC), los ingresos consolidados y la utilidad neta de ISA para el trimestre terminado el 30 de septiembre de 2020 totalizaron COP 2.4 billones y COP 483,767 millones, respectivamente; sus activos totales ascendieron a COP 52.3 billones para el mismo período. La capitalización de mercado, al cierre del 19 de febrero de 2021, fue COP 25.5 billones.

La transacción se financiaría con un esquema que incluye una nueva capitalización a través de una emisión de acciones en la que MHCP mantendría al menos el 80% de la propiedad accionaria de Ecopetrol, recursos propios y otros esquemas de financiación que la compañía tiene disponibles. De esta forma, se busca mantener los niveles de endeudamiento alineados con el grado de inversión de la compañía.

El pasado 12 de febrero de 2021, Ecopetrol y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público suscribieron un acuerdo de exclusividad mediante el cual las partes desarrollarán conversaciones preliminares no vinculantes sobre los términos y condiciones de la posible transacción. El periodo de exclusividad está previsto que finalice el próximo 30 de junio de 2021 salvo que las partes de mutuo acuerdo decidan extenderlo. Durante este periodo, Ecopetrol desarrollará actividades de debida diligencia sobre ISA y el MHCP se compromete a negociar de manera exclusiva con Ecopetrol.

V. Presentación de Resultados

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del cuarto trimestre y acumulado de 2020:

Español

24 de febrero de 2021
08:00 a.m. Colombia
08:00 a.m. Nueva York

Inglés

24 de febrero de 2021
10:00 a.m. Colombia
10:00 a.m. Nueva York

Para acceder, estarán disponibles los siguientes enlaces de conexión:

Español:

<https://onlinexperiences.com/Launch/QReg/ShowUUID=8F1FE299-8DF8-4C87-82FB-A074BAA6AD1E&LangLocaleID=1034>

Inglés:

<https://onlinexperiences.com/scripts/Server.nxp?LASCmd=AI:4:F:QS!10100&ShowUUID=C55FCFAB-DFFD-4014-9D5E-63CD21E17C5A>

Al final de la presentación se realizará una sesión de preguntas y respuestas, a la cual deberá acceder a través de las líneas telefónicas que se encuentran en <http://web.meetme.net/r.aspx?p=12&a=UugCzcMjTgRsbW>

Por favor verifique si su navegador permite la operación normal de la presentación en línea. Recomendamos las últimas versiones de Internet Explorer, Google Chrome y Mozilla Firefox.

El comunicado de los resultados, la presentación, el webcast y la repetición de la conferencia estarán disponibles en la página web de Ecopetrol:

Información de Contacto:

Gerente de Mercado de Capitales

Juan Pablo Crane De Narváez

Teléfono: +571-234-5190 - Correo electrónico: juan.crane@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)

Jorge Mauricio Téllez

Teléfono: +571-234-4329 - Correo electrónico: mauricio.tellez@ecopetrol.com.co

Anexos Grupo Empresarial Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	6,992	9,092	(23.1%)	24,688	34,305	(28.0%)
Exterior	7,198	9,489	(24.1%)	25,339	36,542	(30.7%)
Total ingresos	14,190	18,581	(23.6%)	50,027	70,847	(29.4%)
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	2,300	2,101	9.5%	8,985	8,290	8.4%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,595	1,351	18.1%	6,055	5,509	9.9%
Depreciación fijo	705	750	(6.0%)	2,930	2,781	5.4%
Costos variables	5,536	7,547	(26.6%)	19,840	27,176	(27.0%)
Productos importados	2,103	2,834	(25.8%)	7,592	12,640	(39.9%)
Compras nacionales	2,246	3,227	(30.4%)	7,677	11,488	(33.2%)
Servicio de transporte hidrocarburos	225	223	0.9%	875	822	6.4%
Variación de inventarios y otros	962	1,263	(23.8%)	3,696	2,226	66.0%
Costos fijos	2,471	2,622	(5.8%)	8,728	9,492	(8.0%)
Servicios contratados	748	880	(15.0%)	2,744	3,053	(10.1%)
Mantenimiento	719	695	3.5%	2,257	2,497	(9.6%)
Costos laborales	561	637	(11.9%)	2,300	2,317	(0.7%)
Otros	443	410	8.0%	1,427	1,625	(12.2%)
Total costo de ventas	10,307	12,270	(16.0%)	37,553	44,958	(16.5%)
Utilidad bruta	3,883	6,311	(38.5%)	12,474	25,889	(51.8%)
Gastos operacionales	2,459	771	218.9%	4,841	3,726	29.9%
Gastos de administración	2,047	375	445.9%	4,152	2,963	40.1%
Gastos de exploración y proyectos	412	396	4.0%	689	763	(9.7%)
Utilidad operacional	1,424	5,540	(74.3%)	7,633	22,163	(65.6%)
Resultado financiero, neto	(260)	(245)	6.1%	(2,481)	(1,670)	48.6%
Diferencia en cambio, neto	445	145	206.9%	347	41	746.3%
Intereses, neto	(556)	(363)	53.2%	(2,085)	(1,415)	47.3%
Ingresos (gastos) financieros	(149)	(27)	451.9%	(743)	(296)	151.0%
Resultados de participación en compañías	(4)	65	(106.2%)	88	354	(75.1%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,160	5,360	(78.4%)	5,240	20,847	(74.9%)
Provisión impuesto a las ganancias	(659)	247	(366.8%)	(1,868)	(5,067)	(63.1%)
Utilidad neta consolidada antes de impairment	501	5,607	(91.1%)	3,372	15,780	(78.6%)
Interés no controlante	(241)	(318)	(24.2%)	(1,154)	(1,251)	(7.8%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	260	5,289	(95.1%)	2,218	14,529	(84.7%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	605	(1,751)	(134.6%)	(621)	(1,748)	(64.5%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(190)	471	(140.3%)	91	470	(80.6%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	675	4,009	(83.2%)	1,688	13,251	(87.3%)
EBITDA	4,334	7,174	(39.6%)	16,840	31,108	(45.9%)
Margen EBITDA	30.5%	38.6%	(8.1%)	33.7%	43.9%	(10.2%)

Tabla 2: Estado de Situación Financiera / Balance General – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	5,082	7,076	(28.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	4,819	5,700	(15.5%)
Inventarios	5,054	5,658	(10.7%)
Activos por impuestos corrientes	3,976	1,519	161.8%
Otros activos financieros	2,195	1,624	35.2%
Otros activos	1,664	1,779	(6.5%)
Total activos corrientes	22,790	23,356	(2.4%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	44	8	450.0%
Total activos corrientes	22,834	23,364	(2.3%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	3,175	3,245	(2.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	677	787	(14.0%)
Propiedades, planta y equipo	66,508	64,200	3.6%
Recursos naturales y del medio ambiente	31,934	29,073	9.8%
Activos por derecho de uso	378	456	(17.1%)
Intangibles	555	483	14.9%
Activos por impuestos diferidos	10,035	8,622	16.4%
Otros activos financieros	877	3,355	(73.9%)
Otros activos	2,444	1,863	31.2%
Total activos no corrientes	116,583	112,084	4.0%
Total activos	139,417	135,448	2.9%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	4,923	5,012	(1.8%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	8,449	10,689	(21.0%)
Provisiones por beneficios a empleados	2,022	1,929	4.8%
Pasivos por impuestos corrientes	1,244	2,571	(51.6%)
Provisiones y contingencias	1,221	789	54.8%
Otros pasivos	392	752	(47.9%)
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	31	0	-
Total pasivos corrientes	18,282	21,742	(15.9%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	41,808	33,227	25.8%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	21	24	(12.5%)
Provisiones por beneficios a empleados	10,402	9,552	8.9%
Pasivos por impuestos no corrientes	1,269	845	50.2%
Provisiones y contingencias	11,207	9,129	22.8%
Otros pasivos	609	585	4.1%
Total pasivos no corrientes	65,316	53,362	22.4%
Total pasivos	83,598	75,104	11.3%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	52,095	56,412	(7.7%)
Interés no controlante	3,724	3,932	(5.3%)
Total patrimonio	55,819	60,344	(7.5%)
Total pasivos y patrimonio	139,417	135,448	2.9%

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2020	4T 2019	12M 2020	12M 2019
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	675	4,009	1,688	13,251
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	241	318	1,154	1,251
Cargo por impuesto a las ganancias	849	(718)	1,777	4,597
Depreciación, agotamiento y amortización	2,492	2,278	9,310	8,568
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(445)	(145)	(347)	(41)
Costo financiero reconocido en resultados	818	680	3,257	2,652
Pozos secos	284	186	448	340
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	229	43	246	121
Impairment de activos de corto y largo plazo	(556)	1,806	655	1,838
Ganancia por valoración de activos financieros	(4)	(27)	(44)	19
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	36	0	0	0
Ganancia en Combinación de negocios	1	(1,049)	(1,436)	(1,049)
Ganancia por venta de activos	(3)	(3)	(6)	(3)
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	4	(65)	(88)	(354)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	78	138	390	1,029
Otros conceptos menores	(4)	(2)	11	5
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	1,568	721	(2,371)	784
Impuesto de renta pagado	(927)	(821)	(5,457)	(5,296)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	5,336	7,349	9,187	27,712
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,713)	(1,483)	(5,032)	(4,013)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,445)	(5,026)	(5,994)	(9,798)
Adquisiciones de intangibles	(50)	(115)	(90)	(168)
(Compra) venta de otros activos financieros	877	1,675	2,108	3,117
Intereses recibidos	42	126	299	482
Dividendos recibidos	76	358	157	189
Ingresos por venta de activos	9	131	23	155
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(2,204)	(4,334)	(8,529)	(10,036)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	(1,067)	(545)	8,802	(1,537)
Pago de intereses	(748)	(496)	(2,346)	(1,766)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(105)	0	(351)	0
Dividendos pagados	(3,487)	(3,810)	(8,734)	(13,867)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(5,407)	(4,851)	(2,629)	(17,170)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(472)	(149)	(23)	258
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(2,747)	(1,985)	(1,994)	764
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	7,829	9,061	7,076	6,312
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	5,082	7,076	5,082	7,076
Transacciones no monetarias				
Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	43	685	89	685
Operaciones con giros financiados	0	0	0	2,932

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2020	4T 2019	12M 2020	12M 2019
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	675	4,009	1,688	13,251
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,492	2,278	9,310	8,568
(+/-) Impairment activos a largo plazo	(605)	1,751	621	1,748
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	1	(1,049)	(1,436)	(1,049)
(+/-) Resultado financiero, neto	260	245	2,481	1,670
(+) Provisión impuesto a las ganancias	849	(718)	1,777	4,597
(+) Impuestos y otros	421	340	1,245	1,072
(+/-) Interés no controlante	241	318	1,154	1,251
EBITDA Consolidado	4,334	7,174	16,840	31,108

* El EBITDA ajustado sin incluir el efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario es de COP 4,629 mil millones 17,471 mil millones, para el 4T2020 y acumulado año, respectivamente.

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (4T20)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	(59)	(289)	1,023	0	675
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,801	403	288	0	2,492
(+/-) <i>Impairment</i> activos a largo plazo	(338)	71	(338)	0	(605)
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	1	0	0	0	1
(+/-) Resultado financiero, neto	271	(222)	211	0	260
(+) Provisión impuesto a las ganancias	(3)	169	683	0	849
(+) Otros Impuestos	181	200	40	0	421
(+/-) Interés no controlante	(18)	13	246	0	241
EBITDA Consolidado	1,836	345	2,153	0	4,334

Anexos Ecopetrol S.A.

A continuación, se presentan el Estado de Resultados y el Estado de Situación Financiera de Ecopetrol S.A.

Tabla 6: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)
Nacionales	6,800	8,992	(24.4%)	23,944	34,066	(29.7%)
Exterior	5,563	7,464	(25.5%)	19,585	28,550	(31.4%)
Total ingresos	12,363	16,456	(24.9%)	43,529	62,616	(30.5%)
Costos variables	7,944	9,851	(19.4%)	28,886	35,673	(19.0%)
Costos fijos	3,074	3,007	2.2%	11,456	11,546	(0.8%)
Costo de ventas	11,018	12,858	(14.3%)	40,342	47,219	(14.6%)
Utilidad bruta	1,345	3,598	(62.6%)	3,187	15,397	(79.3%)
Gastos operacionales	1,821	(130)	(1,500.8%)	2,841	1,622	75.2%
Utilidad operacional	(476)	3,728	(112.8%)	346	13,775	(97.5%)
Ingresos (gastos) financieros	300	(27)	(1,211.1%)	(3,021)	(1,626)	85.8%
Resultados de participación en compañías	827	2,637	(68.6%)	3,905	6,284	(37.9%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	651	6,338	(89.7%)	1,230	18,433	(93.3%)
Provisión impuesto a las ganancias	(6)	(815)	(99.3%)	760	(3,668)	(120.7%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	645	5,523	(88.3%)	1,990	14,765	(86.5%)
Gastos por <i>Impairment</i> de activos largo plazo	43	(2,083)	(102.1%)	(425)	(2,083)	(79.6%)
Impuesto de renta diferido sobre <i>impairment</i>	(13)	569	(102.3%)	123	569	(78.4%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	675	4,009	(83.2%)	1,688	13,251	(87.3%)
EBITDA	1,626	4,549	(64.3%)	6,066	19,375	(68.7%)
Margen EBITDA	13.2%	27.60%	(14.4%)	13.90%	30.90%	(17.0%)

Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,260	1,477	(14.7%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	4,921	5,178	(5.0%)
Inventarios	3,334	3,822	(12.8%)
Activos por impuestos corrientes	3,583	1,211	195.9%
Otros activos financieros	1,927	2,445	(21.2%)
Otros activos	1,166	1,110	5.0%
Total activos corrientes	16,191	15,243	6.2%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	25	6	316.7%
Total activos corrientes	16,216	15,249	6.3%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	55,530	52,644	5.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	516	638	(19.1%)
Propiedades, planta y equipo	23,312	21,183	10.1%
Recursos naturales y del medio ambiente	22,990	22,217	3.5%
Activos por derecho de uso	3,179	3,481	(8.7%)
Intangibles	210	232	(9.5%)
Activos por impuestos diferidos	4,680	3,557	31.6%
Otros activos financieros	557	2,789	(80.0%)
Otros activos	1,154	967	19.3%
Total activos no corrientes	112,128	107,708	4.1%
Total activos	128,344	122,957	4.4%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	3,245	3,284	(1.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	7,260	8,879	(18.2%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,935	1,856	4.3%
Pasivos por impuestos corrientes	408	1,198	(65.9%)
Provisiones y contingencias	1,087	671	62.0%
Otros pasivos	421	752	(44.0%)
Total pasivos corrientes	14,356	16,640	(13.7%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	42,116	33,014	27.6%
Provisiones por beneficios a empleados	10,402	9,552	8.9%
Pasivos por impuestos no corrientes	330	176	87.5%
Provisiones y contingencias	8,997	7,144	25.9%
Otros pasivos	48	19	152.6%
Total pasivos no corrientes	61,893	49,905	24.0%
Total pasivos	76,249	66,545	14.6%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	52,095	56,412	(7.7%)
Total patrimonio	52,095	56,412	(7.7%)
Total pasivos y patrimonio	128,344	122,957	4.4%

Tabla 8: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	4T 2020	4T 2019	% Part.	12M 2020	12M 2019	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	127.1	147.6	31.6%	172.2	149.0	41.1%
Asia	243.2	223.5	60.6%	205.7	187.7	49.2%
América Central / Caribe	5.2	21.8	1.3%	14.8	24.9	3.5%
Otros	7.3	7.8	1.8%	4.1	5.4	1.0%
Europa	18.8	0.0	4.7%	12.8	17.7	3.1%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	14.2	0.0%	4.7	10.8	1.1%
América del Sur	0.0	0.0	0.0%	0.0	1.7	0.0%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	4.2	8.2	1.0%
Total	401.6	414.9	100.0%	418.5	405.4	100.0%

Productos - kbped	4T 2020	4T 2019	% Part.	12M 2020	12M 2019	% Part.
América Central / Caribe	28.5	24.6	24.9%	39.7	32.9	36.2%
Costa del Golfo EE.UU.	29.2	7.6	25.5%	21.6	7.4	19.7%
Asia	12.5	26.7	10.9%	12.3	22.8	11.2%
América del Sur	9.8	13.3	8.6%	11.9	9.9	10.8%
Costa Este EE.UU.	29.1	46.5	25.4%	19.4	45.3	17.8%
Europa	5.5	0.1	4.8%	4.0	0.9	3.6%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.8	1.6	0.7%
Otros	0.0	1.0	0.0%	0.0	0.3	0.0%
Total	114.6	119.8	100.0%	109.7	121.1	100%

Nota: La información está sujeta a modificación posterior al cierre del trimestre, debido a que algunos destinos son reclasificados según el resultado final de las exportaciones.

Tabla 9: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales - kbped	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)
Crudo	185.1	195.3	(5.2%)	177.8	179.3	(0.8%)
Gas	2.1	4.5	(53.3%)	2.9	2.8	3.6%
Productos	2.7	3.9	(30.8%)	2.6	3.3	(21.2%)
Diluyente	0.1	1.7	(94.1%)	0.3	0.7	(57.1%)
Total	190.0	205.4	(7.5%)	183.6	186.1	(1.3%)

Importaciones - kbped	4T 2020	4T 2019	Δ (%)	12M 2020	12M 2019	Δ (%)
Crudo	24.9	12.8	94.5%	15.3	24.9	(38.6%)
Productos	68.4	73.3	(6.7%)	62.1	77.3	(19.7%)
Diluyente	30.5	45.5	(33.0%)	35.0	51.7	(32.3%)
Total	123.8	131.6	(5.9%)	112.4	153.9	(27.0%)

Total	313.8	337.0	(6.9%)	296.0	340.0	(12.9%)
--------------	--------------	--------------	---------------	--------------	--------------	----------------

Tabla 10: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Olini Oeste	A3	Tolima	Valle Superior del Magdalena	Hocol (100%)	Seco	Enero3/2020
2	Primero	Aguas Blancas 24	A1	Aguas Blancas 24	Valle Medio del Magdalena	PAREX (60% Operador) ECP (40%)	En evaluación	Enero 19/2020
3	Primero	Lorito Este-1	A3	CPO09	Llanos Orientales	ECP 55% (operador) Repsol (45%)	En evaluación	Enero31/2020
4	Segundo	Gato do Mato-4	A1	BM-S-54 / Sul de Gato do Mato	Santos	Shell 50% (Operador), Total 20%, ECP 30%	Exitoso	Marzo 30/2020
5	Segundo	Lorito A1	A1	CPO09	Llanos Orientales	ECP 55% (operador) Repsol (45%)	En evaluación	Junio 10/2020
6	Segundo	Obiwan-1	A3	YDSN-1	Sinú San Jacinto	Hocol (100%)	Seco	Junio 25/2020
7	Segundo	Saturno	A3	Saturno PSC	Santos	Shell 45% (Oper), Chevron 45%, ECP 10%	Seco	Junio 16/2020
8	Tercero	Nafta-1	A3	VMM-6	Valle Medio del Magdalena	ECP 100%	Seco	Agosto 01/2020
9	Tercero	Alqamari-1	A3	Putumato Occidental	Putumayo	ECP 100%	Seco	Agosto 25/2020
10	Tercero	Flamencos-2	A1	VMM-6	Valle Medio del Magdalena	ECP 100%	En evaluación	Septiembre 26/2020
11	Cuarto	Antillas-1	A3	Boqueron	Valle Superior del Magdalena	Perenco 30% (Operador), Nexen 20% y ECP 50% A Sólo riesgo por el operador	En evaluación	Octubre 11/2020
12	Cuarto	Chacha-2	A1	SSJN-1	Sinú San Jacinto	Lewis 50% (Operador) Hocol 50%	En evaluación	Noviembre 1/2020
13	Cuarto	Caipal Noreste B	A3	Convenio de Explotación Palagua	Valle Medio del Magdalena	Union Temporal IJP (Ismocol, Joshi, Parko) 50% (operador) ECP 50% En Comercialidad. A sólo riesgo por el operador	Seco	Noviembre 13/2020
14	Cuarto	Arrecife-3	A1	VIM-8	Valle Inferio del Magdalena	Hocol (100%)	Exitoso	Noviembre 19/2020
15	Cuarto	Cayena-1ST1	A3	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 80% (operador) ECP 20% A Sólo Riesgo por el Operador	Exitoso	Noviembre 19/2020
16	Cuarto	Chacha-3	A1	SSJN-1	Sinú San Jacinto	Lewis 50% (Operador) Hocol 50%	En evaluación	Noviembre 23/2020
17	Cuarto	El Niño-1	A3	Boqueron	Valle Superior del Magdalena	Perenco 30% (Operador), Nexen 20% y ECP 50% A Sólo riesgo por el operador	En evaluación	Noviembre 25/2020
18	Cuarto	Santa Bárbara 1S	A3	Las Monas	Valle Medio del Magdalena	Petrosantander 70% (operador) ECP 30% A Sólo riesgo por el operador	En evaluación	Diciembre 26/2020

Tabla 11: Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

Indicadores HSE*	4T 2020	4T 2019	12M 2020	12M 2019
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.63	0.70	0.50	0.60
Incidentes ambientales**	1	5	6	11

* Los resultados de los indicadores están sujetos a modificación posterior al cierre del trimestre debido a que algunos de los accidentes e incidentes son reclasificados según el resultado final de las investigaciones. ** Los incidentes ambientales son aquellos derrames de hidrocarburos superiores a 1 barril, con afectación ambiental