



Resultados Segundo Trimestre 2021

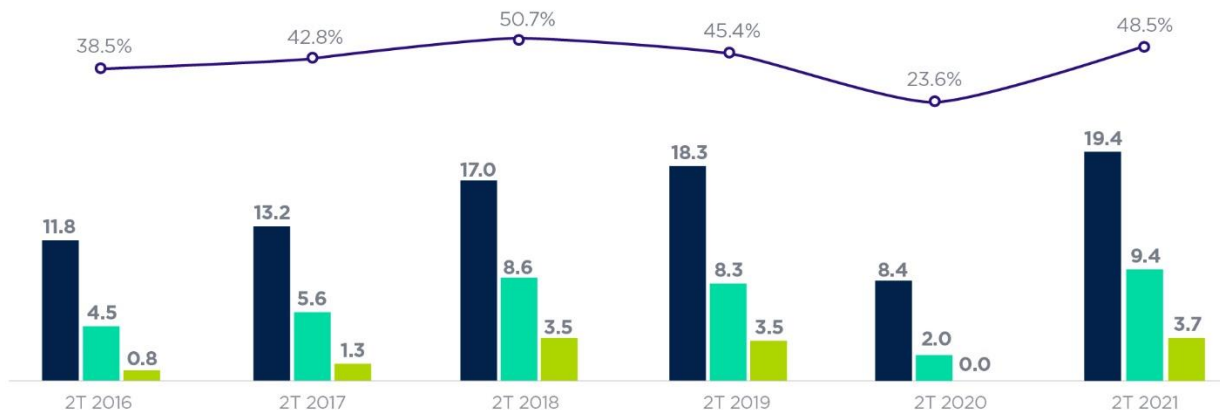
RÉCORD HISTÓRICO REFLEJA FOCO EN VALOR SOSTENIBLE



Resultados Financieros

COP Billones

● Ingresos ● EBITDA ● Utilidad Neta ○ Margen EBITDA



BRENT USD/BL
CANASTA CRUDO USD/BL

47	51	75	68	33	69
38	44	67	64	20	65

VARIABLES OPERATIVAS 2T 2021



Producción **661** (kbped)



Volúmenes Transportados **960** (kdb)



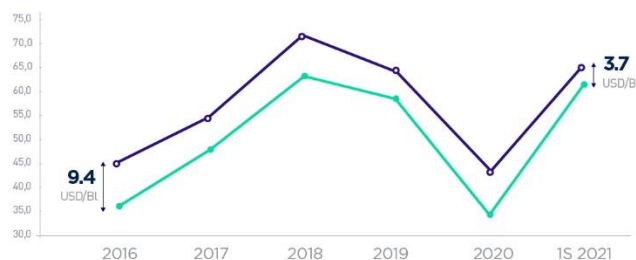
Carga Refinación **360** (kdb)

kbped: Miles de barriles de petróleo equivalente por día
kdb: Miles de barriles por día

DESEMPEÑO SUBYACENTE

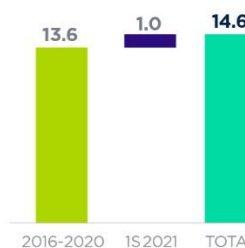
Proactiva Gestión Comercial

○ Brent ● Precio de Realización Crudos



Foco en Eficiencias

COP Billones



SosTECnibilidad



AVANCE

75%

Parque Solar San Fernando

Entrada Operación Modular en Septiembre 2021



CUMPLIMIENTO

68%

Meta 2021 "Sembrar Nos Une"

~ 2.8 millones Árboles Sembrados



RECURSOS

Iniciativa "Apoyo País"

~ COP 84 mil millones Desde el Inicio de la Pandemia



ADHESIÓN Programa

"Empresas por la Vacunación - ANDI*"

~ 26 mil dosis de vacuna Sinovac adquiridas

*ANDI: Asociación Nacional de Empresarios de Colombia



INFORMACIÓN DE CONTACTO

investors@ecopetrol.com.co



La fortaleza de los resultados del Grupo Ecopetrol en el trimestre y en lo corrido del año, a pesar de una coyuntura desafiante derivada de la situación de orden público y de la emergencia sanitaria asociada al tercer pico de la pandemia de COVID-19, reitera nuestra capacidad para generar valor sostenible y responder ágil y oportunamente a las condiciones de entorno.

El resultado del segundo trimestre del 2021 es el mejor en la historia del Grupo Ecopetrol, con un ingreso consolidado de COP 19.4 billones, una utilidad neta de COP 3.7 billones, un EBITDA de COP 9.4 billones, y un margen EBITDA de 48.5%. En el primer semestre del año, por su parte, presentamos un ingreso consolidado de COP 36.7 billones, una utilidad neta de COP 6.8 billones (4.0 veces la utilidad neta generada en todo el 2020), un EBITDA de COP 17.6 billones, y un margen EBITDA de 48.1%.

Además de los fundamentales favorables observados en el trimestre (Brent de 69.1 USD/BI y TRM promedio de 3,691 COP/USD), nuestro continuo compromiso con la optimización de costos y captura de eficiencias, así como el excelente desempeño de la gestión comercial, soportaron los resultados obtenidos. Al cierre del primer semestre, el Grupo incorporó eficiencias por COP 1.0 billón, orientadas al fortalecimiento del margen EBITDA y ahorros en capex.

Adicionalmente, como parte de nuestra estrategia comercial y en aras de capturar nuevos clientes y destinos para nuestros crudos y productos, y así consolidar nuestra estrategia de diversificación, durante el segundo trimestre anunciamos la constitución de una nueva sociedad comercializadora con sede en Singapur, con la cual buscamos potencializar nuestras operaciones en el mercado asiático.

En **exploración**, Ecopetrol y sus socios completaron la perforación de 8 pozos durante el primer semestre del año, destacando para el segundo trimestre la perforación de los pozos exploratorios Boranda Centro-1, operado por Parex, y los pozos Chimuelo-1 y Flamencos-3 operados por Ecopetrol, los cuales se encuentran en evaluación. La producción acumulada de los activos exploratorios alcanzó los 908,535 bpe (5,020 bped promedio) durante el primer semestre, donde el 67% de la producción correspondió a petróleo y el 33% a gas. En el Presal Brasileño continuamos avanzando en los estudios de comercialidad y plan de desarrollo del descubrimiento Gato do Mato.

La **producción** promedio del Grupo Ecopetrol fue de 668.4 kbped en el primer semestre de 2021, 5.3% menos que el mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por i) impactos derivados de la situación de orden público en Colombia, durante los meses de mayo y junio, y ii) la menor producción temporal de Castilla, campo que se ha venido restableciendo paulatinamente luego de superada la restricción asociada al manejo de agua. La producción del segundo trimestre fue de 660.9 kbped, disminuyendo 2.5% frente al segundo trimestre de 2020. Durante los seis primeros meses del año, se perforaron y completaron 179 pozos de desarrollo.

La producción de **gas natural** y **GLP** presentó un incremento del 10.2% frente al primer semestre de 2020 y del 8.2% frente al segundo trimestre del año anterior, apalancado principalmente en la mayor producción de Piedemonte, Hocol y Permian (Estados Unidos). Durante el segundo trimestre la contribución de gas y GLP al total de la producción fue del 20.6%, con un margen EBITDA combinado del 54.1%.

En relación con nuestras operaciones en la cuenca **Permian** en Estados Unidos, destacamos el inicio de producción de 31 nuevos pozos durante el trimestre, para un total de 75 pozos desde el inicio de la operación, (22 en 2020 y 53 en lo corrido de 2021). Así mismo, resaltamos el aporte de 21.2 kbped antes de regalías durante el segundo trimestre, equivalente a 16.1 kbped neto Ecopetrol después de regalías.

Al cierre del trimestre, fue aprobada la cesión de intereses de participación cruzada con ExxonMobil en los **Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) en Yacimientos No Convencionales** Kalé y Platero, ubicados en el Municipio de Puerto Wilches (Santander), quedando Ecopetrol como operador, con un 62.5% de interés de participación en Kalé y un 37.5% en Platero. En Kalé se realizaron encuentros con las comunidades con el fin de compartir la descripción y alcance del proyecto en el marco del desarrollo del Estudio de Impacto Ambiental, mientras que en Platero se realizó el primer diálogo territorial, en conjunto con el Gobierno Nacional y ExxonMobil.

En el segmento de **transporte**, el volumen transportado durante el semestre se ubicó en 983.6 kbd, con una disminución de 4.6% frente al primer semestre de 2020, impactado por la menor producción de crudo en el país principalmente en la zona Llanos, así como por la situación de orden público mencionada anteriormente. Durante el segundo trimestre del año el volumen transportado fue de 959.9 kbd, volumen que a pesar de la situación, compara favorablemente con los resultados del mismo período del año anterior. En el mes de abril se inauguró la Monoboya TLU-2 en el Terminal Marítimo de Coveñas, permitiendo al Grupo Ecopetrol contar con uno de los sistemas más robustos y avanzados para el cargue de buques costa afuera.

El desempeño del segmento de **refinación** estuvo marcado por un comportamiento positivo de todas las unidades de negocio, apalancado por la estabilidad de las operaciones, la recuperación de la demanda de productos y suministro de crudos al país, y el excelente desempeño de Esenttia. Con la paulatina recuperación de la demanda, las refinerías alcanzaron niveles de carga consolidada similares en los dos primeros trimestres del año (alrededor de 360 kbd), con un margen bruto integrado de 9.8 USD/BI para el semestre.

En el frente de **SosTECnibilidad**, continuamos avanzando en cada uno de los pilares de la estrategia.

En la **dimensión ambiental**, particularmente en los proyectos de energías renovables, destacamos: i) el progreso del 75% en la construcción del parque solar San Fernando, con entrada esperada de operación modular (de forma secuencial) en septiembre, ii) el avance en el proceso de asignación bajo esquemas PPA¹ para los proyectos de energía solar por 45 MW en Huila, Magdalena Medio y Meta, donde se esperan ofertas para el mes de agosto, iii) avances en la adjudicación de contratos de mediciones para los prospectos de generación eólica en Araguaey (Casanare) y Huila, iv) avances en la estructuración del parque solar Rubiales, la cual se publicará al mercado en el mes de agosto, v) la finalización de la ingeniería conceptual de la solución solar fotovoltaica para la isla de Providencia y vi) la consolidación de ahorros derivados del parque solar Castilla por más de COP 5.9 mil millones (USD 1.6 millones) y una reducción de emisiones de CO₂ que supera las 16,000 toneladas. Frente a otros hitos, resaltamos el cumplimiento al primer semestre del 68% de la meta establecida para 2021 en el marco de la iniciativa nacional “Sembrar Nos Une” (2,762,032 árboles sembrados).

En la **dimensión social**, la Compañía destinó recursos de inversión social por un valor de COP 150 mil millones durante el primer semestre, como parte de su estrategia de entorno. Así mismo, reiterando el compromiso de la compañía con la vida y la salud de sus empleados, el Grupo Ecopetrol se unió a la iniciativa privada de vacunación contra el COVID-19, adquiriendo 26,200

dosis para distribuir entre sus colaboradores, sus familias y aliados.

En el frente de **gobierno corporativo**, Ecopetrol oficializó su interés por participar en el Dow Jones Sustainability Index (DJSI), reportando nuevamente en el Corporate Sustainability Assessment de la empresa S&P Global y del cual se esperan resultados para el mes de noviembre. Adicionalmente, publicamos en el mes de mayo el primer Índice de Contenidos que responde a las Métricas de Capitalismo para Grupos de Interés del Foro Económico Mundial (WEF por sus siglas en inglés) y el Consejo Internacional de Negocios (IBC por sus siglas en inglés).

Frente a la **Transformación Digital**, apalancador de la estrategia de SosTECnibilidad, durante el primer semestre del 2021 se implementaron proyectos que han permitido capturar y certificar beneficios derivados de su impacto en los procesos y operaciones de la organización, por USD 20.5 millones, con un cumplimiento del 120% frente a la meta planteada para este semestre.

En relación con la potencial adquisición de la participación de la Nación en ISA, el 23 de junio de 2021 anunciamos al mercado la prórroga del plazo del Acuerdo de Exclusividad hasta el 31 de agosto de 2021. Así mismo, la decisión de no condicionar el cierre de la adquisición de ISA a la realización de una emisión de acciones, en línea con la evolución favorable de la situación financiera del Grupo Ecopetrol. Por otro lado, el 30 de julio de 2021, presentamos una oferta vinculante para la mencionada adquisición. Una vez recibamos respuesta del Ministerio, lo informaremos de manera oportuna por los canales previstos para tal fin.

En lo que resta de 2021, continuaremos trabajando en los objetivos de restablecer la senda de crecimiento de producción y reservas, aumentar la competitividad, cimentar la agenda de transición energética y profundizar la sosTECnibilidad, conforme a las metas establecidas en el Plan de Negocio 2021- 2023.

Felipe Bayón
Presidente Ecopetrol S.A.

¹ Power Purchase Agreement

Bogotá, 3 de agosto de 2021. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el segundo trimestre de 2021, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

Durante el primer semestre del 2021, el Grupo Ecopetrol generó una utilidad neta de COP 6.8 billones, un EBITDA de COP 17.6 billones y un margen EBITDA de 48.1%, superando las cifras obtenidas en todo el año 2020. La utilidad neta en el 2T21 se ubicó en COP 3.7 billones y el EBITDA en COP 9.4 billones (registrando récord histórico para un trimestre).

Los resultados acumulados del 2021 estuvieron apalancados en mejores precios de realización gracias al éxito de la estrategia comercial, el incremento en la producción de Permian, las estrategias implementadas desde el 2020 para el control de costos y captura de eficiencias, que han permitido aprovechar un entorno de precios favorable, y mitigar los impactos en volúmenes de producción y ventas de la Compañía a causa de la situación de orden público del país y su concurrencia con el tercer pico de COVID-19.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2021	2T 2020	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	19,444	8,442	11,002	130.3%	36,650	23,514	13,136	55.9%
Depreciación y amortización	2,328	2,236	92	4.1%	4,566	4,388	178	4.1%
Costos variables	6,761	3,570	3,191	89.4%	12,999	10,266	2,733	26.6%
Costos fijos	2,342	1,810	532	29.4%	4,378	4,249	129	3.0%
Costo de ventas	11,431	7,616	3,815	50.1%	21,943	18,903	3,040	16.1%
Utilidad bruta	8,013	826	7,187	870.1%	14,707	4,611	10,096	219.0%
Gastos operacionales (neto de otros ingresos) y exploratorios	1,458	2	1,456	72,800.0%	2,640	1,081	1,559	144.2%
Utilidad operacional	6,555	824	5,731	695.5%	12,067	3,530	8,537	241.8%
Ingresos (gastos) financieros, neto	(831)	(599)	(232)	38.7%	(1,484)	(1,265)	(219)	17.3%
Participación en resultados de compañías	62	77	(15)	(19.5%)	115	77	38	49.4%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5,786	302	5,484	1,815.9%	10,698	2,342	8,356	356.8%
Provisión impuesto a las ganancias	(1,768)	(3)	(1,765)	58,833.3%	(3,303)	(633)	(2,670)	421.8%
Utilidad neta consolidada	4,018	299	3,719	1,243.8%	7,395	1,709	5,686	332.7%
Interés no controlante	(295)	(277)	(18)	6.5%	(587)	(624)	37	(5.9%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	3,723	22	3,701	16,822.7%	6,808	1,085	5,723	527.5%
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	1	4	(3)	(75.0%)	3	(1,204)	1,207	100.2%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	(1)	1	100.0%	(1)	277	(278)	100.4%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,724	25	3,699	14,796.0%	6,810	158	6,652	4,210.1%
EBITDA	9,428	1,996	7,432	372.3%	17,615	7,253	10,362	142.9%
Margen EBITDA	48.5%	23.6%	-	24.9%	48.1%	30.8%	-	17.3%

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 55.9% en el 1S21 versus el 1S20, como resultado combinado de:

- Mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de +25.6 USD/BI (COP +13.1 billones), por la mejora del diferencial versus Brent en crudos y productos y el fortalecimiento de los precios de referencia.
- Efecto cambiario positivo en los ingresos (COP +0.4 billones), por mayor tasa de cambio realizada en las ventas.
- Menor volumen de ventas (COP -0.3 billones, -48.0 kbped), principalmente en exportación de crudos dada su menor disponibilidad, compensado parcialmente con una mayor venta de productos y gas.
- Menores ingresos de servicios de transporte y otros (COP -0.1 billones).

Aumento de 130.3% en el 2T21 versus el 2T20, por resultado neto entre:

- Mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de +40.5 USD/BI (COP +10.8 billones), por la mejora del diferencial versus Brent en crudos y productos y el fortalecimiento de los precios de referencia.
- Efecto volumen positivo (COP +0.6 billones), por incremento en la venta de combustibles dada la recuperación paulatina en la demanda (COP +1.6 billones, +109.9 kbped), compensado parcialmente con menores exportaciones de crudos dada su menor disponibilidad (COP -1.0 billón, -137.2 kbped).
- Efecto cambiario negativo en los ingresos (COP -0.4 billones), por disminución en la tasa de cambio promedio.

Tabla 2: Ventas Volumétricas - Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)
Destilados Medios	127.0	87.1	45.8%	132.4	117.2	13.0%
Gasolinas	121.6	62.4	94.9%	123.0	88.5	39.0%
Gas Natural	85.9	80.8	6.3%	89.1	81.9	8.8%
Industriales y Petroquímicos	20.0	15.2	31.6%	22.3	20.1	10.9%
GLP y Propano	18.4	17.2	7.0%	18.9	17.8	6.2%
Crudo	2.3	7.6	(69.7%)	2.4	6.6	(63.6%)
Combustóleo	0.3	1.5	(80.0%)	0.5	1.8	(72.2%)
Total Volúmenes Locales	375.5	271.8	38.2%	388.6	333.9	16.4%
Volumen de Exportación - kbped	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)
Crudo	343.1	475.0	(27.8%)	350.7	449.8	(22.0%)
Productos	108.6	109.9	(1.2%)	101.9	107.2	(4.9%)
Gas Natural*	3.3	1.1	200.0%	3.0	1.3	130.8%
Total Volúmenes de Exportación	455.0	586.0	(22.4%)	455.6	558.3	(18.4%)
Total Volúmenes Vendidos	830.5	857.8	(3.2%)	844.2	892.2	(5.4%)

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

El total de volumen vendido en el 2T21 ascendió a 830.5 kbped, 3.2% menor frente al 2T20, como resultado de una disminución en las exportaciones, y aún con los mejores volúmenes de venta local.

Las ventas en Colombia, que representaron el 45% del total, mostraron un incremento de 38.2% (103.7 kbped) versus 2T20, debido principalmente a:

- Fortalecimiento de la demanda de combustibles, principalmente en las ventas de gasolina (+59 kbped) y diésel (+24 kbped), los cuales retornaron a niveles pre COVID. Por su parte, las ventas de jet fuel continúan en proceso de recuperación (+16 kbped). Respecto a las ventas de GLP y gas propano, se evidencia un incremento (+1.2 kbped) a pesar de la situación de orden público.

- Mayores ventas de gas (+5 kbped) por: i) los volúmenes asociados a la adquisición por parte de Hocol de la participación de Chevron en la Asociación Guajira (+3 kbped) y ii) la mayor producción de Hocol y Ecopetrol (+2 kbped) debido a mayores volúmenes en los campos Bonga Mamey, Bullerengue y Piedemonte.

Las ventas internacionales, que representaron el 55% del total, evidenciaron una disminución de 22.4% (131.0 kbped) versus el 2T20, debido principalmente a:

- Menores exportaciones de crudo (-132 kbped), explicadas principalmente por menor producción (-22 kbped) y por mayores cargas a las refinerías (+106 kbped) por reactivación de demanda local de combustibles.

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

USD/BI	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)
Brent	69.1	33.4	106.9%	65.2	42.1	54.9%
Canasta de Venta de Gas	24.8	24.0	3.3%	24.6	23.5	4.7%
Canasta de Venta de Crudo	65.3	20.4	220.1%	61.5	29.8	106.4%
Canasta de Venta de Productos	77.4	36.5	112.1%	72.6	49.9	45.5%

Crudos: En el 2T21 versus 2T20, se observó un fortalecimiento de 44.9 USD/BI en los precios de la canasta de crudo pasando de 20.4 USD/BI a 65.3 USD/BI. La estrategia comercial, cuya promesa de valor es la calidad de las mezclas y la confiabilidad en el suministro, mantiene un flujo estable hacia el golfo de los Estados Unidos y continúa con la captura de más mercados en el continente asiático.

Productos Refinados: En el 2T21 versus 2T20, la canasta de venta de productos se fortaleció en 40.9 USD/BI, pasando de 36.5 USD/BI a 77.4 USD/BI, explicado por la recuperación de los indicadores internacionales y por efecto del mayor peso de productos más valiosos (principalmente diésel). Lo anterior, como consecuencia de la reactivación de la demanda ante menores restricciones de movilidad, que resultó en mayores volúmenes de venta de combustibles.

Gas Natural: En el 2T21 versus 2T20, el precio de las ventas de gas se incrementó 3.3%, pasando de 24.0 USD/BI a 24.8 USD/BI debido a: i) la recomposición de la canasta, priorizando un mayor volumen proveniente de Guajira, donde el gas se vende a un mejor precio frente al del interior, ii) suscripción de nuevas modalidades contractuales (especialmente con el sector térmico), y iii) ajustes anuales contractualmente acordados.

Programa de Coberturas: Durante el 2T21, se ejecutaron estrategias de cobertura táctica de riesgo de precio por un total de 11.0 millones de barriles en exportaciones de crudo, y almacenamiento de diésel y gasóleo. Adicionalmente, se realizaron coberturas de precios de flete de transporte marítimo por cerca de 880 mil toneladas métricas.

Costo de Ventas

Depreciación y Amortización: Aumento de 4.1% tanto en 1S21 frente al 1S20 como en 2T21 versus 2T20, como consecuencia de: i) menor incorporación de reservas en 2020 frente a 2019 y ii) mayor nivel de CAPEX. Lo anterior fue compensado parcialmente por: i) disminución en la producción de crudos y ii) efecto cambiario sobre el costo de depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada la devaluación del peso.

Costos Variables:

Aumento de 26.6% en el 1S21 versus el 1S20, como resultado combinado de:

- Mayor costo en las compras de crudo, gas y productos (COP +5.5 billones), principalmente por mayor precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones (COP +5.7 billones), compensado parcialmente por la disminución de la tasa de cambio promedio en las compras (COP -0.2 billones).

- Efecto positivo en la utilidad por la valoración de inventarios (COP -2.8 billones), principalmente por: i) incremento en el precio de los crudos y productos comprados, dada la recuperación de precios internacionales observados en el 1S21, en comparación al reconocimiento de deterioro del valor de crudo y productos en 1T20, como resultado de las condiciones de mercado de ese momento, ii) mayor nivel de inventarios de crudo por inventario en tránsito, dados los mayores cargamentos en DAP² y iii) acumulación de inventarios de productos en proceso, dado el mantenimiento en algunas unidades de la refinería de Cartagena.

Aumento de 89.4% en el 2T21 frente al 2T20, como resultado combinado de:

- Aumento en las compras de crudo, gas y productos (COP +4.7 billones), por efecto neto entre: i) mayor precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones (COP +5.0 billones), ii) mayor volumen comprado (COP +0.6 billones, +48.8 kbped), impacto en línea con la reactivación de la operación y iii) disminución de la tasa de cambio promedio en las compras (COP -0.9 billones).
- Fluctuación de inventarios (COP -1.5 billones), por los factores indicados anteriormente.

Costos Fijos: Aumento del 3.0% en el 1S21 versus el 1S20, y del 29.4% en el 2T21 frente al 2T20. A nivel semestral y trimestral, el incremento de los costos fijos se debe a la normalización del ritmo de las actividades de mantenimiento, consumo de materiales, servicios contratados y otros costos de la actividad operacional, luego de las restricciones impuestas para el control de la pandemia en 2020. En el trimestre, se destaca el desplazamiento de algunas actividades relacionadas con mantenimientos y servicios contratados, por las afectaciones de orden público sobre algunos campos, a ejecutar durante el 2S21.

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

Aumento de COP +1.6 billones en el 1S21 frente al 1S20 y de COP +1.5 billones en el 2T21 versus 2T20, explicado principalmente por:

- Eventos del 2020, asociados a: i) la adquisición por parte de Hocol del 43% de la participación en el contrato de asociación Guajira que pertenecía a Chevron, que generó una valoración de mercado tanto de la porción adquirida como de la preexistente en Ecopetrol S.A. (del 57%), con efecto en el ingreso del 2T20 por COP +1.4 billones y ii) reconocimiento de un mayor gasto laboral por el plan de retiro voluntario de 122 personas (COP -0.2 billones) al corte de junio del 2020.
- Reconocimiento de provisiones de litigios y contingencias por COP +0.2 billones en el 2T21, dado avance en los procesos.
- En el resultado acumulado del año se destaca el reconocimiento en los resultados de la actividad exploratoria del pozo seco Moyote-1 de la filial Ecopetrol México, dada la finalización de estudios de evaluación técnica y conclusiones de viabilidad por COP +0.1 billones en el 1T21.

Resultado Financiero (No Operacional)

Aumento del 17.3% en el 1S21 frente al 1S20, como resultado combinado de:

- Ingreso por diferencia en cambio de COP +70 mil millones, por el efecto neto de: i) el ingreso por realización en resultados de la valoración cambiaria acumulada en patrimonio (ajuste por conversión), producto de la venta de la inversión en dólares de Savia (COP +362 mil millones) y ii) el aumento en el

² Delivered at Place

gasto por diferencia en cambio, dada la mayor posición neta pasiva en dólares del Grupo Ecopetrol, sumada a la devaluación del peso frente al dólar (COP -291 mil millones).

- Menor ingreso por valoración y rendimientos del portafolio de títulos (COP -232 mil millones), por las menores tasas de rendimiento en el mercado y menor posición promedio de caja.
- Incremento en el costo financiero de la deuda y otros (COP -58 mil millones), principalmente por nueva deuda adquirida en 2T20.

Aumento del 38.9% en el 2T21 frente al 2T20, asociado principalmente a un menor ingreso por valoración y rendimientos del portafolio de títulos, por los factores de tasas de rendimiento y caja mencionados.

La **Tasa Efectiva de Tributación** para el 1S21 se ubicó en 30.9% frente al 31.3% del 1S20, derivado principalmente de una menor tasa nominal de tributación. La tasa efectiva de tributación en el 2T21 fue de 30.6% versus 1.3% del 2T20, impactado por la drástica disminución en la utilidad antes de impuestos del año anterior y la combinación de tarifas entre las diferentes compañías del Grupo.

Impairment de Activos de Largo Plazo

En el 1S21 no se efectuaron reconocimientos de recuperación y/o gasto por **impairment de activos de largo plazo**. Cabe recordar que en el 2020, 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 en el 1T20.

Impacto Financiero de la Situación de Orden Público

Durante el 2T21 se presentaron algunos impactos en la operación, debido a la situación de orden público en el país, donde las protestas sociales generaron bloqueos de sus principales vías y se ocasionaron hechos aislados contra la infraestructura de la Compañía en Colombia. A nivel de Grupo Ecopetrol, los efectos de esta situación se han estimado en COP -279 mil millones en la utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol y en COP -403 mil millones de impacto en EBITDA. Se destacan los siguientes aspectos por segmento:

- **Exploración y Producción** (COP -264 mil millones en EBITDA): se presentó un menor nivel de producción de crudos, gas y productos blancos, desplazamiento en actividades operacionales y mayores gastos para el manejo de la emergencia.
- **Refinación y Petroquímica** (COP -78 mil millones en EBITDA): se presentaron menores volúmenes de ventas de productos refinados en el mercado local con impacto en la refinería de Barrancabermeja, disminución en entregas de polipropileno por parte de Esenttia y menores ingresos por GLP, gas natural vehicular y gas natural para Invercolsa.
- **Transporte y Logística** (COP -61 mil millones en EBITDA): se presentaron afectaciones principalmente por menores volúmenes transportados por poliductos y oleoductos.

Flujo de Caja y Deuda

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2021	2T 2020	6M 2021	6M 2020
Efectivo y equivalentes inicial	6,688	8,797	5,082	7,076
(+) Flujo de la operación	3,312	(2,248)	6,247	325
(-) CAPEX	(2,751)	(2,392)	(5,188)	(5,845)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	(6)	(3,065)	1,706	(572)
(+) Otras actividades de inversión	129	165	161	261
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	(1,434)	10,502	(2,044)	9,902
(-) Pagos de dividendos	(982)	(1,911)	(1,151)	(2,337)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	66	(600)	209	438
Efectivo y equivalentes final	5,022	9,248	5,022	9,248
Portafolio de inversiones	1,386	5,793	1,386	5,793
Caja total	6,408	15,041	6,408	15,041

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 2T21 el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 6.4 billones (55% COP y 45% USD). Durante este trimestre la principal fuente de liquidez fue la actividad operativa (COP 3.3 billones), recursos que, soportados en la caja disponible al inicio del ejercicio, se utilizaron para atender los desembolsos de CAPEX por COP 2.8 billones, servicio de la deuda COP 1.4 billones y pago de dividendos a accionistas de Ecopetrol por COP 982 mil millones.

Al cierre de junio, se presenta un incremento en el capital de trabajo principalmente por aumento en cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles – FEPC, asociado a un mayor nivel de: i) precios en el mercado para gasolinas y diésel (saldo en cuentas por cobrar por COP 3.8 billones), ii) inventarios por buques en tránsito bajo modalidad DAP, mayor nivel de productos en proceso y mayor valoración derivada del incremento en precios de mercado, y iii) saldos a favor en impuestos. Los anteriores factores no se han traducido en requerimientos adicionales de endeudamiento.

Deuda: Al cierre del 2T21, el saldo de la deuda en balance fue de COP 50 billones, equivalentes a USD 13.3 billones (6% COP y 94% USD), disminuyendo en USD 0.2 billones frente al 1T21 por pago periódico de capital e intereses. Como consecuencia de la mejora en los resultados del Grupo Ecopetrol, el indicador Deuda Bruta/EBITDA de los últimos doce meses llegó a niveles de 1.8 veces al 30 de junio del 2021, en comparación con 2.5 veces en marzo de 2021.

Se destaca que el pasado 30 de julio se obtuvo la autorización por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para contratar un crédito externo con la banca internacional bajo la modalidad de línea comprometida hasta por USD 1,200 millones. Los recursos provenientes de esta facilidad podrán ser utilizados para propósitos corporativos generales relacionados con el giro ordinario de sus negocios, entre ellos fortalecer su posición de liquidez ante eventuales oportunidades de crecimiento orgánicas, mitigar los riesgos asociados a fluctuaciones inesperadas de precios del crudo, así como para reducir necesidades puntuales de refinanciación en los próximos años con flexibilidad y costos de endeudamiento competitivos.

Eficiencias

Ecopetrol continúa realizando esfuerzos y desplegando estrategias para alcanzar una operación más eficiente. Las eficiencias acumuladas incorporadas por el Grupo Ecopetrol durante el 1S21 ascienden a COP 1.0 billón, explicadas principalmente por:

1. Eficiencias en OPEX e ingresos mediante acciones enfocadas en el fortalecimiento del margen EBITDA, por COP 790 mil millones, entre las que se destacan principalmente:

- Acciones relacionadas con las estrategias de ingresos y márgenes, principalmente del área comercial y de las refinerías, cuyo aporte durante el período fue de COP 266 mil millones.

- Estrategias implementadas por el negocio de producción, enfocadas en la optimización y mejora del costo de levantamiento, que incorporan eficiencias de COP 248 mil millones.
- Optimización del costo de caja de refinación asociada a la mejora en la estructura de costos operativos del segmento, con eficiencias de COP 173 mil millones.
- Despliegue del nuevo modelo operativo en Cenit, enfocado a una operación directa con recursos 100% de la filial, cuyo resultado al período fue de COP 46 mil millones.

2. Eficiencias en CAPEX por COP 245 mil millones, producto de:

- La mejora continua en la perforación y completamiento de pozos, donde: i) el costo por pie perforado disminuyó en 15 USD/ft (193 USD/ft al 2T21 versus 208 USD/ft al 2T20), y ii) el costo de completamiento disminuyó en 33 KUSD/Pozo³ (438 KUSD/Pozo en el 2T21 versus 471 KUSD/Pozo en 2T20).
- Fortalecimiento de la estrategia de eficiencias en la optimización de los proyectos de construcción de facilidades, mantenimientos mayores, *workovers* y estrategias de reemplazo de equipos.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Segmento – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 6M 2021	% Participación
Producción	536	422	958	69.8%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	70	99	169	12.3%
Exploración	48	52	100	7.3%
Transporte*	0	116	116	8.4%
Corporativo**	30	0	30	2.2%
Total	684	689	1,373	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.

Durante el primer semestre del 2021 el Grupo Ecopetrol ejecutó inversiones por USD 1,373 millones (COP 4.98 billones), lo que representa un incremento del 4% frente a lo registrado en el mismo periodo de 2020, a pesar de la situación de orden público mencionada anteriormente y la continuidad de ciertas restricciones de ejecución asociadas a la pandemia, destacándose como uno de los registros más altos para un primer semestre de los últimos cinco años. Del total de las inversiones, el 69% fueron ejecutadas en Colombia y el 31% en Estados Unidos, Brasil y México. Con foco en el aumento de producción y reservas, se destinaron el 77% de las inversiones a producción y exploración, mientras que el restante 23% fue destinado a los segmentos de transporte, refinación y corporativo.

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

Exploración: Se perforaron ocho pozos y se avanza en la maduración del programa exploratorio del Grupo, el cual se concentra en su mayoría en Colombia.

Producción: Las actividades de producción y desarrollo de Ecopetrol S.A. se concentraron en los campos Rubiales, Chichimene, Castilla, Llanito, y Casabe. En el caso de las filiales, la inversión estuvo enfocada en Ecopetrol Permian y Hocol. Al cierre del 1S21, se han perforado y completado 179 pozos de desarrollo y han sido ejecutados 193 *workovers* capitalizables.

Transporte: La inversión estuvo enfocada en actividades de continuidad operativa que permiten la integridad y confiabilidad de los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos de Cenit y sus filiales.

³ KUSD/Pozo: Miles de Dólares por Pozo Completado.

Refinación: Las inversiones se enfocaron en la continuidad operativa (78%), con el objetivo de mantener la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Cabe resaltar que más del 30% de la ejecución corresponde a los dos proyectos más representativos del segmento en el año: la Interconexión de las Plantas de Crudo de Cartagena, y la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales en Barrancabermeja.

TESG: Las inversiones en descarbonización y gestión eficiente de agua de las operaciones, representaron cerca del 3.3% y 3.2% de la ejecución del semestre, respectivamente, y se espera continuar avanzando en la maduración y ejecución de los proyectos relacionados con estas temáticas. Las inversiones de la Vicepresidencia Digital y del ICP (Instituto Colombiano de Petróleo) representaron el 2% de la inversión del semestre.

La Compañía continúa enfocada en la generación de valor y la ejecución del plan de inversiones, por lo que se mantiene la expectativa de ejecución en el rango entre USD 3,500 y 4,000 millones en 2021.

II. Resultados por Segmento de Negocio

1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Exploración

Durante el 2T21, Ecopetrol y sus socios finalizaron la perforación de tres pozos exploratorios: Boranda Centro-1, Chimuelo-1 y Flamencos-3, los cuales se encuentran en evaluación. En lo corrido de 2021 se han perforado un total de ocho pozos y se espera para el cierre de 2021 la perforación de 14 pozos exploratorios, superando la meta inicial de 9 pozos. Con esto, continúan los planes de delimitación de los descubrimientos Boranda y Flamencos para acelerar la incorporación de reservas. Así mismo, los pozos exploratorios que se perforarán en lo que resta del año están enfocados principalmente en la prospección de gas en la zona norte de Colombia y en Piedemonte, que en caso de éxito contribuirían con el crecimiento de las reservas de gas del país para los próximos 2 a 3 años.

Continuando con la campaña exploratoria de 2021, al cierre del trimestre se encontraban en perforación los pozos Silverback de la filial Ecopetrol América y Basari-1 de la filial Hocol.

La producción acumulada en pruebas iniciales, extensas y pozos exploratorios en post comercialidad alcanzó los 908,535 bpe durante el primer semestre del año (5,020 bped promedio), donde el 67% de la producción corresponde a petróleo y el 33% a gas. Se destacan el inicio de las pruebas en los pozos Lorito Este-1 y Lorito-A1, la continuación de las pruebas en Boranda Centro-1 y Boranda Sur-2 y la continuidad de la prueba extensa de Arrecife-3.

Al cierre del 2T21 se oficializó con Parex Resources el acuerdo de cesión del 50% de los intereses en los bloques Arauca y Llanos 38 en el Departamento de Arauca, el cual permitirá la reactivación exploratoria de una importante zona petrolera del país. La actividad inicial en el bloque Llanos 38 se centrará en la perforación de un pozo exploratorio en 2022 y la adquisición de sísmica 3D para evaluar más a fondo el potencial del área. Entre tanto, en el bloque Arauca, se busca reanudar la producción de petróleo liviano de entre 38° y 41° API mediante la perforación de dos pozos de desarrollo.

En cuanto a la estrategia exploratoria de gas, los pozos Arrecife-1ST y Arrecife-3 de la filial Hocol fueron conectados al EPF (facilidades tempranas de producción) y se encuentran en fase de pruebas extensas. El pozo Chacha-3, perforado por Lewis en asociación con Hocol, se encuentra produciendo conectado al CPF (centro de facilidades de producción) Bullerengue.

En la actividad offshore, Shell (socio operador) continúa con la planeación del pozo delimitador Gorgón-2 para determinar la extensión de las arenas gasíferas de la estructura Gorgon. Adicionalmente, en el bloque COL-5 se adelanta la interpretación de sísmica 3D de alta resolución que permitirá evaluar una región frontera, hacia el Occidente de los descubrimientos de Purple Angel – Gorgon.

Frente a la operación internacional, la filial Brasil continúa avanzando en el plan de desarrollo del descubrimiento Gato do Mato y estima para 2022 la declaración de comercialidad ante la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), así como la incorporación de reservas.

Con relación a la actividad sísmica, la filial Hocol adelanta la etapa pre-operativa de adquisición de 80 Km de sísmica 2D en el bloque SN18 en el Valle Inferior del Magdalena. El inicio de actividades operativas de topografía, perforación y registro está planeado para el tercer trimestre del 2021.

Producción

Tabla 6: Producción Bruta - Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)
Crudo	473.3	507.2	(6.7%)	479.7	530.7	(9.6%)
Gas Natural	117.7	114.6	2.7%	124.0	118.6	4.6%
Total Ecopetrol S.A.	591.0	621.8	(5.0%)	603.7	649.3	(7.0%)
Crudo	18.1	20.2	(10.4%)	19.2	21.0	(8.6%)
Gas Natural	18.8	14.6	28.8%	19.0	11.7	62.4%
Total Hocol	36.9	34.8	6.0%	38.2	32.7	16.8%
Crudo	0.0	0.0	-	0.0	2.3	(100.0%)
Gas Natural	0.0	0.0	-	0.0	1.7	(100.0%)
Total Equión*	0.0	0.0	-	0.0	4.0	(100.0%)
Crudo	0.0	3.2	(100.0%)	0.3	3.2	(90.6%)
Gas Natural	0.0	0.8	(100.0%)	0.1	0.8	(87.5%)
Total Savia	0.0	4.0	(100.0%)	0.4	4.0	(90.0%)
Crudo	10.1	10.4	(2.9%)	10.5	11.2	(6.2%)
Gas Natural	1.8	1.7	5.9%	1.8	1.8	0.0%
Total Ecopetrol America	11.9	12.1	(1.7%)	12.3	13.0	(5.4%)
Crudo	16.4	4.0	310.0%	10.2	2.6	292.3%
Gas Natural	4.8	0.8	500.0%	3.6	0.5	600.0%
Total Ecopetrol Permian	21.2	4.8	341.7%	13.8	3.1	345.2%
Crudo	517.8	545.0	(5.0%)	520.1	570.9	(8.9%)
Gas Natural	143.1	132.5	8.0%	148.3	135.2	9.7%
Total Grupo Ecopetrol	660.9	677.5	(2.5%)	668.4	706.1	(5.3%)

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

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

En el 2T21 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 661 kbped, con un aporte de 591 kbped por parte de Ecopetrol S.A. y de 70 kbped de las Filiales. La producción de gas y productos blancos alcanzó los 143 kbped, con un aporte del 21.7% a la producción total, en línea con la estrategia de la Compañía.

La producción disminuyó 2.5% (-16.6 kbped) frente al 2T20, como resultado principalmente de la situación de orden público en el país durante los meses de mayo y junio. Para el trimestre se destaca el desempeño positivo de Permian, así como la solución de la restricción operativa asociada al manejo de agua en el campo Castilla, que ha permitido una recuperación paulatina de la producción del activo (+9.7 kbped) al cierre de junio frente a la producción del campo días previos a la apertura del vertimiento.

Desde la restauración de la situación de orden público en el país, la producción ha venido retomando su senda de crecimiento, logrando un *exit rate* de 686 kbped al cierre del 2T21, con lo cual se mantiene el rango estimado de producción para el año de entre 690 y 700 kbped. Los focos para retomar dicha senda se orientan a: i) la estabilización de los campos afectados por la situación de orden público, ii) la recuperación de las ventas de gas, iii) la anticipación de actividad prevista para 2022 y iv) el aumento de la capacidad de manejo de fluidos e intervenciones a pozos.

En términos de actividad, en el 2T21 se perforaron y completaron 88 pozos de desarrollo, completando 179 en el primer semestre del año, con un promedio mensual de ocupación de 17 equipos de perforación.

Yacimientos No Convencionales en Colombia

Al cierre del trimestre fue aprobada la cesión de intereses de participación cruzada con Exxon Mobil en los CEPI⁴ Kalé y Platero, quedando Ecopetrol como operador de los PPII⁵, con un 62.5% de interés de participación en el CEPI Kalé y 37.5% en el CEPI Platero. El PPII Kalé avanza en los estudios de impacto ambiental y se estima radicar la solicitud de la licencia ante la autoridad ambiental en el 3T21.

Programa de Recobro

Se continúa con la ejecución de 12 pilotos de inyección de agua y el piloto de inyección de aire en Chichimene, así como con la maduración de 17 proyectos, con el fin de apalancar el análisis en campos análogos para su posterior implementación. Al cierre del 2T21, los campos con pilotos o proyectos de tecnologías de recuperación secundaria y terciaria continúan aportando entre el 35% y 40% de la producción del Grupo Ecopetrol.

Permian

Durante del 2T21 se finalizó la perforación de 26 pozos, para un total de 47 nuevos pozos perforados en lo corrido del año. Así mismo, 31 nuevos pozos iniciaron producción, acumulando al primer semestre un total de 75 pozos en producción (22 del 2020 y 53 del 2021). Durante este periodo, se alcanzó una producción de 21.2 kbped antes de regalías, y de 16.1 kbped neto Ecopetrol después de regalías.

Se destaca que la Asociación continúa alcanzando eficiencias operativas y estableciendo récords operacionales, entre los que se encuentran:

- El pozo de 10 mil pies de longitud lateral más rápido perforado en 8.15 días (versus 9.73 días en 2020) Spud to Rig Release⁶.
- El pozo de 12.5 mil pies de longitud lateral más rápido en 10 días (versus 12.67 días en 2020) Spud to Rig Release.
- Tiempo promedio de perforación por pozo de 11.6 días (versus 14 días en 2020).
- Velocidades de perforación récord en la sección lateral de 9,506 pies/día en 2021 (versus 7,625 pies/día en 2020).
- Las operaciones de completamiento lograron 22.76 horas de bombeo por día (versus 19.7 horas en 2020).

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	8.02	6.02	33.2%	7.77	7.10	9.4%	20.8%
Costo de Dilución**	4.39	1.34	227.6%	3.94	2.48	58.9%	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías

** Calculado con base en barriles vendidos

Nota: El dato de 6M 2020 fue corregido desde 7.12 a 7.10, dado que se incluyeron las filiales Equión y Savia, las cuales no consolidan en el cálculo.

Costo de Levantamiento

El costo de levantamiento del 1S21 se situó en 7.77 USD/BI, con un incremento de 0.67 USD/BI frente al 1S20, explicado principalmente por:

Efecto Costo (+0.13 USD/BI):

- Reactivación de la actividad, resultando en un incremento en el número de intervenciones a pozo, mantenimientos y trabajos de integridad.

⁴ Contratos Especiales de Proyectos de Investigación

⁵ Proyectos Piloto de Investigación Integral

⁶ Tiempo empleado entre el inicio de la perforación (*spud*) y la finalización de la perforación del pozo al momento de liberar el equipo de perforación (*Rig Release*).

- Incremento en los costos de energía, principalmente por mayores tarifas de energía autogenerada, resultado de la indisponibilidad de fuentes de energía en Termo Ocoa (desde noviembre 2020 a la fecha) y de combustibles para generación en Termo Morichales (en mayo y junio de 2021).
- Incremento en las tarifas para el tratamiento químico de fluidos, debido a ajuste de tarifas para el 2021.

Efecto Volumen (+0.39 USD/BI): Menor producción respecto al 1S20, explicado principalmente por las restricciones operativas asociadas al manejo de agua en Castilla, a la situación de orden público y al aumento de la relación agua/aceite de algunos pozos, especialmente en los campos Chichimene, Akacias, Rubiales y Yariguí.

Efecto Tasa de Cambio (+0.14 USD/BI): Menor tasa de cambio de -68.54 pesos/dólar al reexpresar los costos en pesos a dólares.

El costo de levantamiento del 2T21 se situó en 8.02 USD/BI, con un incremento de 2.00 USD/BI frente al 2T20, en línea con la meta del Plan de no superar los 8.50 USD/BI.

Costo de Dilución

El costo de dilución del 1S21 aumentó en 1.5 USD/BI respecto al 1S20, explicado principalmente por: i) mayor precio de la nafta dada su recuperación en el mercado, ii) revaluación del peso frente al dólar y iii) menor volumen de compra de nafta (-4.9 kbd).

Resultados Financieros del Segmento

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

Miles de Millones (COP)	2T 2021	2T 2020	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	14,564	6,022	8,542	141.8%	27,781	16,506	11,275	68.3%
Depreciación, amortización y agotamiento	1,679	1,541	138	9.0%	3,295	3,043	252	8.3%
Costos variables	5,324	3,427	1,897	55.4%	10,551	8,476	2,075	24.5%
Costos fijos	2,294	2,171	123	5.7%	4,370	4,556	(186)	(4.1%)
Costo de ventas	9,297	7,139	2,158	30.2%	18,216	16,075	2,141	13.3%
Utilidad bruta	5,267	(1,117)	6,384	571.5%	9,565	431	9,134	2,119.3%
Gastos operacionales (neto de otros ingresos) y exploratorios	944	(526)	1,470	279.5%	1,647	104	1,543	1,483.7%
Utilidad operacional	4,323	(591)	4,914	831.5%	7,918	327	7,591	2,321.4%
Ingresos (gastos) financieros	(493)	(371)	(122)	32.9%	(985)	(521)	(464)	89.1%
Resultados de participación en compañías	7	38	(31)	(81.6%)	13	(14)	27	192.9%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	3,837	(924)	4,761	515.3%	6,946	(208)	7,154	3,439.4%
Provisión impuesto a las ganancias	(1,178)	302	(1,480)	490.1%	(2,155)	103	(2,258)	2,192.2%
Utilidad neta consolidada	2,659	(622)	3,281	527.5%	4,791	(105)	4,896	4,662.9%
Interés no controlante	21	20	1	5.0%	42	41	1	2.4%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	2,680	(602)	3,282	545.2%	4,833	(64)	4,897	7,651.6%
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	0	0	0	-	0	(518)	518	100.0%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	0	0	-	0	151	(151)	100.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	2,680	(602)	3,282	545.2%	4,833	(431)	5,264	1,221.3%
EBITDA	6,168	(278)	6,446	2,318.7%	11,510	2,206	9,304	421.8%
Margen EBITDA	42.4%	(4.6%)	-	47.0%	41.4%	13.4%	-	28.0%

Los **ingresos** del 2T21 y del 1S21 aumentaron frente al 2T20 y al 1S20 respectivamente, soportados principalmente en el incremento en los precios del Brent y la mejora en diferenciales de crudos, contrarrestado parcialmente por menor volumen de ventas debido a la disminución en la producción y las afectaciones por la situación de orden público.

El **costo de ventas** del 2T21 y del 1S21 aumentó frente al 2T20 y al 1S20 respectivamente, debido a:

- Mayor costo en compras por fortalecimiento en los precios de crudo, compensado parcialmente por la disminución en el volumen de compras a la ANH y de diluyente.

- Mayor ejecución de costos de mantenimiento, por incremento en el número de intervenciones a pozo y actividades de mantenimiento de superficie.
- Mayor valoración de inventarios asociado a la recuperación de precios internacionales del 2T21
- Menor costo de transporte asociado a la disminución en la producción y mayor participación de crudo liviano y mediano en la composición de la mezcla en el Sistema Ocesa.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 2T21 y del 1S21 aumentaron frente al 2T20 y al 1S20 respectivamente, principalmente por:

- Reconocimiento de provisión asociada a procesos de contribución de obra pública.
- Reconocimiento de pozos no exitosos (Moyote-1 en México, Aguas Blancas 11 y 24 en Ecopetrol S.A).
- Baja de activos que se encontraban reconocidos como proyectos en curso en el activo, dada la finalización de estudios de viabilidad económica.
- Menores gastos por reconocimiento del plan de retiro voluntario.

El **gasto financiero neto** (no operacional) del 2T21 y del 1S21 aumentó frente al 2T20 y al 1S20 respectivamente, 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.

2. TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)
Crudo	704.0	756.4	(6.9%)	718.5	814.6	(11.8%)
Productos	255.9	170.1	50.4%	265.1	216.7	22.3%
Total	959.9	926.5	3.6%	983.6	1,031.3	(4.6%)

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

Crudos: En el 2T21 los volúmenes transportados disminuyeron 6.9% frente al 2T20, como consecuencia de una menor producción país, principalmente en la zona Llanos, así como de la situación de orden público presentada en mayo y junio. Se destaca la mayor evacuación en los corredores que conectan con la refinería de Barrancabermeja (Vasconia - Galán y Ayacucho – Galán; +69.7 kbpd versus lo evacuado en 2T20), lo cual resultó en una disminución de la evacuación hacia Coveñas en 118.8 kbpd frente al 2T20. Aproximadamente el 82.7% del volumen de crudo transportado es propiedad del Grupo Ecopetrol.

Durante 2T21 se presentaron 6 afectaciones a los oleoductos originados por terceros, disminuyendo un 57.1% frente al 2T20. En el 1S21 se registraron 18 atentados, un 43.8% menos que en el 1S20. Se destaca que al cierre del trimestre se completaron 19 meses consecutivos sin ciclos contingentes por el oleoducto Bicentenario.

En el 2T21 la intervención de válvulas ilícitas para crudos disminuyó un 34.1% y para productos refinados aumentó en un 75.0%, para un total de 221 válvulas ilícitas en el trimestre. En el semestre se registraron 451 válvulas ilícitas, lo que representó una reducción del 28.9% en crudos y un aumento del 34.3% en refinados frente al mismo periodo del año anterior.

Productos Refinados: En 2T21 y el 1S21 los volúmenes transportados de refinados aumentaron en un 50.4% y 22.3% frente al 2T20 y al 1S20 respectivamente, principalmente por el efecto de las medidas que se adoptaron para afrontar la pandemia en el 2020. No obstante, debido a la situación de orden público por la que atravesó el país, durante los meses de mayo y junio del 2021 fue necesario suspender de forma intermitente el bombeo en algunos sistemas. Aproximadamente el 30.9% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol.

Inauguración de la nueva Monoboya TLU-2 en la Terminal Coveñas: El 27 de abril se inauguró la nueva Monoboya TLU-2 en la terminal Coveñas, principal puerto de exportación de crudos del país. Esta unidad de cargue de buques es uno de los principales proyectos desarrollados costa afuera del país, convirtiéndose en una

de las inversiones más importantes en la infraestructura de transporte de hidrocarburos de Colombia. El proyecto contó con un trabajo previo de dos años e inversiones cercanas a los USD 49 millones.

Costo por Barril Transportado

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	2.84	3.04	(6.6%)	2.91	2.97	(2.0%)	16.0%

El costo por barril transportado del 1S21 disminuyó en 0.06 USD/BI versus el del 1S20, principalmente por:

Efecto Costo (-0.27 USD/BI): Disminución en el costo variable debido a una reducción en el consumo de materiales, suministros y energía, producto de los menores volúmenes transportados. Adicionalmente, se generó una menor depreciación debido al cambio al cierre de 2020 en vidas útiles de Oleoducto de los Llanos y Oleoducto Bicentenario.

Efecto Volumen (+0.15 USD/BI): Mayor costo por barril debido a menor volumen transportado, el cual pasa de 1,031.3 kbd en 1S20 a 983.6 kbd en 1S21, derivado de la menor producción país; contrarrestado parcialmente por un mayor volumen de productos por recuperación de la demanda de gasolina y diésel en el país.

Efecto Tasa de Cambio (+0.06 USD/BI): Menor tasa de cambio de -68.54 pesos/dólar al reexpresar los costos en pesos a dólares.

El costo por barril transportado del 2T21 disminuyó en 0.20 USD/BI versus el del 2T20, por las razones previamente mencionadas.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	2T 2021	2T 2020	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	2,819	2,962	(143)	(4.8%)	5,627	6,147	(520)	(8.5%)
Depreciación, amortización y agotamiento	291	319	(28)	(8.8%)	577	636	(59)	(9.3%)
Costos variables	103	122	(19)	(15.6%)	236	297	(61)	(20.5%)
Costos fijos	344	351	(7)	(2.0%)	704	751	(47)	(6.3%)
Costo de ventas	738	792	(54)	(6.8%)	1,517	1,684	(167)	(9.9%)
Utilidad bruta	2,081	2,170	(89)	(4.1%)	4,110	4,463	(353)	(7.9%)
Gastos operacionales (neto de otros ingresos)	157	188	(31)	(16.5%)	341	359	(18)	(5.0%)
Utilidad operacional	1,924	1,982	(58)	(2.9%)	3,769	4,104	(335)	(8.2%)
Ingresos (gastos) financieros	(29)	(160)	131	(81.9%)	110	438	(328)	(74.9%)
Resultados de participación en compañías	0	(3)	3	100.0%	0	(2)	2	100.0%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,895	1,819	76	4.2%	3,879	4,540	(661)	(14.6%)
Provisión impuesto a las ganancias	(585)	(578)	(7)	1.2%	(1,177)	(1,394)	217	(15.6%)
Utilidad neta consolidada	1,310	1,241	69	5.6%	2,702	3,146	(444)	(14.1%)
Interés no controlante	(270)	(270)	0	0.0%	(541)	(601)	60	(10.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	1,040	971	69	7.1%	2,161	2,545	(384)	(15.1%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	0	3	(3)	100.0%	1	3	(2)	(66.7%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	(1)	1	100.0%	0	(1)	1	100.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,040	973	67	6.9%	2,162	2,547	(385)	(15.1%)
EBITDA	2,272	2,327	(55)	(2.4%)	4,459	4,817	(358)	(7.4%)
Margen EBITDA	80.6%	78.6%	-	2.0%	79.2%	78.4%	-	0.8%

Los **ingresos** del 2T21 y del 1S21 disminuyeron frente al 2T20 y al 1S20 respectivamente, principalmente por el efecto combinado de: i) menores volúmenes transportados de crudos, como resultado de una reducción en la producción de Ecopetrol y del país, así como por la situación de orden público presentada en 2T21 y ii) menor

TRM promedio; compensados con: iii) el incremento en los volúmenes transportados de productos refinados debido a la recuperación de la demanda a lo largo del 2021.

El **costo de ventas** del 2T21 y del 1S21 disminuyó frente al 2T20 y al 1S20 respectivamente, principalmente como resultado de: i) menor depreciación por la extensión de las vidas útiles en los oleoductos Bicentenario y de los Llanos, ii) disminución en los costos variables de materiales asociada principalmente a los menores volúmenes transportados, iii) una menor velocidad de ejecución de actividades de mantenimiento y iv) entrada del nuevo modelo operativo del segmento.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 2T21 y del 1S21 disminuyeron frente al 2T20 y al 1S20 respectivamente, principalmente por menores gastos asociados a la atención de emergencias, como resultado de menores afectaciones ocasionadas por terceros a la infraestructura.

El **resultado financiero neto** (no operacional) del 2T21 frente al 2T20 refleja un menor gasto producto de la liquidación en 2020 de coberturas de tasa de cambio.

3. REFINACIÓN

En el 2T21 se acentuó la tendencia positiva de resultados observada en el 1T21, como consecuencia principalmente de: i) la estabilidad de las operaciones, explicada por la disponibilidad de las plantas según lo programado, ii) los planes de contingencia adoptados para mitigar el impacto negativo de la situación de orden público del país, iii) el aprovechamiento de oportunidades de entorno de mercado, y iv) al desempeño positivo de Esentia y de la refinería de Barrancabermeja.

En el 2T21 las refinerías alcanzaron una carga consolidada de 360.4 kbd y un margen bruto integrado de 9.5 USD/BI, frente a una carga de 254.6 kbd y un margen bruto integrado de 6.2 USD/BI en 2T20.

Refinería de Cartagena

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

Refinería de Cartagena	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)
Carga* (kbd)	144.4	116.8	23.6%	143.8	131.6	9.3%
Factor de Utilización (%)	83.2%	65.1%	27.8%	79.0%	66.9%	18.0%
Producción Refinados (kbd)	137.8	110.8	24.4%	138.5	124.4	11.3%
Margen Bruto (USD/BI)	7.0	5.4	29.6%	7.5	7.3	2.7%

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

En el 2T21 finalizó la ejecución del primer ciclo programado de mantenimientos mayores, lo cual restringió la carga de las unidades de Cracking y Alquilación, y afectó el margen bruto de refinación, pasando de 8.1 USD/BI en 1T21 a 7.0 USD/BI en el 2T21. La refinería de Cartagena solo se vio levemente afectada por la situación de orden público en Colombia, dado a que su esquema operativo y posición logística le permitió aumentar las exportaciones de diésel y gasolinas. Se destaca la recuperación de carga y márgenes en el 2T21 versus el 2T20, siendo este último el periodo el más impactado por la pandemia en 2020.

Refinería de Barrancabermeja

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

Refinería de Barrancabermeja	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)
Carga* (kbd)	216.0	137.7	56.9%	216.4	168.4	28.5%
Factor de Utilización (%)	82.2%	49.3%	66.7%	83.6%	61.9%	35.1%
Producción Refinados (kbd)	220.1	140.3	56.9%	220.5	171.2	28.8%
Margen Bruto (USD/BI)	11.2	6.8	64.7%	11.3	8.6	31.4%

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

Durante el 2T21 la refinería presentó un desempeño operativo estable y ajustado al entorno de la demanda local. Se mantuvo el nivel de carga de la refinería y el margen bruto en dos dígitos frente al 1T21 (216.9 kbd y 11.5 USD/BI respectivamente), aún con la situación de orden público registrada en el país, que resultó en una disminución de la demanda de productos en el mes de mayo y menor disponibilidad de crudo nacional en el mes de junio (normalización de producción). Se destaca la recuperación de carga y márgenes en el 2T21 y 1S21 versus el 2T20 y 1S20 respectivamente, explicada por la recuperación en la demanda de productos a nivel nacional.

Esenttia

En el 2T21 se lograron resultados financieros históricos, apalancados en una estrategia comercial que permitió materializar en margen los aumentos del precio del Polipropileno (PP) y gestionar contractualmente menores costos de materia prima. Así mismo, se destaca:

- EBITDA mensual (USD 22.5 millones en abril) y trimestral (USD 57.4 millones) récord, siendo los más altos registrados por la compañía. El EBITDA obtenido en el 2T21 es 145% superior al promedio trimestral de los últimos 4 años.
- El margen del polipropileno presentó niveles históricos en abril (539 USD/Ton), 134% por encima del promedio mes de los últimos 4 años.
- El EBITDA de la unidad Splitter (Producción de Polipropileno Grado Polímero –PGP– a partir de Polipropileno Grado Refinería –PGR–) registró su máximo en el mes de junio (USD 9.5 millones), apalancado por los spreads de PGP – PGR más altos desde el 2015 (53.4 centavos por libra en mayo), debido a la amplia disponibilidad de PGR en el mercado. Este EBITDA supera en 137% al promedio mes de los últimos 4 años.

Invercolsa

Invercolsa registró resultados financieros positivos, debido principalmente a mayores dividendos recibidos de las inversiones en Compañías no controladas, mayor número de instalaciones realizadas y mayores volúmenes de venta de gas.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 14: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	4.50	5.82	(22.7%)	4.38	5.05	(13.3%)	12.6%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, y Esenttia

El costo de caja de refinación disminuyó 0.67 USD/BI en el 1S21 frente al 1S20, explicado principalmente por:

Efecto Costo y Volumen (-0.75 USD/BI): Mayores cargas de crudo en la refinería de Barrancabermeja (+48 kbd) y en la refinería de Cartagena (+12 kbd), debido al incremento de la demanda.

Efecto Tasa de Cambio (+0.08 USD/BI): Menor tasa de cambio de -68.54 pesos/dólar al reexpresar los costos en pesos a dólares.

El costo de caja de refinación del 2T21 disminuyó en 1.32 USD/BI versus el del 2T20, por las razones previamente mencionadas.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 15: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	2T 2021	2T 2020	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	11,465	4,106	7,359	179.2%	21,146	12,394	8,752	70.6%
Depreciación, amortización y agotamiento	358	376	(18)	(4.8%)	694	709	(15)	(2.1%)
Costos variables	9,800	3,503	6,297	179.8%	18,281	10,820	7,461	69.0%
Costos fijos	581	397	184	46.3%	1,015	979	36	3.7%
Costo de ventas	10,739	4,276	6,463	151.1%	19,990	12,508	7,482	59.8%
Utilidad bruta	726	(170)	896	527.1%	1,156	(114)	1,270	1,114.0%
Gastos operacionales	426	397	29	7.3%	791	787	4	0.5%
Utilidad (Pérdida) operacional	300	(567)	867	152.9%	365	(901)	1,266	140.5%
Ingresos (gastos) financieros	(303)	(68)	(235)	345.6%	(594)	(1,182)	588	(49.7%)
Resultados de participación en compañías	55	42	13	31.0%	102	93	9	9.7%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	52	(593)	645	108.8%	(127)	(1,990)	1,863	(93.6%)
Provisión impuesto a las ganancias	(5)	273	(278)	101.8%	29	658	(629)	(95.6%)
Utilidad neta consolidada	47	(320)	367	114.7%	(98)	(1,332)	1,234	(92.6%)
Interés no controlante	(45)	(27)	(18)	66.7%	(87)	(64)	(23)	35.9%
Utilidad (pérdida) neta antes de impairment	2	(347)	349	100.6%	(185)	(1,396)	1,211	(86.7%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	1	1	0	0.0%	2	(689)	691	100.3%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	0	0	-	(1)	127	(128)	100.8%
Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3	(346)	349	100.9%	(184)	(1,958)	1,774	(90.6%)
EBITDA	979	(53)	1,032	1,947.2%	1,632	230	1,402	609.6%
Margen EBITDA	8.5%	-1.3%	-	9.8%	7.7%	1.9%	-	5.8%

Los **ingresos** del 2T21 y del 1S21 se incrementaron frente al 2T20 y al 1S20 respectivamente, debido a: i) la recuperación en los diferenciales de productos asociados a factores de mercado, principalmente en gasolina, destilados medios y petroquímicos, y ii) a la estabilización de la demanda pese a los efectos de la situación de orden público, en particular durante los meses de mayo y junio. El comportamiento de Esenttia fue sobresaliente, con márgenes récord de polipropileno y buen resultado en ventas. Adicionalmente, Invercolsa tuvo crecimiento en sus ingresos dada la mayor comercialización de gas natural e instalaciones, a pesar de las afectaciones en el mes de mayo por la situación de orden público.

El **costo de ventas** del 2T21 y del 1S21 aumentó frente al 2T20 y al 1S20, principalmente por: i) un mayor volumen de crudo cargado en ambas refinerías, ii) mayores precios de la dieta de crudos de las refinerías y, iii) un mayor volumen y precio de importaciones de productos, principalmente diésel y gasolinas. Lo anterior, compensado parcialmente por acumulación de inventarios de productos en proceso por mantenimiento de unidades en la refinería de Cartagena.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 2T21 y del 1S21 se incrementaron frente al 2T20 y al 1S20 respectivamente, explicado por: i) el efecto del ciclo de mantenimientos de la refinería de Cartagena y ii) mayores gastos de comercialización por aumento en la demanda.

El **resultado financiero** (no operacional) del 1S21 versus 1S20, presentó un menor gasto, como consecuencia del efecto de la revaluación presentada en la tasa de cierre sobre la posición pasiva neta del segmento. Entre el 2T21 y el 2T20 se presentó un mayor gasto financiero, por la marcada revaluación del peso frente al dólar en la tasa de cierre al 2T20 y la posición pasiva neta en dólares del segmento.

III. SosTECnibilidad

Energías Renovables

Se avanzó en la construcción del parque solar San Fernando, destacando la llegada de 18 MW de paneles en el mes de julio. Se estima la entrada en operación modular (de forma secuencial) en septiembre de este año. Actualmente el avance del proyecto es del 75% (frente a 46% en el 1T21), generando empleo a 481 personas en la obra, de las cuales 180 son mujeres.

En los proyectos de energía solar por 45 MW en Huila, Magdalena Medio y Meta, se terminó la preparación de la asignación bajo esquemas PPA y en junio fue publicado el método de elección. Se esperan ofertas para el inicio de agosto.

Frente a los prospectos de generación eólica, se adjudicaron contratos de mediciones en Araguaey (Casanare) y Huila. Así mismo, avanzan las mediciones eólicas en el lote Casablanca, adyacente a la refinería de Cartagena.

El parque solar Castilla de 21 MW continúa en operación, logrando a la fecha ahorros por más de COP 5.9 mil millones (USD 1.6 millones) y una reducción de emisiones de CO₂ que supera las 16,000 toneladas.

Sobre el parque solar Rubiales de 64 MW, Ecopetrol compartió desde el 15 de julio el *teaser* del proyecto a los potenciales socios. Durante los meses de septiembre y octubre se espera escoger el socio para el desarrollo del proyecto.

Finalmente, avanza el diseño de la estrategia de hidrógeno renovable en diferentes frentes: i) en el piloto de 50 kW de hidrógeno electrolítico se adelantó en el diseño experimental y construcción del electrolizador, cuyo piloto se comisionará en 2022, inicialmente en la refinería de Cartagena, y posteriormente se trasladará para su operación definitiva al ICP (Instituto Colombiano de Petróleo), ii) cierre de la etapa de relacionamiento con aliados, con la participación de 80 organizaciones que han mostrado interés en trabajar en conjunto con Ecopetrol, iii) identificación de los potenciales mercados de hidrógeno renovable de interés para Ecopetrol e inicio de la valoración de potenciales casos de negocio y iv) participación activa en la construcción de la hoja de ruta del país, liderada por el Ministerio de Minas y Energía.

Gestión Integral del Agua

Durante el 2T21 Ecopetrol S.A.⁷ reutilizó 27 millones de metros cúbicos de agua (1.9 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. Esto representa un aumento del 36% con respecto al 2T20 y equivale al 72% del total de agua requerida para operar.

Así mismo, se reusaron 546 mil metros cúbicos de agua de producción tratada del Campo Castilla (37.8 mil barriles por día), en actividades agrícolas y pecuarias en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) en el Municipio de Acacías, donde Ecopetrol inició operación directa a mediados de junio del 2021 (anteriormente se encontraba bajo la operación de Agrosavia). Esto representa una disminución del 30% con respecto al 2T20, gracias a la ejecución de pruebas hidráulicas e hidrostáticas realizadas sobre el sistema de riego por aspersión para asegurar el correcto funcionamiento del sistema semiautomático de agua de reúso.

Respecto a la medida preventiva de vertimiento de la Estación Acacías sobre el río Guayuriba, Cormacarena dispuso el levantamiento provisional de la misma el 11 de junio de 2021. Ecopetrol desplegó las verificaciones técnicas y acciones necesarias para reactivar el vertimiento de forma segura, cumpliendo criterios de calidad, garantizando la integridad de los pozos e infraestructura relacionada, así como mejoras en los parámetros asociados a la industria de hidrocarburos en concentraciones más restrictivas a lo permitido por la normatividad nacional, de tal forma que permita minimizar los efectos sobre el río.

Cambio Climático

Durante el 2T21, se dio inicio a la auditoría de verificación de tercera parte del inventario de Gases de Efecto Invernadero para el periodo 2017-2020, la cual será realizada por parte de la firma Ruby Canyon Engineering, y cuyos resultados se esperan para el 4T21.

Biodiversidad

En el marco de la iniciativa nacional “Sembrar Nos Une”, el Grupo Ecopetrol ha aportado 2,762,032 árboles en lo corrido del 2021, que equivale a un cumplimiento del 68% de la meta establecida por el Grupo Ecopetrol para el año (4,000,000 árboles).

⁷ Incluye la refinería de Cartagena

Calidad del Aire

Como parte del compromiso ambiental con la producción de combustibles limpios, Ecopetrol ha seguido avanzando en el cumplimiento de la nueva Resolución de Calidad de Combustibles 40103 de abril del 2021 de los Ministerios de Minas y de Ambiente y que definió el componente de azufre en 20 partes por millón (ppm) para el diésel y 100 ppm para la gasolina a partir del 1 de mayo de 2021.

Al cierre de junio, Ecopetrol entregó diésel de 18 ppm en promedio para todo el país y gasolina en 73 ppm en promedio de contenido de azufre, niveles que cumplen con la calidad exigida por la regulación y posicionan estos combustibles dentro de los más altos estándares internacionales.

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

Durante el segundo trimestre del año y en el marco del desarrollo del Estudio de Impacto Ambiental para el Proyecto Piloto de Investigación Integral Kalé, se realizó la Segunda Fase para la aplicación de Lineamientos de Participación, cuyo objetivo fue compartir con las comunidades la descripción y alcance del proyecto. En el marco de estos encuentros realizados entre el 19 de mayo y 28 de junio de 2021 se contó con la participación de 332 asistentes. Para el 4T21 se proyecta radicar el Estudio de Impacto Ambiental ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA.

A su vez, durante este trimestre, la Compañía finalizó el análisis de riesgos en Derechos Humanos para el PPII Kalé. Con ello, se definió el plan de prevención y mitigación de riesgos identificados, para incorporarlo a la Estrategia de Integración de Ecopetrol.

En línea con nuestro compromiso de establecer un diálogo directo y permanente con las autoridades locales y las comunidades de los territorios en los cuales hacemos presencia y de acuerdo con lo establecido por el Decreto 328 de 2020 que regula los PPII's, el 8 de julio de 2021 se llevó a cabo en el municipio de Puerto Wilches, Santander, el primer diálogo territorial de Platero, con participación del Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la Alcaldía Municipal, Ecopetrol, ExxonMobil, representantes de la comunidad, entre otros.

Inversión Social y Ambiental

El Grupo Ecopetrol destinó recursos de Inversión Social, Ambiental y Relacionamiento en proyectos e iniciativas del Portafolio de Desarrollo Sostenible en el marco de la Estrategia de Entorno de Ecopetrol por un valor de COP 150,409 millones acumulados al 1S21. Este valor incluye inversiones de carácter estratégico y obligatorio.

Por otra parte, se destaca la asignación de 6 nuevos proyectos a través del mecanismo de Obras por Impuestos del año gravable 2020 al Grupo Ecopetrol por COP 63,189 millones, que beneficiarán a más de 50,000 habitantes con mejoramiento de vías y dotación tecnológica para escuelas. La Compañía se consolida como el grupo con mayor asignación de este mecanismo en el país (43% de participación frente al total nacional), con COP 408,411 millones entre los años 2017 y 2020, con 44⁸ proyectos en 14 departamentos del país.

Iniciativa “Apoyo País” ante COVID-19

Durante el 2T21 continuaron las entregas del programa Apoyo País 2020 como apoyo a la pandemia por COVID-19 por un valor de COP 4,000 millones, destacando la entrega de: 1,600 caretas en los municipios Puerto Salgar, Villeta, La Dorada y Coello de la regional Andina; 8 equipos médicos en el Departamento del Meta de la regional Orinoquía y 750 insumos de oxígeno en el municipio de Uribe de la regional Caribe; apoyo al proyecto Torre Central de vacunación de Gobierno Nacional y cierre de convenios para el fortalecimiento de instituciones de salud.

Con relación al programa Apoyo País 2021, se han ejecutado COP 5,815 millones al 1S21, en la gestión de 10 proyectos. De este valor, COP 5,511 millones corresponden a inversiones del Portafolio de Desarrollo Sostenible

⁸ Incluye dos proyectos asignados por modelo de convenio, pendientes por suscripción.

y COP 304 millones a la maduración del proyecto Parque Solar Providencia. Desde el inicio de la pandemia se acumulan inversiones por cerca de COP 84,000 millones en ayudas.

Salud

Durante el 2T21 el Grupo Ecopetrol se adhirió al programa de Empresas por la Vacunación de la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI), lo cual permitió la adquisición de alrededor de 26,000 dosis de la vacuna Sinovac para la inmunización de todos los colaboradores, sus familias y aliados. Al 31 de julio de 2021, más de 3,400 colaboradores del Grupo Ecopetrol se encontraban vacunados con la primera dosis.

Se destaca que, a la fecha, cerca del 40% de los colaboradores del Grupo Ecopetrol han completado su esquema de inmunización a través de este programa y del Plan Nacional de Vacunación.

Comunidades y Entorno

Durante el trimestre se llevó a cabo la implementación del nuevo esquema multiactor de relacionamiento con el Resguardo Alto Unuma Meta, denominado “Proceso de Generación de Confianza”, bajo la observancia del Ministerio del Interior, el cual permitió transformar situaciones de conflictividad en oportunidades para afianzar en el largo plazo. Lo anterior, contribuyó a su vez a la no materialización de ninguna vía de hecho por parte del resguardo hacia Ecopetrol.

En el marco de la situación de orden público se mantuvo un relacionamiento constante con el Gobierno Nacional, principalmente con Ministerio del Interior y el Ministerio de Minas y Energía, con el propósito de asegurar su acompañamiento y mediación en algunas situaciones de conflictividad presentadas hacia la actividad de Ecopetrol en las regiones.

Responsabilidad Corporativa

En el 2T21 Ecopetrol reportó nuevamente en el Corporate Sustainability Assessment de la empresa S&P Global para oficializar su interés por participar en el Dow Jones Sustainability Index (DJSI). Se esperan resultados por parte del índice en noviembre.

Adicionalmente, en mayo se publicó en el sitio web de la Compañía el primer Índice de Contenidos que responde a las Métricas de Capitalismo para Grupos de Interés del Foro Económico Mundial (WEF por sus siglas en inglés) y el Consejo Internacional de Negocios (IBC por sus siglas en inglés). Con este ejercicio, Ecopetrol pretende seguir avanzando en la gestión, medición y divulgación de sus asuntos ambientales, sociales y de gobernanza (ESG por sus siglas en inglés) con información relevante para inversionistas, entre otras partes interesadas.

Gobierno Corporativo

Durante el 2T21 se aprobaron las siguientes políticas y procedimientos de sucesión de los principales órganos de gobierno:

- Actualización de la Política de Sucesión de la Junta Directiva de Ecopetrol.
- Actualización de la Política de Sucesión del Presidente de Ecopetrol.

Por otra parte, la Junta Directiva de Ecopetrol confirmó a Luis Guillermo Echeverri como su Presidente y a Carlos Gustavo Cano como su Vicepresidente. Adicionalmente, aprobó la recomposición de cuatro de los siete Comités de Apoyo, así: i) Comité de Compensación, Nominación y Cultura; ii) Comité de Tecnología e Innovación; iii) Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad; y iv) Comité de HSE (*Health, Safety and Environment* por sus siglas en inglés). La labor de estos Comités contribuye al mejor desempeño de la Junta Directiva y al ejercicio de las funciones a su cargo.

Considerando criterios de diversidad y género, así como bajo el principio estricto de meritocracia, Ecopetrol nombró a Elsa Janneth Jaimes como Vicepresidente de Exploración. La geóloga cuenta con más de 29 años de experiencia profesional en compañías nacionales e internacionales que hacen parte del Grupo, tales como Ecopetrol S.A. y Hocol S.A.

Tecnología

Durante el primer semestre del 2021, se avanzó en el camino de la transformación digital a través de la implementación de proyectos que han permitido capturar y certificar beneficios derivados de su impacto en los procesos y operaciones de la organización por USD 20.5 millones, con un cumplimiento del 120% frente a la meta planteada al primer semestre del año. Se destacan principalmente los proyectos i) campos integrados cuyo objetivo es maximizar la rentabilidad a través del aumento en producción, ii) margen bruto de refinación que permite la visualización en tiempo real de las principales variables operacionales que tienen impacto económico en el margen de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, iii) base de datos petrotécnica para contribuir al incremento de la eficiencia del ciclo exploratorio del Grupo Ecopetrol, e iniciativas desarrolladas por Campo D (fábrica digital).

Se inició el diseño del modelo de gestión del riesgo cibernético basado en prácticas como *Zero Trust* y *Military Grade*. Adicionalmente, se integró la identidad digital a nivel Grupo y se avanzó en la gestión de protección de información reservada.

IV. Crecimiento Inorgánico

Potencial Adquisición del 51.4% de las Acciones de ISA

El 23 de junio de 2021 Ecopetrol anunció que el plazo del Acuerdo de Exclusividad que se suscribió con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (“MHCP”) el pasado 12 de febrero de 2021, para la potencial adquisición de las acciones en circulación que posee el MHCP en Interconexión Eléctrica S.A. (“ISA”), equivalentes al 51.4%, se amplió hasta el 31 de agosto de 2021.

Así mismo, la Compañía informó su decisión de no condicionar el cierre de la potencial adquisición de ISA a la realización de una potencial emisión de acciones. Esta decisión obedece a la evolución favorable de la situación financiera del Grupo Ecopetrol, que brinda la flexibilidad para cumplir el cierre de la transacción a través de un crédito con la banca internacional, dentro de los parámetros de apalancamiento establecidos en el plan de negocios de la compañía. El desembolso de dicho crédito estaría sujeto al cierre de la transacción. Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía continúa avanzando en las iniciativas de financiamiento estructural para la estrategia de transición energética, como lo son la emisión de acciones y/o la contratación de deuda a mediano y largo plazo, bajo condiciones favorables de mercado.

El 28 de julio de 2021, Ecopetrol presentó el escrito de oposición a la solicitud de medida cautelar presentada dentro de una acción popular a la que fue vinculada como demandada mediante auto notificado el pasado 21 de julio. La acción popular que cursa en el Tribunal Administrativo de Cundinamarca fue interpuesta por la Fundación Defensa de la Información Legal y Oportunidad - Dilo Colombia, como propósito que el Tribunal ordene al MHCP y a Ecopetrol “...abstenerse de continuar el proceso de enajenación de la propiedad accionaria de la Nación en ISA a favor de Ecopetrol...”. Ecopetrol se opone a la medida cautelar solicitada, pues considera que no tiene asidero legal y resalta que la operación proyectada está permitida por la legislación colombiana, maximiza beneficios para la Nación y para Ecopetrol, y no amenaza y no vulnera ninguno de los derechos colectivos invocados por la accionante, razón por la que la Compañía continuará defendiendo la legalidad de la operación en las demás etapas del proceso en cuestión.

Ecopetrol anunció al mercado, el pasado 30 de julio y en virtud de una autorización de parte de la Junta Directiva, la presentación de una oferta vinculante al MHCP. Las condiciones de la misma son reservadas a razón del acuerdo de confidencialidad que rige el proceso. Una vez Ecopetrol reciba respuesta del Ministerio, se estará informando de manera oportuna por los canales previstos para tal fin.

V. Presentación de Resultados

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

Español

4 de agosto de 2021
08:00 a.m. Colombia
09:00 a.m. Nueva York

Inglés

4 de agosto 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=CC1A10C7-A06F-4FFE-9EF5-54E1F210A5CB&LangLocaleID=1034>

Inglés: <https://onlinexperiences.com/Launch/QReg/ShowUUID=CE16493C-75AC-497B-9107-C6B9D7AA5ACD>

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 el siguiente link:

<http://web.meetme.net/r.aspx?p=12&a=ULYSLTHpCUsaTn>

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: www.ecopetrol.com.co

Información de Contacto:

Gerente de Mercado de Capitales (e)

Lina María Contreras Mora
Teléfono: +571-234-5190 - Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (e) (Colombia)

Alexandra Santamaría Molano
Teléfono: +571-234-4329 - Correo electrónico: alexandra.santamaria@ecopetrol.com.co

Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	9,336	4,010	132.8%	17,951	11,901	50.8%
Exterior	10,108	4,432	128.1%	18,699	11,613	61.0%
Total ingresos	19,444	8,442	130.3%	36,650	23,514	55.9%
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	2,328	2,236	4.1%	4,566	4,388	4.1%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,600	1,491	7.3%	3,170	2,946	7.6%
Depreciación fijo	728	745	(2.3%)	1,396	1,442	(3.2%)
Costos variables	6,761	3,570	89.4%	12,999	10,266	26.6%
Productos importados	3,030	913	231.9%	6,227	4,128	50.8%
Compras nacionales	3,590	967	271.3%	6,732	3,295	104.3%
Servicio de transporte hidrocarburos	220	226	(2.7%)	449	436	3.0%
Variación de inventarios y otros	(79)	1,464	105.4%	(409)	2,407	117.0%
Costos fijos	2,342	1,810	29.4%	4,378	4,249	3.0%
Servicios contratados	734	586	25.3%	1,367	1,370	(0.2%)
Mantenimiento	572	414	38.2%	1,075	1,006	6.9%
Costos laborales	587	581	1.0%	1,145	1,181	(3.0%)
Otros	449	229	96.1%	791	692	14.3%
Total costo de ventas	11,431	7,616	50.1%	21,943	18,903	16.1%
Utilidad bruta	8,013	826	870.1%	14,707	4,611	219.0%
Gastos operacionales	1,458	2	72,800.0%	2,640	1,081	144.2%
Gastos de administración	1,391	(138)	1,108.0%	2,405	903	166.3%
Gastos de exploración y proyectos	67	140	(52.1%)	235	178	32.0%
Utilidad operacional	6,555	824	695.5%	12,067	3,530	241.8%
Resultado financiero, neto	(831)	(599)	38.7%	(1,484)	(1,265)	17.3%
Diferencia en cambio, neto	(17)	46	137.0%	104	33	215.2%
Intereses, neto	(563)	(562)	0.2%	(1,098)	(959)	14.5%
Ingresos (gastos) financieros	(251)	(83)	202.4%	(490)	(339)	44.5%
Resultados de participación en compañías	62	77	(19.5%)	115	77	49.4%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5,786	302	1,815.9%	10,698	2,342	356.8%
Provisión impuesto a las ganancias	(1,768)	(3)	58,833.3%	(3,303)	(633)	421.8%
Utilidad neta consolidada	4,018	299	1,243.8%	7,395	1,709	332.7%
Interés no controlante	(295)	(277)	6.5%	(587)	(624)	(5.9%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	3,723	22	16,822.7%	6,808	1,085	527.5%
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	1	4	(75.0%)	3	(1,204)	100.2%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	(1)	100.0%	(1)	277	100.4%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,724	25	14,796.0%	6,810	158	4,210.1%
EBITDA	9,428	1,996	372.3%	17,615	7,253	142.9%
Margen EBITDA	48.5%	23.6%	24.9%	48.1%	30.8%	17.3%

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

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2021	Marzo 31, 2021	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	5,022	6,688	(24.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	9,540	7,005	36.2%
Inventarios	7,177	6,408	12.0%
Activos por impuestos corrientes	5,565	4,591	21.2%
Otros activos financieros	206	506	(59.3%)
Otros activos	1,707	1,827	(6.6%)
Total activos corrientes	29,217	27,025	8.1%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	53	51	3.9%
Total activos corrientes	29,270	27,076	8.1%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	3,312	3,173	4.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	738	774	(4.7%)
Propiedades, planta y equipo	69,380	68,431	1.4%
Recursos naturales y del medio ambiente	33,236	32,768	1.4%
Activos por derecho de uso	353	348	1.4%
Intangibles	588	564	4.3%
Activos por impuestos diferidos	10,699	10,462	2.3%
Otros activos financieros	1,192	887	34.4%
Otros activos	2,486	2,450	1.5%
Total activos no corrientes	121,984	119,857	1.8%
Total activos	151,254	146,933	2.9%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	5,323	5,207	2.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	9,760	9,738	0.2%
Provisiones por beneficios a empleados	1,926	2,123	(9.3%)
Pasivos por impuestos corrientes	701	1,241	(43.5%)
Provisiones y contingencias	1,019	1,125	(9.4%)
Otros pasivos	568	497	14.3%
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	33	33	0.0%
Total pasivos corrientes	19,330	19,964	(3.2%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	44,737	44,687	0.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	16	16	0.0%
Provisiones por beneficios a empleados	11,011	10,904	1.0%
Pasivos por impuestos no corrientes	1,318	1,249	5.5%
Provisiones y contingencias	11,635	11,338	2.6%
Otros pasivos	612	623	(1.8%)
Total pasivos no corrientes	69,329	68,817	0.7%
Total pasivos	88,659	88,781	(0.1%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	58,841	54,525	7.9%
Interés no controlante	3,754	3,627	3.5%
Total patrimonio	62,595	58,152	7.6%
Total pasivos y patrimonio	151,254	146,933	2.9%

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2021	2T 2020	6M 2021	6M 2020
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	3,724	25	6,810	158
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	295	277	587	624
Cargo por impuesto a las ganancias	1,768	4	3,304	356
Depreciación, agotamiento y amortización	2,396	2,289	4,698	4,519
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	17	(46)	258	(33)
Utilidad por realización de otros resultados integrales en venta de negocios conjuntos	0	0	(362)	0
Costo financiero reconocido en resultados	838	873	1,630	1,572
Pozos secos	38	86	170	100
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	25	9	17	4
Impairment de activos de corto y largo plazo	2	3	15	1,212
Ganancia por valoración de activos financieros	(3)	(89)	19	(42)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	10	(88)	10	(88)
Ganancia en Combinación de negocios	0	(1,439)	0	(1,439)
Ganancia por venta de activos	1	(1)	0	(1)
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(62)	(77)	(115)	(77)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e inefectividad	83	98	150	225
Otros conceptos menores	7	(4)	15	9
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(3,524)	(1,369)	(7,488)	(2,790)
Impuesto de renta pagado	(2,301)	(2,799)	(3,471)	(3,984)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	3,314	(2,248)	6,247	325
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,408)	(1,160)	(2,258)	(1,983)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,298)	(1,223)	(2,867)	(3,842)
Adquisiciones de intangibles	(45)	(9)	(63)	(20)
Venta activos mantenidos para la venta e instrumentos de patrimonio	2	1	0	0
(Compra) venta de otros activos financieros	(6)	(3,065)	1,706	(572)
Intereses recibidos	44	91	68	180
Dividendos recibidos	82	72	82	72
Ingresos por venta de activos	0	1	11	9
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(2,629)	(5,292)	(3,321)	(6,156)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	(619)	11,184	(681)	11,128
Pago de intereses	(735)	(591)	(1,213)	(1,055)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(80)	(91)	(150)	(171)
Dividendos pagados	(982)	(1,911)	(1,151)	(2,337)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(2,416)	8,591	(3,195)	7,565
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	65	(600)	209	438
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(1,666)	451	(60)	2,172
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	6,688	8,797	5,082	7,076
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	5,022	9,248	5,022	9,248

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2021	2T 2020	6M 2021	6M 2020
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	3,724	25	6,810	158
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,396	2,289	4,698	4,519
(+/-) Impairment activos a largo plazo	(1)	(4)	(3)	1,204
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	0	(1,439)	0	(1,439)
(+/-) Resultado financiero, neto	831	599	1,484	1,265
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,768	4	3,304	356
(+) Impuestos y otros	415	245	735	566
(+/-) Interes no controlante	295	277	587	624
EBITDA Consolidado	9,428	1,996	17,615	7,253

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (2T21)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,680	3	1,040	1	3,724
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,687	405	304	0	2,396
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	(1)	0	0	(1)
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	0	0	0	0	0
(+/-) Resultado financiero, neto	493	303	29	6	831
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,178	5	585	0	1,768
(+) Otros Impuestos	151	219	44	1	415
(+/-) Interés no controlante	(21)	45	270	1	295
EBITDA Consolidado	6,168	979	2,272	9	9,428

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)	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)
Nacionales	9,405	3,761	150.1%	17,770	11,153	59.3%
Exterior	7,740	3,410	127.0%	14,610	9,034	61.7%
Total ingresos	17,145	7,171	139.1%	32,380	20,187	60.4%
Costos variables	9,039	5,652	59.9%	17,553	14,225	23.4%
Costos fijos	2,856	2,628	8.7%	5,396	5,655	(4.6%)
Costo de ventas	11,895	8,280	43.7%	22,949	19,880	15.4%
Utilidad bruta	5,250	(1,109)	573.4%	9,431	307	2,972.0%
Gastos operacionales (neto de ingresos)	934	(408)	328.9%	1,517	189	702.6%
Utilidad operacional	4,316	(701)	715.7%	7,914	118	6,606.8%
Ingresos (gastos) financieros	(887)	(288)	208.0%	(1,917)	(2,235)	(14.2%)
Resultados de participación en compañías	1,366	706	93.5%	2,670	1,971	35.5%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	4,795	(283)	1,794.3%	8,667	(146)	6,036.3%
Provisión impuesto a las ganancias	(1,071)	308	447.7%	(1,857)	637	391.5%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,724	25	14,796.0%	6,810	491	1,287.0%
Gastos por Impairment de activos largo plazo	0	0	-	0	(468)	100.0%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	0	-	0	135	100.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,724	25	14,796.0%	6,810	158	4,210.1%
EBITDA	6,155	(340)	1,910.3%	11,524	2,097	449.5%
Margen EBITDA	35.9%	-4.70%	40.6%	35.60%	10.40%	25.2%

Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2021	Marzo 31, 2021	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	2,195	2,581	(15.0%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	10,630	9,017	17.9%
Inventarios	4,582	4,032	13.6%
Activos por impuestos corrientes	4,480	4,136	8.3%
Otros activos financieros	2,439	3,021	(19.3%)
Otros activos	1,296	1,305	(0.7%)
Total activos corrientes	25,622	24,092	6.4%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	35	34	2.9%
Total activos corrientes	25,657	24,126	6.3%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	57,128	54,622	4.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	549	596	(7.9%)
Propiedades, planta y equipo	23,498	23,298	0.9%
Recursos naturales y del medio ambiente	22,578	22,785	(0.9%)
Activos por derecho de uso	3,091	3,115	(0.8%)
Intangibles	212	202	5.0%
Activos por impuestos diferidos	5,188	5,083	2.1%
Otros activos financieros	690	567	21.7%
Otros activos	1,214	1,179	3.0%
Total activos no corrientes	114,148	111,447	2.4%
Total activos	139,805	135,573	3.1%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	3,544	3,480	1.8%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	7,859	8,353	(5.9%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,846	2,022	(8.7%)
Pasivos por impuestos corrientes	339	281	20.6%
Provisiones y contingencias	906	1,016	(10.8%)
Otros pasivos	571	532	7.3%
Total pasivos corrientes	15,065	15,684	(3.9%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	45,146	45,071	0.2%
Provisiones por beneficios a empleados	10,973	10,847	1.2%
Pasivos por impuestos no corrientes	356	330	7.9%
Provisiones y contingencias	9,372	9,066	3.4%
Otros pasivos	52	50	4.0%
Total pasivos no corrientes	65,899	65,364	0.8%
Total pasivos	80,964	81,048	(0.1%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	58,841	54,525	7.9%
Total patrimonio	58,841	54,525	7.9%
Total pasivos y patrimonio	139,805	135,573	3.1%

Tabla 8: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	2T 2021	2T 2020	% Part.	6M 2021	6M 2020	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	123.8	196.0	36.1%	123.6	199.7	35.2%
Asia	181.7	227.7	53.0%	197.5	207.8	56.3%
América Central / Caribe	10.8	23.1	3.1%	10.2	19.2	2.9%
Otros	1.4	0.3	0.4%	0.9	4.4	0.3%
Europa	20.6	11.2	6.0%	13.6	9.1	3.9%
Costa Oeste EE.UU.	4.8	0.0	1.4%	4.3	1.2	1.2%
América del Sur	0.0	0.0	0.0%	0.6	0.0	0.2%
Costa Este EE.UU.	0.0	16.7	0.0%	0.0	8.3	0.0%
Total	343.1	475.0	100.0%	350.7	449.8	100.0%

Productos - kbped	2T 2021	2T 2020	% Part.	6M 2021	6M 2020	% Part.
América Central / Caribe	45.0	50.8	41.4%	35.7	44.5	35.0%
Costa del Golfo EE.UU.	13.1	4.1	12.1%	15.6	15.4	15.3%
Asia	17.3	12.0	15.9%	14.1	12.5	13.8%
América del Sur	12.5	8.0	11.5%	10.4	10.5	10.2%
Costa Este EE.UU.	19.0	34.9	17.5%	21.0	21.0	20.6%
Europa	0.0	0.1	0.0%	4.0	1.9	3.9%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	1.6	0.0%
Otros	1.7	0.0	1.6%	1.1	0.0	1.1%
Total	108.6	109.9	100.0%	101.9	107.2	25.6%

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	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)
Crudo	175.5	164.2	6.9%	177.7	173.4	2.5%
Gas	2.0	1.6	25.0%	1.8	3.7	(51.4%)
Productos	2.6	1.8	44.4%	2.7	2.7	0.0%
Diluyente	0.0	0.2	(100.0%)	0.0	0.3	(100.0%)
Total	180.1	167.8	7.3%	182.2	180.1	1.2%

Importaciones - kbped	2T 2021	2T 2020	Δ (%)	6M 2021	6M 2020	Δ (%)
Crudo	23.7	8.2	189.0%	24.0	17.8	34.8%
Productos	58.9	39.7	48.4%	69.6	68.3	1.9%
Diluyente	27.6	25.8	7.0%	27.0	37.7	(28.4%)
Total	110.2	73.7	49.5%	120.6	123.8	(2.6%)
Total	290.3	241.5	20.2%	302.8	303.9	(0.4%)

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	Boranda*	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	Boranda*	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
6	Segundo	Boranda Centro-1	A1	Boranda	Valle Medio del Magdalena	Parex 50% (Operador)ECP 50%	En Evaluación	Abril 02/2021
7	Segundo	Chimuelo-1	A2C	Tisquirama	Valle Medio del Magdalena	ECP 100%	En Evaluación	Mayo 19/2021
8	Segundo	Flamencos-3	A1	VMM	Valle Medio del Magdalena	ECP 100%	En Evaluación	Junio 16/2021

* Se modifica frente a lo reportado en el 1T21, aclarando que la ubicación del pozo corresponde al Bloque Boranda, antes conocido como Bloque Playón.

** Baja reconocida en los Estados Financieros del 2020.

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

Indicadores HSE*	2T 2021	2T 2020	6M 2021	6M 2020
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.50	0.44	0.60	0.47
Incidentes ambientales**	2	0	4	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.