Resultados Primer Trimestre 2020

Adaptándonos a una coyuntura retadora

Producción y Ventas (kbped)

kbped: Miles de barriles de petróleo equivalente por día

Transporte (kbd)

Enfoque en optimización de:

- Costos fijos
- Actividades de operación
- Mantenimiento
- Modelo operativo

*Volúmenes 2019 ajustados por cambios en la compensación volumétrica de calidad

kbd: Miles de barriles por día

Refinación Carga (kbd)

- Operación disciplinada y eficiente
- Optimización de costos operativos (10%) y plan de inversiones (40%)
- Aseguramiento abastecimiento nacional

kbd: Miles de barriles por día

EBITDA / Margen EBITDA

Utilidad Neta COP Bn

Plan de Acción en Cuatro Frentes

INGRESOS

- Producción sostenible a 30 USD/BL
- Estrategia comercial proactiva

OPEX

- Optimización de COP 3.5 billones a la fecha
- Meta de optimización adicional hasta por COP 1 billón, para un total de COP 3.5 - 4.5 billones en 2020

CAPEX

- Nuevo Rango Plan de Inversiones 2020 entre USD 2,500 - 3,000 millones
- Priorización de los proyectos más rentables

CAJA

- Emisión Bono por USD 2,000 millones
- Desembolso líneas comprometidas y financiamiento de corto plazo por USD 1,100 millones

Información de contacto:
investors@ecopetrol.com.co Tel: +57 (1) 234 51 90

ecopetrol | DE TODOS, PARA TODOS

El 2020 inició como un año con perspectivas de crecimiento con un camino a recorrer claramente definido. Sin embargo, al cierre del primer trimestre del año, nos enfrentamos a condiciones de mercado retadoras e inesperadas, que se vieron reflejadas en una caída de más de 65% en el precio del crudo Brent frente al cierre de 2019, debido a choques externos como el fuerte incremento en la oferta de petróleo y la expansión del COVID-19 a nivel mundial, que ha generado una significativa contracción de la demanda tanto de crudos como de productos.

Esta crisis sin precedentes encontró al Grupo Ecopetrol en una posición operacional y financiera sólida, con un portafolio de inversiones competitivo frente a la industria y un nivel de apalancamiento que brinda la flexibilidad y los elementos para afrontar esta coyuntura. Aunque este escenario demanda una rápida respuesta y requiere importantes ajustes en el corto plazo, el enfoque en disciplina de capital, protección de la caja y crecimiento de producción y reservas se mantienen como ejes de una promesa de valor sostenible en mediano y largo plazo.

La vida y la seguridad de las personas en todas nuestras operaciones sigue siendo la máxima prioridad. Es por ello que, en respuesta a la emergencia ocasionada por el COVID-19, implementamos de forma oportuna el trabajo remoto, incluso desde antes que las autoridades dictaran las medidas de aislamiento obligatorio, aplicando el concepto de “mínimo vital operativo” para garantizar la continuidad de nuestro negocio de forma segura. Actualmente, de los 13,000 empleados del Grupo Ecopetrol, más de 9.000 trabajan remotamente a través de una conexión digital segura.

Así mismo, el Grupo Ecopetrol ha destinado aportes en inversión social en el país por más de COP 69 mil millones para enfrentar la pandemia. Estos recursos están siendo destinados al fortalecimiento del sistema de salud y ayuda humanitaria en distintas regiones del país.

Desde el punto de vista financiero, Ecopetrol ha emprendido un plan de ajustes con optimizaciones y medidas de austeridad que buscan alinear, con agilidad, la eficiencia del capital y los costos al nuevo entorno de precios, sin perder de vista el valor de la Compañía en el largo plazo. La primera etapa de este plan, anunciado el pasado 17 de marzo, contemplaba intervenciones en cuatro frentes: i) aumento de ingresos; ii) reducción de COP 2 billones en costos y gastos para fortalecer la competitividad de la empresa; iii) recorte de USD 1,200 millones en el plan de inversiones para 2020; iv) protección de la caja y financiamiento.

Hemos culminado esta primera etapa, alcanzando optimizaciones en costos y gastos por COP 3.5 billones. Así mismo, en línea con el plan, hemos obtenido financiamiento por USD 3,100 millones a través del desembolso de líneas comprometidas de crédito, contratos de financiamiento de corto plazo y emisión de bonos en los mercados internacionales. De esta forma, hemos logrado fortalecer nuestra posición de caja y anticiparnos ante eventuales necesidades de liquidez asociadas a un deterioro en las condiciones de mercado. Estas intervenciones se verán reflejadas en los resultados de los próximos trimestres.

En el primer trimestre de 2020 el Grupo Ecopetrol alcanzó una utilidad neta de COP 133 mil millones y un EBITDA de COP 5.3 billones. Estos resultados se explican principalmente por la fuerte caída del precio internacional del crudo Brent, el cual pasó de 64 USD/Bl en 1T19 a 51 USD/Bl en 1T20 y un fuerte debilitamiento de la canasta de crudos y productos. Al cierre del trimestre, el diferencial de la canasta de venta de crudo vs Brent registró -10.5 USD/Bl versus -7.6 USD/Bl, alcanzados en el mismo periodo de 2019. Lo anterior, fue compensado parcialmente con el fortalecimiento de los diferenciales en gasolina, nafta y diésel, y una devaluación del 13% de la tasa de cambio promedio frente al primer trimestre de 2019.

El fortalecimiento de nuestra estrategia comercial nos ha permitido reaccionar oportunamente y adaptarnos a las condiciones del mercado. De esta forma, se ha logrado anticipar ventas de crudo, continuar la diversificación de clientes finales y la ejecución de coberturas tácticas.

En la campaña **exploratoria**, el Grupo y sus socios completaron la perforación de 3 pozos en

Colombia. A nivel internacional, se destaca la perforación del pozo delimitador Gato do Mato-4, ubicado costa afuera en la cuenca Santos, en el Presal de Brasil. A la fecha, Ecopetrol y Shell continúan avanzando en el proyecto COL-5, Purple Angel y Fuerte Sur y se están adelantando las negociaciones del Joint Operating Agreement (JOA) de acuerdo con el cronograma establecido.

En el primer trimestre, la **producción** promedio del Grupo Ecopetrol alcanzó 735 kbped, es decir, 7 kbped más versus el primer trimestre de 2019, pese a eventos de orden público y el inicio del deterioro en el entorno de mercado. Se destacan dos hitos: i) la reversión a partir del 1 de marzo de la operación de los campos Pauto Sur y Floreña a Ecopetrol, debido a la finalización del contrato de asociación Piedemonte que operaba Equión desde hace 9 años, y ii) la aprobación el pasado 7 de abril por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio del acuerdo firmado entre Hocol, filial del Grupo Ecopetrol, y Chevron Petroleum Company para adquirir la participación de esta última en los campos Chuchupa y Ballena, ubicados en el Departamento de La Guajira. De esta forma, seguimos avanzando en la transición energética y el crecimiento del portafolio de gas,natural.

A nivel internacional, dentro del marco del JV con Oxy, se acordó un cambio en el Plan 2020 enfocado en priorizar la preservación y la protección de la caja. Este nuevo plan se traducirá en una producción promedio en 2020 entre 4 y 5 kbped para Ecopetrol, con un total entre 21-23 pozos operados produciendo al cierre del año. Este plan ya se encuentra en ejecución gracias a la flexibilidad que ofrece el manejo de activos de ciclo corto.

En el segmento de **transporte**, el volumen transportado se mantuvo en línea frente al primer trimestre de 2019, presentando estabilidad operativa. Destacamos la mayor evacuación hacia Coveñas por los corredores de Ayacucho- Coveñas y ODC, principalmente por los menores tiempos de mantenimiento para la reparación del Oleoducto Caño Limón - Coveñas. No se realizaron reversiones durante el trimestre.

El segmento de **refinación** estuvo afectado, especialmente durante el mes de marzo, por la abrupta caída de la demanda de sus principales productos, como consecuencia del COVID-19. El margen bruto de refinación conjunto se ubicó en 9.5 USD/Bl y la carga promedio conjunta fue de 345 mil barriles por día, una reducción cercana al 1.7% frente al mismo periodo de 2019.

Por su parte, continuamos con el compromiso de ofrecer combustibles más limpios al país. En el primer trimestre, el diésel que distribuimos en el país tuvo un promedio de 10 partes por millón de azufre (ppm) y de 100 ppm en gasolina, niveles inferiores al exigido por la regulación colombiana vigente de 50 ppm en diésel y de 300 ppm en gasolina.

Como parte de los esfuerzos para contribuir con la preservación del medio ambiente y avanzar hacia la **descarbonización**, durante el primer trimestre logramos la verificación, por parte de la firma Ruby Canyon Engineering, de la reducción de 178,099 toneladas de CO2 equivalente, las cuales serán objeto de registro para obtener un número equivalente de Certificados de Reducción de Emisiones.

En adición a lo anterior, en febrero se lanzó al mercado el proceso competitivo para la adjudicación del Parque Solar San Fernando a través de un esquema Power Purchase Agreement (PPA) que, con sus 50 MW de capacidad, será el parque de autogeneración solar más grande del país. Así mismo, continuamos avanzando en la maduración de otros proyectos por 120 MW adicionales de generación solar que se espera sean adjudicados en 2020.

Quiero destacar dos eventos que se dieron en el primer trimestre del año: el primero, la realización de la primera Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol 100% virtual, con el propósito de acoger las medidas impuestas por el Gobierno Nacional para enfrentar la coyuntura del COVID-19; el segundo, la aprobación de un dividendo de 180 pesos por acción en dicha Asamblea, respaldado por el sólido desempeño financiero de la Compañía en 2019, el cual, en línea con condiciones de entorno vigentes, se pagará en su mayoría a lo largo del segundo semestre.

El entorno de bajos precios de crudo y la débil demanda determinan una nueva realidad a la que debemos adaptarnos. Es por esto que hemos decidido avanzar en intervenciones adicionales, con el objetivo de asegurar una operación sostenible y un flujo de caja positivo en un entorno de precios de entre 30 y 40 USD/Bl durante 2020. Estas medidas

incluyen: i) Protección de los ingresos a través de una producción rentable, una gestión comercial proactiva y la ejecución de coberturas estratégicas; ii) Disminución adicional en los costos y gastos de COP 1.5 billones, alcanzando una reducción de COP 3.5 billones a la fecha, para lograr una meta entre COP 3.5 – 4.5 billones a cierre del año; iii) ajuste en nivel de inversiones en un nuevo rango entre USD 2,500 - 3,000 millones. Mantenemos los proyectos estratégicos que nos permitirán preservar el cumplimiento de nuestra visión de largo plazo y generar valor a nuestros accionistas.

Es claro que la coyuntura y las medidas necesarias para afrontarla tendrán impactos en varias de las metas establecidas dentro del plan de negocio 2020-2022, por lo cual consideramos necesario revisarlas. En el segundo semestre del año, en la medida que las condiciones de entorno se estabilicen, se relanzará el plan para estos años.

Ahora más que nunca, Ecopetrol mantiene su compromiso con la excelencia operacional, la seguridad y el cuidado de sus trabajadores, la protección del medio ambiente, el desarrollo conjunto con las comunidades y la generación de valor para los accionistas.

Felipe Bayón Pardo
Presidente Ecopetrol S.A.

Bogotá, mayo 11 de 2020. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el primer trimestre de 2020, preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

Ecopetrol registró al cierre del primer trimestre del 2020 una utilidad neta consolidada de COP 133 mil millones y un EBITDA consolidado de COP 5.3 billones, impactados por un entorno retador. La Compañía ha enfrentado esta nueva coyuntura con un plan de intervención que tiene como objetivo a corto plazo asegurar una operación sostenible y con flujo de caja positivo, en un entorno de precios de Brent entre 30-40 USD/Bl año promedio.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2020	1T 2019	Δ ($)	Δ (%)
Ventas totales	**15,072**	**15,943**	**(871)**	**(5.5%)**
Depreciación y amortización	2,153	1,970	183	9.3%
Costos variables	6,696	6,118	578	9.4%
Costos fijos	2,438	2,147	291	13.6%
Costo de ventas	**11,287**	**10,235**	**1,052**	**10.3%**
Utilidad bruta	**3,785**	**5,708**	**(1,923)**	**(33.7%)**
Gastos operacionales y exploratorios	1,078	751	327	43.5%
Utilidad operacional	**2,707**	**4,957**	**(2,250)**	**(45.4%)**
Ingresos (gastos) financieros, neto	(665)	(386)	(279)	72.3%
Participación en resultados de compañías	(1)	161	(162)	(100.6%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**2,041**	**4,732**	**(2,691)**	**(56.9%)**
Provisión impuesto a las ganancias	(630)	(1,674)	1,044	(62.4%)
Utilidad neta consolidada	**1,411**	**3,058**	**(1,647)**	**(53.9%)**
Interés no controlante	(347)	(313)	(34)	10.9%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	**1,064**	**2,745**	**(1,681)**	**(61.2%)**
Gastos por Impairment de activos largo plazo	(1,209)	0	(1,209)	-
Impuesto de renta diferido sobre impairment	278	0	278	-
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**133**	**2,745**	**(2,612)**	**(95.2%)**
EBITDA	**5,257**	**7,357**	**(2,100)**	**(28.5%)**
Margen EBITDA	**34.9%**	**46.1%**	**-**	**(11.2%)**

Las cifras incluidas en este reporte no son auditadas. La información financiera se encuentra expresada 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 5.5% en los ingresos por ventas del 1T20 versus el 1T19 como resultado combinado de:

a) Un menor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de -12.2 USD/Bl (COP -3.2 billones), principalmente por la disminución del precio del Brent y la pérdida en diferenciales de crudo y fuel oil, compensado parcialmente con mejores diferenciales en gasolinas, nafta y diésel.
b) Mayores volúmenes de ventas (COP +0.5 billones, +22 kbped), asociado al incremento en la producción por entrada en operación de la planta de GLP en Cupiagua, mayores compras por nuevos contratos de comercialización y ventas de gas domiciliario por la consolidación de Invercolsa a partir del 4T19.
c) Un aumento en la tasa de cambio promedio, impactando positivamente los ingresos (COP +1.9 billones).
d) Menores ingresos por servicios de transporte y otros (COP -0.1 billones).

Tabla 2: Ventas Volumétricas - Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	1T 2020	1T 2019	Δ (%)
Destilados Medios	147.4	153.4	(3.9%)
Gasolinas	114.6	111.6	2.7%
Gas Natural	87.0	78.3	11.1%
Industriales y Petroquímicos	24.7	22.5	9.8%
GLP y Propano	18.5	14.8	25.0%
Crudo	5.5	8.8	(37.5%)
Combustóleo	2.1	1.4	50.0%
Total Volúmenes Locales	**399.8**	**390.8**	**2.3%**

Volumen de Exportación - kbped	1T 2020	1T 2019	Δ (%)
Crudo	424.5	408.4	3.9%
Productos	104.6	107.9	(3.1%)
Gas Natural*	1.4	1.8	(22.2%)
Total Volúmenes de Exportación	**530.5**	**518.1**	**2.4%**
Total Volúmenes Vendidos	**930.3**	**908.9**	**2.4%**

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

Ventas en Colombia (43%): Incremento de 2.3% versus 1T19, debido al efecto combinado de:

- **Gas:** Mayores ventas por entrada en diciembre de 2019 de nuevos contratos de Cusiana y Cupiagua, y ventas de gas domiciliario de Invercolsa, filial que consolida desde diciembre de 2019.
- **GLP y Propano:** Mayor oferta por la entrada de la planta Cupiagua desde septiembre de 2019.
- **Industriales y Petroquímicos:** Incremento impulsado por mayores ventas de asfalto con destino exportación y mayor demanda nacional por recuperación de malla vial en Bogotá y reactivación en ejecución de obras de 4G.
- **Destilados Medios:** Menores ventas por caída en la demanda debido al aislamiento preventivo obligatorio por COVID-19.

Ventas Internacionales (57%): Aumento de 2.4% versus 1T19, debido al efecto combinado de:

- **Crudo:** Mayores ventas por aumento en la producción y en las compras de crudo nacional.
- **Productos (Gasolina):** Menor disponibilidad de producto para exportar ante mayores internaciones de nafta utilizada como diluyente.

Comportamiento de Precios y Diferenciales

Tabla 3: Precios Promedio y Diferencial de las Canastas - Grupo Ecopetrol

USD/Bl	1T 2020	1T 2019	Δ (%)
Brent	50.8	63.8	(20.4%)
Canasta de Venta de Gas	23.0	24.2	(5.0%)
Diferencial Canasta de Crudo	(10.5)	(7.6)	(38.2%)
Canasta de Venta de Crudo	40.3	56.2	(28.3%)
% Diferencial Canasta Crudo versus. Brent	(20.7%)	(11.9%)	(73.9%)
Diferencial Canasta de Productos	8.6	6.2	38.7%
Canasta de Venta de Productos	59.4	70.0	(15.1%)
% Diferencial Canasta Productos versus. Brent	16.9%	9.7%	74.2%

Crudos: La estrategia comercial se centró en la anticipación de las ventas de crudo con enfoque en clientes estratégicos con contratos marco de suministro de largo plazo, lo cual ha asegurado la colocación de los barriles dentro de las dietas base de sus sistemas de refinación. Este hecho ha permitido mitigar el impacto en los diferenciales de los crudos de exportación durante la coyuntura por el COVID-19.

Esta estrategia se ha podido materializar gracias a la continuidad operativa de la cadena de suministro, la estabilidad en la calidad de los crudos, la oportunidad en la entrega de los productos y la flexibilidad contractual ofrecida a los clientes.

Productos Refinados: El diferencial de la canasta de productos versus Brent se fortaleció por un mejor diferencial en las ventas de asfalto y por el aprovechamiento de condiciones de mercado para diésel y gasolina.

Gas Natural: Los precios de venta de gas pactados contractualmente se han mantenido estables frente al 1T19. El menor precio está explicado por ajustes de periodos anteriores en 2019.

Programa de Coberturas: En 2019 Ecopetrol aprobó una Política de Coberturas (tácticas y estratégicas) e implementó procesos, procedimientos y controles para su ejecución. El programa de coberturas tácticas permite capturar valor en operaciones de trading y Asset Backed Trading (ABT), mitigando el riesgo de mercado de operaciones específicas. Por su parte, las coberturas estratégicas buscan proteger los estados financieros consolidados del Grupo ante fluctuaciones de variables de mercado dentro de un periodo de tiempo determinado, dando estabilidad al flujo de caja.

Al cierre del 1T20, se ejecutaron 10 coberturas tácticas para 7.65 millones de barriles de crudo de exportación, 500 kbp de crudo para la refinería de Cartagena, y 3.71 millones de barriles de fuel oil de la refinería de Barrancabermeja. De estas 10 coberturas, 3 ya se han liquidado y 7 continúan abiertas.

Adicionalmente, en abril se realizaron coberturas estratégicas para mitigar el impacto de la volatilidad del precio del Brent en el resultado de las exportaciones de abril, mayo y junio. En adelante, se seguirán ejecutando operaciones en la medida que las condiciones de mercado así lo ameriten.

Costo de Ventas

Depreciación y Amortización: Aumento del 9.3% en el 1T20 frente a 1T19, como resultado de i) un mayor nivel de inversión de capital, ii) el efecto cambiario de la devaluación del peso frente al dólar sobre la depreciación de las empresas del Grupo con moneda funcional dólar y iii) un mayor nivel de producción.

Costos Variables: Los costos variables del 1T20 aumentaron en 9.4% frente al 1T19, principalmente por efectos compensados entre:

a) El ajuste al valor del inventario de crudo y productos en Ecopetrol y Reficar, para llevarlo a su valor recuperable (COP +0.5 billones), dado que como resultado de las actuales condiciones de mercado, las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF establecen que se debe reconocer el valor del inventario a un valor no menor a su precio de venta, garantizando de esta manera una estimación sobre las posibles pérdidas.
b) El incremento en el costo de energía (COP +0.1 billones) principalmente por mayores compras para suplir la salida de la línea de transmisión en los campos Castilla la Nueva y Chichimene para repotenciación.
c) El aumento en otros costos (COP +0.1 billones), asociados principalmente a regalías de gas, en línea con el incremento de producción.
d) Lo anterior fue compensado con un menor costo en compras de crudo, gas y productos (COP -0.2 billones), por efecto neto entre: i) la disminución del precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudos, productos y gas (COP -1.1 billones), ii) el aumento de la tasa de cambio promedio de las compras (COP +0.6 billones) y ii) el incremento en el volumen comprado (COP +0.3 billones, +19 kbped).

Costos Fijos: En el 1T20 los costos fijos aumentaron 13.6% con respecto a 1T19 por la combinación de:

a) El incremento en mantenimiento, servicios contratados, y otros costos de la actividad (COP +0.2 billones), como resultado del aumento en la operación, antes de la implementación de las medidas de optimización anunciadas.
b) Un mayor costo laboral (COP +0.1 billones), principalmente por el aumento salarial frente al año anterior y el aumento de la planta de personal.

Gastos Operativos y Exploratorios (Netos de Ingresos) antes de Impairment

Los **Gastos Operativos y Exploratorios** del 1T20 aumentaron 43.5% con relación al 1T19, principalmente por:

a) El reconocimiento de un ingreso no recurrente en el 1T19, por fallo a favor de Ocensa de un litigio relacionado con el lleno de línea en el sistema de transporte, no presentado en el 1T20.
b) Mayores gastos de depreciaciones y amortizaciones relacionados con mantenimientos de las plantas de las refinerías que no generaron ingresos en el periodo, y de Invercolsa que inició a consolidar a partir del 4T19.
c) Mayores gastos laborales por incremento salarial y aumento de planta de personal.
d) Otros gastos operacionales relacionados con i) mayor inversión social, ii) actualización de provisiones ambientales y iii) afectaciones ocasionadas por terceros al sistema de transporte y válvulas ilícitas, entre otros.

Resultado Financiero (No Operacional)

Incremento del 72.3% en el gasto financiero del 1T20 frente al 1T19 por el efecto neto de:

a) Pérdida contable no realizada en la valoración del portafolio, debido a menores tasas actuales de mercado, (COP -156 mil millones), dado que el reconocimiento contable se realiza a su valor razonable. El manejo de tesorería garantiza que la venta de las posiciones de portafolio de títulos se realicen sin pérdida frente a su valor de compra.
b) Mayores intereses financieros de la deuda en dólares, por efecto de la devaluación del peso frente al dólar (COP -33 mil millones).

La exposición cambiaria generada por la valoración de la posición neta en dólares del Grupo se optimizó durante el 1T20, gracias a la ampliación de la contabilidad de coberturas de inversión neta de negocios en el

extranjero por USD 900 millones, asociado a i) el giro de recursos por cierre de la negociación con Oxy para el desarrollo de Yacimientos No Convencionales en la Cuenca del Permian, ii) el desembolso de los recursos para Gato Do Mato en Ecopetrol Brasil y iii) la ampliación de coberturas en la inversión en otras compañías cuya moneda funcional es el dólar.

La **Tasa Efectiva de Tributación** del 1T20 se ubicó en 42.3% frente al 35.4% en el 1T19. El aumento se explica principalmente por el reconocimiento del impairment de activos de largo plazo de la refinería de Cartagena, que tributa bajo un régimen especial al ser zona franca, compensado parcialmente con una reducción de 1 punto porcentual en la tasa nominal de tributación establecida en la Ley de Financiamiento.

Impairment de Activos de Largo Plazo

La Compañía realizó un análisis del valor recuperable de sus principales activos de largo plazo para el corte a marzo del 2020, ajustando los supuestos utilizados en la evaluación al corte de diciembre 31 de 2019, principalmente en i) precios de corto plazo del Brent, ii) diferenciales de calidad iii) márgenes de refinación, y iv) tasas de descuento actualizadas con las variables macroeconómicas observadas en marzo de 2020. El resultado es el reconocimiento de un gasto por impairment por COP 1.2 billones, de los cuales COP 0.5 billones corresponden al segmento de Exploración y Producción y COP 0.7 billones al segmento de Refinación.

Esta cifra corresponde al mejor estimado con el que cuenta la Compañía al cierre del trimestre y es posible que, ante la volatilidad del mercado, pueda ser ajustada en el transcurso del año. Cabe resaltar que los cargos por impairment en el resultado del periodo no implican desembolsos de efectivo y son susceptibles de reversión en el escenario en el que una mejora en las condiciones de mercado implique que el valor recuperable de un activo sea superior a su valor en libros.

Flujo de Caja y Deuda

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2020	1T 2019
Efectivo y equivalentes inicial	**7,076**	**6,312**
(+) Flujo de la operación	2,572	4,834
(-) CAPEX	(3,453)	(1,938)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	2,493	699
(+) Otras actividades de inversión	96	152
(-) Pagos de capital e intereses de deuda	(600)	(683)
(-) Pagos de dividendos	(426)	(333)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	1,039	(105)
Efectivo y equivalentes final	**8,797**	**8,938**
Portafolio de inversiones	2,934	7,365
Caja total	**11,731**	**16,303**

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 1T20 la caja del Grupo Ecopetrol, que incluye equivalentes de efectivo y portafolio de títulos valores de corto y largo plazo, cerró en COP 11.7 billones (50% COP y 50% USD). Durante el trimestre, la principal fuente de caja fue resultado de la actividad operativa (COP 2.6 billones) que permitió cubrir i) la salida de recursos para inversión en Capex por COP 3.5 billones, ii) el pago de intereses y amortización periódica de la deuda por COP 0.6 billones, y iii) el pago de dividendos a accionistas no controlantes de las filiales del segmento de transporte por COP 0.4 billones.

Deuda: Al 31 de marzo, el saldo de la deuda en el balance fue COP 46.5 billones, equivalente a USD 11.4 billones y se adelantaron las siguientes gestiones de endeudamiento durante el mes de abril:

- Desembolso de la línea de crédito contingente por USD 665 millones contratada con Scotiabank (USD 430 millones) y Mizuho Bank (USD 235 millones) en septiembre de 2018.

- Contratación de créditos de tesorería en pesos colombianos y en dólares americanos por valor de COP 775 mil millones y USD 100 millones respectivamente.
- Emisión de bonos internacionales por USD 2,000 millones.

Como consecuencia de estas actividades de financiamiento, el indicador Deuda Bruta/EBITDA reportado con corte a marzo de 2020, pasaría de 1.6x a 2.0x por efecto del nuevo financiamiento.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Participación
Producción	348	125	473	50.3%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	35	30	65	6.9%
Exploración	30	314	344	36.6%
Transporte*	(0)	44	44	4.7%
Corporativo	14	0	14	1.5%
Total	**427**	**513**	**940**	**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)

La inversión del Grupo Ecopetrol ascendió a USD 940 millones para el 1T20, presentando un incremento de 45% frente al 1T19, debido principalmente al pago de las obligaciones contractuales derivadas del acuerdo con Shell en el proyecto Gato do Mato en Brasil. Se destaca que este año el plan incorpora las inversiones en los bloques que se encuentran o han sido transferidos para ejecución de las actividades de exploración y desarrollo.

De la inversión del 1T20, el 87% proviene del segmento de exploración y producción. Por su parte, el 83% de la inversión se destinó a oportunidades de crecimiento con foco en aumento de producción y reservas. Finalmente, el 57% de la inversión se realizó en Colombia y el 43% restante a nivel internacional.

En el 1T20 la ejecución de las inversiones no presentó impactos significativos por la caída de los precios del crudo y las medidas tomadas por el gobierno para evitar la propagación del COVID-19.

II. Medidas de Ajuste ante Entorno Actual

El pasado 17 de marzo Ecopetrol anunció una primera etapa de medidas para afrontar las nuevas condiciones de mercado, entre ellas una reducción de USD 1,200 millones en el Plan de Inversiones y de COP 2.0 billones en los costos y gastos. Luego de considerar nuevas condiciones de mercado, la Compañía decidió avanzar en intervenciones adicionales, con el objetivo de asegurar una operación sostenible y un flujo de caja positivo en un entorno de precios de entre 30 y 40 USD/Bl durante 2020. Las medidas incluyen:

1. El nuevo rango del Plan de Inversiones para el 2020 se estima entre USD 2,500 – 3,000 millones, frente al plan inicialmente anunciado de USD 4,500 – 5,500 millones. Esta nueva etapa contiene i) proyectos que no son rentables a las nuevas condiciones de mercado, y que a su vez, están siendo pospuestos hasta que se observe una recuperación en los precios internacionales de crudo e ii) inversiones de continuidad operativa que pueden ser optimizadas o desplazadas en el tiempo sin comprometer la integridad y confiabilidad de los activos. Así mismo, esta etapa considera los impactos en la ejecución de proyectos por las medidas tomadas en respuesta al COVID-19.

   El nuevo plan de inversiones prioriza proyectos de crecimiento rentables en las nuevas condiciones de mercado (67%) y de continuidad operativa para asegurar la integridad, eficiencia y confiabilidad en toda la cadena de valor (33%). Las inversiones siguen concentradas en Colombia (80%), protegiendo los

proyectos normativos, la inversión social, los estudios de yacimientos no convencionales y los proyectos de producción de gas que garantizan el suministro a las regiones de Colombia. Así mismo, las inversiones en el exterior aseguran el cumplimiento de obligaciones contractuales de los activos en estas geografías.

2. Una disminución adicional en los costos y gastos de COP 1.5 billones, alcanzando una reducción de COP 3.5 billones a la fecha. La meta para cierre de año se ubica entre COP 3.5 – 4.5 billones. Estas optimizaciones adicionales están enfocadas principalmente en: i) dilución y transporte, ii) actividades de mantenimiento en subsuelo y superficie, así como priorización de mantenimientos en plantas y sistemas de transporte y iii) racionalización de gastos exploratorios y actividades de campo soportados en aprovechamiento de procesos digitales. De igual forma, se priorizan actividades con socios, costos y gastos generales, renegociación de contratos, honorarios, servicios contratados, viajes, consultorías, adecuaciones, gastos administrativos y gestión de gasto laboral relacionado con el congelamiento de vacantes, capacitaciones, entre otras.

Se espera que como resultado de las expectativas de precios del Brent y de las medidas de intervención implementadas por la Compañía, el Breakeven de Utilidad Neta (sin considerar efectos de impairment) continúe en menos de 30 USD/Bl, el costo total gestionable[1] se ubique en un rango entre 19 - 22 USD/Bl y el Breakeven de Caja se ubique alrededor de 26 USD/Bl a cierre de 2020.

Bajo el escenario actual, Ecopetrol considera que las metas planteadas en el Plan de Negocios 2020 – 2022, diferentes a las actualizadas en el párrafo anterior, no reflejan la realidad actual del negocio, por lo cual se espera anunciar nuevas metas durante el segundo semestre del 2020, en la medida en que las condiciones de entorno se normalicen.

A continuación se detallan otras iniciativas llevadas a cabo en diferentes frentes de la compañía durante el trimestre con el fin de afrontar la situación de entorno:

Comercialización: Ecopetrol ha estado en comunicación permanente con distribuidores mayoristas y con el Ministerio de Minas y Energía, para atender los diferentes requerimientos dada la coyuntura de restricción de la demanda. Se han ajustado los programas de producción, refinación y transporte de manera oportuna, asegurando la continuidad del abastecimiento de combustibles a nivel nacional y garantizando una operación eficiente.

Así mismo, se han implementado medidas para garantizar el cumplimiento de los contratos de compra-venta de crudo y productos tanto a nivel local como internacional, a través de acciones como almacenamiento, ajustes a los programas de entrega, optimizaciones logísticas, coberturas financieras y otras, encaminadas a proteger los márgenes de la compañía.

Iniciativas de Almacenamiento:

Crudos: El Grupo cuenta con una capacidad total de 4.7 millones de barriles. Así mismo, se evalúan permanentemente alternativas de almacenamiento flotante en buques tipo Suezmax (1.0 millones de barriles) y *Very Large Crude Carrier - VLCC* (2.0 millones de barriles) al tiempo que se trabaja en la identificación de oportunidades de almacenamiento on-shore con terceros en Colombia.

Productos: Se cuenta con una capacidad cercana a 6.7 millones de barriles, dispersos en distintos puntos del sistema. A nivel internacional, se revisan sistemáticamente diferentes opciones para almacenamiento principalmente en el Caribe.

[1] Incluye: costo de transporte, gastos operacionales, costos operativos. Calculado sobre los barriles vendidos.

Exploración: Se ha optimizado alrededor del 40% del plan de inversiones aprobado para 2020, suspendiendo principalmente la adquisición de información sísmica y desplazando la perforación de algunos pozos, buscando contribuir a la rentabilidad y sostenibilidad del Grupo. Igualmente, como medidas preventivas de propagación del virus, se está operando en sitio con el mínimo personal necesario y a la fecha los proyectos y frentes de trabajo de perforación se han detenido temporalmente en un punto seguro y óptimo.

Por otra parte, la implementación del proyecto Petrotécnica Digital ha permitido que los profesionales puedan acceder remotamente a aplicaciones especializadas y datos técnicos.

Producción: Se han implementado medidas de prevención, contención y mitigación que incluyen: i) maximizar el trabajo remoto de los campos de producción, ii) ajustes en los cambios de turnos e implementación de mínimos operativos en las instalaciones, iii) relacionamiento con autoridades locales y nacionales para garantizar el cumplimiento de las nuevas normativas y iv) revisión de los procedimientos de control del trabajo para seguir garantizando la continuidad de la operación de forma segura y responsable.

Por otra parte, se ha mantenido la operación y mantenimiento de campos y se dio inicio a programas de optimización de inversiones, costos y gastos, gestionando con aliados de Ecopetrol la viabilidad de proyectos a menores costos con un beneficio para las partes y comunidades en términos de empleo.

Gas: Se han tomado medidas sectoriales que incluyen a los diferentes agentes de la cadena con el fin de abordar la problemática de la menor demanda de gas, la cual se ha impactado entre 20% - 30% en promedio como consecuencia de la emergencia sanitaria. Ecopetrol, en particular, aprobó Fuerzas Mayores declaradas por sus clientes por 86.2 Gbtud en el mes de marzo, ofreció alternativas para la devaluación del peso con el fin de mitigar el efecto en los usuarios finales y se están implementando las diferentes medidas establecidas por la regulación. Con los excedentes derivados de la disminución de la demanda en el país, se está desarrollando una estrategia comercial enfocada en atender el sector térmico.

Transporte: Cenit y sus filiales informaron al mercado el pasado 29 de abril que ofrecieron a los productores pagar la mitad de la tarifa durante mayo y junio, luego aplicará un periodo de gracia durante julio y agosto, e iniciarán el pago de la otra mitad a partir de septiembre de 2020. Este apoyo se suma a los descuentos comerciales en la tarifa que se ofreció a los remitentes desde comienzos de abril.

Las empresas del segmento de transporte han trabajado en tres frentes: i) garantizar la continuidad operativa, realizando ajustes de turnos e implementando esquemas de operación alternos para facilitar el distanciamiento social y fortalecer la conectividad para comunicaciones en las estaciones, ii) el bienestar y desarrollo para los empleados y sus familias con protocolos de trabajo en casa y cambios en procesos administrativos para asegurar la operación virtual y iii) la implementación de medidas de protección laboral en salud e higiene para los contratistas que son fuerza laboral en la emergencia.

Refinación: Las refinerías han venido operando bajo el cumplimiento estricto de los protocolos para controlar y evitar la propagación del COVID-19, con disciplina y bajo un marco de integridad y eficiencia para adaptarse operacionalmente a la nueva situación de entorno. Para ello, se han implementado medidas tales como: i) ajuste en cargas a las unidades para alinear la producción a los nuevos niveles de demanda, ii) revisión y priorización del esquema de paradas programadas con reprogramaciones de mantenimientos y iii) almacenamientos adicionales de crudos, componentes y productos. Así mismo, las refinerías han mantenido su operación asegurando el abastecimiento nacional y la calidad de los combustibles entregados.

A la fecha se han optimizado alrededor del 10% de los costos operativos presupuestados y se continúan identificando fuentes adicionales de optimización, bajo la premisa de mantener la integridad y eficiencia en los procesos. Frente al plan de inversiones, se han priorizado aquellos proyectos críticos para mantener la seguridad e integridad operativa de las refinerías y aquellos de mayor generación de valor para el segmento, optimizando y desplazando alrededor del 40% del plan de inversiones previsto para este año.

HSE: Se creó el Comité de Respuesta en Salud COVID-19, encargado de dictar los lineamientos técnicos, el aseguramiento de recursos para la atención de la epidemia y el seguimiento y vigilancia a casos probables y/o confirmados. Así mismo, se conformó el Comité de Crisis COVID-19, conformado por vicepresidentes de la Compañía, cuya función principal es prevenir, preparar y responder frente a los impactos reales y potenciales que la pandemia puede generar en la integridad de las personas y la continuidad de las operaciones.

Ecopetrol se encuentra trabajando bajo el concepto de Mínimo Vital Operativo, lo cual implica la operación de plantas y procesos con el mínimo personal requerido para operar y ajustando los turnos operativos.

Inversión Social: Ecopetrol adaptó su estrategia de inversión social de tal manera que se canalicen recursos para cumplir con tres objetivos básicos durante la pandemia: i) apoyo a las entidades territoriales por cerca de COP 69 mil millones, principalmente de las zonas de operación de la Compañía, con ayudas humanitarias y mediante el fortalecimiento de los sistemas de salud en alineación con las directrices y prioridades dadas por el Gobierno Nacional, ii) implementación de proyectos de corto plazo para generar reactivación económica en las zonas de influencia de la Compañía y iii) priorización de la ejecución de la inversión social que responde a compromisos estratégicos adquiridos previamente con las entidades territoriales.

Por otra parte, se creó el Comité de Crisis Empresarial de Precios del Crudo, en el cual se han desplegado los equipos, planes y recursos para responder a la coyuntura actual de precios y minimizar sus impactos sobre la Compañía.

III. Resultados por Segmento de Negocio

1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Exploración

Ecopetrol y sus socios completaron la perforación de tres pozos: i) el pozo Olini Oeste-1, el cual se declaró seco y fue taponado y abandonado, ii) el pozo delimitador Aguas Blancas 24 y iii) el pozo exploratorio Lorito Este-1, ambos suspendidos temporalmente y pendientes de la realización de las pruebas de producción.

Continuando con la campaña exploratoria 2020, al cierre del trimestre se encontraban en perforación los pozos Nafta-1, Liria YW-12 y Lorito A1, todos operados por Ecopetrol; el pozo Antillas-1 operado a solo riesgo por la compañía Perenco y el pozo Obiwan-1 operado por la filial Hocol. A raíz de la emergencia sanitaria a causa del COVID-19, los pozos fueron llevados a punto seguro y se suspendieron temporalmente las operaciones.

La producción acumulada en el 1T20 de los activos exploratorios alcanzó 346.7 kbpe (3,810 bped), frente a 149.6 kbpe (1,660 bped) del 1T19, proveniente de las pruebas extensas de los descubrimientos Boranda, Andina, Esox y Bullerengue, perforados en 2019.

Desarrollo Offshore: Ecopetrol y Shell continúan avanzando en el proyecto de COL-5, Purple Angel, Fuerte Sur y se están adelantando las negociaciones del Joint Operating Agreement (JOA) de acuerdo con el cronograma establecido. Los planes de ejecución del pozo delimitador en 2021 siguen en firme y, durante 2020, se iniciarán las actividades de monitoreo ambiental del sitio en donde se perforará el pozo para iniciar la preparación del correspondiente Plan de Manejo Ambiental.

Gato do Mato: En desarrollo de las actividades previstas en el proyecto offshore Gato do Mato, localizado en la cuenca Santos en Brasil, Shell como operador del proyecto finalizó la perforación del pozo delimitador Gato do Mato-4. A la fecha se encuentran en curso los trámites para concretar la entrada de Ecopetrol en el proyecto.

Producción

Tabla 6: Producción Bruta* - Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	1T 2020	1T 2019	Δ (%)
Crudo	554.5	551.0	0.6%
Gas Natural	122.6	114.1	7.4%
Total Ecopetrol S.A.	**677.1**	**665.1**	**1.8%**
Crudo	21.8	21.1	3.3%
Gas Natural	8.8	8.6	2.3%
Total Hocol	**30.6**	**29.7**	**3.0%**
Crudo	4.6	8.3	(44.6%)
Gas Natural	3.5	5.0	(30.0%)
Total Equion**	**8.1**	**13.3**	**(39.1%)**
Crudo	3.2	3.6	(11.1%)
Gas Natural	0.9	1.2	(25.0%)
Total Savia**	**4.1**	**4.8**	**(14.6%)**
Crudo	11.9	13.0	(8.5%)
Gas Natural	1.9	2.0	(5.0%)
Total Ecopetrol America	**13.8**	**15.0**	**(8.0%)**
Crudo	1.1	0.0	-
Gas Natural	0.3	0.0	-
Total Rodeo Midland Basin	**1.4**	**0.0**	**-**
Crudo	597.1	597.0	0.0%
Gas Natural	138.0	130.9	5.4%
Total Grupo Ecopetrol	**735.1**	**727.9**	**1.0%**

* La producción bruta incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada compañía.
** Equión y Savia se incorporan en los Estados Financieros a través del método de participación. La Producción de Equión va hasta el 28 de febrero de 2020, que corresponde a la fecha de finalización del contrato de asociación Piedemonte. A partir del primero de marzo de 2020 Ecopetrol tiene el 100% de la producción de los campos Pauto Sur y Floreña
Nota: La producción de gas incluye productos blancos.

En el 1T20 la producción promedio del Grupo Ecopetrol alcanzó 735.1 kbped, donde los campos con recobro aportaron el 33% de la producción. Por su parte, las compañías del Grupo Ecopetrol aportaron 58 kbped de la producción total, destacándose el aporte de Hocol con 30.6 kbped.

Durante el trimestre se recibieron exitosamente los campos Pauto y Floreña, los cuales venían siendo operados por Equión. Adicionalmente, durante el periodo se mantuvo el buen desempeño de las campañas de perforación en los campos Rubiales y Yariguí y buenos resultados del programa de recobro secundario en Chichimene y Castilla.

Las afectaciones del 1T20 estuvieron relacionadas con i) eventos de orden público y seguridad física en los campos Rubiales, Capachos y Suroriente, ii) la disminución de ventas de gas a la refinería de Cartagena por temas operativos en la misma y iii) la menor demanda de gas en el país, a partir del 17 de marzo, producto del COVID-19.

En términos de perforación, durante el 1T20 se perforaron y completaron 110 pozos de desarrollo, con un promedio de ocupación de 35 equipos de perforación y se realizaron más de 120 workovers capitalizables.

Alianza estratégica (JV) con Occidental Petroleum Corporation: Dada la coyuntura actual, Ecopetrol y OXY concertaron un cambio en el plan acordado para el 2020, basado en la prioridad de preservación y protección de caja y siguiendo los lineamientos del acuerdo JV para situaciones adversas. Los socios analizaron escenarios alternativos, buscando la mayor generación de valor sobre la actividad ya realizada, y acordaron un nuevo plan para el 2020 que contempla: i) completar la actividad de fracturamiento y completamiento de 18 pozos ya perforados, ii) suspender la actividad de perforación, liberando los 4 taladros que se tenían operando, iii) continuar en la búsqueda permanente de iniciativas de optimización y ahorro de costos, y iv) trabajar en una preparación detallada de alistamiento para el reinicio de actividades. El plan incluye un recorte en la inversión del JV desde USD 800 millones inicialmente estimados, a USD 180 – 200 millones. Este nuevo plan se traducirá

en una producción promedio neta para Ecopetrol para el 2020 entre 4.0 y 5.0 kbped, con un total entre 21 - 23 pozos operados produciendo al cierre del año.

Desarrollo Activos Guajira (Gas): La Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) aprobó la operación el 7 de abril de 2020 y de acuerdo con el documento de la transacción, se recibieron los campos el 30 de abril y se iniciaron las operaciones el 1 de mayo de este año con Hocol como operador. Se destaca que los campos adquiridos tienen un potencial de producción total de 175 millones de pies cúbicos diarios (cerca de 31 kbped), lo que le permitirá a Hocol incrementar su producción total en el país en un 42%, alcanzando niveles superiores a los 43 kbped equivalentes de petróleo por día (incluye regalías). Así mismo, esta adquisición aumentará su participación en gas natural en su portafolio del 28 al 50%.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol

USD/Bl	1T 2020	1T 2019	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	8.22	8.72	(5.7%)	15.2%
Costo de Dilución**	3.68	3.68	0.0%	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías
** Calculado con base en barriles vendidos

Costo de Levantamiento

Efecto costo (+0.84 USD/Bl): Incremento en costos debido a:

- Aumento en costos de contratos de asociación, por incremento en participación en contratos puntuales con socios y mayor producción.
- Incremento en consumos de energía por mayor producción de fluidos (agua y crudo), recobro mejorado, así como aumento en costos de energía no regulada por mayores tarifas del mercado.
- La mayor ejecución de costos en mantenimiento de subsuelo debido al incremento en el número y la complejidad de intervenciones y servicio a pozos.

Efecto volumen (-0.29 USD/Bl): Menor costo por incremento de la producción frente al 2019.

Efecto tasa de cambio (-1.05 USD/Bl): Mayor tasa de cambio de +398.52 pesos/dólar, al re-expresar los costos en pesos a dólares.

Costo de Dilución: Se mantiene el costo unitario de dilución del 1T20 frente al 1T19, apalancado por el efecto de la tasa representativa de mercado (-0.5 USD/Bl), un menor precio en compra de nafta (-9.7 USD/Bl) y mayor compra barriles de nafta (+7.7 kbd) requeridos por la mayor producción de crudos pesados.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 8: Estado de Ganancias o Pérdidas – Exploración y Producción

Miles de Millones (COP)	1T 2020	1T 2019	Δ ($)	Δ (%)
Ingresos por ventas	**10,483**	**11,598**	**(1,115)**	**(9.6%)**
Depreciación, amortización y agotamiento	1,503	1,343	160	11.9%
Costos variables	5,050	4,614	436	9.4%
Costos fijos	2,383	2,219	164	7.4%
Costo de ventas	**8,936**	**8,176**	**760**	**9.3%**
Utilidad bruta	**1,547**	**3,422**	**(1,875)**	**(54.8%)**
Gastos operacionales y exploratorios	629	390	239	61.3%
Utilidad operacional	**918**	**3,032**	**(2,114)**	**(69.7%)**
Ingresos (gastos) financieros	(151)	(17)	(134)	788.2%
Resultados de participación en compañías	(51)	37	(88)	(237.8%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**716**	**3,052**	**(2,336)**	**(76.5%)**
Provisión impuesto a las ganancias	(199)	(1,017)	818	(80.4%)
Utilidad neta consolidada	**517**	**2,035**	**(1,518)**	**(74.6%)**
Interés no controlante	21	15	6	40.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	**538**	**2,050**	**(1,512)**	**(73.8%)**
(Gasto) ingreso por Impairment de activos largo plazo	(518)	0	(518)	-
Impuesto de renta diferido sobre impairment	151	0	151	-
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**171**	**2,050**	**(1,879)**	**(91.7%)**
EBITDA	**2,485**	**4,564**	**(2,079)**	**(45.6%)**
Margen EBITDA	**23.7%**	**39.4%**	**-**	**(15.7%)**

Los ingresos del 1T20 disminuyeron frente al 1T19 principalmente por la disminución de los precios del Brent y la pérdida en el diferencial de crudo. Este impacto fue compensado parcialmente por una mayor devaluación del peso frente al dólar y un mayor volumen de ventas, asociado al aumento de producción y nuevos contratos de compra a terceros.

El costo de ventas del 1T20 aumentó frente al 1T19 como resultado de:

- El incremento en costo de transporte por actualización de tarifas y mayor tasa de cambio, compensado parcialmente por la no ejecución de ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario, dado mayores días de operación del Oleoducto Caño Limón.
- El incremento en costos de energía por aumento en tarifas de mercado y mayores compras para suplir la salida de la línea de transmisión en los campos Castilla la Nueva y Chichimene para repotenciación.
- Aumento en las regalías de gas, asociado a una mayor producción y al efecto de la tasa de cambio.
- Mayores compras de crudo (nuevos acuerdos comerciales con terceros) y diluyente, así como el efecto de una mayor tasa de cambio promedio en las compras.
- Debido a la caída de los precios, se realizó un ajuste al valor de los inventarios de crudo a su precio de realización, dado que al comparar su costo de fabricación, este es superior al precio de venta.

Los gastos operacionales del 1T20 aumentaron frente al 1T19 principalmente por mayores provisiones ambientales derivadas del desarrollo de estudios técnicos adicionales, incremento del gasto laboral y aumento en la inversión social en las regiones. Los gastos exploratorios del 1T20 disminuyeron frente al 1T19 principalmente por el menor reconocimiento de pozos secos en 1T20.

El resultado financiero neto (no operacional) del 1T20 frente a 1T19 refleja un mejor resultado por diferencia en cambio, dado la ampliación de la cobertura de inversión neta en las filiales Permian y Ecopetrol Brasil, que permite minimizar la exposición cambiaria de la deuda en moneda extranjera. Lo anterior fue compensado por i) una desvalorización de los títulos de portafolio dada la volatilidad de tasas de mercado y ii) mayores intereses financieros de la deuda en dólares por efecto de la devaluación del peso frente al dólar.

2. TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

Tabla 9: Volúmenes Transportados – Transporte

kbd	1T 2020	1T 2019[2]	Δ (%)
Crudo	872.8	876.9	(0.5%)
Productos	263.3	259.8	1.3%
Total	**1,136.0**	**1,136.7**	**(0.1%)**

Crudos: Los volúmenes transportados estuvieron en línea frente a 1T19 como resultado de una menor producción país y menores entregas en los sistemas del Sur por desvío de volúmenes hacia otros puntos. Esto fue compensado por la mayor inyección del crudo Acordionero en Ayacucho y la captura anticipada de volúmenes que antes se transportaban en carro tanque, gracias a la entrada en operación de la línea de transferencia Jacana en el 2S19, lo que resultó en una liberación de capacidad en el descargadero de Jagüey. Aproximadamente el 80.1% del volumen de crudo transportado es propiedad del Grupo Ecopetrol.

La evacuación hacia Coveñas se ha realizado en mayor proporción por los corredores de Ayacucho - Coveñas y Oleoducto de Colombia – ODC – (+42.6 kbpd versus 1T19) debido a que en lo corrido del año no se han realizado ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario y a las optimizaciones operativas realizadas por ODC. Durante el 2020 no se han realizado ciclos de reversión principalmente por los menores tiempos de mantenimiento para la reparación del Oleoducto Caño Limón, lo que le ha permitido operar más días.

Por su parte, el Oleoducto de Colombia ha realizado una optimización en el transporte por lotes (*"batches"*) que le ha permitido transportar mayores volúmenes a través de los Oleoductos Caño-Limón y ODC, que anteriormente eran evacuados a través del Segmento III de Ocensa.

En 2020, la red de oleoductos continuó presentando afectaciones originadas por terceros. En el trimestre se presentaron 18 atentados a la infraestructura, un 10% menos que en 1T19. Por otro lado, la intervención de válvulas ilícitas para crudos aumentó 49% y para refinados disminuyó un 54%, para un total de 294 válvulas ilícitas en el 1T20.

Productos Refinados: En el 1T20 los volúmenes de refinados incrementaron frente al 1T19 principalmente por el récord histórico de evacuación desde la refinería de Barrancabermeja en el mes de enero de 264 kbpd y la menor duración del mantenimiento de la unidad HDT de la refinería de Barrancabermeja (17 días menos versus el año pasado). Sin embargo, el transporte de refinados se vio afectado por el confinamiento obligatorio nacional por el COVID-19. Desde el inicio del año y hasta el 20 de marzo, fecha de inicio del simulacro y posterior inicio del confinamiento preventivo obligatorio, la evacuación por los sistemas de poliductos fue 275 kbpd en promedio. Desde el 21 de marzo, el consumo de combustibles ha disminuido, lo cual resultó en un promedio de evacuación de 165 kbpd en los últimos 11 días del mes de marzo. El 34% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol.

Costo por Barril Transportado

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Transporte

USD/Bl	1T 2020	1T 2019	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	2.93	2.92	0.3%	9.2%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

[2] Volúmenes 2019 ajustados por cambios en la compensación volumétrica de calidad (CVC) del segmento, asociado a oficialización de balances volumétricos.

Efecto costo (+0.41 USD/Bl): Incremento del costo asociado a:

- Mayor ejecución de actividades de mantenimiento.
- Día operacional adicional en febrero.
- Costos adicionales en energía por incremento tarifario.
- Incremento en costos de mantenimiento derivados de la atención de emergencias por atentados y conexión de válvulas ilícitas, los cuales aumentaron un 43% respecto al 1T19.

Efecto volumen (-0.03 USD/Bl): Menor costo por barril por volumen adicional transportado (+1%). En productos, se evacuaron mayores barriles en 2020 por poliductos (+3 kbd) por récord histórico de evacuación desde Barrancabermeja en enero de 2020 y mantenimiento de la unidad HDT en febrero de 2019. En crudos, se presentó una menor evacuación (-4 kbd) por caída de producción en marzo asociada a la disminución de precios.

Efecto tasa de cambio (-0.37 USD/Bl): Mayor tasa de cambio de +398.52 pesos/dólar, al re-expresar los costos en pesos a dólares.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	1T 2020	1T 2019	Δ ($)	Δ (%)
Ingresos por ventas	**3,185**	**3,052**	**133**	**4.4%**
Depreciación, amortización y agotamiento	317	295	22	7.5%
Costos variables	174	164	10	6.1%
Costos fijos	401	353	48	13.6%
Costo de ventas	**892**	**812**	**80**	**9.9%**
Utilidad bruta	**2,293**	**2,240**	**53**	**2.4%**
Gastos operacionales	171	(7)	178	(2,542.9%)
Utilidad operacional	**2,122**	**2,247**	**(125)**	**(5.6%)**
Ingresos (gastos) financieros	599	(172)	771	(448.3%)
Resultados de participación en compañías	0	(1)	1	(100.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**2,721**	**2,074**	**647**	**31.2%**
Provisión impuesto a las ganancias	(815)	(683)	(132)	19.3%
Utilidad neta consolidada	**1,906**	**1,391**	**515**	**37.0%**
Interés no controlante	(332)	(328)	(4)	1.2%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**1,574**	**1,063**	**511**	**48.1%**
EBITDA	**2,489**	**2,573**	**(84)**	**(3.3%)**
Margen EBITDA	**78.1%**	**84.3%**	**-**	**(6.2%)**

Los ingresos del 1T20 aumentaron frente a 1T19 debido a: i) una mayor tasa de cambio promedio, ii) la actualización de tarifas de transporte por oleoductos (a partir de julio de 2019) y poliductos y iii) un día operacional adicional en febrero; compensado por: i) el no reconocimiento de los contratos Ship or Pay en disputa en cumplimiento de IFRS 15 y ii) la no realización de ciclos de operación contingente en el Oleoducto Bicentenario, por mayores días de operación del Oleoducto Caño Limón.

El costo de ventas del 1T20 aumentó frente al 1T19 como resultado de: i) una mayor ejecución de actividades de mantenimiento, ii) mayores servicios contratados dentro de los que se incluyen principalmente los convenios de seguridad física y iii) el aumento en la tarifa de energía por condiciones de mercado.

Los gastos operacionales del 1T20 incrementaron frente al 1T19, debido a que en marzo de 2019 Ocensa reconoció un ingreso no recurrente como resultado del fallo a su favor del litigio relacionado con el lleno de línea en el sistema de transporte.

El resultado financiero (no operacional) del 1T20 versus 1T19 arrojó una utilidad, debido a la devaluación del peso frente al dólar sobre la posición activa en dólares del segmento principalmente por la diferencia en cambio realizada por las inversiones en títulos valores de Cenit.

3. REFINACIÓN

El desempeño del segmento de refinación estuvo impactado por el entorno de mercado, especialmente durante el mes de marzo, debido al comportamiento de los precios internacionales de crudo y productos y al COVID-19, que deprimió la demanda de los principales productos refinados del Grupo. Durante el 1T20, las refinerías alcanzaron una carga consolidada de 345.4 kbd, y un margen bruto integrado de 9.5 USD/Bl, frente a 349.9 kbd y 10.7 USD/Bl en el 1T19. La carga consolidada de las refinerías en el mes de marzo estuvo impactada por la coyuntura descrita, presentando una caída cercana al 17% frente al resultado acumulado de los meses de enero y febrero.

Refinería de Cartagena

Tabla 12: Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen de Refinación – Refinería de Cartagena

Refinería de Cartagena	1T 2020	1T 2019	Δ (%)
Carga* (kbpd)	146.3	154.5	(5.3%)
Factor de Utilización (%)	68.7%	88.6%	(22.4%)
Producción Refinados (kbpd)	137.7	148.9	(7.5%)
Margen Bruto (USD/Bl)	8.9	11.0	(19.1%)

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

Durante el 1T20, la operación de la refinería estuvo impactada por un evento operativo en la Unidad de Hidrógeno durante el mes de enero, que implicó sacar dicha unidad de servicio, adaptar el esquema operativo de otras plantas y tener la Unidad de Hidrocraqueo en preservación hasta finales del mes de marzo. Se prevé que para mediados de mayo del año en curso el evento operacional de la Unidad de Hidrógeno esté superado. Lo anterior, en adición a los eventos de entorno antes mencionados, impactó el desempeño de la carga, del factor de utilización y del margen bruto de refinación, el cual estuvo impactado principalmente por un menor rendimiento de gasolinas y destilados medios.

Refinería de Barrancabermeja

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

Refinería de Barrancabermeja	1T 2020	1T 2019	Δ (%)
Carga* (kbpd)	199.0	195.5	1.8%
Factor de Utilización (%)	74.5%	75.3%	(1.0%)
Producción Refinados (kbpd)	202.9	198.3	2.3%
Margen Bruto (USD/Bl)	9.9	10.5	(5.7%)

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

Durante el 1T20 se llevaron a cabo exitosamente mantenimientos programados en una unidad de crudo, al igual que en otras unidades buscando el cumplimiento de las exigencias en términos de calidad de combustibles. La mejora en la carga de la refinería se favoreció principalmente por el ciclo de mantenimientos del 1T20, donde se intervino una unidad de crudo de menor capacidad y con una duración inferior frente a las intervenciones realizadas en el 1T19.

La disminución en el margen bruto de refinación se debió principalmente al menor rendimiento de destilados medios como respuesta al comportamiento de la demanda, intervenciones programadas en algunas unidades y un fuerte debilitamiento en los precios de los combustibles.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 14: Costo de Caja de Refinación* – Refinación

USD/Bl	1T 2020	1T 2019	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	4.48	4.84	(7.4%)	14.4%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

Efecto costo (+0.22 USD/Bl): Mayores costos por compra de gas y su logística de transporte asociada, e incremento en consumo de catalizador por cambio del mismo en unidades no intervenidas en 2019.

Efecto volumen (-0.01 USD/Bl): Menor costo por incremento en volúmenes de carga en la refinería de Barrancabermeja.

Efecto tasa de cambio (-0.57 USD/Bl): Mayor tasa de cambio de +398.52 pesos/dólar, al re-expresar los costos en pesos a dólares.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 15: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	1T 2020	1T 2019	Δ ($)	Δ (%)
Ingresos por ventas	**8,288**	**8,552**	**(264)**	**(3.1%)**
Depreciación, amortización y agotamiento	333	333	0	0.0%
Costos variables	7,317	7,692	(375)	(4.9%)
Costos fijos	581	474	107	22.6%
Costo de ventas	**8,231**	**8,499**	**(268)**	**(3.2%)**
Utilidad bruta	**57**	**53**	**4**	**7.5%**
Gastos operacionales	390	293	97	33.1%
Utilidad (Pérdida) operacional	**(333)**	**(240)**	**(93)**	**38.8%**
Ingresos (gastos) financieros	(1,113)	(157)	(956)	608.9%
Resultados de participación en compañías	50	3	47	1,566.7%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	**(1,396)**	**(394)**	**(1,002)**	**254.3%**
Provisión impuesto a las ganancias	384	26	358	1,376.9%
Utilidad neta consolidada	**(1,012)**	**(368)**	**(644)**	**175.0%**
Interés no controlante	(36)	0	(36)	-
Utilidad (pérdida) neta antes de impairment	**(1,048)**	**(368)**	**(680)**	**184.8%**
(Gasto) ingreso por Impairment de activos largo plazo	(691)	0	(691)	-
Impuesto de renta diferido sobre impairment	127	0	127	-
Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**(1,612)**	**(368)**	**(1,244)**	**338.0%**
EBITDA	**283**	**220**	**63**	**28.6%**
Margen EBITDA	**3.4%**	**2.6%**	**-**	**0.8%**

Los ingresos del 1T20 presentaron una disminución con respecto al 1T19 principalmente por menores precios de la canasta de productos asociados a factores de mercado, especialmente durante marzo, donde producto del COVID-19, la demanda por los principales productos de Ecopetrol presentó una contracción. Este efecto estuvo parcialmente compensado por un impacto positivo en la tasa de cambio, los ingresos de Invercolsa y el resultado de Esenttia, que se destacó por su buen desempeño operativo apalancado en el aprovechamiento de un entorno favorable en el sector petroquímico.

El costo de ventas presentó una disminución en el 1T20 frente al 1T19, principalmente por: i) menores precios de la dieta de crudos de las refinerías, y ii) un menor volumen de crudo cargado en la refinería de Cartagena

por el cambio en el esquema de operación por el evento operativo del 1T20 ya mencionado y la contracción de la demanda. Adicionalmente, dos efectos impactaron negativamente el costo de ventas: i) una mayor tasa de cambio, y ii) un ajuste al valor de los inventarios de productos a su precio de realización, donde dada la caída de precios, su costo de fabricación terminó siendo mayor al precio de venta.

Los gastos operacionales aumentaron en el 1T20 versus el 1T19 por efecto de mantenimientos asociados a un evento operativo no programado en la refinería de Cartagena, mayores depreciaciones y mayor gasto administrativo relacionado con honorarios y seguros.

El resultado financiero (no operacional) del 1T20 versus 1T19 estuvo impactado por el efecto de la devaluación del peso frente al dólar y su efecto en la valoración de la posición neta pasiva del segmento y los intereses de la deuda en dólares.

IV. Medio Ambiente, Inversión Social y Gobierno Corporativo

- **Agua**: Ecopetrol reutilizó 25.9 millones de metros cúbicos de agua (+17% versus 1T19; 1.8 millones de barriles por día), lo que significa que la empresa dejó de captar y verter este volumen, disminuyendo así la presión sobre los recursos hídricos. Estos resultados se han logrado gracias a las buenas prácticas de reutilización y recirculación de agua en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, así como en los campos de producción. El porcentaje de reutilización de agua (agua reutilizada / total agua requerida) para el 1T20 fue del 67%.

  Adicionalmente, en el 1T20 se reusaron 809 mil metros cúbicos de aguas de producción tratadas (+350% versus 1T19) en actividades agrícolas y pecuarias en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) del Campo Castilla.

- **Descarbonización**: Se obtuvo la verificación de la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero de 178,099 toneladas de CO2 equivalente por parte de Ruby Canyon Engineering, firma auditora internacional especializada en reducción de emisiones, acreditada por la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) y por la American National Standards Institute (ANSI). Las emisiones verificadas corresponden al proyecto “Recuperación y Aprovechamiento de Gas Anular del Campo La Cira”.

- **Energías Renovables:** La Granja Solar Castilla (21 MW) produjo alrededor de 2.4 GWh de energía renovable para las operaciones de producción en el área de la Orinoquía. En febrero, se lanzó el proceso competitivo para la adjudicación de la Granja Solar San Fernando (50 MW) a través de un esquema Power Purchase Agreement (PPA). Adicionalmente, se continúa avanzando en la maduración de otros proyectos por el orden de 120 MW de generación solar que se espera sean adjudicados durante la segunda mitad del 2020.

  En términos de generación eólica, se tienen prospectos identificados por 80 MW al 2022 en la Costa Atlántica y Huila. En la segunda mitad del 2020 se comenzarán las mediciones de viento necesarias para evaluar el potencial de generación en la Costa Atlántica, adyacente a las operaciones de la Refinería de Cartagena.

- **Inversión Socio-Ambiental:** Se ejecutaron COP 16,890 millones en proyectos de inversión socio-ambiental estratégicos en las líneas de Educación, Deporte y Salud, Infraestructura Vial y Comunitaria, Emprendimiento y Desarrollo Empresarial, Desarrollo Rural Inclusivo, Fortalecimiento Institucional y Comunitario y Acceso a Servicios Públicos. Lo anterior representa un incremento del 58% frente al 1T19 (COP 10,665 millones).

- **Gestión Ambiental y de Entorno:** Continuó la gestión de entorno para la obtención de la licencia social que permita viabilizar los Proyectos Pilotos de Investigación Integral (PPII). En este sentido, se avanzó en la ejecución del plan de relacionamiento, promoviendo el dialogo social con aliados estratégicos. Adicionalmente, fue aprobado el portafolio de Inversión Social Anticipada con Foco en No

Convencionales, priorizando proyectos de acceso a agua potable que permitirán aportar a una mejor calidad de vida de estas poblaciones.

- **Responsabilidad Corporativa:** En enero Ecopetrol ingresó al top 10 del ranking "Monitor Empresarial de Reputación Corporativa" en la categoría "Merco de Responsabilidad y Gobierno Corporativo" del 2019, escalando 10 posiciones respecto al 2018.

- **Gobierno Corporativo:** El 27 de marzo del 2020 Ecopetrol S.A. realizó su primera Asamblea General de Accionistas 100% virtual, con el propósito de acoger las medidas impuestas por el Gobierno Nacional para enfrentar la coyuntura del COVID-19. La Asamblea se transmitió en directo, vía streaming en la página web de Ecopetrol S.A. y por televisión abierta en el Canal Institucional Colombiano. Se conectaron por streaming para seguir esta reunión más de 2,100 personas y al Canal Institucional se sintonizaron 134,058 televidentes.

  El 27 de marzo Ecopetrol publicó en su página web el Reporte Integrado de Gestión Sostenible correspondiente al año 2019. Este reporte se elaboró bajo el estándar del Global Reporting Initiative (GRI) y equivale a la Comunicación de Progreso (CoP por su sigla en inglés) exigida por el Pacto Mundial de Naciones Unidas.

V. Presentación de Resultados

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

Español
Mayo 12, 2020
8:00 a.m. Colombia
9:00 a.m. Nueva York

Inglés
Mayo 12, 2020
9:30 a.m. Colombia
10:30 a.m. Nueva York

La sesión de preguntas y respuestas se realizarán por escrito a través del webcast en los siguientes links:

https://event.on24.com/wcc/r/2263597/FEB6CAD7518043B61275C152A41DCDA7 (Español)
https://event.on24.com/wcc/r/2291417/A3A007F529285119354B08F27E383687 (Inglés)

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 llamada estarán disponibles en la página web de Ecopetrol: www.ecopetrol.com.co.

Información de Contacto:

Gerente de Mercado de Capitales
Juan Pablo Crane
Teléfono: +571-234-5190 - Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)
Jorge Mauricio Tellez
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)	1T 2020	1T 2019	Δ (%)
Ingresos			
Nacionales	7,891	7,822	0.9%
Exterior	7,181	8,121	(11.6%)
Total ingresos	**15,072**	**15,943**	**(5.5%)**
Costo de ventas			
Depreciación, amortización y agotamiento	**2,153**	**1,970**	**9.3%**
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,455	1,299	12.0%
Depreciación fijo	698	671	4.0%
Costos variables	**6,696**	**6,118**	**9.4%**
Productos importados	3,215	3,420	(6.0%)
Compras nacionales	2,328	2,311	0.7%
Servicio de transporte hidrocarburos	210	181	16.0%
Variación de inventarios y otros	943	206	357.8%
Costos fijos	**2,438**	**2,147**	**13.6%**
Servicios contratados	784	634	23.7%
Mantenimiento	593	560	5.9%
Costos laborales	600	544	10.3%
Otros	461	409	12.7%
Total costo de ventas	**11,287**	**10,235**	**10.3%**
Utilidad bruta	**3,785**	**5,708**	**(33.7%)**
Gastos operacionales	**1,078**	**751**	43.5%
Gastos de administración	1,040	690	50.7%
Gastos de exploración y proyectos	38	61	(37.7%)
Utilidad operacional	**2,707**	**4,957**	**(45.4%)**
Resultado financiero, neto	**(665)**	**(386)**	72.3%
Diferencia en cambio, neto	(13)	43	(130.2%)
Intereses, neto	(397)	(323)	22.9%
Ingresos (gastos) financieros	(255)	(106)	140.6%
Resultados de participación en compañías	**(1)**	**161**	(100.6%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**2,041**	**4,732**	(56.9%)
Provisión impuesto a las ganancias	(630)	(1,674)	(62.4%)
Utilidad neta consolidada	**1,411**	**3,058**	**(53.9%)**
Interés no controlante	(347)	(313)	10.9%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	**1,064**	**2,745**	**(61.2%)**
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(1,209)	0	-
Impuesto de renta diferido sobre impairment	278	0	-
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**133**	**2,745**	**(95.2%)**
EBITDA	**5,257**	**7,357**	**(28.5%)**
Margen EBITDA	**34.9%**	**46.1%**	**(11.2%)**

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

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2020	Diciembre 31, 2019	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	8,797	7,076	24.3%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	4,447	5,700	(22.0%)
Inventarios	5,812	5,658	2.7%
Activos por impuestos corrientes	1,664	1,519	9.5%
Otros activos financieros	807	1,624	(50.3%)
Otros activos	2,134	1,779	20.0%
	23,661	**23,356**	**1.3%**
Activos no corrientes mantenidos para la venta	22	8	175.0%
Total activos corrientes	**23,683**	**23,364**	**1.4%**
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	3,509	3,245	8.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	682	787	(13.3%)
Propiedades, planta y equipo	70,244	64,200	9.4%
Recursos naturales y del medio ambiente	31,608	29,073	8.7%
Activos por derecho de uso	450	456	(1.3%)
Intangibles	609	483	26.1%
Activos por impuestos diferidos	11,556	8,622	34.0%
Otros activos financieros	2,127	3,355	(36.6%)
Otros activos	2,066	1,863	10.9%
Total activos no corrientes	**122,851**	**112,084**	**9.6%**
Total activos	**146,534**	**135,448**	**8.2%**
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	6,127	5,012	22.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	16,783	10,689	57.0%
Provisiones por beneficios a empleados	2,000	1,929	3.7%
Pasivos por impuestos corrientes	2,362	2,571	(8.1%)
Provisiones y contingencias	745	789	(5.6%)
Otros pasivos	894	752	18.9%
Total pasivos corrientes	**28,911**	**21,742**	**33.0%**
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	40,328	33,227	21.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	27	24	12.5%
Provisiones por beneficios a empleados	10,194	9,552	6.7%
Pasivos por impuestos diferidos	580	774	(25.1%)
Pasivos por impuestos no corrientes	71	71	0.0%
Provisiones y contingencias	9,326	9,129	2.2%
Otros pasivos	717	585	22.6%
Total pasivos no corrientes	**61,243**	**53,362**	**14.8%**
Total pasivos	**90,154**	**75,104**	**20.0%**
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	52,575	56,412	(6.8%)
Interés no controlante	3,805	3,932	(3.2%)
Total patrimonio	**56,380**	**60,344**	**(6.6%)**
Total pasivos y patrimonio	**146,534**	**135,448**	**8.2%**

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2020	1T 2019
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	**133**	**2.745**
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones		
Participación de accionistas no controlantes	347	313
Cargo por impuesto a las ganancias	352	1.674
Depreciación, agotamiento y amortización	2.230	1.991
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	13	(43)
Costo financiero reconocido en resultados	699	641
Pozos secos	14	45
(Utilidad) pérdida en venta o retiro de activos no corrientes	(6)	12
Impairment de activos de corto y largo plazo	1.209	19
Ganancia por valoración de activos financieros	47	(45)
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	1	(161)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e inefectividad	128	338
Otros conceptos menores	11	(1)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(1.421)	(1.775)
Impuesto de renta pagado	(1.185)	(919)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	**2.572**	**4.834**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Inversión en propiedad, planta y equipo	(823)	(600)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2.619)	(1.307)
Adquisiciones de intangibles	(11)	(31)
Venta de otros activos financieros	2.493	699
Intereses recibidos	88	129
Ingresos por venta de activos	8	23
Efectivo neto usado en actividades de inversión	**(864)**	**(1.087)**
Flujo de efectivo en actividades de financiación		
Pago de préstamos	(119)	(202)
Pago de intereses	(481)	(481)
Dividendos pagados	(426)	(333)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	**(1.026)**	**(1.016)**
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	1.039	(105)
Aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	**1.721**	**2.626**
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	7.076	6.312
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	**8.797**	**8.938**
Transacciones no monetarias		
Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	15	505
Operaciones con giros financiados	186	-

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2020	1T 2019
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	133	2.745
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2.230	1.991
(+/-) Impairment activos a largo plazo	1.209	(2)
(+/-) Resultado financiero, neto	665	386
(+) Provisión impuesto a las ganancias	352	1.674
(+) Impuestos y otros	321	250
(+/-) Interés no controlante	347	313
EBITDA Consolidado	**5.257**	**7.357**

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (1T20)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	171	(1,612)	1,574	0	133
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,510	398	322	0	2,230
(+/-) Impairment activos a largo plazo	518	691	0	0	1,209
(+/-) Resultado financiero, neto	151	1,113	(599)	0	665
(+) Provisión impuesto a las ganancias	48	(511)	815	0	352
(+) Otros Impuestos	108	168	45	0	321
(+/-) Interés no controlante	(21)	36	332	0	347
EBITDA Consolidado	**2,485**	**283**	**2,489**	**0**	**5,257**

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)	1T 2020	1T 2019	Δ (%)
Nacionales	7,391	7,766	(4.8%)
Exterior	5,624	6,386	(11.9%)
Total ingresos	**13,015**	**14,152**	**(8.0%)**
Costos variables	8,573	8,194	4.6%
Costos fijos	3,025	2,636	14.8%
Costo de ventas	**11,598**	**10,830**	**7.1%**
Utilidad bruta	**1,417**	**3,322**	**(57.3%)**
Gastos operacionales	598	440	35.9%
Utilidad operacional	**819**	**2,882**	**(71.6%)**
Ingresos (gastos) financieros	(1,947)	(316)	516.1%
Resultados de participación en compañías	1,265	1,035	22.2%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**137**	**3,601**	**(96.2%)**
Provisión impuesto a las ganancias	329	(856)	(138.4%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**466**	**2,745**	**(83.0%)**
Gastos por Impairment de activos largo plazo	(468)	0	-
Impuesto de renta diferido sobre impairment	135	0	-
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**133**	**2,745**	**(95.2%)**
EBITDA	**2,436**	**4,414**	**(44.8%)**
Margen EBITDA	**18.70%**	**31.20%**	**(12.5%)**

Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2020	Diciembre 31, 2019	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	3,501	1,477	137.0%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	4,828	5,178	(6.8%)
Inventarios	3,878	3,822	1.5%
Activos por impuestos corrientes	1,260	1,211	4.0%
Otros activos financieros	3,263	2,445	33.5%
Otros activos	1,095	1,110	(1.4%)
	17,825	**15,243**	**16.9%**
Activos no corrientes mantenidos para la venta	19	6	216.7%
Total activos corrientes	**17,844**	**15,249**	**17.0%**
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	59,033	52,644	12.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	526	638	(17.6%)
Propiedades, planta y equipo	21,381	21,183	0.9%
Recursos naturales y del medio ambiente	22,088	22,217	(0.6%)
Activos por derecho de uso	3,408	3,481	(2.1%)
Intangibles	218	232	(6.0%)
Activos por impuestos diferidos	6,026	3,557	69.4%
Otros activos financieros	1,606	2,789	(42.4%)
Otros activos	1,008	967	4.2%
Total activos no corrientes	**115,294**	**107,708**	**7.0%**
Total activos	**133,138**	**122,957**	**8.3%**
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	4,097	3,284	24.8%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	14,840	8,879	67.1%
Provisiones por beneficios a empleados	1,905	1,856	2.6%
Pasivos por impuestos corrientes	501	1,198	(58.2%)
Provisiones y contingencias	637	671	(5.1%)
Otros pasivos	601	752	(20.1%)
Total pasivos corrientes	**22,581**	**16,640**	**35.7%**
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	40,343	33,014	22.2%
Provisiones por beneficios a empleados	10,194	9,552	6.7%
Pasivos por impuestos diferidos	141	142	(0.7%)
Pasivos por impuestos no corrientes	34	34	0.0%
Provisiones y contingencias	7,209	7,144	0.9%
Otros pasivos	61	19	221.1%
Total pasivos no corrientes	**57,982**	**49,905**	**16.2%**
Total pasivos	**80,563**	**66,545**	**21.1%**
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	52,575	56,412	(6.8%)
Total patrimonio	**52,575**	**56,412**	**(6.8%)**
Total pasivos y patrimonio	**133,138**	**122,957**	**8.3%**

Tabla 8: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	1T 2020	1T 2019	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	200.0	143.7	47.1%
Asia	190.7	141.9	44.9%
América Central / Caribe	15.6	45.7	3.7%
Otros	8.6	5.5	2.0%
Europa	7.2	16.6	1.7%
Costa Oeste EE.UU.	2.4	18.5	0.6%
América del Sur	0.0	3.0	0.0%
Costa Este EE.UU.	0.0	33.4	0.0%
Total	**424.5**	**408.3**	**100.0%**

Productos - kbped	1T 2020	1T 2019	% Part.
América Central / Caribe	38.1	29.2	36.4%
Costa del Golfo EE.UU.	26.8	1.7	25.6%
Asia	13.0	18.8	12.4%
América del Sur	12.9	10.1	12.3%
Costa Este EE.UU.	7.0	41.3	6.7%
Europa	3.6	0.1	3.4%
Costa Oeste EE.UU.	3.2	6.7	3.1%
Otros	0.0	0.0	0.0%
Total	**104.6**	**107.9**	**100.0%**

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	1T 2020	1T 2019	Δ (%)
Crudo	182.5	162.5	12.3%
Gas	5.9	2.2	168.2%
Productos	3.5	3.5	0.0%
Diluyente	0.4	0.5	(20.0%)
Total	**192.3**	**168.7**	**14.0%**

Importaciones - kbped	1T 2020	1T 2019	Δ (%)
Crudo	27.4	29.8	(8.1%)
Productos	96.9	97.8	(0.9%)
Diluyente	49.7	51.0	(2.5%)
Total	**174.0**	**178.6**	**(2.6%)**

Total	**366.3**	**347.3**	**5.5%**

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-1	A3	Tolima	Valle Superior del Magdalena	Hocol 100%	Seco	Enero 3/2020
2	Primero	Aguas Blancas 24	A1	Aguas Blancas	Valle Medio del Magdalena	Parex 60% (Operador) ECP 40%	Suspendido Temporalmente	Enero 19/2020
3	Primero	Lorito Este-1	A3	CPO-09	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol 45%	Suspendido Temporalmente	Enero 31 /2020

Tabla 11: Iniciativas de Ahorro – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2020	1T 2019
Optimización de los costos de perforación y construcción de facilidades	224.5	282.4
Mejora en la gestión comercial	30.3	50.8
Mejora en ingresos/márgenes de las refinerías	29.4	30.7
Reducción de costos de O&M de las empresas del Midstream	19.8	10.8
Estrategia de energía - Ventas de excedentes - Optimización de costos	15.3	23.0
Ahorro en áreas de soporte, logística y otros	9.3	7.0
Reducción de producción diferida por aspectos operativos	4.7	6.6
Optimización operativa	23.8	25.9
Optimización del costo de caja de refinación	6.8	0.0
Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados	0.0	48.3
Transformación digital	2.8	0.0
Total	**366.7**	**485.5**

Tabla 12: Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

Indicadores HSE*	1T 2020	1T 2019
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.47	0.50
Incidentes ambientales **	2	2

* 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