



Resultados Primer Trimestre 2021

EXTRAORDINARIA RECUPERACIÓN DESPUÉS DE LA CRISIS



Resultados Financieros

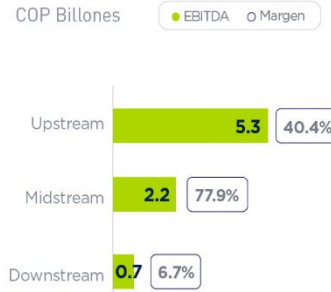
COP Billones

● Ingresos ● EBITDA ● Utilidad Neta ○ Margen EBITDA



EBITDA/ Margen EBITDA 1T2021

COP Billones

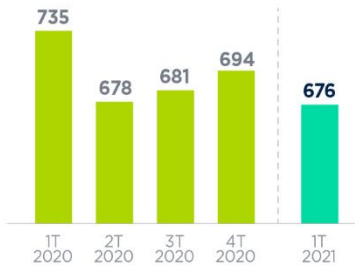


Dividendos decretados de **17 pesos por acción** lo que equivale a un pago de dividendos del **41.41%** sobre el ejercicio de 2020



Producción

(kbped)

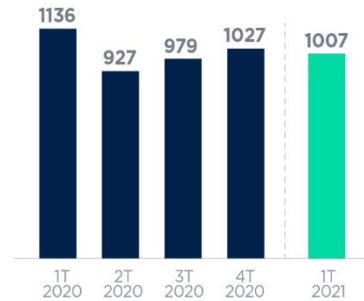


kbped: Miles de barriles de petróleo equivalente por día



Transporte

(kbd)

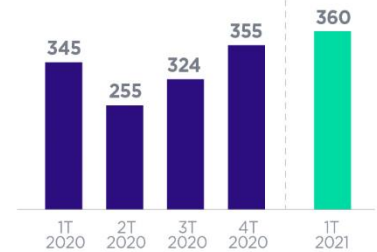


kbd: Miles de barriles por día



Refinación

Carga (kbd)



kbd: Miles de barriles por día

Nuevos compromisos de descarbonización

Meta 2030

REDUCCIÓN EMISIONES
CO₂e - 25% vs 2019
Alcance 1 y 2

Meta 2050

CERO EMISIONES
NETAS DE CARBONO
Alcance 1 y 2

REDUCCIÓN
CO₂e - 50% vs 2019
Alcance 1, 2 y 3

LÍNEA BASE
2019

CO₂
TIPO DE REDUCCIÓN
Absoluta

ALCANCE GEOGRÁFICO
Colombia

Frentes de acción y tecnología



Eficiencia energética
Reducción de demanda del 3% (25 MW) al 2022 vs 2017



Cero quemas rutinarias al 2030



Energías renovables
400 MW al 2023



Hidrógeno verde
primer piloto de electrólisis en 2022



Compensación
al menos 30% de la reducción a 2030 con soluciones naturales del clima



Monitoreo tecnologías emergentes
Uso, captura y secuestro de carbono. Almacenamiento de energía en baterías



Detección y reducción de emisiones de Metano



Los resultados operativos y financieros del primer trimestre del año de Ecopetrol son el reflejo de nuestra capacidad de reacción ante la crisis y de superación de la misma de forma eficaz. Hemos

demostrado resiliencia y competitividad en un entorno en el que, si bien hay señales de recuperación, aún evidencia riesgos potenciales que requieren permanente monitoreo.

En el primer trimestre del año logramos resultados sólidos, incluso superando niveles pre-covid en varios de nuestros indicadores. Sin perder el foco en nuestra estrategia como empresa integrada de petróleo y gas, seguimos dando importantes pasos en nuestra agenda de diversificación, descarbonización y de mitigación del cambio climático, pilares claves para responder a los desafíos de la transición energética.

Bajo esta línea, destacamos el proceso en curso para la eventual adquisición de la participación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público en ISA. Esta responde al interés estratégico de Ecopetrol de incursionar en nuevos negocios alineados con las oportunidades de electrificación y descarbonización, que a su vez apalancarían el crecimiento rentable del Grupo, así como, los nuevos compromisos de descarbonización anunciados y alineados con un futuro carbono neutral.

Los resultados financieros reflejan una recuperación extraordinaria. En el primer trimestre, el Grupo Ecopetrol alcanzó una utilidad neta de COP 3.1 billones y un EBITDA de COP 8.2 billones, equivalente a un margen EBITDA de 48%. Estos resultados, que en este trimestre casi doblan los alcanzados durante todo el año 2020, se lograron gracias a: i) el fortalecimiento del precio de realización de la canasta de exportación de crudo en un 43% frente al 1T20, pasando de 40.3 USD/BI a 57.8 USD/BI, soportados en mejores niveles del Brent, el cual pasó de 50.8 USD/BI en promedio para el 1T20 a 61.3 USD/BI para el 1T21; ii) una gestión comercial activa con nuestros clientes en los mercados de China, el Golfo de México (EE.UU) y Europa; y iii) menores costos de las operaciones, soportado en una agenda robusta de eficiencias. El trimestre cierra con una sólida posición de caja de COP 8.1 billones y un indicador Deuda Bruta/EBITDA de últimos doce meses de 2.5 veces, en línea con nuestro plan de negocio.

Ecopetrol continúa realizando esfuerzos y desplegando estrategias para alcanzar una operación más eficiente. Al cierre del 1T21, el

Grupo incorporó eficiencias por COP 263.7 mil millones. Lo anterior, se vio reflejado en una disminución del 9% versus el 1T20 de los costos y gastos operacionales. Por su parte, el costo total unitario se ubicó en 32.6 USD/BI, ligeramente inferior frente al presentado en el mismo periodo de 2020, explicado por la reducción de costos y gastos y una mayor TRM, compensado parcialmente con el incremento del componente variable asociado a compras e importaciones.

En **exploración**, Ecopetrol y sus socios completaron la perforación de 5 pozos durante el trimestre. La producción de los activos exploratorios aumentó 39% frente al 1T20, principalmente por los aportes de Esox-1, Arrecife-1, Andina Norte-1, Boranda-3 y Boranda-2ST. Destacamos los pozos Flamencos-2, operado por Ecopetrol, y El Niño-1, operado por Perenco en asocio con Ecopetrol, los cuales fueron perforados en 2020 y declarados exitosos en el 1T21 al concluir sus pruebas. A nivel internacional, seguimos avanzando en los estudios de comercialidad y plan de desarrollo del descubrimiento Gato do Mato en el Presal Brasileño.

La **producción** promedio del trimestre fue de 675.7 kbped, impactada frente al 4T20 principalmente por restricciones operativas en Castilla, el incremento del contenido de agua y sedimentos (BSW - Basic Sediment and Water) en campos como Chichimene, Akacias, Yariguí, Rubiales, y el retiro de volúmenes asociados a la desinversión de Savia en Perú. Dadas las afectaciones del primer trimestre, estimamos actualmente un rango de producción entre 690 – 700 kbped para el año 2021 y estamos ejecutando un plan que buscará retomar la senda de crecimiento.

Con relación al **gas natural** y **GLP**, destacamos un aumento en su nivel de producción del 12% frente al primer trimestre del año anterior, soportado en la recuperación de la demanda país y en el aumento de producción de Hocol por la adquisición de la participación de Chevron en el activo Guajira. La contribución del gas y el GLP fue del 23% del total de la producción y alcanzó un margen EBITDA del 53% y un aporte de 11% al EBITDA del segmento del Upstream.

Por su parte, nuestras operaciones en la cuenca **Permian** continúan consolidándose, aportando en promedio 6.2 kbped en el primer trimestre del año. Al cierre, la Asociación contaba con 44 pozos en producción, 20 nuevos pozos perforados y 28

pozos completados. Las expectativas para el 2021 se mantienen de acuerdo a lo contemplado en el Plan de Negocio 2021-2023.

Respecto al **Proyecto Piloto de Investigación Integral en Yacimientos No Convencionales** (PPII) denominado Kalé, ubicado en el Municipio de Puerto Wilches (Santander), en febrero se iniciaron las actividades para el estudio de impacto ambiental, con avances importantes en el plan de monitoreo y líneas base. Así mismo, se han llevado a cabo diversos encuentros de diálogo con las comunidades y se han puesto a disposición espacios de consulta como la Oficina de Participación Ciudadana en el territorio, para abordar las inquietudes que los distintos grupos de interés puedan tener respecto al alcance del proyecto y su desempeño ambiental.

En el segmento de **refinación** se destaca el comportamiento positivo de todas las unidades de negocio, apalancado por un mejor precio de realización de los productos y una continua recuperación de la demanda, a pesar de una dieta marginalmente más costosa y la ejecución de mantenimientos programados. En el 1T21 las refinerías alcanzaron una carga consolidada de 360 kbd y un margen bruto integrado de 10.1 USD/BI resultados que comparan con los niveles pre- pandemia. El segmento reportó un EBITDA de COP 0.65 billones, equivalente a un margen de 6.7%, mostrando un crecimiento de 97% frente al reportado en 1T20.

El segmento de **transporte** continúa siendo un robusto generador de EBITDA y caja para el Grupo. El transporte de refinados incrementó principalmente por la recuperación de la demanda de combustibles del país y la mayor evacuación de productos refinados principalmente de diésel y gasolina motor. Destacamos la inauguración por parte de Ocesa, en el mes de abril, de la plataforma marina TLU-2 para el cargue de crudo en el Caribe, ubicada 12 kilómetros mar adentro del Terminal Marítimo de Coveñas. Esta nueva infraestructura permitió aumentar a casi el doble la capacidad de cargue mensual de buques (de 18 a 34), permite transferir crudos más pesados e incorpora la más alta tecnología para atender buques de 2 millones de barriles por los próximos 20 años, en armonía con el ambiente.

En el Grupo Ecopetrol estamos comprometidos con la **SosTECnibilidad**, la mitigación del cambio climático, y en avanzar hacia una transición

energética ordenada y disciplinada, apalancados en la tecnología. En línea con lo anterior, el 25 de marzo pasado, anunciamos nuestro compromiso para lograr cero emisiones netas de carbono en 2050 (alcance 1 y 2). En este sentido, Ecopetrol se convirtió en la primera empresa del sector de petróleo y gas en América Latina en fijar esta ambiciosa meta. Al 2030, el Grupo Ecopetrol buscará reducir en 25% sus emisiones de CO₂e (alcances 1 y 2) frente a la línea base establecida en el año 2019.

Las metas propuestas se enmarcan en la Estrategia Corporativa del Grupo Ecopetrol, su agenda de SosTECnibilidad y en la hoja de ruta para impulsar la transición energética, con un detallado plan de descarbonización, que permitan asegurar su competitividad y resiliencia, y buscar la diversificación del portafolio hacia opciones de negocio bajas en emisiones. La hoja de ruta a 2050 cuenta con metas intermedias y un portafolio de corto, medio y largo plazo, con algunos proyectos ya implementados o en investigación.

Algunos de los avances a destacar en este frente son: i) logramos una reducción del 52% de las quemaduras rutinarias de gas natural en nuestras operaciones entre 2017 y 2020; ii) iniciamos las mediciones del potencial de energía eólica en zonas cercanas a las operaciones en Cartagena, con el objetivo de evaluar la viabilidad de construcción de parques eólicos que permitan en el futuro autoabastecer parte de la demanda energética de las operaciones de la Compañía; iii) firmamos el Pacto por un Nuevo Aire para Bogotá que busca mejorar la calidad de los combustibles y la disponibilidad de gas natural para la ciudad; iv) avanzamos en la preparación de la asignación, bajo esquemas PPA¹ de proyectos de energía solar por 45 MW a lo largo del país para nuestro consumo; v) adoptamos e incorporamos los estándares del *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB), las Métricas de Capitalismo para Grupos de Interés del Foro Económico Mundial (SCM), y las recomendaciones del *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) en los principales reportes anuales de la Compañía; y vi) desplegamos estrategias digitales de captura de valor alcanzando beneficios por USD 12 millones al cierre del trimestre.

A través de nuestro programa de **inversión social** “Apoyo País”, continuaremos con la labor iniciada en 2020 al asignar recursos de al menos COP 60 mil millones para 2021 en iniciativas de

¹ PPA: Power Purchase Agreement

fortalecimiento de la educación y la salud pública y reactivación económica territorial. Así mismo, la Compañía destinó recursos de inversión social por un valor de COP 71 mil millones de pesos durante el 1T21, como parte de su estrategia de entorno.

En el frente de **gobierno corporativo**, quiero destacar tres eventos que se dieron en el primer trimestre del año: i) la realización de la Asamblea General de Accionistas, la segunda que realizamos en un ambiente 100% virtual, garantizando los derechos y la participación activa de nuestros accionistas; ii) la aprobación de un dividendo de 17 pesos por acción, lo que equivale a COP 0.7 billones, correspondiente al 41.41% de la utilidad generada en 2020; y iii) destacamos la inclusión de Cecilia María Vélez White como miembro de la Junta Directiva de Ecopetrol, así como, la incorporación de criterios de diversidad y género, bajo el principio de meritocracia, en los estatutos de la Compañía.

El pasado 27 de enero de 2021 Ecopetrol presentó al Gobierno una oferta no vinculante donde manifiesta su interés en adquirir la participación de la República de Colombia a través del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) en ISA (51.4%). En línea con los términos incluidos dentro dicha oferta, el 12 de febrero de 2021 se suscribió un acuerdo de exclusividad con el MHCP, y posteriormente el 26 de febrero de 2021 un acuerdo de confidencialidad entre las partes (Ecopetrol, MHCP e ISA) para avanzar en la validación del interés manifestado inicialmente, así como en una potencial negociación. Ecopetrol se encuentra adelantando el proceso de Debida Diligencia detallada así como la negociación de los términos del Contrato Interadministrativo de Compra de Acciones.

En los siguientes meses del 2021 continuaremos enfocados en el cumplimiento del Plan de Negocio 2021 - 2023 que busca restablecer la senda de crecimiento de producción, aumentar la competitividad, cimentar la agenda de transición energética y profundizar la SosTECnibilidad como pilares estratégicos para nuestra generación de valor a la sociedad.

Felipe Bayón

Presidente Ecopetrol S.A.

Bogotá, 4 de mayo de 2021. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el primer trimestre de 2021, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

En el 1T21, el Grupo Ecopetrol generó una utilidad neta de COP 3.1 billones, superior en un 83% a la obtenida en el todo el año 2020. El EBITDA del primer trimestre fue COP 8.2 billones, con un margen EBITDA del 48%, indicador que se encuentra en niveles pre-pandemia. Estos resultados fueron logrados gracias a: i) un entorno de precios más favorables en conjunto con nuestra habilidad de capturar mejores diferenciales de crudos y productos, ii) un sólido desempeño en todos los segmentos de la Compañía, y iii) la reducción de costos alcanzada desde el año anterior, factores que compensaron el menor nivel de producción.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

| Miles de Millones (COP) | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (\$) | Δ (%) |
|--|---------------|---------------|--------------|-----------------|
| Ventas totales | 17,206 | 15,072 | 2,134 | 14.2% |
| Depreciación y amortización | 2,237 | 2,153 | 84 | 3.9% |
| Costos variables | 6,238 | 6,696 | (458) | (6.8%) |
| Costos fijos | 2,037 | 2,438 | (401) | (16.4%) |
| Costo de ventas | 10,512 | 11,287 | (775) | (6.9%) |
| Utilidad bruta | 6,694 | 3,785 | 2,909 | 76.9% |
| Gastos operacionales y exploratorios | 1,183 | 1,078 | 105 | 9.7% |
| Utilidad operacional | 5,511 | 2,707 | 2,804 | 103.6% |
| Ingresos (gastos) financieros, neto | (651) | (665) | 14 | (2.1%) |
| Participación en resultados de compañías | 53 | (1) | 54 | (5,400.0%) |
| Utilidad antes de impuesto a las ganancias | 4,913 | 2,041 | 2,872 | 140.7% |
| Provisión impuesto a las ganancias | (1,537) | (630) | (907) | 144.0% |
| Utilidad neta consolidada | 3,376 | 1,411 | 1,965 | 139.3% |
| Interés no controlante | (292) | (347) | 55 | (15.9%) |
| Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment | 3,084 | 1,064 | 2,020 | 189.8% |
| (Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo | 2 | (1,209) | 1,211 | (100.2%) |
| Impuesto de renta diferido sobre impairment | - | 278 | (278) | (100.0%) |
| Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol | 3,086 | 133 | 2,953 | 2,220.3% |
| EBITDA | 8,187 | 5,257 | 2,930 | 55.7% |
| Margen EBITDA | 47.6% | 34.9% | - | 12.7% |

Las cifras incluidas en este reporte son no 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

Aumento de 14.2% en los ingresos por ventas del 1T21 versus el 1T20, como resultado combinado de:

- Mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de +11.6 USD/BI (COP +3.1 billones), por fortalecimiento de los precios de referencia y mejora del diferencial vs Brent en crudos.
- Aumento en la tasa de cambio promedio, impactando positivamente los ingresos (COP +0.2 billones).
- Menor volumen de ventas (COP -1.1 billones, -68.3 kbped), principalmente en exportación de crudos dada la menor disponibilidad.
- Menores ingresos de servicios de transporte y otros (COP -0.1 billones).

Tabla 2: Ventas Volumétricas - Grupo Ecopetrol

| Volumen de Venta Local - kbped | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
|---------------------------------------|--------------|--------------|----------------|
| Destilados Medios | 137.7 | 147.4 | (6.6%) |
| Gasolinas | 124.4 | 114.6 | 8.6% |
| Gas Natural | 92.3 | 83.2 | 10.9% |
| Industriales y Petroquímicos | 25.1 | 24.7 | 1.6% |
| GLP y Propano | 19.4 | 18.5 | 4.9% |
| Crudo | 2.4 | 5.5 | (56.4%) |
| Combustóleo | 0.6 | 2.1 | (71.4%) |
| Total Volúmenes Locales | 401.9 | 396.0 | 1.5% |
| Volumen de Exportación - kbped | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
| Crudo | 358.3 | 424.5 | (15.6%) |
| Productos | 95.4 | 104.6 | (8.8%) |
| Gas Natural* | 2.6 | 1.4 | 85.7% |
| Total Volúmenes de Exportación | 456.3 | 530.5 | (14.0%) |
| Total Volúmenes Vendidos | 858.2 | 926.5 | (7.4%) |

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

El total de volumen vendido durante el trimestre ascendió a 858.2 kbped, mostrando una contracción de 7.4% versus el volumen vendido en el mismo trimestre del año anterior, como resultado de un incremento en el volumen de venta local y de una contracción en el volumen de exportación.

Las ventas en Colombia, que representan el 47% del total, mostraron un crecimiento de 1.5% o 5.9 kbped versus 1T20, debido principalmente a:

- Fortalecimiento de la demanda de combustibles volviendo a niveles pre COVID, en las ventas de diésel (+1.0 kbped) y gasolina (+9.8 kbped).
- Mayores ventas de gas (+9.1 kbped) por los volúmenes de la adquisición de la participación de Chevron en la Asociación Guajira por parte de Hocol.
- Caída en las ventas de Jet (-10.7 kbped) por efecto de la pandemia que ha llevado a la disminución de vuelos por menor demanda de pasajeros y restricciones de viajes entre países.

Las ventas internacionales, que representan el 53% del total, evidenciaron una disminución de 14% o 74.2 kbped versus el 1T20, debido al efecto de:

- Menores exportaciones de crudo (-66.2 kbped) por menor producción y mayores cargas en las refinerías.
- Menores exportaciones de productos (-9.2 kbped) por efecto de mantenimientos en 2020, limitando la producción de producto terminado.

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

| USD/BI | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
|--------------------------------------|---------|---------|-------|
| Brent | 61.3 | 50.8 | 20.7% |
| Canasta de Venta de Gas | 24.4 | 23.0 | 6.1% |
| Canasta de Venta de Crudo | 57.8 | 40.3 | 43.4% |
| Canasta de Venta de Productos Refin. | 67.8 | 59.4 | 14.1% |

Crudos: En el 1T21 versus 1T20, el precio de realización incrementó de 40.3 USD/BI a 57.8 USD/BI, como resultado del incremento del precio promedio del Brent y soportado por una gestión comercial activa en la diversificación de clientes y destinos, manteniendo la participación en el mercado de China, el Golfo de México (EE.UU) y Europa.

Productos Refinados: En 1T21 versus 1T20 la canasta de venta de productos incrementó de 59.4 USD/BI a 67.8 USD/BI, como resultado de la mejora en los indicadores de precio, además de la recuperación en la demanda global para gasolina y diésel.

Gas Natural: En 1T21 versus 1T20, el precio de las ventas de gas aumentó de 23 USD/BI a 24.4 USD/BI, debido a la recomposición de la canasta con un mayor volumen de fuente Guajira.

Durante el 1T21, se ejecutaron estrategias de cobertura táctica de riesgo de precio asociadas a la variabilidad de los precios de crudo, productos refinados y margen intermedio de refinación para más de 8 millones de barriles equivalentes. Adicionalmente, se realizaron coberturas de precios de flete de transporte marítimo por cerca de 600 mil toneladas métricas.

Costo de Ventas

Depreciación y Amortización: Se presentó un aumento del 3.9% en el 1T21 frente a 1T20, como resultado de una menor incorporación de reservas en 2020 frente a 2019 y mayor CAPEX. Lo anterior es compensado parcialmente por la disminución en los niveles de producción.

Costos Variables: Se presentó una disminución del 6.8% en el 1T21 frente al 1T20, principalmente por:

- Aumento en las compras de crudo, gas y productos (COP +0.8 billones), por i) mayor precio promedio de compras nacionales e importaciones (COP +1.6 billones) y ii) disminución del volumen comprado (COP -0.8 billones, -50.8 kbped).
- Valoración de inventarios (COP -1.3 billones), por el incremento en el precio de los crudos y productos comprados asociado a la recuperación de precios internacionales observados en el 1T21, en contraposición al reconocimiento de deterioro del valor de crudo y productos en 1T20, como resultado de las condiciones de mercado de ese momento y el cumplimiento de las normas IFRS, que establecen el reconocimiento del valor del inventario a un valor no menor a su precio de venta.

Costos Fijos: Una disminución del 16.4% en el 1T21 con respecto a 1T20, por i) menor costo laboral dada una disminución de planta de personal derivada de la acogida al plan de retiro en 2020 por parte de 424 empleados, y ii) los costos de servicios profesionales, mantenimiento y otros de la actividad operacional, como resultado de eficiencias capturadas a través de reducción de tarifas en contratos y actividades, desplazamientos y menores niveles de producción.

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

Los **Gastos Operativos** del 1T20 aumentaron 9.7% con relación al mismo trimestre del año anterior, principalmente por el reconocimiento en resultados de la actividad exploratoria del pozo seco Moyote-1 de la filial Ecopetrol México, dada la finalización de estudios de evaluación técnica y conclusiones de viabilidad.

Resultado Financiero (No Operacional)

Menor gasto financiero del 1T21 frente al 1T20 por 2.1%, que corresponde al efecto combinado entre:

- Ingreso extraordinario por la realización en resultados de la valoración cambiaria acumulada en patrimonio (ajuste por conversión), producto de la venta de la inversión en dólares de Savia (COP +362 mil millones).
- Aumento en el gasto por diferencia en cambio dada una mayor posición neta pasiva en dólares del Grupo Ecopetrol en combinación con la devaluación del peso frente al dólar (COP -228 mil millones).
- Incremento en el costo financiero de la deuda (COP -74 mil millones), por: i) nueva deuda adquirida en 2020 y ii) efecto por la devaluación del peso frente al dólar en la deuda con moneda extranjera.
- Menor ingreso de valoración del portafolio y otros (COP -46 mil millones), principalmente por menores tasas de rendimiento en el mercado.

La **Tasa Efectiva de Tributación** del 1T21 se ubicó 31.3% frente al 42.3% en el 1T20. La disminución se explica principalmente por el reconocimiento del *impairment* de activos de largo plazo en el 1T20 de la Refinería de Cartagena, teniendo en cuenta que esta filial tributa bajo un régimen especial al desarrollar sus actividades en zona franca. La tasa de tributación del 1T20 antes de efecto de *Impairment* se ubicaría en el 30.9%, nivel cercano al obtenido en el 1T21.

Impairment de Activos de Largo Plazo

Durante el 1T21 el **impairment de activos de largo plazo** disminuyó 100.2%. Cabe recordar que en el 1T20 la Compañía reconoció de manera extraordinaria y en respuesta a las condiciones de mercado de ese momento, un gasto por impairment de COP 1.2 billones.

Flujo de Caja y Deuda

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

| Miles de Millones (COP) | 1T 2021 | 1T 2020 |
|--|--------------|---------------|
| Efectivo y equivalentes inicial | 5,082 | 7,076 |
| (+) Flujo de la operación | 2,933 | 2,572 |
| (-) CAPEX | (2,437) | (3,453) |
| (+/-) Movimiento de portafolio de inversiones | 1,713 | 2,493 |
| (+) Otras actividades de inversión | 32 | 96 |
| (+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda | (611) | (600) |
| (-) Pagos de dividendos | (168) | (426) |
| (+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo) | 144 | 1,039 |
| Efectivo y equivalentes final | 6,688 | 8,797 |
| Portafolio de inversiones | 1,364 | 2,934 |
| Caja total | 8,052 | 11,731 |

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 1T21 el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 8.1 billones (53% COP y 47% USD). Durante este periodo la principal fuente de caja fue la actividad operativa (COP 2.9 billones) y la venta de títulos de portafolio (COP 1.7 billones) para atender los desembolsos de CAPEX por COP 2.4 billones y el servicio de la deuda.

Deuda: Al cierre del 1T21, el saldo de la deuda en balance fue de COP 49.8 billones, equivalentes a USD 13.6 miles de millones (6% COP y 94% USD). En este periodo, el saldo de la deuda se incrementó en un 7.5% principalmente por el impacto de la devaluación del peso frente al dólar en deuda registrada en moneda extranjera, el cual es reconocido en su mayoría en el patrimonio, dada la adopción de las coberturas contables.

Como consecuencia de la mejora en los resultados del Grupo Ecopetrol, el indicador Deuda Bruta/EBITDA pasó de 2.8 veces en diciembre de 2020 a 2.5 veces al 31 de marzo del 2021, en línea con el plan de negocios.

Eficiencias

Ecopetrol continúa realizando esfuerzos y desplegando estrategias para alcanzar una operación más eficiente. Al cierre del 1T21, el Grupo Empresarial ha incorporado eficiencias acumuladas por un valor de COP 263.7 mil millones de pesos, en razón a:

Acciones enfocadas en el fortalecimiento del margen EBITDA, las cuales han alcanzado un valor de COP 188.9 mil millones, entre las que se destacan:

- Las iniciativas identificadas y que vienen siendo implementadas en el negocio de producción, enfocadas en la optimización del costo de producción y levantamiento.
- Mejora del factor de dilución de los crudos, el cual pasó de 13.6% en el 2020 a 13.4% en lo corrido del año, principalmente por aprovechamiento de NGL de nuestras plantas de GLP, entre otros.
- Mejoras de márgenes e ingresos desplegadas por nuestra área comercial en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, así como, mayores ingresos en las ventas de excedentes de energía, entre otras.

Eficiencias en capex por COP 74.9 mil millones de pesos, producto de:

- La mejora continua en la perforación y completamiento de pozos; en este sentido, el costo promedio del pie perforado ha mejorado en 22 USD por pie perforado (180 USD/ft 1T21 vs 202 USD/ft 1T20), mientras que el costo de completamiento experimentó una mejora de 70 KUSD por pozo, al pasar de 512 KUSD/Pozo en 1T20 a 442 KUSD/Pozo en 1T21.
- Fortalecimiento de la estrategia de eficiencias basada en criterios de predictibilidad y competitividad utilizada durante el 2020, logrando eficiencias en los proyectos de Inyección de Agua en Castilla 35 patrones, Castilla Etapa 2, Rubiales Integrado Etapa 1 y Equipos Estáticos Apiay.

Inversiones

Las inversiones ejecutadas por el Grupo Ecopetrol durante el 1T21 fueron de USD 650 millones, lo que representa un 31% menos que el 1T20. Al descontar los efectos de los pagos de las obligaciones relacionadas con el proyecto Gato do Mato en Brasil realizado en el 1T20 y el *carry* de Ecopetrol Permian, el resultado del CAPEX invertido en el trimestre es 12% inferior al del mismo período del 2020. Para el 2021 se mantiene una expectativa de ejecución de inversiones entre USD 3,500 y 4,000 millones.

El 65% de las inversiones fueron ejecutadas en Colombia, y el restante 35% a nivel internacional.

Del total de inversiones al 1T21, el 80% fueron destinadas al segmento de exploración y producción, de las cuales el 72% se destinó a oportunidades de crecimiento con foco en aumento de producción y reservas. Por su parte el 7% fue destinada al segmento de transporte, el 11% al segmento de refinación y petroquímicos, y el 2% restante al corporativo.

El frente de proyectos de crecimiento de la cadena de gas y otras fuentes de energía representó el 12% de las inversiones del trimestre, y se continúa con el proceso de maduración de los proyectos solares.

A continuación, se detalla el destino de las principales inversiones realizadas durante el trimestre:

Exploración: Se perforaron cinco pozos (4 exploratorios + 1 estudio) y se avanza en la maduración del programa exploratorio del Grupo con un total de nueve pozos planeados en 2021.

Producción: Las actividades de producción y desarrollo de Ecopetrol S.A. se concentraron en los campos de Rubiales, Llanito, Castilla, Chichimene y Casabe. En el caso de las filiales, la inversión fue enfocada en Ecopetrol Permian y Hocol. A la fecha se han perforado y completado 91 pozos de desarrollo y se han ejecutado 87 intervenciones a campos.

Transporte: Inversiones dirigidas principalmente a garantizar la integridad y confiabilidad de la infraestructura, al tiempo que avanza en flexibilidad y eficiencia en la logística para la evacuación de crudos pesados. Estas inversiones también permitirán optimizar los costos futuros de operación gracias a la actualización de equipos y la mejora de su desempeño

Refinación: Ejecución concentrada en inversiones de continuidad operativa (76%) para mantener la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación en las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena. Para proyectos de crecimiento se destinó el 21% de las inversiones del segmento, relacionadas con el proyecto de Interconexión de las Plantas de Crudo de Cartagena.

Tabla 5: Inversiones por segmento – Grupo Ecopetrol

| Millones (USD) | Ecopetrol S.A. | Filiales y Subsidiarias | Total | % Participación |
|--|----------------|-------------------------|------------|-----------------|
| Producción | 245 | 222 | 467 | 71.8% |
| Refinación, Petroquímica y Biocombustibles | 31 | 41 | 72 | 11.0% |
| Exploración | 25 | 26 | 51 | 7.8% |
| Transporte* | 0 | 46 | 46 | 7.2% |
| Corporativo** | 14 | 0 | 14 | 2.2% |
| Total | 315 | 335 | 650 | 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).

** Incluye inversión en proyectos de transición energética

II. Resultados por Segmento de Negocio

1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Exploración

Durante el 1T21, Ecopetrol y sus socios completaron la perforación de cuatro pozos exploratorios y un pozo de estudio, para un total de cinco pozos:

- i) Liria YW-12: Alcanzó una profundidad total a 19,750 pies, probando la presencia de yacimientos productores en una nueva estructura al noroeste del campo Cupiagua, en el Piedemonte Llanero. Actualmente se encuentra en etapa de evaluación.
- ii) Boranda Sur-2: Pozo delimitador ubicado en el Bloque Boranda (50% participación) a 2.6 kilómetros del pozo descubridor Boranda-2ST. Actualmente produce cerca de 200 barriles de crudo equivalente por día y se encuentra en evaluación.
- iii) Boranda Sur-1: el cual fue taponado y abandonado por problemas operacionales sin alcanzar el objetivo geológico.
- iv) Moyote-1: perforado por la filial Ecopetrol México que fue declarado seco.
- v) EST-SN8: pozo estratigráfico perforado por la filial Hocol fue taponado y abandonado. Este es un pozo de estudio con el cual se pudo obtener datos que permitieron aportar al conocimiento de la geología del bloque SN8. Los datos obtenidos se integrarán en la interpretación estructural y la maduración de oportunidades para cumplir con los compromisos contractuales de la fase 1 en el Bloque SN8.

Continuando con la campaña exploratoria de 2021, al cierre del trimestre se encontraba en perforación el pozo Boranda Centro-1, delimitador del reciente descubrimiento Boranda, ubicado en el Valle Medio del Magdalena. Así mismo avanzan los planes de delimitación de los descubrimientos Flamencos en el Valle Medio del Magdalena, operado 100% por Ecopetrol, y Lorito en los Llanos Orientales, operado con Repsol, para acelerar la comercialidad e incorporación de reservas.

De otra parte, es importante destacar que dos pozos perforados en el 2020 fueron declarados exitosos en el 1T21: i) Flamencos-2 operado por Ecopetrol, el cual comprobó la extensión lateral del descubrimiento Flamencos-1 en el Valle Medio del Magdalena y ii) El Niño-1, operado por Perenco en asocio con Ecopetrol, que confirmó la presencia de crudo tipo mediano en el bloque Boquerón, en el departamento del Tolima.

La producción acumulada de los activos exploratorios alcanzó 477,767 barriles de producción equivalente (5,309 barriles equivalentes por día), lo cual representa un incremento de 39% frente a lo registrado en el 1T20, proveniente principalmente de Esox-1 de Ecopetrol America, Arrecife-1 de Hocol, Andina Norte-1, Boranda-3 y Boranda-2ST. El 67% de esta producción corresponde a crudo y 33% a gas.

En cuanto a la estrategia exploratoria de gas, Hocol avanza con la delimitación del descubrimiento Bullerengue Porquero mediante la conexión del pozo Chacha-3 a la facilidad Bullerengue. Así mismo, el descubrimiento Arrecife adelanta la conexión del pozo Arrecife-3 al EPF (*Facilidades tempranas para tratamiento de gas*), con el fin de iniciar la prueba extensa de este pozo durante el 2Q21.

En el frente de gas offshore, seguimos avanzando en la maduración de los proyectos que contribuyen a la estrategia de gas del Grupo. En el bloque Tayrona, junto con Petrobras (operador), se está evaluando el plan de desarrollo del descubrimiento Orca y el potencial exploratorio remanente del Bloque, el cual contempla la perforación de un pozo adicional en 2022. Por su parte, en el bloque Guaoff-10 se adelantan las actividades necesarias para el inicio de perforación de un pozo en el año 2023. Adicionalmente, en el Bloque COL-5 continúa el plan acordado con Shell para iniciar la perforación del pozo Gorgon-2 a finales de este año, lo que permitirá conocer la capacidad del reservorio y la productividad del descubrimiento Gorgon.

Frente al descubrimiento Gato do Mato en el Presal Brasileño, seguimos avanzando en los estudios de comercialidad y la definición del plan de desarrollo, a partir de la información sísmica y el resultado de los pozos delimitadores.

Producción

En el 1T21 el Grupo Empresarial alcanzó una producción de 675.7 kbped, de los cuales 616.5 kbped provienen de Ecopetrol y 59.2 kbped de las Filiales. Respecto al mismo periodo del año anterior, la producción disminuyó 8.1% (-59 kbped), y 2.7% (-19 kbped) frente al 4T20. El gas alcanzó una producción de 130 kbped, aumentando 12% (+14 kbped) frente al 1T20, principalmente por la recuperación de la demanda país en los mercados industriales y al incremento de la producción de Hocol por la adquisición de la participación de Chevron en el activo Guajira. El gas mantiene una participación del 19% en la producción total, en línea con la estrategia de la Compañía.

Durante el primer trimestre se destacan los buenos resultados en los activos del Piedemonte y del Magdalena Medio. Sin embargo, durante el periodo se presentaron afectaciones a la producción debido principalmente a: i) restricciones operativas en el campo Castilla, en atención a requerimientos adicionales establecidos por Cormacarena, en el marco de los permisos y la normatividad vigente, los cuales están orientados a mejorar las condiciones ambientales del río Guayuriba (-11.1 kbped); ii) incremento del contenido de agua y sedimentos (BSW - *Basic Sediment and Water*)² en campos como Chichimene, Akacias, Yariguí y Rubiales (-1.4 kbped) dada la desaceleración de actividad durante el 2020; iii) la desinversión de Savia en Perú (-4 kbped) y iv) temas operacionales y de orden público (-4 kbped).

Dado lo anterior, estimamos un rango de producción entre 690 - 700 kbped para el año 2021. Para retomar la senda de crecimiento contamos con un plan soportado en tres focos: i) levantamiento de las restricciones operativas en Castilla, ii) anticipación de actividad incremental prevista inicialmente para 2022 y iii) aumento de la capacidad de manejo de fluidos e intervenciones a pozos.

Como riesgos a la producción se identifican los siguientes: i) posible disminución de la demanda de gas producto de la tercera ola de la pandemia COVID-19 y otras que se puedan presentar; ii) posible reducción de volúmenes de inyección de agua en el campo Quifa, y iii) posible extensión del cierre del vertimiento al río Guayuriba.

En términos de perforación, al cierre del 1T21 se perforaron y completaron 91 pozos de desarrollo en el Grupo Empresarial con un promedio de ocupación de 16 equipos de perforación.

² Porcentaje de agua por cada barril de fluido extraído de un pozo

Respecto a los Yacimientos No Convencionales, se avanza con los estudios para radicar la solicitud de la Licencia Ambiental para el PPII Kalé ante la Autoridad Ambiental.

Programa de Recobro

En 1T21 se avanzó con la expansión de tecnologías de recobro secundario y terciario destacando: i) inyección de gas en los campos Cusiana, Cupiagua y Pauto – Floreña y ii) la inyección de agua en Chichimene, Castilla y Yariguí. Los pilotos que se encuentran activos aportaron 4 kbped de producción durante el 1T21, se resaltan los pilotos de inyección de agua mejorada y la combustión *In-Situ* en el campo Chichimene.

Permian

En el 1T21 seguimos consolidando las operaciones en la cuenca del Permian, en Texas, con nuestro socio OXY, y de acuerdo con el plan establecido para el año. Se iniciaron operaciones en el 2021 incrementando el número de taladros a un total de 4 e incorporando 2 cuadrillas de completamiento. Al cierre del trimestre, la Asociación contaba con 44 pozos en producción, 20 nuevos pozos perforados y 28 pozos completados (incluidos los 22 pozos perforados, pero no completados en el 2020). Durante este periodo, se alcanzó una producción de 6.2 kbped antes de regalías. La producción al final de marzo fue de 13.6 kbped neto ECP antes de regalías.

En este periodo se destaca la materialización de eficiencias operacionales, bajo un entorno retador por las difíciles condiciones climáticas que afectaron la operación en enero y febrero, logrando entregar resultados según lo planeado y estableciendo nuevos récords operativos, tales como:

- El pozo perforado más rápido en 9.3 días vs. 9.7 días en 2020 (*Spud to rig release*).
- Tiempo promedio de perforación por pozo 12.2 días vs. 14 días en 2020.
- Las operaciones de completamiento lograron un máximo de 22.3 horas de bombeo por día vs. 19.7 horas en 2020.
- La asociación Rodeo ha adaptado los equipos de perforación y completamiento al sistema “*Dual Fuel*”, reduciendo el consumo de diésel hasta en un 20%.

Las expectativas para el 2021 se mantienen de acuerdo a lo contemplado en el Plan de Negocio 2021-2023.

Tabla 6: Producción Bruta - Grupo Ecopetrol

| Producción - kbped | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
|----------------------------------|--------------|--------------|-----------------|
| Crudo | 486.2 | 554.5 | (12.3%) |
| Gas Natural | 130.3 | 122.6 | 6.3% |
| Total Ecopetrol S.A. | 616.5 | 677.1 | (8.9%) |
| Crudo | 20.4 | 21.8 | (6.4%) |
| Gas Natural | 19.1 | 8.8 | 117.0% |
| Total Hocol | 39.5 | 30.6 | 29.1% |
| Crudo | 0.0 | 4.6 | (100.0%) |
| Gas Natural | 0.0 | 3.5 | (100.0%) |
| Total Equion* | 0.0 | 8.1 | (100.0%) |
| Crudo | 0.6 | 3.2 | (81.3%) |
| Gas Natural | 0.1 | 0.9 | (88.9%) |
| Total Savia | 0.7 | 4.1 | (82.9%) |
| Crudo | 11.0 | 11.9 | (7.6%) |
| Gas Natural | 1.8 | 1.9 | (5.3%) |
| Total Ecopetrol America | 12.8 | 13.8 | (7.2%) |
| Crudo | 4.0 | 1.1 | 263.6% |
| Gas Natural | 2.2 | 0.3 | 633.3% |
| Total Ecopetrol Permian** | 6.2 | 1.4 | 342.9% |
| Crudo | 522.2 | 597.1 | (12.5%) |
| Gas Natural | 153.5 | 138.0 | 11.2% |
| Total Grupo Ecopetrol | 675.7 | 735.1 | (8.1%) |

*La Filial Equión reportó producción hasta el 29 de febrero de 2020 dada la finalización del contrato de asociación Piedemonte. A partir del primero de marzo de 2020, esta producción se reporta 100% ECP (campos Pauto y Floreña).
 ** Producción de 5.1 kbped neto ECP después de regalías.

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.

Costo de Levantamiento y dilución

El costo de levantamiento del 1T21, se situó en 7.51 USD/BI, 0.71 USD/BI menos que el obtenido durante el mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por:

Efecto costo (-1.23 USD/BI):

- Menor consumo de energía por eficiencias de optimización en la matriz energética, aumentando la utilización de energía autogenerada.
- Menor ejecución de costos en mantenimiento de subsuelo debido a la optimización de los tiempos promedio de ejecución de las intervenciones y los servicios a pozo.
- Menor actividad operativa y suministros utilizados en el proceso productivo de los campos operados con socios.

Efecto volumen (+0.56 USD/BI): Menor producción respecto al mismo periodo del año anterior.

Efecto Tasa de Cambio (-0.04 USD/BI): Incremento de tasa de cambio en 17 pesos/dólar al expresar los costos en pesos a dólares.

Costo de Dilución

El costo unitario de dilución del 1T21 disminuyó en -0.18 USD/BI versus el 1T20 pasando de 3.68 en 1T20 a 3.50 en 1T21, explicado principalmente por la menor compra de barriles de nafta (-18.2 kbd), dada la menor producción de crudos pesados, y el efecto de la tasa representativa de mercado por devaluación del peso frente al dólar en +17 pesos/dólar, contrarrestado por un mayor precio en compra de nafta (13.3 USD/BI), por condiciones de mercado.

Tabla 7: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol

| USD/BI | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
|-------------------------|---------|---------|--------|
| Costo de Levantamiento* | 7.51 | 8.22 | (8.6%) |
| Costo de Dilución** | 3.50 | 3.68 | (4.9%) |

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías

** Calculado con base en barriles vendidos

Resultados Financieros del Segmento

Durante el 1T21, el EBITDA del Segmento del Upstream alcanzó un margen del 40.4%, duplicando el resultado del año 2020. El negocio de gas y GLP alcanzó un margen EBITDA de 53%, aumentando en 8% vs. el mismo periodo del 2020, gracias a los mejores precios de venta nacional (+0.5 USD/BI) y la entrada de nuevos contratos de venta de Gas Guajira de Hocol.

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

| Miles de Millones (COP) | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (\$) | Δ (%) |
|---|---------------|---------------|--------------|---------------|
| Ingresos por ventas | 13,216 | 10,483 | 2,733 | 26.1% |
| Depreciación, amortización y agotamiento | 1,616 | 1,503 | 113 | 7.5% |
| Costos variables | 5,226 | 5,050 | 176 | 3.5% |
| Costos fijos | 2,076 | 2,383 | (307) | (12.9%) |
| Costo de ventas | 8,918 | 8,936 | (18) | (0.2%) |
| Utilidad bruta | 4,298 | 1,547 | 2,751 | 177.8% |
| Gastos operacionales y exploratorios | 703 | 629 | 74 | 11.8% |
| Utilidad operacional | 3,595 | 918 | 2,677 | 291.6% |
| Ingresos (gastos) financieros | (493) | (151) | (342) | 226.5% |
| Resultados de participación en compañías | 7 | (51) | 58 | (113.7%) |
| Utilidad antes de impuesto a las ganancias | 3,109 | 716 | 2,393 | 334.2% |
| Provisión impuesto a las ganancias | (977) | (199) | (778) | 391.0% |

| | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|-----------------|
| Utilidad neta consolidada | 2,132 | 517 | 1,615 | 312.4% |
| Interés no controlante | 21 | 21 | 0 | 0.0% |
| Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment | 2,153 | 538 | 1,615 | 300.2% |
| (Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo | 0 | (518) | 518 | (100.0%) |
| Impuesto de renta diferido sobre impairment | 0 | 151 | (151) | (100.0%) |
| Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol | 2,153 | 171 | 1,982 | 1,159.1% |
| EBITDA | 5,342 | 2,485 | 2,857 | 115.0% |
| Margen EBITDA | 40.4% | 23.7% | - | 16.7% |

Los ingresos del 1T21 aumentaron frente al 1T20 en 26.1%, principalmente por el incremento en los precios del Brent (+10.5 USD/BI) y mejora en diferenciales de crudos (+6.4 USD/BI); lo cual contrarrestó parcialmente el menor volumen de ventas asociado a una disminución en la producción.

El costo de ventas del segmento disminuyó frente al mismo periodo de 2020, debido a:

- Menor costo de energía por eficiencias de optimización en la matriz energética como resultado de estrategias implementadas para mayor utilización de energía autogenerada sobre energía regulada.
- Menor ejecución de costos en mantenimiento de subsuelo por: i) optimización de tiempo promedio de ejecución de intervenciones y servicios a pozo y ii) renegociación de tarifas de los contratos.
- Disminución en servicios contratados de asociación por: i) reversión del contrato de asociación de Piedemonte a operación directa de Ecopetrol (participación en costos y producción del 100%) y ii) menor actividad operativa y suministros utilizados en el proceso productivo.
- Menor costo de transporte asociado a la disminución de la producción.
- Valorización de los inventarios asociados a la recuperación de los precios.

Los gastos operacionales del 1T21 aumentaron frente al 1T20, debido a: i) reconocimiento del pozo Moyote en México como no exitoso, ii) cierre de estudios que se encontraban en curso y iii) mayor capitalización de proyectos comparado con el mismo periodo del 2020.

El gasto financiero neto (no operacional) del 1T21 aumenta frente al año anterior principalmente por: i) mayores intereses asociados al incremento del endeudamiento, ii) menor ingreso por valoración y rendimientos del portafolio de inversiones, y iii) efecto de la tasa de cambio por la devaluación del peso frente al dólar, compensando parcialmente por la realización en resultados del efecto por conversión acumulado en patrimonio de la inversión en dólares de Savia.

2. TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

| kbd | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
|--------------|----------------|----------------|----------------|
| Crudo | 732.9 | 872.8 | (16.0%) |
| Productos | 274.5 | 263.3 | 4.3% |
| Total | 1,007.4 | 1,136.1 | (11.3%) |

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: En 1T21 los volúmenes transportados disminuyeron 16% frente a 1T20 como resultado de una menor producción país, principalmente en la zona Llanos. En el 1T21 se evidenció una mayor evacuación de los corredores que llegan a la refinería de Barranca (Vasconia - Galán y Ayacucho – Galán) con +24.4 kbpd vs. lo evacuado en 1T20. Como resultado de la menor producción y la mayor carga a la refinería de Barrancabermeja, la evacuación hacia Coveñas disminuyó 163.8 kbpd vs. el mismo periodo del año anterior. Aproximadamente el 81.8% del volumen de crudo transportado es propiedad del Grupo Ecopetrol.

Si bien durante los primeros meses del 2021 se presentaron afectaciones a los oleoductos originados por terceros, el número de afectaciones fue 33% inferior al del año anterior. Así mismo, la intervención de válvulas ilícitas para crudos disminuyó un 23.3% y para productos refinados se mantuvo en los niveles del 1T20, para un total de 230 válvulas ilícitas en el 1T21.

Productos Refinados: En 1T21 los volúmenes de refinados incrementaron 4.3% frente a lo transportado en 1T20 principalmente por: i) la recuperación de la demanda de combustibles del país, ii) la mayor evacuación de productos refinados principalmente diésel y gasolina motor, y iii) mantenimiento de la unidad HDT de la refinería de Barrancabermeja realizado durante el 1T20. El 29.9% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol.

Actualización 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 pasado 24 de marzo de 2021, la Procuraduría General de la Nación emitió concepto favorable del acuerdo siendo esta la primera de las dos instancias aprobatorias que debe surtir el acuerdo. Adicionalmente, el pasado 23 de abril de 2021 fue aprobado por el Tribunal de Arbitramento la conciliación entre Oleoducto Bicentenario y Canacol y el 28 de abril de 2021 fue aprobado por el Tribunal de Arbitramento la conciliación entre oleoducto Bicentenario y Vetra.

Plan de Expansión de la Red de Poliductos: El 15 de marzo de 2021, el Ministerio de Minas y Energía (MME) expidió para comentarios la resolución del Plan de Expansión de la Red de Poliductos, mediante el cual desarrolla tres temas principales: i) establece proyectos de expansión de capacidad en ocho de nuestros sistemas de transporte por poliductos, así como el año en el que se espera que estos entren en operación, ii) delega en la CREG la competencia para definir el procedimiento de asignación y ejecución de estos proyectos, y iii) establece que el MME, o la entidad delegada, definirá la metodología para determinar las tarifas y márgenes asociados a estos proyectos. Esta resolución estuvo abierta a comentarios hasta el 30 de marzo y se espera que con la resolución definitiva se publique en los próximos meses.

Costo por Barril Transportado

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

| USD/BI | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
|-------------------------------|---------|---------|-------|
| Costo por Barril Transportado | 2.99 | 2.93 | 2.0% |

El costo por barril transportado se incrementó en 0.06 USD/BI vs. el del 1T20 principalmente por:

Efecto costo (-0.3 USD/BI):

- Menor costo variable debido a la reducción del consumo de materiales, suministros y energía producto de los menores volúmenes transportados.
- Menor velocidad de ejecución de actividades y menores servicios contratados.
- Menor depreciación por cambio de vida útil en el Oleoducto de los Llanos y el Oleoducto Bicentenario.

Efecto volumen (+0.37 USD/BI): Menor volumen de crudo transportado (-140 kbd), contrarrestado parcialmente por mayor volumen de productos (+11 kbd) por recuperación de demanda de gasolina y diésel.

Efecto tasa de cambio (-0.01 USD/BI): Mayor tasa de cambio de +17.03 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 2021 | 1T 2020 | Δ (\$) | Δ (%) |
|--|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Ingresos por ventas | 2,808 | 3,185 | (377) | (11.8%) |
| Depreciación, amortización y agotamiento | 286 | 317 | (31) | (9.8%) |
| Costos variables | 132 | 174 | (42) | (24.1%) |
| Costos fijos | 360 | 401 | (41) | (10.2%) |
| Costo de ventas | 778 | 892 | (114) | (12.8%) |
| Utilidad bruta | 2,030 | 2,293 | (263) | (11.5%) |
| Gastos operacionales | 185 | 171 | 14 | 8.2% |
| Utilidad operacional | 1,845 | 2,122 | (277) | (13.1%) |

| | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Ingresos (gastos) financieros | 139 | 599 | (460) | (76.8%) |
| Resultados de participación en compañías | 0 | 0 | 0 | - |
| Utilidad antes de impuesto a las ganancias | 1,984 | 2,721 | (737) | (27.1%) |
| Provisión impuesto a las ganancias | (593) | (815) | 222 | (27.2%) |
| Utilidad neta consolidada | 1,391 | 1,906 | (515) | (27.0%) |
| Interés no controlante | (270) | (332) | 62 | (18.7%) |
| Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment | 1,121 | 1,574 | (453) | (28.8%) |
| (Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo | 1 | 0 | 1 | - |
| Impuesto de renta diferido sobre impairment | 0 | 0 | 0 | - |
| Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol | 1,122 | 1,574 | (452) | (28.7%) |
| EBITDA | 2,187 | 2,489 | (302) | (12.1%) |
| Margen EBITDA | 77.9% | 78.1% | - | (0.2%) |

Los ingresos del 1T21 disminuyeron frente a 1T20 debido principalmente a los menores volúmenes transportados como resultado de la reducción de la producción de crudo Ecopetrol y país.

El costo de ventas del 1T21 disminuyó frente al 1T20 como resultado de: i) una menor velocidad de ejecución de actividades de mantenimiento, ii) menor depreciación por la extensión de las vidas útiles en los oleoductos Bicentenario y de los Llanos, iii) disminución en los costos variables de materiales y energía asociada a los menores volúmenes transportados y iv) entrada del nuevo modelo operativo.

Los gastos operacionales del 1T21 incrementaron frente al 1T20, debido a la actualización de las provisiones de litigios en 1T20 y compras adicionales de licencias de software.

El resultado financiero (no operacional) del 1T21 disminuyó, debido a un menor ingreso por diferencia en cambio sobre la posición activa en dólares del segmento en 1T21 versus la realizada en el 1T20, dada la menor volatilidad de la TRM en el 1T21 frente a la observada en el 1T20.

3. REFINACIÓN

En el 1T21 se continúa con la senda de la mejora operativa y de resultados financieros en el segmento de refinación y petroquímica, conforme a la paulatina recuperación de las cargas de las distintas unidades, asociada a la estabilidad de las operaciones, y al incremento de la demanda de los principales productos tanto a nivel nacional como internacional.

En 1T21 las refinerías alcanzaron una carga consolidada de 360 kbd y un margen bruto integrado de 10.1 USD/BI, frente a una carga de 345 kbd y un margen bruto integrado de 9.5 USD/BI en 1T20.

Se destaca, además, el importante logro de cero incidentes de seguridad de procesos nivel 1 y ambientales computables, así como el avance en la senda de calidad de combustibles, produciendo actualmente gasolina en Colombia con un contenido promedio de azufre de 50 ppm, y diésel por debajo de 15 ppm, cumpliendo con la regulación vigente (Resolución 40103 de abril 7 del 2021).

Refinería de Cartagena

Durante los primeros meses del año las operaciones en la refinería continuaron ajustándose conforme al entorno de demanda nacional e internacional, mostrando una recuperación en el margen bruto de refinación, pasando de 6.6 USD/BI en 4T20 a 8.1 USD/BI en 1T21 (el margen bruto de refinación para 1T20 había sido de 8.9 USD/BI). En este mismo periodo, se inició de manera exitosa el primer ciclo de mantenimientos mayores de los clústers de cracking y alquilación, alcanzando una carga de 143.3 kbd, registrando niveles similares a los del 1T20 (146.3 kbd) e impactando en consecuencia el resultado del margen bruto de refinación.

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

| Refinería de Cartagena | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
|-----------------------------|---------|---------|--------|
| Carga* (kbpd) | 143.3 | 146.3 | (2.1%) |
| Factor de Utilización (%) | 74.7% | 68.7% | 8.7% |
| Producción Refinados (kbpd) | 139.2 | 137.7 | 1.1% |
| Margen Bruto (USD/BI) | 8.1 | 8.9 | (9.0%) |

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

Refinería de Barrancabermeja

Durante 1T21 la refinería presentó un desempeño operativo estable y ajustado al entorno de la demanda local. En el periodo se alcanzó una carga de 216.9 kbd, 9% superior frente al 1T20, como resultado de la operación estable de la unidad de hidrotreatmento de diésel y a la gestión con la cadena de suministro, apalancando la producción de combustibles, petroquímicos e industriales. En particular, en el trimestre se destaca un buen desempeño del negocio petroquímico.

El margen bruto de refinación en el 1T21 fue de 11.5 USD/BI, 16% superior al registrado en el 1T20, principalmente por el fortalecimiento versus Brent de gasolina y fuel oil, al incremento de rendimientos de destilados medios y petroquímicos, compensando una dieta más costosa.

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

| Refinería de Barrancabermeja | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
|------------------------------|---------|---------|-------|
| Carga* (kbpd) | 216.9 | 199.0 | 9.0% |
| Factor de Utilización (%) | 85.0% | 74.5% | 14.0% |
| Producción Refinados (kbpd) | 220.9 | 202.9 | 8.9% |
| Margen Bruto (USD/BI) | 11.5 | 9.9 | 16.2% |

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

Esenttia

Esenttia termina el 1T21 con un balance positivo en sus resultados. Entre enero y febrero se presentó un incremento histórico en precios de propileno (materia prima) por baja disponibilidad causada por fenómenos ambientales en EE.UU.; no obstante, los precios de polipropileno no se incrementaron en la misma medida, en consecuencia los márgenes del negocio se vieron impactados durante los dos primeros meses del año.

En respuesta a la coyuntura de mercado, se resaltan las acciones asociadas a: i) ventas anticipadas de polipropileno en regiones de alto valor; ii) reemplazo de parte del volumen contractual de Propileno Grado Polímero (PGP), por PGP Contenido con precios inferiores a los de mercado; y iii) alineación de la cadena logística para entrega de producto. Lo anterior permitió lograr un récord histórico de margen PP 430 USD/Ton en el mes de marzo, apalancando el resultado EBITDA de manera significativa para este mes y para el trimestre.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 14: Costo de Caja de Refinación*

| USD/BI | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
|-----------------------------|---------|---------|--------|
| Costo de Caja de Refinación | 4.26 | 4.48 | (4.9%) |

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

El Costo de Caja de Refinación disminuyó -0,22 USD/B o 4.9% en el 1T21 frente al 1T20, explicado principalmente por:

Efecto costo y volumen (-0,20 USD/BI): Menor costo unitario principalmente por: i) mayores cargas de crudo (+15 Kbd) en la Refinería de Barrancabermeja; y ii) ajustes operacionales en Esenttia ocasionados por el incremento de la demanda.

Efecto Tasa de Cambio (-0,02 USD/BI): Mayor tasa de cambio de +17 pesos/dólar al re-exresar los costos en pesos a dólares

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 15: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

| Miles de Millones (COP) | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (\$) | Δ (%) |
|--|--------------|----------------|--------------|-----------------|
| Ingresos por ventas | 9,681 | 8,288 | 1,393 | 16.8% |
| Depreciación, amortización y agotamiento | 335 | 333 | 2 | 0.6% |
| Costos variables | 8,481 | 7,317 | 1,164 | 15.9% |
| Costos fijos | 435 | 581 | (146) | (25.1%) |
| Costo de ventas | 9,251 | 8,231 | 1,020 | 12.4% |
| Utilidad bruta | 430 | 57 | 373 | 654.4% |
| Gastos operacionales | 364 | 390 | (26) | (6.7%) |
| Utilidad (Pérdida) operacional | 66 | (333) | 399 | (119.8%) |
| Ingresos (gastos) financieros | (291) | (1,113) | 822 | (73.9%) |
| Resultados de participación en compañías | 46 | 50 | (4) | (8.0%) |
| Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias | (179) | (1,396) | 1,217 | (87.2%) |
| Provisión impuesto a las ganancias | 33 | 384 | (351) | (91.4%) |
| Utilidad neta consolidada | (146) | (1,012) | 866 | (85.6%) |
| Interés no controlante | (42) | (36) | (6) | 16.7% |
| Utilidad (pérdida) neta antes de impairment | (188) | (1,048) | 860 | (82.1%) |
| (Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo | 1 | (691) | 692 | (100.1%) |
| Impuesto de renta diferido sobre impairment | 0 | 127 | (127) | (100.0%) |
| Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol | (187) | (1,612) | 1,425 | (88.4%) |
| EBITDA | 653 | 283 | 370 | 130.7% |
| Margen EBITDA | 6.7% | 3.4% | - | 3.3% |

El resultado EBITDA 1T21 para el segmento de refinación es el mejor de los últimos 5 trimestres gracias a las eficiencias logradas durante el 2020 que mantuvieron los costos y gastos en control pese al aumento de operación y así mismo al buen comportamiento de los márgenes y cargas de nuestros negocios.

Los ingresos del 1T21 presentaron un crecimiento con respecto al 1T20 del 16.8% debido a la recuperación en los diferenciales de productos, principalmente en gasolina, destilados medios y petroquímicos asociados a factores de mercado; y la estabilización de la demanda pese a que continúa el COVID-19. Adicionalmente, Invercolsa tuvo crecimiento en sus ingresos dada la mayor comercialización de gas natural y un buen resultado de Esenttia pese a un comienzo de año con dificultad debido a la reducción en sus márgenes por aumento del valor de la materia prima en el mercado internacional, entre otros factores.

El costo de ventas presentó un aumento en el 1T21 frente al 1T20, principalmente por: i) un mayor volumen de crudo cargado en la refinería de Barrancabermeja, y ii) mayores precios de la dieta de crudos de las refinerías. Lo anterior compensado parcialmente con un menor costo de ventas por: i) finalización del contrato de transporte de gas en el tramo Ballena-Barrancabermeja, ii) desplazamiento de actividad operacional derivada de la pandemia en el 1T21 y iii) pérdida de control en Bionergy.

Durante el 1T21 no se efectuaron estimaciones adicionales a las realizadas con corte de diciembre 31 de 2020 para un nuevo reconocimiento de recuperación y/o gasto por impairment de activos de largo plazo. Cabe recordar que en el 1T20 el segmento reconoció de manera extraordinaria y en respuesta a las condiciones de mercado de ese momento, un gasto por impairment de COP 564 mil de millones neto de impuestos.

El resultado financiero (no operacional) del 1T21 versus 1T20, presenta un menor gasto como consecuencia del efecto de la revaluación presentada en la tasa de cierre sobre la posición pasiva neta del segmento.

III. SosTECnibilidad

Plan de Descarbonización de mediano y largo plazo

En línea con el compromiso para mitigar el cambio climático y avanzar en la transición energética y en la agenda de SOSTENIBILIDAD, en el mes de marzo el Grupo Ecopetrol anunció la meta de cero emisiones netas de carbono para 2050 (alcances 1 y 2). Como meta intermedia a 2030, el Grupo Ecopetrol busca reducir en 25% las emisiones de CO₂e (alcances 1 y 2) frente a la línea base establecida en el año 2019, y para 2050 alcanzar una reducción del 50% de las emisiones totales (alcances 1, 2 y 3). Para obtener mayor información haga [click aquí](#).

Cómo se anunció anteriormente, de acuerdo con el Plan de Negocios 2021 – 2023, se invertirán más de USD 600 millones en iniciativas de descarbonización.

Energías Renovables

En línea con el objetivo de incorporar alrededor de 400 MW de generación basada en energías renovables para 2023, seguimos avanzando en la construcción de la granja solar San Fernando, la cual se espera que entre en operación en el segundo semestre de 2021. Actualmente se tiene un avance del 46% del proyecto y se están empleando 328 personas en obra, de las cuales 120 son mujeres.

En los proyectos de energía solar por 45 MW en Huila, Magdalena Medio y Meta se avanzó en la preparación de la asignación bajo esquemas PPA.

Ecopetrol inició pruebas piloto para medir el potencial de energía eólica en zonas cercanas a sus operaciones en Cartagena, con el objetivo de evaluar la viabilidad de construcción de parques eólicos que permitan en el futuro autoabastecer parte de la demanda energética de las operaciones de la Compañía en esta región del país. La medición se realiza por medio de una torre meteorológica de 150 metros de altura que se instaló en el lote Casablanca, aledaño a la Refinería de Cartagena.

Adicionalmente, la Compañía estima que en el segundo semestre de este año inicien las mediciones de potencial eólico en los departamentos de Huila y Casanare en terrenos aledaños a las operaciones del Grupo Ecopetrol. Actualmente, se tienen identificados prospectos de generación eólica por 90 MW a 2022 en la Costa Atlántica, Casanare y Huila.

Continuamos avanzando en el diseño de nuestra estrategia de hidrógeno, basada en 5 frentes: i) Pilotos, ii) Regulación y Política Pública, iii) Proveedores y Aliados, iv) Comercialización a Terceros y v) Hojas de Ruta Grupo Ecopetrol y país. Estamos en el proceso de definición de aliados en el desarrollo de esta estrategia para avanzar con el reemplazo escalonado de hidrógeno gris en los procesos industriales del downstream, blending con gas natural para uso térmico y movilidad. Así mismo, seguimos con el desarrollo de un piloto de hidrógeno a escala experimental con capacidad de 50 kilovatios el cual entrará en operación en 2022 en la refinería de Cartagena. Se destacan adicionalmente los avances en el proceso de compra de un Electrolizador de 50 kW para el desarrollo del piloto de Hidrógeno el cual se encuentra en fabricación y se espera tenerlo en operación para el 1Q de 2022.

Agua

Durante el 1T21 Ecopetrol reutilizó 25.9 millones de metros cúbicos de agua (1.8 millones de barriles por día), lo que significa que la empresa dejó de captar y verter este volumen a fuentes hídricas, disminuyendo así la presión sobre los recursos hídricos. Este volumen significa un leve aumento del 1% con respecto a la reutilización del mismo periodo del año anterior y equivale al 72% del total de agua requerida para operar. Estos resultados se han logrado gracias a buenas prácticas de reutilización y recirculación de agua, implementadas en las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, así como en los campos de producción.

Así mismo, se reusaron 639 mil metros cúbicos de aguas de producción tratadas (44.7 mil barriles por día) en actividades agrícolas y pecuarias en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) del Campo Castilla. Esto significa una disminución del 20% con respecto al primer trimestre del año anterior debido a pruebas hidráulicas e hidrostática realizadas al sistema de riego por aspersión para asegurar su correcta operación y sostenibilidad en el tiempo, dado que el sistema pasará a operación directa de Ecopetrol durante el 2021.

Calidad del aire

Como parte del compromiso ambiental con la producción de combustibles limpios, Ecopetrol firmó el Pacto por un Nuevo Aire para Bogotá, mediante el cual ratifica su compromiso de seguir avanzando en la mejora de la calidad de los combustibles, el abastecimiento de diésel especial para Transmilenio y la disponibilidad de gas natural para la ciudad. Al cierre de marzo, Ecopetrol distribuyó en Bogotá diésel de menos de 15 ppm en contenido de azufre para toda la ciudad, diésel especial de menos de 10 ppm de azufre para la flota de Transmilenio y gasolina de 51 ppm de azufre, niveles que cumplen ampliamente con la calidad exigida en la regulación nacional y posicionan estos combustibles al nivel de los más altos estándares internacionales.

Proyecto Piloto de Investigación Integral en Yacimientos No Convencionales (PPII)

Como se informó anteriormente, para el Proyecto Piloto de Investigación Integral en Yacimientos No Convencionales que se llevará a cabo en Puerto Wilches (Santander), denominado Kalé, se realizará un riguroso monitoreo ambiental, de sismicidad y operativo, el cual tendrá en cuenta más de 200 parámetros. Lo anterior está alineado con el marco normativo expedido para los PPII en el cual Ecopetrol tuvo una participación activa durante el 2020.

Estos monitoreos comenzaron el 16 de febrero, una vez desarrollado el primer diálogo territorial, con el levantamiento de la línea 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. La información recopilada se conocerá públicamente a través del Centro de Transparencia del Ministerio de Minas y Energía, lo que facilitará el conocimiento y seguimiento a las actividades del piloto por parte de las comunidades y otros grupos de interés.

Entre 2020 y lo corrido del 2021, Ecopetrol ha realizado más de 320 encuentros de diálogo y participación con comunidades, autoridades, empresarios, trabajadores, sindicatos y legisladores, entre otros grupos de interés, con el fin de explicar el alcance del proyecto Kalé. Los encuentros se han realizado mediante el uso de diferentes metodologías virtuales y presenciales cumpliendo los protocolos de bioseguridad, tales como rondas pedagógicas e informativas casa a casa, conversatorios con autoridades y gremios, foros, programas radiales y otras acciones de comunicación comunitaria.

Iniciativa “Apoyo País” ante COVID-19

Durante el 1T21 se avanzó en el cierre de las ayudas contratadas en el 2020, con la entrega de 245 equipos médicos y más de 6,240 caretas N95, representadas por un valor de COP 4 mil millones.

Como parte del apoyo permanente a la atención de la pandemia y reactivación económica, el Grupo Ecopetrol aprobó recursos de por lo menos COP 60 mil millones para ser ejecutados en 2021, los cuales incluyen proyectos como: i) fortalecimiento de la salud pública por medio de la dotación de equipos médicos y elementos de protección personal, ii) convenios de colaboración con fundaciones de la salud, iii) torre de control de vacunación y servicios de apoyo en herramientas digitales, iv) reactivación de la zona caribe, impactada por la emergencia ambiental del huracán Iota, entre otros.

Inversión Social y Ambiental

Adicional a los recursos de la iniciativa “Apoyo País” en el 1T21, el Grupo Ecopetrol destinó recursos de inversión social 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 71 mil millones³. Esta inversión se divide en: i) Inversión estratégica por COP \$ 68 mil millones; ii) Inversión Obligatoria por COP \$ 2.7 mil millones. En este sentido se destaca, entre otros proyectos: i) la entrega de dotación y tecnología a 4 Instituciones Educativas en el municipio de Villavicencio, ii) la firma de nuevas alianzas para promover la retención escolar y calidad educativa con la Fundación Batuta y Corpoeducación en los departamentos de Meta y Arauca, iii) el

³ No se reportan cifras de Filiales del Grupo e inversión ambiental en el presente informe, dado que la información se encuentra en proceso de consolidación para el 2021, por lo cual las cifras se reportarán de forma acumulada en el informe del 2T21.

lanzamiento del programa de reactivación económica Ecopetrol Emprende en alianza con Créame Incubadora para fortalecer a 468 MiPymes de las Regionales Sur, Orinoquía, Piedemonte, Central, Catatumbo Arauca y Caribe, y iv) en infraestructura, la entrega de 199 unidades de vivienda que benefician a 796 personas de estratos 1 y 2 en el municipio de Aipe en el departamento de Huila.

Comunidades y Entorno

Se desarrollaron acciones de apoyo a las comunidades Wayuu con la entrega de 3,403 kits escolares para estudiantes y 114 para docentes en el municipio de Uribia, con el fin de aportar a la retención escolar en medio de la pandemia. La dificultad de acceso a útiles y material pedagógico de calidad por parte de los estudiantes, sus familias y docentes, aumenta los factores de riesgo asociados a la falta de escolarización.

Así mismo se dio continuidad al Plan de Relacionamiento con el Pueblo U'wa, llevando a cabo el encuentro entre Ecopetrol y los 17 Cabildos y Delegados de la Junta Directiva de Asouwa, logrando el objetivo de acercarnos a las Autoridades Tradicionales de las 17 comunidades de base del Resguardo Unido U'wa con quienes socializamos los avances del Plan de Inversión Social, el cual ha fortalecido la confianza de la comunidad en materia de relacionamiento

Por otro lado, Ecopetrol S.A., se sumó a la firma del Pacto por el Trabajo Decente del Sector de Hidrocarburos en el Departamento del Casanare, el cual reitera el compromiso permanente de la industria por garantizar el desarrollo de las condiciones laborales de sus trabajadores en condiciones de dignidad y decencia, y la priorización de mano de obra local y el servicio público de empleo en zonas con influencia del sector de hidrocarburos.

Responsabilidad Corporativa

Ecopetrol publicó su Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2020, a través del cual la Compañía reveló sus resultados en materia ambiental, social y de gobernanza. Esta versión del reporte atiende a distintos estándares de divulgación de información tales como: Global Reporting Initiative (GRI), Sustainability Accounting Standards Board (SASB), Stakeholder Capitalism Metrics (SCM) del Foro Económico Mundial y Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD).

Bajo esta línea, el contenido del Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2020, fue verificado por la firma BSD Consulting, garantizando la correcta utilización de estándar GRI y el involucramiento de los grupos de interés, y obtuvo el reconocimiento en categoría de COP Avanzado en la adopción de sus 10 principios del Pacto Global Red Colombia.

Por otra parte, de acuerdo con nuestro compromiso de divulgar de forma completa y transparente la información relacionada con la sostenibilidad y el clima, adoptamos e incorporamos los estándares del *Sustainability Accounting Standards Board (SASB)*, las Métricas de Capitalismo (SCM) para Grupos de Interés del Foro Económico Mundial, y las recomendaciones del *Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD)* en el Reporte Integrado de Gestión Sostenible y el Reporte 20F del 2020.

Click [aquí](#) para acceder al Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2020, click [aquí](#) para acceder al Reporte SASB.

Así mismo, Ecopetrol hizo pública su postura corporativa de respeto por la labor de los Defensores y Defensoras de Derechos Humanos (DDHH). Esta declaración desarrolla el compromiso público de la empresa por el respeto y promoción de estos, así como su adhesión a los Principios Rectores de Naciones Unidas sobre Empresas y DDHH. Adicionalmente, durante el primer trimestre la empresa realizó el análisis de riesgos en DDHH para las actividades enmarcadas en los PPII. Los riesgos identificados serán incorporados en la matriz de riesgos e igualmente se definirán las acciones de prevención y mitigación correspondientes.

Gobierno Corporativo

El 26 de marzo de 2021, debido a la continuidad de la situación originada por la pandemia del COVID-19, la Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol (AGA), se realizó por segunda vez consecutiva de manera no

presencial, con transmisión vía streaming a través de la página web de la empresa y del Canal Institucional. Para garantizar los derechos de los accionistas, Ecopetrol dispuso de un esquema de apoderamiento mediante el cual todos los accionistas podían participar a través de alguno de los apoderados que podían elegir, pertenecientes a firmas de abogados independientes y reconocidas a nivel nacional. De igual forma, Ecopetrol habilitó canales virtuales y correos electrónicos para el envío de proposiciones e intervenciones que fueron tenidas en cuenta durante la AGA.

Así mismo, se destaca la elección de Cecilia María Vélez White, como integrante de la Junta Directiva de Ecopetrol. La Asamblea General de Accionistas aprobó la reforma al Artículo 21 de los estatutos sociales de la Empresa, para que a partir del 2023 en la Junta Directiva tenga lugar al menos una mujer, considerando criterios de diversidad y género, bajo el principio de meritocracia.

Por último, a cierre de 2020 y por segundo año consecutivo, Ecopetrol S.A. se ubicó dentro de las 10 primeras compañías más destacadas en Colombia en Responsabilidad y Gobierno Corporativo del ranking Merco de Responsabilidad y Gobierno Corporativo. Lo anterior confirma que los esfuerzos de Ecopetrol por fortalecer su Gobierno Corporativo han sido fructíferos y que hoy cuenta con un modelo de gobierno corporativo sólido y consistente que cimienta relaciones de confianza y genera valor a sus grupos de interés.

Tecnología

La Transformación Digital, eje de la estrategia de Sostenibilidad del Grupo Ecopetrol, continúa su despliegue de proyectos estratégicos apalancados en sus principios de captura de valor, agilidad e innovación abierta. A cierre del trimestre se han alcanzado beneficios por USD 12 millones, gracias a la ejecución de los proyectos de Ola 1, apalancados en: Inversiones Digitales, Talento Humano, Margen Bruto de Refinación y Campos Integrados. En la Ola 2 se avanza rápidamente en 2 proyectos: Smart EPP y Margen Bruto 2, con un modelo de gestión robusto que asegura la captura de valor temprana. Así mismo, Campo D, nuestro vehículo de agilidad e innovación digital, aportó USD 1 millón al valor total de beneficios alcanzados. De otro lado, logró concretar retos asociados al gerenciamiento digital del uso y aprovechamiento de aguas de operación para la producción de electricidad en el marco del programa de innovación abierta con Israel y conceptualizar una plataforma digital para la gestión de reducción de emisiones.

Con relación con nuestras operaciones digitales y seguras, además de soportar la operación digital en Teletrabajo aseguramos la realización de la Asamblea General de Accionistas con más de 5,000 interacciones digitales. En Ciberseguridad y Ciberdefensa iniciamos el diseño del modelo cuantitativo de gestión del riesgo basado en prácticas tales como Zero Trust y Military Grade. Integramos la identidad digital a nivel Grupo y avanzamos en la gestión de protección de información reservada en Comités de Alta Gerencia.

V. Crecimiento Inorgánico

Oferta no vinculante para adquirir participación del Gobierno Nacional en ISA

El pasado 27 de enero de 2021 Ecopetrol presentó una oferta no vinculante donde manifiesta su interés en adquirir la participación de la República de Colombia a través del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) en ISA (51.4%). En línea con los términos incluidos dentro de la Oferta No Vinculante, el 12 de febrero de 2021 se suscribió un acuerdo de exclusividad con el MHCP, y posteriormente el 26 de febrero de 2021 un acuerdo de confidencialidad entre las partes (Ecopetrol, MHCP e ISA) para avanzar en la validación del interés manifestado inicialmente, así como en una potencial negociación. Ecopetrol se encuentra adelantando el proceso de Debida Diligencia detallada así como la negociación de los términos del Contrato Interadministrativo de Compra de Acciones.

El 25 de marzo, la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó la creación de un Comité Especial que actuará como órgano de apoyo de esta, con carácter temporal, para evaluar la valoración de ISA, el rango de precios y/o el precio de la potencial transacción y realizar las recomendaciones a que haya lugar a la Junta Directiva. El Comité está conformado por los siguientes miembros independientes: Carlos Gustavo Cano, Sergio Restrepo, Esteban Piedrahita y Santiago Perdomo, quien presidirá el Comité.

V. Presentación de Resultados

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del primer trimestre de 2021:

Español

5 de mayo de 2021
08:00 a.m. Colombia
09:00 a.m. Nueva York

Inglés

5 de mayo de 2021
10:00 a.m. Colombia
11:00 a.m. Nueva York

Para acceder, estarán disponibles los siguientes enlaces de conexión:

Español:

<https://onlinexperiences.com/Launch/QReg/ShowUUID=5D9E40E9-246F-48AA-ABBB-B3E25936794C&LangLocaleID=1034>

Inglés:

<https://onlinexperiences.com/Launch/QReg/ShowUUID=A4741152-CD45-40C1-A673-832DFB1FFB25>

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=UwvBXUKuZKAqbp>

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

Tatiana Uribe Benninghoff
Teléfono: +571-234-5190 - Correo electrónico: investors@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) | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
|--|---------------|---------------|-------------------|
| Ingresos | | | |
| Nacionales | 8,615 | 7,891 | 9.2% |
| Exterior | 8,591 | 7,181 | 19.6% |
| Total ingresos | 17,206 | 15,072 | 14.2% |
| Costo de ventas | | | |
| Depreciación, amortización y agotamiento | 2,237 | 2,153 | 3.9% |
| Depreciación, amortización y agotamiento variable | 1,569 | 1,455 | 7.8% |
| Depreciación fijo | 668 | 698 | (4.3%) |
| Costos variables | 6,238 | 6,696 | (6.8%) |
| Productos importados | 3,196 | 3,215 | (0.6%) |
| Compras nacionales | 3,141 | 2,328 | 34.9% |
| Servicio de transporte hidrocarburos | 229 | 210 | 9.0% |
| Variación de inventarios y otros | (328) | 943 | (134.8%) |
| Costos fijos | 2,037 | 2,438 | (16.4%) |
| Servicios contratados | 633 | 784 | (19.3%) |
| Mantenimiento | 503 | 593 | (15.2%) |
| Costos laborales | 558 | 600 | (7.0%) |
| Otros | 343 | 461 | (25.6%) |
| Total costo de ventas | 10,512 | 11,287 | (6.9%) |
| Utilidad bruta | 6,694 | 3,785 | 76.9% |
| Gastos operacionales | 1,183 | 1,078 | 9.7% |
| Gastos de administración | 1,015 | 1,040 | (2.4%) |
| Gastos de exploración y proyectos | 168 | 38 | 342.1% |
| Utilidad operacional | 5,511 | 2,707 | 103.6% |
| Resultado financiero, neto | (651) | (665) | (2.1%) |
| Diferencia en cambio, neto | 121 | (13) | (1,030.8%) |
| Intereses, neto | (535) | (397) | 34.8% |
| Ingresos (gastos) financieros | (237) | (255) | (7.1%) |
| Resultados de participación en compañías | 53 | (1) | (5,400.0%) |
| Utilidad antes de impuesto a las ganancias | 4,913 | 2,041 | 140.7% |
| Provisión impuesto a las ganancias | (1,537) | (630) | 144.0% |
| Utilidad neta consolidada | 3,376 | 1,411 | 139.3% |
| Interés no controlante | (292) | (347) | (15.9%) |
| Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment | 3,084 | 1,064 | 189.8% |
| (Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo | 2 | (1,209) | (100.2%) |
| Impuesto de renta diferido sobre impairment | 0 | 278 | (100.0%) |
| Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol | 3,086 | 133 | 2,220.3% |
| EBITDA | 8,187 | 5,257 | 55.7% |
| Margen EBITDA | 47.6% | 34.9% | 12.7% |

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

| Miles de Millones (COP) | Marzo 31, 2021 | Diciembre 31, 2020 | Δ (%) |
|--|----------------|--------------------|--------------|
| Activos corrientes | | | |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | 6,688 | 5,082 | 31.6% |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar | 7,005 | 4,819 | 45.4% |
| Inventarios | 6,408 | 5,054 | 26.8% |
| Activos por impuestos corrientes | 4,591 | 3,976 | 15.5% |
| Otros activos financieros | 506 | 2,195 | (76.9%) |
| Otros activos | 1,827 | 1,664 | 9.8% |
| | 27,025 | 22,790 | 18.6% |
| Activos no corrientes mantenidos para la venta | 51 | 44 | 15.9% |
| Total activos corrientes | 27,076 | 22,834 | 18.6% |
| Activos no corrientes | | | |
| Inversiones en asociadas y negocios conjuntos | 3,173 | 3,175 | (0.1%) |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar | 774 | 677 | 14.3% |
| Propiedades, planta y equipo | 68,431 | 66,508 | 2.9% |
| Recursos naturales y del medio ambiente | 32,768 | 31,934 | 2.6% |
| Activos por derecho de uso | 348 | 378 | (7.9%) |
| Intangibles | 564 | 555 | 1.6% |
| Activos por impuestos diferidos | 10,462 | 10,035 | 4.3% |
| Otros activos financieros | 887 | 877 | 1.1% |
| Otros activos | 2,450 | 2,444 | 0.2% |
| | 119,857 | 116,583 | 2.8% |
| Total activos | 146,933 | 139,417 | 5.4% |
| Pasivos corrientes | | | |
| Préstamos corto plazo | 5,207 | 4,923 | 5.8% |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar | 9,738 | 8,449 | 15.3% |
| Provisiones por beneficios a empleados | 2,123 | 2,022 | 5.0% |
| Pasivos por impuestos corrientes | 1,241 | 1,244 | (0.2%) |
| Provisiones y contingencias | 1,125 | 1,221 | (7.9%) |
| Otros pasivos | 497 | 392 | 26.8% |
| Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta | 33 | 31 | 6.5% |
| | 19,964 | 18,282 | 9.2% |
| Pasivos no corrientes | | | |
| Préstamos largo plazo | 44,687 | 41,808 | 6.9% |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar | 16 | 21 | (23.8%) |
| Provisiones por beneficios a empleados | 10,904 | 10,402 | 4.8% |
| Pasivos por impuestos no corrientes | 1,249 | 1,269 | (1.6%) |
| Provisiones y contingencias | 11,338 | 11,207 | 1.2% |
| Otros pasivos | 623 | 609 | 2.3% |
| | 68,817 | 65,316 | 5.4% |
| Total pasivos | 88,781 | 83,598 | 6.2% |
| Patrimonio | | | |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía | 54,525 | 52,095 | 4.7% |
| Interés no controlante | 3,627 | 3,724 | (2.6%) |
| | 58,152 | 55,819 | 4.2% |
| Total pasivos y patrimonio | 146,933 | 139,417 | 5.4% |

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

| Miles de Millones (COP) | 1T 2021 | 1T 2020 |
|--|--------------|----------------|
| Flujos de efectivo de las actividades de operación | | |
| Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A. | 3,086 | 133 |
| Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones | | |
| Participación de accionistas no controlantes | 292 | 347 |
| Cargo por impuesto a las ganancias | 1,537 | 352 |
| Depreciación, agotamiento y amortización | 2,302 | 2,230 |
| Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio | 241 | 13 |
| Utilidad por realización de otros resultados integrales en venta de negocios conjuntos | (362) | 0 |
| Costo financiero reconocido en resultados | 792 | 699 |
| Pozos secos | 133 | 14 |
| Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes | (5) | (6) |
| Impairment de activos de corto y largo plazo | 13 | 1,209 |
| Ganancia por valoración de activos financieros | 22 | 47 |
| Ganancia por venta de activos | (5) | 0 |
| Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos | (53) | 1 |
| Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad | 66 | 128 |
| Otros conceptos menores | 8 | 11 |
| Cambios netos en operaciones con activos y pasivos | (3,978) | (1,421) |
| Impuesto de renta pagado | (1,156) | (1,185) |
| Efectivo neto generado por las actividades de operación | 2,933 | 2,572 |
| Flujos de efectivo de las actividades de inversión | | |
| Inversión en propiedad, planta y equipo | (850) | (823) |
| Inversión en recursos naturales y del ambiente | (1,569) | (2,619) |
| Adquisiciones de intangibles | (18) | (11) |
| (Compra) venta de otros activos financieros | 1,713 | 2,493 |
| Intereses recibidos | 24 | 88 |
| Ingresos por venta de activos | 8 | 8 |
| Efectivo neto usado en actividades de inversión | (692) | (864) |
| Flujo de efectivo en actividades de financiación | | |
| Captaciones (pagos) de préstamos | (63) | (55) |
| Pago de intereses | (478) | (481) |
| Pagos por arrendamientos (Capital e intereses) | (70) | (64) |
| Dividendos pagados | (168) | (426) |
| Efectivo neto usado en actividades de financiación | (779) | (1,026) |
| Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo | 144 | 1,039 |
| (Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo | 1,606 | 1,721 |
| Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo | 5,082 | 7,076 |
| Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo | 6,688 | 8,797 |
| Transacciones no monetarias | | |
| Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento | 9 | 15 |
| Operaciones con giros financiados | 0 | 186 |
| Valor razonable por adquisición de participación adicional en Guajira | 1,628 | 0 |

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

| Miles de Millones (COP) | 1T 2021 | 1T 2020 |
|---|--------------|--------------|
| Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol | 3,086 | 133 |
| (+) Depreciación, agotamiento y amortización | 2,302 | 2,230 |
| (+/-) Impairment activos a largo plazo | (2) | 1,209 |
| (+/-) Ganancia en combinación de negocios | 0 | 0 |
| (+/-) Resultado financiero, neto | 651 | 665 |
| (+) Provisión impuesto a las ganancias | 1,537 | 352 |
| (+) Impuestos y otros | 321 | 321 |
| (+/-) Interés no controlante | 292 | 347 |
| EBITDA Consolidado | 8,187 | 5,257 |

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (1T21)

| Miles de Millones (COP) | Exploración y Producción | Refinación y Petroquímica | Transporte y Logística | Eliminaciones | Consolidado |
|---|--------------------------|---------------------------|------------------------|---------------|--------------|
| Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol | 2,153 | (187) | 1,122 | (2) | 3,086 |
| (+) Depreciación, agotamiento y amortización | 1,624 | 385 | 293 | 0 | 2,302 |
| (+/-) Impairment activos a largo plazo | 0 | (1) | (1) | 0 | (2) |
| (+/-) Ganancia en combinación de negocios | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| (+/-) Resultado financiero, neto | 493 | 291 | (139) | 6 | 651 |
| (+) Provisión impuesto a las ganancias | 977 | (33) | 593 | 0 | 1,537 |
| (+) Otros Impuestos | 116 | 156 | 49 | 0 | 321 |
| (+/-) Interés no controlante | (21) | 42 | 270 | 1 | 292 |
| EBITDA Consolidado | 5,342 | 653 | 2,187 | 5 | 8,187 |

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 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
|--|---------------|---------------|-----------------|
| Nacionales | 8,365 | 7,391 | 13.2% |
| Exterior | 6,871 | 5,624 | 22.2% |
| Total ingresos | 15,236 | 13,015 | 17.1% |
| Costos variables | 8,515 | 8,573 | (0.7%) |
| Costos fijos | 2,540 | 3,025 | (16.0%) |
| Costo de ventas | 11,055 | 11,598 | (4.7%) |
| Utilidad bruta | 4,181 | 1,417 | 195.1% |
| Gastos operacionales | 582 | 598 | (2.7%) |
| Utilidad operacional | 3,599 | 819 | 339.4% |
| Ingresos (gastos) financieros | (1,032) | (1,947) | (47.0%) |
| Resultados de participación en compañías | 1,305 | 1,265 | 3.2% |
| Utilidad antes de impuesto a las ganancias | 3,872 | 137 | 2,726.3% |
| Provisión impuesto a las ganancias | (786) | 329 | (338.9%) |
| Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol | 3,086 | 466 | 562.2% |
| Gastos por Impairment de activos largo plazo | 0 | (468) | (100.0%) |
| Impuesto de renta diferido sobre impairment | 0 | 135 | (100.0%) |
| Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol | 3,086 | 133 | 2,220.3% |
| EBITDA | 5,369 | 2,436 | 120.4% |
| Margen EBITDA | 35.2% | 18.70% | 16.5% |

Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

| Miles de Millones (COP) | Marzo 31, 2021 | Diciembre 31, 2020 | Δ (%) |
|---|----------------|--------------------|---------------|
| Activos corrientes | | | |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | 2,581 | 1,260 | 104.8% |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar | 9,017 | 4,921 | 83.2% |
| Inventarios | 4,032 | 3,334 | 20.9% |
| Activos por impuestos corrientes | 4,136 | 3,583 | 15.4% |
| Otros activos financieros | 3,021 | 1,927 | 56.8% |
| Otros activos | 1,305 | 1,166 | 11.9% |
| Total activos corrientes | 24,092 | 16,191 | 48.8% |
| Activos no corrientes mantenidos para la venta | 34 | 25 | 36.0% |
| Total activos corrientes | 24,126 | 16,216 | 48.8% |
| Activos no corrientes | | | |
| Inversiones en asociadas y negocios conjuntos | 54,622 | 55,530 | (1.6%) |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar | 596 | 516 | 15.5% |
| Propiedades, planta y equipo | 23,298 | 23,312 | (0.1%) |
| Recursos naturales y del medio ambiente | 22,785 | 22,990 | (0.9%) |
| Activos por derecho de uso | 3,115 | 3,179 | (2.0%) |
| Intangibles | 202 | 210 | (3.8%) |
| Activos por impuestos diferidos | 5,083 | 4,680 | 8.6% |
| Otros activos financieros | 567 | 557 | 1.8% |
| Otros activos | 1,179 | 1,154 | 2.2% |
| Total activos no corrientes | 111,447 | 112,128 | (0.6%) |
| Total activos | 135,573 | 128,344 | 5.6% |
| Pasivos corrientes | | | |
| Préstamos corto plazo | 3,480 | 3,245 | 7.2% |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar | 8,353 | 7,260 | 15.1% |
| Provisiones por beneficios a empleados | 2,022 | 1,935 | 4.5% |
| Pasivos por impuestos corrientes | 281 | 408 | (31.1%) |
| Provisiones y contingencias | 1,016 | 1,087 | (6.5%) |
| Otros pasivos | 532 | 421 | 26.4% |
| Total pasivos corrientes | 15,684 | 14,356 | 9.3% |
| Pasivos no corrientes | | | |
| Préstamos largo plazo | 45,071 | 42,116 | 7.0% |
| Provisiones por beneficios a empleados | 10,847 | 10,402 | 4.3% |
| Pasivos por impuestos no corrientes | 330 | 330 | 0.0% |
| Provisiones y contingencias | 9,066 | 8,997 | 0.8% |
| Otros pasivos | 50 | 48 | 4.2% |
| Total pasivos no corrientes | 65,364 | 61,893 | 5.6% |
| Total pasivos | 81,048 | 76,249 | 6.3% |
| Patrimonio | | | |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía | 54,525 | 52,095 | 4.7% |
| Total patrimonio | 54,525 | 52,095 | 4.7% |
| Total pasivos y patrimonio | 135,573 | 128,344 | 5.6% |

Tabla 8: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

| Crudo - kbped | 1T 2021 | 1T 2020 | % Part. |
|--------------------------|----------------|----------------|----------------|
| Costa del Golfo EE.UU. | 123.4 | 200.0 | 34.4% |
| Asia | 213.4 | 190.7 | 59.6% |
| América Central / Caribe | 9.5 | 15.6 | 2.7% |
| Otros | 0.3 | 8.6 | 0.1% |
| Europa | 6.6 | 7.2 | 1.8% |
| Costa Oeste EE.UU. | 3.8 | 2.4 | 1.1% |
| América del Sur | 1.3 | 0.0 | 0.4% |
| Costa Este EE.UU. | 0.0 | 0.0 | 0.0% |
| Total | 358.3 | 424.5 | 100.0% |

| Productos - kbd | 1T 2021 | 1T 2020 | % Part. |
|--------------------------|----------------|----------------|----------------|
| América Central / Caribe | 26.4 | 38.1 | 27.7% |
| Costa del Golfo EE.UU. | 18.1 | 26.8 | 19.0% |
| Asia | 10.9 | 13.0 | 11.4% |
| América del Sur | 8.3 | 12.9 | 8.7% |
| Costa Este EE.UU. | 23.1 | 7.0 | 24.2% |
| Europa | 8.1 | 3.6 | 8.5% |
| Costa Oeste EE.UU. | 0.0 | 3.2 | 0.0% |
| Otros | 0.5 | 0.0 | 0.5% |
| Total | 95.4 | 104.6 | 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 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
|--------------------------------|----------------|----------------|---------------|
| Crudo | 179.9 | 182.5 | (1.4%) |
| Gas | 1.6 | 5.9 | (72.9%) |
| Productos | 2.7 | 3.5 | (22.9%) |
| Diluyente | 0.0 | 0.4 | (100.0%) |
| Total | 184.2 | 192.3 | (4.2%) |

| Importaciones - kbped | 1T 2021 | 1T 2020 | Δ (%) |
|------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| Crudo | 24.3 | 27.4 | (11.3%) |
| Productos | 80.6 | 96.9 | (16.8%) |
| Diluyente | 26.4 | 49.7 | (46.9%) |
| Total | 131.3 | 174.0 | (24.5%) |

| | | | |
|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Total | 315.5 | 366.3 | (13.9%) |
|--------------|--------------|--------------|----------------|

Tabla 10: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

| # | Trimestre | Nombre | Clasificación Inicial del Pozo (Lahee) | Bloque | Cuenca | Operador/Socio | Estado | Fecha TD |
|---|-----------|---------------|--|---------------|---------------------------|--|-----------------------|-----------------|
| 1 | Primero | Boranda Sur-1 | A1 | Playon | Valle medio del Magdalena | Parex 50% (Operador)ECP 50% | Seco | Enero 11/2021 |
| 2 | Primero | Moyote-1 | A3 | R02-L01-A6 CS | Sureste | Petronas 50% (Operador) ECP MEXICO 50% | Seco | Enero 27/2021 |
| 3 | Primero | EST-SN-8 | Estratigráfico | SN-8 | Sinú - SanJacinto | Hocol (100%) | Taponado y Abandonado | Febrero 27/2021 |
| 4 | Primero | Boranda Sur-2 | A1 | Playón | Valle medio del Magdalena | Parex 50% (Operador)ECP 50% | En Evaluación | Febrero 11/2021 |
| 5 | Primero | Liria YW 12 | A2C | Recetor | Piedemonte Llanero | ECP 100% | En Evaluación | Marzo 7/2021 |

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

| Indicadores HSE* | 1T 2021 | 1T 2020 |
|---|---------|---------|
| Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre) | 0.61 | 0.49 |
| 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