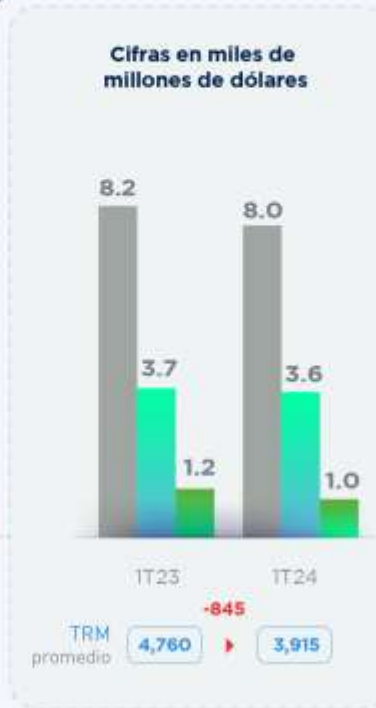


Resultados 2024 PRIMER TRIMESTRE

MANTENEMOS LA RENTABILIDAD Y COMPETITIVIDAD



- Margen EBITDA** en línea con el promedio de los últimos 8 años
- 14% retorno anual de dividendo**
COP \$312 por acción decretados en 2024
- Caída del 72%** en la acumulación del **FEPC*** vs 1T23. Recaudo de COP 7.8 B en abril

* Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles

● Ingresos ● EBITDA ● Utilidad Neta ● Producción (kbped) ● Brent USD/BL

Ejecución de inversiones en línea con la meta establecida para el año 2024 (COP 23-27 billones)*

* Sin inversión indígena

1T24 Soluciones de Bajas Emisiones

Gas Natural y GLP

Aportaron el **23%**

del total de la producción de hidrocarburos

Resiliencia ante el Fenómeno de "El Niño"

* Cifra incluye gas y Gas Licuado de Petróleo (GLP) y excluye GNL, Gas Natural Licuado

1T24 Hidrocarburos

Producción

Aumentamos nuestra meta de producción para este año a **730-735 kbped**

1,118 Kbd

(+28 Kbd vs 1T23)

Refinación

428 Kbd

(+16 Kbd vs 1T23)

Exploración

Éxito exploratorio de Arauca-8

Declaración de comercialidad de gas en el Campo Arracite (Hocó)

Acuerdo de exploración de gas en el Piedemonte Norte (50% ECP)

1T24 Transmisión y vías

Adjudicación

Panamá: rehabilitación y mantenimiento de 246 km de vía Panamericana Este (COP 1.1 B)

Colombia: diseño, construcción, operación y mantenimiento de 2 proyectos (COP 150 mM)

Inversiones comprometidas hasta el 2030 COP 29.4 B

16% de aporte al EBITDA del GE

Acelerando la Transición Energética



Abril: apertura Granja Solar Cartagena con capacidad de **22.1 MW**



Transferencias a la Nación por **COP 7.2 B** 1T24



80% de reutilización de agua en la operación



11.26 Petajulios ahorro de energía de 2018 al 1T24 frente a la meta de 25 PJ a 2030



COP 65.8 mM En inversión social 1T24



1.54 MtCO_{2e} Emisiones de GEI* reducidas del 2020 al 1T24

* Datos efecto-inversión



Iniciamos el 2024 con resultados soportados en nuestra fortaleza operativa y en nuestra ambición por lograr una transición energética justa.

Durante el 1T24 hemos navegado en un entorno impactado por variables exógenas, con aumento en los costos de energía, presiones inflacionarias, revaluación del peso colombiano y menores precios de los productos refinados. El Grupo Ecopetrol logró afrontar este entorno con resiliencia operativa, apoyado en su diversificación de mercados, la maximización de eficiencias, optimización y ahorros en las operaciones, logrando así resultados favorables y generando un nivel de rentabilidad competitiva en la industria.

En el primer trimestre del año registramos ingresos por COP 31.3 billones, un EBITDA de COP 14.2 billones, una utilidad neta de COP 4.0 billones, un margen EBITDA de 45% en línea con el promedio de los últimos 8 años, y un ROACE del 11%.

Con relación al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, se destaca la sostenida disminución en el ritmo de acumulación de la cuenta por cobrar, hasta alcanzar una reducción del 72% en el primer trimestre de 2024, comparado con el mismo periodo de 2023.

En la línea de **Hidrocarburos** destacamos la fortaleza de nuestro negocio tradicional con el incremento de los volúmenes frente al 1T23, cerrando la producción del trimestre en 741 kbped (+22 kbped), los volúmenes transportados en 1,118 kbd (+28 kbd) y las cargas de refinación en 428 kbd (+16 kbd), con una disponibilidad operacional de las refinerías en 96%, alcanzando niveles comparables con las mejores refinerías en Latinoamérica. Resaltamos la comercialidad del campo de gas Arrecife ubicado en el Departamento de Córdoba, así como la firma del acuerdo de exploración de gas en el Piedemonte Norte con Parex, lo que amplía la oferta de gas en el país. Lo anterior, nos permite anunciar el aumento de nuestra meta de producción para 2024, a un rango entre 730 y 735 mil barriles de petróleo equivalente por día, desde una meta de 725 a 730 mil barriles de petróleo equivalente por día anunciada en nuestro plan financiero de 2024.

Estos resultados, acompañados de una sólida **gestión comercial** permitieron capturar los márgenes y oportunidades del mercado, logrando una mejora de USD 4.4/bl en el diferencial de la

canasta de crudos. Resaltamos el buen desempeño de la filial comercial en Houston, Ecopetrol US Trading, que logró la comercialización de 16.7 millones de barriles de crudo y productos, obteniendo un EBITDA de USD 37.1 millones y una utilidad neta de USD 28.5 millones en el primer trimestre. Asimismo, en la línea de productos refinados, se destaca la ejecución de la estrategia para garantizar el abastecimiento de diésel al sector térmico para la generación de energía durante el fenómeno de “El Niño”.

En la línea de **Soluciones de Bajas Emisiones**, el gas natural y el GLP aportaron el 23.2% del total de la producción del Grupo durante el 1T24. En el frente de renovables destacamos la inauguración de la granja solar en la Refinería de Cartagena con capacidad de 22.1 MW, siendo la primera granja solar en una refinería de Latinoamérica.

En la línea de **Transmisión y Vías**, durante el 1T24, ISA fue adjudicataria de seis ampliaciones y dos conexiones a la red de transmisión en Brasil. Adicional a la adjudicación para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de dos proyectos en Colombia.

En **SosTECnibilidad®**, destacamos:

En la **dimensión ambiental**, en el trimestre acumulamos 50.3 mil toneladas de CO₂e de emisiones de gases efecto invernadero reducidas, acumulando 1.54 millones de toneladas de CO₂e desde 2020. Reutilizamos 39.6 millones de m³ de agua, lo que representa un aumento del 7% con respecto al 1T23, y equivale al 80% del total de agua requerida para nuestras operaciones. Adicionalmente, resaltamos el lanzamiento del nuevo modelo de Economía Circular del Grupo Ecopetrol, el cual es un habilitador de nuestras metas en transición energética, cero emisiones netas de carbono, disminución de la huella del agua, y el cierre de ciclos de materiales y residuos.

En la **dimensión social**, durante el trimestre alcanzamos una inversión en el Portafolio de Desarrollo Territorial Sostenible de COP 65.8 mil millones. Resaltamos la finalización de 50 proyectos a través del mecanismo de obras por impuestos desde 2018.

En **gobierno corporativo** en el primer trimestre se desarrolló la Asamblea General de Accionistas, donde se eligieron a los nuevos miembros de Junta Directiva, quienes con diversidad en edad, género y experiencia buscarán proteger el negocio tradicional de la Compañía, ratificando su compromiso para

avanzar hacia una transición energética justa y responsable. En abril, reportamos ante la Securities and Exchange Commission la forma 20F correspondiente al periodo 2023 donde nuestra Junta Directiva ratificó su compromiso con la estrategia 2040.

En la agenda de **innovación y tecnología**, en el marco del Convenio Ecopetrol-Armada Nacional culminó la participación en la décima expedición Antártica, donde a lo largo de la travesía se efectuaron mediciones de gases de efecto invernadero y muestreo de material particulado, cuyos datos servirán en la investigación de la generación de energías costa afuera a partir de fuentes renovables.

La prioridad de Ecopetrol en los próximos trimestres de 2024, continuará siendo el cuidado de nuestros trabajadores, la SosTECnibilidad®, el compromiso con la ética y la transparencia, y seguiremos avanzando decididamente en nuestro objetivo de avanzar en la transición hacia las energías de bajas emisiones, mientras garantizamos la seguridad energética de Colombia y generamos valor sostenible a todos nuestros grupos de interés.

Ricardo Roa Barragán
Presidente Ecopetrol S.A.

Bogotá D.C., 7 de mayo de 2024, Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el primer trimestre de 2024, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

En el 1T24 el Grupo generó una utilidad neta de COP \$4.0 billones, un Ebitda de COP \$14.2 billones con un margen EBITDA de 45%. Continuamos con un destacado desempeño operativo y adicionalmente un efecto positivo por la mejora del diferencial de crudo. No obstante, en el trimestre se genera un impacto por: i) factores exógenos como menor TRM promedio, efectos inflacionarios y fenómeno de “El Niño” que afectaron los niveles de ingresos, costos y gastos, así como ii) deterioro de los diferenciales de productos.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2024	1T 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	31,302	38,854	(7,552)	(19.4%)
Depreciación y amortización	3,452	3,009	443	14.7%
Costos variables	10,821	15,348	(4,527)	(29.5%)
Costos fijos	4,790	4,422	368	8.3%
Costo de ventas	19,063	22,779	(3,716)	(16.3%)
Utilidad bruta	12,239	16,075	(3,836)	(23.9%)
Gastos operacionales y exploratorios	2,437	2,354	83	3.5%
Utilidad operacional	9,802	13,721	(3,919)	(28.6%)
Ingresos (gastos) financieros, neto	(2,002)	(1,506)	(496)	32.9%
Participación en resultados de compañías	197	342	(145)	(42.4%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	7,997	12,557	(4,560)	(36.3%)
Provisión impuesto a las ganancias	(2,921)	(5,593)	2,672	(47.8%)
Utilidad neta consolidada	5,076	6,964	(1,888)	(27.1%)
Interés no controlante	(1,064)	(1,304)	240	(18.4%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	4,012	5,660	(1,648)	(29.1%)
EBITDA	14,238	17,842	(3,604)	(20.2%)
Margen EBITDA	45.5%	45.9%	-	(0.4%)

Las cifras incluidas en este reporte no son auditadas y se encuentran expresadas en miles de millones de pesos colombianos (COP), o dólares estadounidenses (USD), o miles de barriles de petróleo equivalentes por día (kbped) o toneladas, y así se indica cuando corresponde. Para efectos de presentación, ciertas cifras de este informe fueron redondeadas al decimal más cercano.

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

I. Resultados Financieros y Operativos

Ingresos por Ventas

Los ingresos por ventas en el 1T24 disminuyeron -19.4% versus 1T23, equivalentes a una variación de COP -7.6 billones y totalizando COP 31.3 billones, como resultado de:

- Efecto cambiario negativo en los ingresos (COP -4.9 billones), por menor tasa de cambio promedio.
- Menor volumen de ventas (COP -1.6 billones, -55.2 kbped), por: i) menor disponibilidad de crudos locales para exportación, dada la disminución del nivel de compras internacionales y destinación del crudo nacional para mayores cargas en las Refinerías, ii) menor realización de cargamentos de crudo en tránsito al cierre del año, negociados bajo la modalidad DAP (Delivery at place) y iii) disminución de la demanda nacional de gasolinas. Lo anterior fue parcialmente compensado con iv) mayor nivel de producción de crudos.
- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos y productos de -1.9 USD/BI (COP -0.7 billones), principalmente por deterioro del diferencial de productos refinados versus el Brent, compensado en parte con fortalecimiento del diferencial negociado de crudos en 4.4 US/BI en este periodo.
- Disminución de los ingresos por servicios (COP -0.4 billones), impactados principalmente por la revaluación del peso colombiano frente a otras monedas en regiones donde opera ISA.

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local – kbped	1T 2024	1T2023	Δ (%)
Destilados Medios	177.2	171.0	3.6%
Gasolinas	135.3	151.8	(10.9%)
Gas Natural	86.1	90.6	(5.0%)
Industriales y Petroquímicos	19.0	22.4	(15.2%)
GLP y Propano	16.4	19.0	(13.7%)
Crudo	0.0	2.1	(100%)
Combustóleo	0.2	0.3	(33.3%)
Total Volúmenes Locales	434.2	457.2	(5.0%)

Volumen de Exportación – kbped	1T 2024	1T 2023	Δ (%)
Crudo	413.4	441.5	(6.4%)
Productos	99.2	108.1	(8.2%)
Gas Natural*	12.7	7.9	60.8%
Total Volúmenes de Exportación	525.3	557.5	(5.8%)

Total Volúmenes Vendidos	959.5	1,014.7	(5.4%)
--------------------------	-------	---------	--------

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

El total de volumen vendido durante el 1T24 ascendió a 959.5 kbped, 5.4% menor frente al 1T23, como resultado de un menor volumen de ventas tanto nacionales como de exportación.

Las ventas en Colombia, que representaron el 45% del total, mostraron una disminución de 5% (-23 kbped) versus 1T23, debido principalmente a:

- Disminución del 10.9% (-16.5 kbped) en ventas de gasolina explicado por menor demanda nacional asociada a menores ventas en zonas de frontera, menor venta de vehículos, menor venta de motocicletas e incremento de precios, que han derivado en una racionalización del consumo por parte de los usuarios.
- Disminución del 5% (-4.5 kbped) en ventas de gas, explicado principalmente por menor disponibilidad asociada a mantenimiento programado en Cupiagua y menor demanda de mercado.
- Disminución del 13.7% (-2.6 kbped) en ventas de GLP y Propano por menores cantidades ofertadas, principalmente en Cupiagua y menor demanda del mercado.

Las ventas internacionales, que representaron el 55% del total, evidenciaron una disminución del 5.8% (-32 kbped) en el 1T24 versus el 1T23, debido a:

- Disminución del 6.4% (-28.1 kbd) en exportaciones de crudo explicadas principalmente por menor volumen disponible para exportación por mayores cargas a las refinerías (-17 kbd), menor volumen de cargamentos en tránsito en 1T24 (-5 kbd) y menor volumen de operaciones de comercialización con terceros (-9 Kbde).
- Disminución del 8.2% (-8.9 kbped) en productos debido a: (i) menores exportaciones de diésel por priorización de abastecimiento del mercado nacional para generación térmica principalmente y (ii) menores exportaciones de combustóleo por inconvenientes de evacuación de producto a causa de afectaciones asociadas al fenómeno de “El Niño” (bajos niveles en el Río Magdalena dificultaron la navegabilidad)
- Aumento del 60.8% (+4.8 kbped) en ventas de gas natural principalmente por éxito en campaña de perforación de Permian.

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

USD/BI	1T 2024	1T 2023	Δ (%)
Brent	81.8	82.1	(0.4%)
Canasta de Venta de Gas	28.3	29.6	(4.4%)
Canasta de Venta de Crudo	73.5	69.3	6.1%
Canasta de Venta de Productos	92.6	99.7	(7.1%)

Crudos: En el 1T24 versus 1T23, se observó un fortalecimiento de 4.2 USD/BI en los precios de la canasta de crudo pasando de 69.3 USD/BI a 73.5 USD/BI, explicado principalmente por mejores condiciones de mercado como: i) la reapertura de China y la finalización de las restricciones de movilidad y ii) recortes de la OPEP+ desde mayo 2023.

Productos Refinados: En el 1T24 versus 1T23, la canasta de venta de productos se debilitó en 7.1 USD/BI, pasando de 99.7 USD/BI a 92.6 USD/BI, explicado por el debilitamiento de los indicadores internacionales de precios, especialmente de diésel debido a la entrada de producto ruso a algunos países de Suramérica.

Gas Natural: El precio de las ventas de gas se debilitó 1.3 USD/BI, pasando de 29.6 USD/BI a 28.3 USD/BI debido principalmente a la indexación de precios al Índice de Precios al Productor (IPP) de EEUU.

Programa de Coberturas: Durante el 1T24 se continuó con la ejecución de coberturas tácticas con volúmenes cubiertos que ascendieron a 5.30 mmbbls sobre indicador, correspondientes a exportaciones de crudo. Adicional a esto, por parte de Ecopetrol Trading Asia, se ejecutaron coberturas tácticas para 7.72 mmbbls sobre diferentes indicadores.

Costo de Ventas

El costo de ventas presentó una disminución de -16.3% equivalente a COP -3.7 billones en el 1T24 versus 1T23. A continuación, los hechos más relevantes que se presentaron en cada componente del costo:

Costos Variables

Los costos variables presentaron una disminución de -29.5% equivalente a COP -4.5 billones en el 1T24 frente al 1T23, explicado por:

- Disminución en el valor de las compras de crudo, gas y productos (COP -3.3 billones), por: i) efecto positivo por menor tasa de cambio promedio (COP -2.1 billones), ii) menor volumen comprado de productos refinados (COP -0.6 billones, -14.3 kbped), dada la mayor disponibilidad operativa en ambas refinerías, iii) menor volumen comprado de crudos y gas (COP -0.5 billones, -14.3 kbped), dada la mayor producción de crudo y iv) menor precio promedio ponderado de compras de -2.6 USD/BI (COP -0.1 billones).

- Fluctuación de inventarios (COP -1.2 billones), por: i) mayor valoración de inventarios de crudo y productos refinados dado incremento de los precios de referencia durante el 1T24 e ii) incremento en los niveles de inventarios, principalmente de productos dada la menor demanda de gasolinas y limitaciones en la evacuación de combustóleo.

Costos Fijos

Aumento de +8.3% equivalente a COP +0.4 billones en el 1T24 frente al 1T23, por: i) incremento de los costos de mantenimiento y de apoyo a la operación en campos, dadas mayores actividades y efecto inflacionario en las tarifas de contratos, ii) mayor actividad de construcción de ISA Brasil y iii) mayor costo laboral, principalmente por incremento salarial frente al año anterior. Lo anterior, fue compensado parcialmente con el impacto cambiario positivo en contratos indexados a otras monedas, dada la revaluación del peso colombiano.

Depreciación y Amortización

Aumento de +14.7% equivalente a COP +0.4 billones en el 1T24 frente al 1T23, como consecuencia de un mayor nivel de inversión de capital e incremento en la producción. Lo anterior, principalmente compensado con efecto cambiario positivo en la depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada la revaluación del peso frente al dólar.

Gastos Operativos, Neto de Otros Ingresos

Los gastos operativos, netos de otros ingresos aumentaron un 3.5%, equivalente a COP +0.1 billones frente al 1T23, principalmente por mayor baja de activos exploratorios, donde se destaca la baja del activo Milonga-1 en Hocol, ubicado en Magdalena, en el que no se evidenció descubrimiento de hidrocarburos.

Resultado Financiero (No Operacional)

Incremento en el gasto financiero (no operacional) en 1T24 en +32.9% equivalente a COP +0.5 billones frente al 1T23, como resultado de:

- Disminución en los rendimientos y valoración del portafolio de inversiones principalmente por menores tasas de rentabilidad (COP +0.2 billones).
- Menor ingreso por diferencia en cambio (COP +0.2 billones), principalmente por la menor volatilidad en la TRM de cierre en el 1T24 de COP +20 (TRM cierre diciembre 2023: \$3,822 vs TRM cierre marzo 2024: \$ 3,842), frente a la volatilidad que se presentó en el 1T23 de COP -164 (TRM cierre diciembre 2022: \$4,810 vs TRM cierre marzo 2023: \$ 4,646).
- Incremento en el costo financiero de los pasivos de largo plazo (COP +0.1 billones), por actualización de las tasas de descuento.

Impuesto a las Ganancias

La **Tasa Efectiva de Tributación** para el 1T24 se ubicó en 36.5% frente al 44.5% de 1T23. La disminución se debe principalmente a: i) en el 1T24 se tomó como deducible los pagos por conceptos de regalías dado el fallo de la Corte Constitucional en noviembre de 2023, que declaró inconstitucional el parágrafo 1 del Artículo 19 de la Ley 2277 de 2022 o Ley de Reforma Tributaria y ii) la menor sobretasa al impuesto de renta, pasando del 15% en el 1T23 al 10% del 1T24 por el precio promedio de Brent proyectado para 2024 al corte del 31 de marzo¹.

El 25 de abril de 2024, la Corte Constitucional suspendió el fallo emitido en noviembre de 2023, el cual declaró inconstitucional el artículo 19 de la Ley de Reforma Tributaria que prohíbe tomar como deducibles las regalías; la suspensión implica que se admite el estudio de la incidencia fiscal presentada por el Gobierno Nacional. La decisión final sobre la moderación en relación con la prohibición o no de la deducibilidad de las regalías, será

¹ El Grupo revisa las proyecciones de manera periódica para establecer el porcentaje de sobretasa aplicable.

tomada por la Corte Constitucional, y en ese momento se incorporarán los efectos de dicha decisión para el Grupo Ecopetrol.

Estado de Situación Financiera

Los activos del Grupo Ecopetrol aumentaron en COP +6.4 billones durante el 1T24, principalmente por:

- Aumento de efectivo y equivalentes (+2.9 billones) dado el efecto positivo en el flujo de operación.
- Aumento en impuestos (+1.0 billones), por actualización del impuesto diferido y anticipos de impuestos corrientes.
- Aumento en las cuentas por cobrar (+0.8 billones), en su mayor parte por la acumulación de la causación del 1T24 del Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles (FEPC) compensado parcialmente con disminución de cuentas por cobrar a clientes.
- Aumento en la propiedad planta, equipo, recursos naturales e intangibles (+0.7 billones), por el efecto neto entre mayor CAPEX, el efecto de conversión y la depreciación.
- Aumento de inventarios (+0.6 billones), por mayores precios de referencia y menor demanda de productos refinados.

En cuanto a los pasivos, aumentaron COP +16.3 billones durante este 1T24, mayormente asociado a:

- Reconocimiento de los dividendos por pagar decretados en la Asamblea General de Accionistas en el mes de marzo (+13.9 billones)
- Incremento en el saldo de la deuda (+2.9 billones), por el efecto neto entre la adquisición y abono a obligaciones.
- Parcialmente compensado por un menor saldo por pagar a proveedores (-0.5 billones).

El patrimonio total del Grupo al cierre del trimestre fue de COP 93.2 billones. El patrimonio atribuible a los accionistas de Ecopetrol fue de COP 69.2 billones, con una disminución de COP -9.2 billones frente a diciembre de 2023, como resultado principalmente de la distribución de dividendos, compensado parcialmente con las utilidades generadas durante el periodo.

Fallo arbitral emitido a favor de Refinería de Cartagena S.A.S.

El 27 de febrero de 2024, Refinería de Cartagena fue notificada de la decisión del Tribunal del Reino Unido en la que se determinó que el plan de reestructuración financiera de CB&I UK Limited, filial de McDermott International Ltd., fue aprobado por dicho tribunal.

Respecto al proceso de reorganización iniciado por Chicago Bridge & Iron Company N.V. (ahora McDermott Holdings N.V.) en Holanda el 8 de septiembre de 2023, el 16 de febrero de 2024, un experto en reestructuración independiente designado por la Corte sometió a votación un plan de reorganización alternativo bajo el cual Refinería de Cartagena recibiría acciones de McDermott International Ltd.

El 21 de marzo de 2024, Refinería de Cartagena fue notificada de la decisión del Tribunal de Países Bajos de la aprobación del plan de reestructuración financiera alternativa de Chicago Bridge & Iron Company N.V.

A través de este plan, Refinería de Cartagena, entre otros aspectos, recibe acciones preferentes convertibles en el 19.9% del capital común de McDermott International Ltd., (matriz de Chicago Bridge & Iron Company N.V., grupo empresarial con presencia en más de 54 países, especializado en ingeniería para la industria energética, así como en soluciones bajas en emisiones de carbono).

Al 31 de marzo de 2024, dada la sanción de los planes mencionados, Refinería de Cartagena pasó a ser accionista del 19.9% de McDermott International Ltd. y fue beneficiaria de (i) USD 70 millones y USD 95 millones dispuestos bajo dos cartas de crédito diferentes y (ii) USD 9 millones correspondientes a reembolso de honorarios legales. En relación con las acciones de McDermott International Ltd., corresponden a acciones preferentes, por

lo cual Refinería de Cartagena no tiene derecho a votar, ni a designar un miembro en la Junta Directiva, ni a ejercer control sobre McDermott International Ltd.

Refinería de Cartagena avanza en la determinación del valor razonable de las acciones para reconocerlas en sus estados financieros.

Flujo de Caja, Deuda y FEPC

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2024	1T 2023
Efectivo y equivalentes inicial	12,336	15,401
(+) Flujo de la operación	6,015	2,071
(-) CAPEX	(4,275)	(5,154)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	(163)	750
(+) Otras actividades de inversión	428	666
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	875	2,114
(-) Pagos de dividendos	(271)	(227)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	222	(124)
Efectivo y equivalentes final	15,167	15,497
Portafolio de inversiones	2,182	2,215
Caja total	17,349	17,712

Flujo de Caja

Al cierre del 1T24, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de 17.3 billones (37% COP y 63% USD). Durante el 1T24 el principal movimiento que generó liquidez para el Grupo fue el proveniente del flujo de la operación por 6.0 billones, asociado a la actividad operacional de los segmentos del negocio, con una mejora en el capital de trabajo, principalmente por el comportamiento del diferencial de precios reconocido en la cuenta del FEPC, así como el flujo proveniente de la deuda incremental neta de intereses por 1.0 billón. Las principales salidas de efectivo del periodo fueron: i) los desembolsos de CAPEX, realizados principalmente en Ecopetrol y sus filiales Permian, ISA y CENIT, y ii) el pago de impuesto de renta principalmente de autorretenciones.

Deuda

Al corte del 1T24, el saldo de la deuda en el balance es de COP 108.7 billones, equivalentes a USD 28,294 millones (la deuda consolidada de Grupo ISA aporta USD 8,144 millones), con un incremento de COP +2.9 billones frente al 4T23 efecto neto entre la adquisición y abono a obligaciones. El indicador Deuda Bruta/EBITDA al corte de marzo 2024 fue de 1.9 veces, inferior al límite superior establecido para el 2024 (2.5 veces). La relación Deuda/Patrimonio al cierre de marzo fue de 1.17 veces.

Ecopetrol S.A., como parte de su estrategia de refinanciamiento y gestión integral de la deuda, realizó el 9 de enero de 2024 una colocación de bonos de deuda pública externa en el mercado internacional de capitales, por USD 1,850 millones, con estos recursos se refinanció la totalidad de los bonos por USD 1,200 millones que tenían vencimiento en 2025.

Para el año 2024 se registran vencimientos de capital por ~USD 1,400 millones, sin embargo, previa autorización por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Ecopetrol suscribió un contrato de crédito para ejecutar una operación de manejo de deuda por USD 1,200 millones para refinanciar los vencimientos de 2024. Los recursos se encuentran comprometidos por parte de las entidades bancarias y planean ser desembolsados durante el segundo trimestre del año.

FEPC

Al cierre de marzo de 2024 la cuenta por cobrar al FEPC asciende a COP 22.7 billones, con un aumento de COP +2.2 billones frente al 4T23, explicado principalmente por la causación del periodo. Cabe mencionar el pago en efectivo recibido el 1 de abril de 2024 por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público para cubrir el saldo del FEPC del 1T23, por COP 7.8 billones, que dejó posterior al pago el saldo del FEPC en COP ~15 billones.

Eficiencias

En 2024, el Grupo Ecopetrol continúa materializando su estrategia integral de eficiencias y competitividad con un aporte de 634.7 mil millones al 1T24.

A continuación, se resumen las principales acciones:

Acciones enfocadas en mejorar el EBITDA del Grupo, las cuales han alcanzado un valor de COP 512.8 mil millones, concentradas en:

- La eficiencia energética aportó COP 69.7 mil millones donde se destaca el aumento de la autogeneración, principalmente en Rubiales, Caño Sur y Cantagallo, y el plan de masificación de tecnologías más eficientes en sistemas de levantamiento artificial como son los imanes permanentes, las cuales sumadas a iniciativas en mantenimiento de subsuelo y superficie redujeron en 0.38 USD/BI el costo de levantamiento.
- Captura de sinergias en el transporte del crudo con impacto principalmente en ingresos por el orden de COP 88 mil millones.
- Las estrategias de mejoras de márgenes e ingresos desplegadas por nuestra área comercial, de refinación y producción que al 1T24 sumaron COP 247.9 mil millones.
- Las iniciativas desplegadas por nuestras áreas corporativas y de soporte, cuya contribución al resultado es de COP 37.1 mil millones.

Acciones enfocadas en optimizar el costo de las inversiones en proyectos (eficiencias en Capex) han alcanzado un valor de COP 121.9 mil millones.

Las estrategias de eficiencia en inversiones se han dado principalmente en las campañas de perforación en Caño Sur, Rubiales y Permian mediante la implementación de tecnologías y en el uso óptimo de materiales en bodega en línea con la estrategia de Economía circular.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Inversiones	Grupo Ecopetrol 1T24		% Participación
	MUSD	BCOP Equivalente	
Hidrocarburos*	866	3.3	67%
Bajas Emisiones	170	0.7	13%
Transmisión y Vías	253	1.0	20%
TOTAL	1,289	5.0	100%

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

TRM Promedio: 3,914.97.

** Incluye inversiones en gas y GLP

Al cierre del 1T24 el Grupo Ecopetrol realizó inversiones por USD 1,289 millones (COP 5.0 billones) con un crecimiento del 2.1% frente al mismo periodo del año anterior, siendo las inversiones más altas registradas desde 2016 al mismo corte. Las inversiones del Grupo Ecopetrol se realizaron principalmente en Colombia con una participación del 57% y el restante 43% a nivel internacional, principalmente en Estados Unidos (23%) y Brasil (10%).

Hidrocarburos

Las inversiones registradas en la línea de hidrocarburos representaron el 67% del total del Grupo ascendiendo a USD 866 millones (COP 3.3 billones). En actividades de Exploración y Producción se destinaron USD 711 millones (COP 2.7 billones sin incluir inversiones en gas ni proyectos de eficiencia energética), principalmente

concentradas en el Departamento del Meta en los campos Rubiales, Castilla, Caño Sur, CPO09 y Chichimene, mientras que a nivel internacional las inversiones se enfocaron en la cuenca de Permian en Estados Unidos.

En el segmento de Refinación se invirtieron USD 87 millones (COP 0.3 billones), enfocados en la continuidad operativa, en proyectos como Control de Emisiones SOX y Línea Base de Calidad de Combustibles en la Refinería de Barrancabermeja y en mantenimientos y paradas de planta en ambas refinerías.

Por su parte, en el segmento de transporte, las inversiones al cierre del 1T24 ascendieron a USD 55 millones (COP 0.2 billones) principalmente enfocadas en continuidad operativa de los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos en actividades de cruces, reparaciones mecánicas y geotecnia.

Soluciones de Bajas Emisiones

En lo corrido de 2024, en la línea de Soluciones de Bajas Emisiones se invirtieron USD 170 millones (COP 0.7 billones) con una participación del 13% frente al total de inversiones del Grupo Ecopetrol, principalmente concentradas en inversiones para el sostenimiento de la producción de gas con USD 145 millones (COP 0.6 billones) en los campos Floreña y Cupiagua – Recetor en el Departamento de Casanare y en el Bloque Tayrona en el Caribe Costa Afuera en Colombia.

Dentro de la línea de negocio se realizaron inversiones en eficiencia energética y energías renovables por USD 25 millones (COP 0.1 billones), principalmente en proyectos de montaje de unidades principales de bombeo en la Troncal Andina, optimización de fuentes de energía en los activos de la Orinoquía y Rubiales, y en la Granja Solar La Cira Infantas.

Transmisión y Vías

Durante el 1T24 la línea de negocio de Transmisión y Vías representó el 20% del total de inversiones del Grupo. En el trimestre se ejecutaron inversiones por USD 253 millones (COP 1 billón), concentradas en el negocio de transmisión de energía en Brasil, Perú y Colombia con una participación del 81%, seguidas por Vías con una participación de 16% y el 3% restante en el negocio de Telecomunicaciones.

SosTECnibilidad®

El Grupo Ecopetrol en sus líneas de negocio ha destinado en lo corrido del 2024 USD 132 millones (COP 0.5 billones) que incluye las inversiones previamente mencionadas en eficiencia energética y calidad de combustibles, al igual que iniciativas para avanzar en la agenda de gestión integral del agua, descarbonización, economía circular, biodiversidad, investigación, salud y seguridad de procesos e industrial.

II. Resultados Líneas de Negocio

La Dirección de la Compañía se encuentra revisando detalladamente el modelo operativo y de reporte financiero por las líneas de negocio que ha establecido para alcanzar su estrategia 2040. Una vez finalice esta revisión se informará de manera oportuna. Para propósitos de este reporte continuamos presentando la información

financiera por los segmentos de (i) Exploración y producción; (ii) Transporte y logística; (iii) Refinación y petroquímica y (iv) Transmisión de energía y vías.

1. HIDROCARBUROS

1.1 Exploración y Producción

Exploración

En el 1T24 en términos de actividad se tuvieron los siguientes avances:

- En Colombia Costa Afuera finalizó la perforación del pozo Orca Norte-1, primer pozo en aguas profundas operado 100% por Ecopetrol S.A. el cual confirmó la presencia de dos acumulaciones de gas en reservorios diferentes al descubrimiento Orca-1, actualmente se encuentra en fase de evaluación. Así mismo, continuamos trabajando en la maduración del pozo delimitador Uchuva-2 el cual se espera inicie perforación a finales del 2T24 y en la definición de las premisas técnicas y comerciales para el desarrollo de los descubrimientos Gorgon y Glaucus.
- Se perforaron 2 pozos: Milonga-1, ubicado en el bloque Perdices, en el Departamento de Magdalena, 100% de Hocol y Machin-1ST1, ubicado en bloque VMM 32 operado por Ecopetrol con 51% de participación, en el Departamento de Cundinamarca. Posterior al análisis de resultado de los pozos, no se encontraron manifestaciones comerciales de hidrocarburos.
- Se declaró la comercialidad del Campo de gas Arrecife por nuestra filial Hocol, conformado por los pozos productores: Arrecife-1ST, Arrecife-3, Arrecife Norte-1 y Coralino-1. El campo se encuentra ubicado en el departamento de Córdoba y cuenta con una producción inicial entre 5 a 10 millones de pies cúbicos por día, ya disponibles en el mercado local.
- El pozo Arauca-8 se encuentra en proceso de declaración de comercialidad ante la ANH. El pozo (50% Ecopetrol y 50% Parex) perforado en el 2023 en el Departamento de Arauca y probado durante el 1T24, comprobó la presencia de petróleo liviano y gas con una producción gross del orden de 4,573 barriles de petróleo día y 7.5 millones de pies cúbicos por día al cierre de abril (2,287 bpd y 3.8 MPCD participación Ecopetrol).
- En la filial Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil se avanza en el proceso de maduración del pozo Pau Brasil-1, el cual se estima iniciar perforación durante el 2024.
- Se firmó el acuerdo para desarrollar actividades de exploración, especialmente gas, en el Piedemonte Norte incluyendo los departamentos de Casanare, Boyacá y Santander con la compañía Parex Resources, que involucran los bloques Llanos-4-1, Llanos 16-1, Llanos-121 y Sirirí, con una participación del 50% para cada una de las partes y con la opción de incorporar bloques exploratorios adicionales. Con esta alianza las dos compañías esperan ampliar la oferta de gas en el mediano plazo. Actualmente, se está perforando el pozo Arantes-1 en el bloque LLA 122 junto con este socio estratégico en el Piedemonte.

Respecto a la actividad de información sísmica se presenta el siguiente avance:

- En el Valle Medio del Magdalena Ecopetrol finalizó el registro de programa sísmico Cesar 3D (101 km²) y avanza en la etapa operativa de la sísmica Yacopí 3D.
- Hocol y el socio Geopark adquirieron los programas sísmicos LLA 104 3D (281 km²) y LLA 86 3D (353 km²) en la cuenca de los llanos Orientales.
- Finalizó la adquisición multicliente del programa sísmico 3D Santos Sur (10,816 km²) en la filial Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil.
- Ecopetrol reprocesó 3,646 km² de sísmica 3D y 1,374.5 km de sísmica 2D y adquirió 6,138 km de información aerogradiométrica IFTG.

Producción

Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	1T 2024	1T 2023	Δ (%)
Crudo	490.9	496.6	(1,1%)
Gas Natural	120.2	129.1	(6,9%)
Total Ecopetrol S.A.	611.0	625.6	(2,3%)
Crudo	17.9	17.2	4,1%
Gas Natural	17.9	19.0	(5,8%)
Total Hocol	35.9	36.2	(0,8%)
Crudo	8.7	5.3	64,2%
Gas Natural	0.9	0.9	0,0%
Total Ecopetrol America	9.7	6.3	54,0%
Crudo	49.3	28.6	72,4%
Gas Natural	35.3	22.7	55,5%
Total Ecopetrol Permian	84.6	51.4	64,6%
Crudo	566.9	547.7	3,5%
Gas Natural	174.3	171.7	1,5%
Total Grupo Ecopetrol	741.1	719.4	3,0%

Nota 1: La producción bruta incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada Compañía. El dato de Gas Natural incluye Gas y Blancos (GLP, propano y butano).

Nota 2: Datos consolidados presentan cifras redondeas.

En 1T24 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 741.1 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped), de los cuales Ecopetrol S.A. aportó 611.0 kbped y las filiales 130 kbped.

En comparación con el 1T23 logramos un incremento de +22 kbped a través de: i) crecimiento de producción en filiales principalmente en Permian por buen desempeño en la campaña de desarrollo (+36.3 kbped), ii) producción incremental en Caño Sur por el aumento de capacidad de las facilidades (+16.3 kbped), iii) aporte de recobro secundario y terciario por inyección de agua (+10.5 kbped), iv) producción incremental en CPO09 (+2.8 kbped), v) reactivación del campo Capachos en el 2T23 (+1.2 kbped) y vi) crecimiento por pozos nuevos en el campo Palagua, reversión del campo Guandó y reactivación de pozos en el área Dina- San Francisco (+1.8 kbped).

Durante el 1T24 ejecutamos los mantenimientos programados de la Planta de Cupiagua del 3 al 14 de enero y de tratamiento de agua en la estación 2 de Castilla (-5.7 kbped); así mismo se presentaron menores ventas de gas por eventos operativos en térmicas y menor demanda de productos blancos (-3.8 kbped) y se realizó la actualización de la cláusula de precios de referencia Brent (-2.4 kbped)². Adicionalmente en el trimestre se presentaron eventos de orden público y entorno con impactos de -7.5 kbped y el cierre programado del vertimiento de Rubiales con una producción diferida de -4.3 kbped.

En términos de perforación, durante el 1T24 en el Grupo Ecopetrol se perforaron y completaron 116 pozos de desarrollo, un 3% más que el 1T23, con un promedio de ocupación de 23 equipos de perforación.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento - Grupo Ecopetrol

USD/BI	1T 2024	1T 2023	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	12.10	8.78	37,8%	24,7%
Costo de Dilución**	5.43	4.87	11,5%	100%

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

² Los campos Caño Limón, Quija y la Cira Infantas manejan una cláusula de participación Ecopetrol con sus socios en función del precio del petróleo referencia Brent.

Costo de Levantamiento

Comparado con el 1T23, el costo de levantamiento aumentó 3.32 USD/BI donde factores externos como inflación, fenómeno de “El Niño” y menor tasa de cambio promedio representaron +3.45 USD/BI:

Efecto Costo (+1.58 USD/BI): i) mayor costo de energía eléctrica asociado a efectos externos como el fenómeno de “El Niño” e inflación y a los mayores niveles de producción, ii) servicios de soporte a la operación por efecto inflacionario en sus tarifas y iii) incremento de tarifas en mantenimiento de subsuelo. Los impactos exógenos de inflación y tarifas de energía en el costo de levantamiento fueron de +1.32 USD/BI.

Por su parte las eficiencias de 0.38 USD/BI en el 1T24 permitieron mitigar parcialmente el incremento del costo, estas se obtuvieron principalmente en los frentes de energía eléctrica con tecnologías más eficientes y el aumento de autogeneración, mantenimiento de subsuelo y superficie.

Efecto por tasa de cambio (+2.15 USD/BI): Efecto cambiario negativo por menor tasa de cambio promedio, pasando de 4,760 a 3,915 pesos/dólar.

Efecto Volumen (-0.42 USD/BI): Incremento de producción en 22 kbped dada la buena gestión operativa.

4T23 vs 1T24

Comparado con el 4T23, el costo de levantamiento disminuyó 1.14 USD/BI explicado principalmente por:

Efecto Costo (-1.97 USD/BI): i) menor tarifa de energía eléctrica que pasó de 526 COP/kWh a 450 COP/kWh, ii) menores volúmenes requeridos principalmente de energía y tratamiento químico dada la menor producción, iii) aumento del costo por mayor efecto inflacionario de +0.21 USD/BI.

Efecto por tasa de cambio (+0.46 USD/BI): Impacto de la revaluación promedio frente al dólar en -144 pesos/dólar, pasando de 4,070 a 3,915 pesos/dólar.

Efecto Volumen (+0.37 USD/BI): Menores niveles de producción.

Costo de Dilución

El costo de dilución acumulado al 1T24 se situó en 5.43 USD/BI, aumentando 0.56 USD/BI versus 1T23, explicado principalmente por:

Efecto costo (+0.85 USD/BI): Mayor precio de compra de nafta (+0.5 USD/BI) asociado a la corrección en el indicador de referencia Brent y a mayor volumen de diluyente requerido para la operación de los campos de crudo pesado y extrapesado y en las dietas de las refinerías.

Efecto Volumen (-0.29 USD/BI): Mayores barriles de crudo comercializados en el segmento dada la mayor producción del trimestre y las cargas en las refinerías.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	1T 2024	1T 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	18,716	20,627	(1,911)	(9.3%)
Depreciación, amortización y agotamiento	2,378	1,835	543	29.6%
Costos variables	6,606	7,636	(1,030)	(13.5%)
Costos fijos	3,237	3,223	14	0.4%
Costo de ventas	12,221	12,694	(473)	(3.7%)
Utilidad bruta	6,495	7,933	(1,438)	(18.1%)
Gastos operacionales y exploratorios	1,461	1,373	88	6.4%
Utilidad operacional	5,034	6,560	(1,526)	(23.3%)
Ingresos (gastos) financieros	(886)	(90)	(796)	884.4%
Resultados de participación en compañías	10	5	5	100.0%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	4,158	6,475	(2,317)	(35.8%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,879)	(3,812)	1,933	(50.7%)
Utilidad neta consolidada	2,279	2,663	(384)	(14.4%)
Interés no controlante	18	27	(9)	(33.3%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	2,297	2,690	(393)	(14.6%)
EBITDA	7,715	8,666	(951)	(11.0%)
Margen EBITDA	41.2%	42.0%	-	(0.8%)

Los **ingresos** del 1T24 comparados con el 1T23 disminuyeron principalmente por menor tasa de cambio promedio, compensado parcialmente por mayores volúmenes de ventas a refinería de Cartagena dada la mayor producción de crudo.

El **costo de ventas** del 1T24 frente al 1T23 disminuyó debido al efecto neto entre:

- Menor costo de compra de crudos e importación de productos generado principalmente por menor TRM promedio.
- Menor costo de transporte, por efecto neto entre: i) menor TRM promedio, ii) mayores volúmenes transportados y iii) mayores ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario, debido a menores días de operación del Oleoducto Caño Limón.
- Acumulación de inventarios por mayor valoración.
- Mayor ejecución de costos por: i) impactos asociados al fenómeno de “El Niño” que afectan las tarifas de energía eléctrica, ii) efecto inflacionario sobre las tarifas de materiales y equipos para intervenciones a pozo y tratamiento químico, iii) incremento en tarifas de subsuelo y mayor actividad en superficie y iv) mayor consumo de energía eléctrica y tratamiento químico, asociado a mayor operación. Lo anterior compensado con menor tasa de cambio.

Los **gastos operacionales y exploratorios** del 1T24 comparados con el 1T23 aumentaron principalmente por mayores gastos exploratorios debido al reconocimiento de pozos no exitosos, actualización de la provisión de abandono en Ecopetrol y por una mayor ejecución de sísmica.

El **resultado financiero (no operacional)** del 1T24 comparado con el 1T23 presentó un mayor gasto principalmente por: i) mayor gasto por diferencia en cambio, dada la posición pasiva del segmento ii) menores rendimientos del portafolio de inversiones y iii) mayor gasto de intereses por incremento en la deuda.

El **impuesto a las ganancias** para el 1T24 comparado con el 1T23 disminuyó principalmente debido a que en el 1T24 la provisión incluye como deducibles las regalías y una menor sobretasa del impuesto de renta.

1.2 Transporte y Logística

Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	1T 2024	1T 2023	Δ (%)
Crudo	813.6	783.9	3.8%
Productos	304.9	306.3	(0.5%)
Total	1,118.5	1,090.2	2.6%

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

El volumen total transportado al cierre del 1T24 fue de 1,118.5 kbd, registrando un aumento de 28.3 kbd frente al 1T23.

Crudos: Los volúmenes transportados aumentaron un 3.8% en el 1T24 comparado con 1T23, como resultado de: i) incremento de la producción país, principalmente en la zona Llanos y ii) mayores entregas de crudo Castilla Norte en la refinería de Barrancabermeja. Aproximadamente el 90.8% del volumen de crudo transportado fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Con el objetivo de asegurar la evacuación de la producción del campo Caño Limón, durante el 1T24 se ejecutaron 5 ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario, con un volumen total evacuado de aproximadamente 1.2 millones de barriles. Esta medida fue tomada en respuesta principalmente a una intervención preventiva dada una condición de geotecnia en el kilómetro 153 del oleoducto Caño Limón – Coveñas, que afectó la operación en el tramo Banadía – Ayacucho durante el mes de marzo. Después de completar con éxito las labores de reparación, el oleoducto reanudó sus operaciones el 7 de abril. En contraste, durante el 1T23, se llevaron a cabo 3 ciclos de reversión, con un volumen de más de 662 mil barriles evacuados.

Como parte de la estrategia contra el apoderamiento de crudo, a partir de noviembre del 2023, el Grupo Ecopetrol implementó un ajuste operativo para transportar la producción de crudo del sur del país por los oleoductos de Ecuador, por lo cual durante el 1T24 el Sistema Trasandino se mantuvo en modo de contingencia con disponibilidad de uso en el momento en que fuese requerido. Esta medida será evaluada durante el 2024.

Productos Refinados: En 1T24 el volumen transportado de refinados se redujo en 0.5% frente al 1T23, como resultado principalmente del efecto combinado de: i) disminución en la demanda nacional de productos, y ii) aumento del porcentaje de etanol en la mezcla final, lo que redujo la cantidad de volumen requerido a ser transportado. Estos efectos fueron parcialmente compensados a través de optimizaciones operativas que permitieron el aumento en los volúmenes transportados a través del Sistema Pozos Colorados - Galán, el cual impulsó el incremento en los volúmenes evacuados desde la Refinería de Barrancabermeja. Aproximadamente el 30.3% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol S.A.

Durante 1T24 la red de oleoductos y poliductos presentó una reducción en las afectaciones causadas por terceros. En este periodo se identificaron 2 atentados a los oleoductos, los cuales son remanentes de eventos ocurridos en periodos anteriores, representando una reducción del 75% en comparación con el 1T23. Así mismo, en 1T24 se redujo en un 35% el número de válvulas ilícitas retiradas en la infraestructura de transporte, en comparación con el mismo período del año anterior.

Costo por Barril Transportado

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	1T 2024	1T 2023	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	2.91	2.58	12.8%	15.9%

El costo por barril transportado en el 1T24 se ubicó en 2.91 USD/BI, y aumentó 0.33 USD/BI frente al 1T23, explicado por:

Efecto Tasa de Cambio (+0.56 USD/BI): Impacto de la revaluación promedio frente al dólar en -845 pesos/dólar, pasando de 4,760 a 3,915 pesos/dólar.

Efecto Volumen (-0.11 USD/BI): Menor costo por barril por mayores volúmenes transportados (+2.6%) frente al 1T23 asociado principalmente a: i) el incremento de la producción país, principalmente en la zona Llanos, y ii) las mayores entregas de crudo Castilla Norte en la Refinería de Barrancabermeja.

Efecto Costo (-0.12 USD/BI): Principalmente por el efecto combinado de: i) menor depreciación por la actualización de la vida útil del Oleoducto Bicentenario, realizada durante el 1T24, ii) menores costos y gastos en Ocesa cuya moneda funcional es el dólar, gracias a una TRM promedio más baja, iii) menores compras para reposición de producto. Estos factores fueron parcialmente compensados por: i) aumento en los costos debido al efecto inflacionario, que impacta en las tarifas globales de los contratos de mantenimiento, costos de áreas de soporte a la operación y costos de personal y ii) mayor costo variable, principalmente por el incremento en el consumo de energía asociado con los mayores volúmenes transportados e incremento de tarifas por efectos inflacionarios y fenómeno de “El Niño”.

Resultados Financieros

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	1T 2024	1T 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,569	3,984	(415)	(10.4%)
Depreciación, amortización y agotamiento	316	354	(38)	(10.7%)
Costos variables	197	192	5	2.6%
Costos fijos	414	436	(22)	(5.0%)
Costo de ventas	927	982	(55)	(5.6%)
Utilidad bruta	2,642	3,002	(360)	(12.0%)
Gastos operacionales	196	220	(24)	(10.9%)
Utilidad operacional	2,446	2,782	(336)	(12.1%)
Ingresos (gastos) financieros	46	(10)	56	(560.0%)
Resultados de participación en compañías	0	0	0	-
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,492	2,772	(280)	(10.1%)
Provisión impuesto a las ganancias	(863)	(985)	122	(12.4%)
Utilidad neta consolidada	1,629	1,787	(158)	(8.8%)
Interés no controlante	(297)	(340)	43	(12.6%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,332	1,447	(115)	(7.9%)
EBITDA	2,817	3,186	(369)	(11.6%)
Margen EBITDA	78.9%	80.0%	-	(1.1%)

Los ingresos del 1T24 disminuyeron frente al 1T23, por el efecto combinado de: i) una menor tasa de cambio promedio frente al periodo en comparación, compensado parcialmente con: ii) mayores volúmenes transportados como resultado del aumento en la producción de crudo de terceros, iii) la ejecución de 5 ciclos contingentes de reversión del Oleoducto Bicentenario, frente a 3 ciclos ejecutados en el año anterior, iv) el efecto de un día operativo adicional en febrero frente al año anterior y v) actualización anual de tarifas.

El costo de ventas del 1T24 disminuyó frente al 1T23, principalmente por: i) menor depreciación debido primordialmente a la actualización de la vida útil del Oleoducto Bicentenario, realizada durante el 1T24, ii) menores costos en Ocesa, cuya moneda funcional es el dólar, gracias a una TRM promedio más baja y iii) menores compras para reposición de productos. Estos factores son contrarrestados parcialmente por: iv) el aumento en los costos debido al efecto inflacionario, que impacta las tarifas globales de los contratos de mantenimiento, costos de áreas de soporte a la operación y costos de personal y v) mayor costo variable, principalmente por el incremento en el consumo de energía asociado con los mayores volúmenes transportados.

Los gastos operacionales, netos del 1T24 se redujeron frente al 1T23, principalmente por el efecto del reconocimiento de ingresos no recurrentes de Ocesa asociados con: i) venta del volumen excedente del lleno de línea, resultado de la compensación por calidad respecto del saldo volumétrico inicial a cargo de Ecopetrol, en virtud del acuerdo de restitución realizado entre las partes y ii) la compensación correspondiente a los daños y perjuicios causados en la ejecución del contrato para el reemplazo de la monoboya y el Pipeline End Manifold de la TLU2.

El resultado financiero neto (no operacional) en el 1T24 frente al 1T23, aumentó principalmente por el efecto cambiario sobre la posición neta activa en dólares del segmento.

1.3 Refinación y Petroquímica

En el 1T24 el segmento de refinación tuvo una disponibilidad operacional promedio del 96.1%, llegando a niveles comparables con las mejores refinerías en Latinoamérica (benchmarking Solomon 2022), cumpliendo los planes de mantenimientos mayores programados, asegurando la confiabilidad de los activos y acompañado por un buen desempeño en HSE.

Las refinerías alcanzaron una carga consolidada de 428.3 kbd y un margen bruto integrado de 14.8 USD/BI, frente a una carga de 411.9 kbd y un margen bruto integrado de 22.6 USD/BI en el 1T23. La disminución en el margen se explica por el debilitamiento de los diferenciales de diésel, jet y gasolinas, principalmente.

Estos resultados se consiguieron mediante la implementación de estrategias operativas y comerciales, que derivaron en: i) estabilidad operacional en las unidades de las refinerías y las plantas de petroquímica, ii) planeación integrada de la cadena logística que permitió maximizar la carga de crudos nacionales en las refinerías, iii) gestión para eliminación de cuellos de botella, iv) estrategia de evacuación de fondos en Barrancabermeja para contrarrestar el bajo nivel del Río Magdalena, y v) buen desempeño en el programa de eficiencias del segmento, capturando beneficios en el frente de ingresos.

Durante el 1T24 las refinerías entregaron gasolina con menos de 46 ppm de azufre y diésel con menos de 11 ppm de azufre en promedio, cumpliendo con la resolución 40444 del 2023 de calidad de combustibles (azufre en gasolina máximo 50 ppm y diésel máximo 15 ppm).

Se destaca el avance de las siguientes iniciativas y proyectos clave:

- Reciclaje de plástico:
 - Entrada en operación de la planta de reciclaje mecánico de Esenttia (Bogotá - Tocancipá), actualmente en estabilización, con una capacidad de producción de 12 Kton/año.
 - Reciclaje químico: Arrancó el tercer reactor de Pyrcom para incrementar producción de aceite de pirólisis para su procesamiento posterior en la refinería de Barrancabermeja.
- Finalización de la planta de asfalto sólido en Barrancabermeja a través del aliado Petromag, con una capacidad de producción de 5 a 10 Kton/mes.
- Mitigación de la menor navegabilidad del río Magdalena por el fenómeno del “Niño”, al implementar la estrategia de evacuación de fondos en la Refinería de Barrancabermeja, fundamentada en: producción de asfalto, crudo reconstituido y evacuación de fuel oil por la línea de interconexión entre la Refinería y la Terminal Impala.
- Finalización de la etapa de construcción del Ecoparque Solar en la Refinería de Cartagena, inaugurada el 12 de abril, con una capacidad de autogeneración de hasta 22 megavatios.
- Puesta en operación de la nueva Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) en la Refinería de Barrancabermeja.

Refinería de Cartagena

En el 1T24 la Refinería de Cartagena logró una carga de 203.4 kbd, superando al 1T23 en un 7.6%, debido principalmente a una alta disponibilidad operacional de las unidades del 96.1% y a la maximización de crudos nacionales. Lo anterior, también apalancó mejores resultados en el factor de utilización y la producción de refinados, superando al 1T23 en 1.5% y 7.5%, respectivamente.

El margen bruto de refinación se ubicó en 15.7 USD/BI, presentando una disminución de 40.8% versus 1T23, impactado especialmente por el debilitamiento de los diferenciales de diésel, jet y gasolinas.

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

Refinería de Cartagena	1T 2024	1T 2023	Δ (%)
Carga* (kbd)	203.4	189.0	7.6%
Factor de Utilización (%)	90.0%	88.6%	1.5%
Producción Refinados (kbd)	197.1	183.4	7.5%
Margen Bruto (USD/Bl)	15.7	26.5	(40.8%)

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

Refinería de Barrancabermeja

En el 1T24 la Refinería de Barrancabermeja alcanzó una carga de 225 kbd gracias a una mayor disponibilidad operacional de 96.2% y a la estrategia de evacuación de fondos. Lo anterior, también apalancó mejores resultados en producción de refinados, superando al 1T23 en 1.1%.

El margen bruto de refinación en el 1T24 se ubicó en 14 USD/Bl, por debajo del 1T23 en 27.8%, impactado por el debilitamiento de los diferenciales de diésel, jet y gasolinas.

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

Refinería de Barrancabermeja	1T 2024	1T 2023	Δ (%)
Carga* (kbd)	225.0	222.8	1.0%
Factor de Utilización (%)	80.9%	82.5%	(1.9%)
Producción Refinados (kbd)	229.0	226.4	1.1%
Margen Bruto (USD/Bl)	14.0	19.4	(27.8%)

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

Esenttia

En el 1T24 continúa la tendencia de precios bajos del polipropileno, generado por la desaceleración en la demanda y altos inventarios en el mercado, ubicando las ventas en 91.3 Kton, por debajo del 1T23 en un 34.8%.

El margen total 1T24 de 208.9 USD/Ton se incrementó en un 173.6% respecto al 1T23, debido principalmente a la implementación de la estrategia enfocada en venta de producto de alto valor, así como mayores entregas de Propileno Grado Refinería (PGR) por parte de las refinerías, generando un mejor diferencial de rentabilidad en la unidad "Splitter".

Se destaca la entrada en operación de la planta de reciclaje mecánico en Bogotá - Tocancipá, actualmente en estabilización, con una capacidad de producción de 12 Kton/año.

Tabla 14: Ventas y Margen – Esenttia

Esenttia	1T 2024	1T 2023	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	91.3	140.1	(34.8%)
Margen Total (USD/Ton)	208.9	76.3	173.6%

Invercolsa

En el 1T24, Invercolsa y sus filiales, tanto controladas como no controladas, registraron un total de 4,0 millones de usuarios conectados al servicio de gas, lo que representa un aumento del 3.8% en comparación con el 1T23. Este crecimiento se atribuye principalmente a la ejecución de proyectos de redes en las filiales.

En cuanto al EBITDA TOTAL, el cual incluye también método de participación de las compañías no controladas por Invercolsa, en el 1T24 fue de COP 135.6 mil millones, lo que supone una disminución de COP 32.4 mil millones en comparación con el mismo periodo del año anterior. La disminución se debe principalmente a menor volumen de gas natural y GLP comercializado y menores instalaciones, impactadas por la contracción del sector de la construcción.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/B	1T 2024	1T 2023	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	5.43	3.69	47.2%	16.7%

* Incluye refineras de Barrancabermeja, Cartagena y Esentia

El Costo de Caja de Refinación aumentó en 1.74 USD/B en el 1T24 frente al 1T23, explicado por:

- **Efecto costo (+0.96 USD/B):** Mayor actividad operacional resultante de mayores niveles de carga en refineras, mayor consumo e incremento en tarifas de gas y efecto inflacionario.
- **Efecto tasa de cambio (+0.96 USD/B):** Impacto de la revaluación promedio frente al dólar en -845.2 pesos/dólar, pasando de 4,760 a 3,915 pesos/dólar.
- **Efecto volumen (-0.18 USD/B):** Mayor carga de crudo en refineras de +16.45 kbd.

Resultados Financieros

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	1T 2024	1T 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	17,646	22,585	(4,939)	(21.9%)
Depreciación, amortización y agotamiento	489	530	(41)	(7.7%)
Costos variables	15,267	18,558	(3,291)	(17.7%)
Costos fijos	693	607	86	14.2%
Costo de ventas	16,449	19,695	(3,246)	(16.5%)
Utilidad bruta	1,197	2,890	(1,693)	(58.6%)
Gastos operacionales	563	558	5	0.9%
Utilidad (Pérdida) operacional	634	2,332	(1,698)	(72.8%)
Ingresos (gastos) financieros	(395)	(275)	(120)	43.6%
Resultados de participación en compañías	50	90	(40)	(44.4%)
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	289	2,147	(1,858)	(86.5%)
Provisión impuesto a las ganancias	(38)	(786)	748	(95.2%)
Utilidad neta consolidada	251	1,361	(1,110)	(81.6%)
Interés no controlante	(52)	(63)	11	(17.5%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	199	1,298	(1,099)	(84.7%)
EBITDA	1,447	3,237	(1,790)	(55.3%)
Margen EBITDA	8.2%	14.3%	-	(6.1%)

Los **ingresos** del 1T24 disminuyeron con respecto al 1T23 debido a: i) caída en la demanda de combustible nacional, especialmente gasolina, ii) reducción en precios de productos valiosos como gasolina, diésel y jet, y iii) disminución en la TRM promedio.

El **costo de ventas** disminuyó en el 1T24 frente al 1T23, principalmente por: i) el impacto de menor volumen de dieta comprado, ii) efecto por la revaluación de la TRM promedio y iii) la acumulación de inventarios y iv) compensado con el efecto inflacionario.

Los **gastos operacionales** del 1T24 se mantienen en niveles similares a los del 1T23.

El **resultado financiero (no operacional)** del 1T24 versus 1T23, presentó un mayor gasto principalmente por efecto de la diferencia en cambio en la valoración de la posición neta del segmento.

1.4 Gestión comercial

Se destaca el buen desempeño de la filial comercial en Houston, Ecopetrol US Trading en el 1T24, la cual logró capturar oportunidades de mercado favorables y la comercialización de 16.7 Mbbls de crudo y productos, obteniendo un EBITDA de USD 37.1 millones y una utilidad neta de USD 28.5 millones.

Alineados con la estrategia de descarbonización del Grupo Ecopetrol, durante el 1T24 a través de la Mesa de Trading de Carbono se adquirieron más de 400 mil créditos de carbono de diversos proyectos de mitigación y reducción en territorio colombiano.

Del total de créditos de carbono adquiridos, 243 mil fueron comercializados a terceros bajo un enfoque de integridad, calidad y optimización comercial. Por otro lado, de acuerdo con el Mecanismo de No Causación del Impuesto Nacional al Carbono, 140 mil créditos de carbono fueron utilizados para compensar los impactos ambientales del uso de combustibles fósiles de forma directa en las operaciones. Por último, a través de ~38 mil créditos de carbono se compensaron las emisiones directas generadas por la producción de 241 mil galones de gasolina extra y 10,951 toneladas de asfalto, comercializadas por Ecopetrol S.A nacionalmente.

2. SOLUCIONES DE BAJAS EMISIONES

Estrategia y Comercialización de Gas

Para el 1T24, el gas natural y GLP aportaron el 23.2% del total de la producción del Grupo, llegando a 171.6 kbped. Durante el 1T24, la demanda de gas se ubicó en promedio en 98.8 kbped, registrando un leve aumento de 0.4% (0.4 kbped) frente al 1T23, debido principalmente al éxito en campaña de desarrollo de Permian compensado con una disminución de las entregas a terceros asociada a la declinación de campos maduros y mantenimientos programados en Cupiagua.

Energías Renovables

Ecopetrol finalizó la construcción de la granja solar de la Refinería de Cartagena, la primera en ser desarrollada al interior de una refinería en Latinoamérica. Se construyó en un terreno de 19.9 hectáreas de la Refinería y cuenta con 40,146 paneles, con una capacidad de 22.1 MW. La entrada en operación de esta granja solar se hará en dos fases: en la primera entraran 4 megavatios y en la segunda la capacidad restante. Además, como parte del proceso de incorporación de fuentes no convencionales de energías renovables dentro de nuestra matriz energética, se encuentran en construcción las granjas solares de La Cira con 56 MW y solares del segmento transporte con 12 MW de OCENSA, 7 MW de Oleoducto de Colombia (ODC) y 16 MW de CENIT. Por último, en etapa de ejecución con expectativa de iniciar construcción en 2024 la granja solar La Iguana con 26 MW.

Eficiencia Energética

En el 1T24 el Grupo Ecopetrol intensificó sus esfuerzos en el ahorro de energía, alcanzando una optimización acumulada de su consumo interno de 0.40 PJ³, con impacto de 35,912 mil toneladas de CO₂e y un ahorro de COP 11.6 mil millones. Estos resultados se lograron principalmente gracias a intervenciones de workover y well service en pozos de los Campos Castilla, Chichimene y Apiay e incorporación de la tecnología de motores de imanes permanentes (PMM) en campos Rubiales, Huila, Cira infantas, Castilla, Chichimene, Apiay y la Gerencia del Rio. Igualmente, se destacan las acciones de control operacional para mantener la eficiencia energética en las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja y estaciones de bombeo en CENIT. La optimización acumulada desde 2018 al 1T24 es de 11.26 PJ encaminada con la meta de 25 PJ a 2030.

Hidrógeno

Durante el 1T24 se avanzó en el desarrollo de un estudio cuyo alcance, entre otros, incluye la evaluación y actualización del portafolio de iniciativas de hidrógeno de bajas emisiones de Ecopetrol. En lo relativo a movilidad con H₂, se avanzó en la estructuración de nuevas iniciativas de movilidad sostenible buscando aprovechar al 100% la capacidad instalada de las hidrogeneras de Bogotá y Cartagena.

³ Energía térmica y eléctrica. Incluye iniciativas de optimización de autogeneración y consumo final, y eficiencias logradas en HOCOL.

3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

3.1 Transmisión de Energía

Proyectos adjudicados

Durante el 1T24, en Colombia, ISA fue adjudicataria para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los proyectos Segundo Transformador en la Subestación Primavera y el Cuarto Transformador en la Subestación Sogamoso por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Los proyectos adjudicados suman un CAPEX referencial USD 38 millones (~COP 146 mil millones) y la fecha prevista de entrada en operación comercial es el 31 de octubre de 2025.

En Brasil, a través de ISA CTEEP, ISA fue adjudicataria de ocho refuerzos a la red de transmisión, que suman en conjunto un CAPEX de BRL 57.4 millones (~COP 44 mil millones).

Adicionalmente, a través de Transelca, ISA firmó un contrato privado de conexión para la ejecución del proyecto Guayepo III para la ampliación de la subestación Sabanalarga.

Entrada en operación de proyectos

En el 1T24 entraron en operación los siguientes proyectos:

- Colombia: El proyecto de conexión al parque fotovoltaico Portón del Sol⁴, incorporando fuentes de energías renovables al sistema.
- Brasil: Entrada en operación de 14 refuerzos a la red de ISA CTEEP.
- Perú: Energización del proyecto privado Puerto Chancay, con la aprobación del operador del sistema (COES) de su integración al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en enero de 2024.
- Chile: Entrada en operación de la ampliación en la subestación Nueva Pan de Azúcar.

Por otra parte, en las empresas controladas por ISA se continúa avanzando en la construcción de 31 proyectos de transmisión de energía en Colombia, Brasil, Chile y Perú, que al entrar en operación añadirían más de 5,380 kms de circuito a la red y generarán ingresos aproximados de USD 312 millones⁵. Adicionalmente, se avanza en la construcción de 191 refuerzos a la red de ISA CTEEP en Brasil.

3.2 Vías

Durante el 1T24, continúa el avance en la ejecución del proyecto Ruta del Loa y de las obras en las concesionarias Ruta de la Araucanía y Ruta de Los Ríos.

ISA ganó licitación para rehabilitar, mejorar y mantener 246 Km de la vía Panamericana Este. El Ministerio de Obras Públicas de Panamá (MOP) adjudicó en enero a INTERVIAL Chile este proyecto, que tiene una inversión de referencia por USD 283 millones (~COP 1.1 billones). Se avanza con actividades previas a la construcción, tras la orden de inicio del proyecto en el primer trimestre.

3.3 Telecomunicaciones

El 1 de abril se cerró la venta de Internexa Brasil Operadora de Telecomunicações S.A. a Megatelecom Telecomunicações S.A., conforme al contrato de compraventa de acciones del 03 de diciembre de 2023, con un precio final de BRL 2.7 millones (~COP 2.1 mil millones).

Además, en Colombia, InterNexa continúa trabajando en el proyecto ConectiVIDAd, liderado por el MinTIC. Actualmente se está ejecutando la conexión en 38 municipios, con alcance para 144 mil hogares, donde InterNexa está proveyendo la red troncal que permitirá acercar la conectividad a las zonas definidas por el Ministerio.

⁴ Conexión de la planta solar de 120 MW a la subestación Purnio a 230 mil voltios al Sistema de Transmisión Nacional.

⁵ Proyectos, cuyo desarrollo está a cargo de empresas en las cuales ISA tiene el control.

Resultados Financieros

Tabla 17: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transmisión de energía y vías

Miles de Millones (COP)	1T 2024	1T 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,668	3,911	(243)	(6.2%)
Depreciación, amortización y agotamiento	269	289	(20)	(6.9%)
Costos fijos	1,385	1,282	103	8.0%
Costo de ventas	1,654	1,571	83	5.3%
Utilidad bruta	2,014	2,340	(326)	(13.9%)
Gastos operacionales	325	334	(9)	(2.7%)
Utilidad (Pérdida) operacional	1,689	2,006	(317)	(15.8%)
Ingresos (gastos) financieros	(768)	(1,090)	322	(29.5%)
Resultados de participación en compañías	137	247	(110)	(44.5%)
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	1,058	1,163	(105)	(9.0%)
Provisión impuesto a las ganancias	(140)	(10)	(130)	1,300.0%
Utilidad neta consolidada	918	1,153	(235)	(20.4%)
Interés no controlante	(735)	(928)	193	(20.8%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	183	225	(42)	(18.7%)
EBITDA	2,260	2,712	(452)	(16.7%)
Margen EBITDA	61.6%	69.3%	-	(7.7%)

Los **ingresos operacionales** del 1T24 disminuyeron en comparación con el 1T23 por efecto de la revaluación del peso colombiano frente al dólar americano, el real brasileño y el peso chileno. Adicionalmente, los ingresos tuvieron una reducción en el negocio de vías por el impacto monetario en la medición del activo financiero en Chile de UF (Unidad de Fomento) a CLP (pesos chilenos), y la finalización de la concesión de Ruta del Bosque; y en el negocio de telecomunicaciones por la venta de Internexa Brasil Operadora.

Lo anterior se compensa parcialmente con crecimientos en el segmento de transmisión de energía generados por: i) el efecto favorable en los escaladores contractuales en Colombia, Perú y Chile, ii) la entrada en operación de proyectos en Perú y Colombia, iii) la terminación de la aplicación de las disposiciones de la CREG, asociadas a la disminución voluntaria de tarifas, retornando al IPP como escalador de los ingresos en Colombia, y iv) el ajuste de los márgenes de construcción y la energización de mejoras y refuerzo en Brasil.

Los **costos fijos** del 1T24 aumentaron frente al 1T23 principalmente en el negocio de energía por el aumento de servicios de personal, honorarios, gastos ambientales y sociales y el efecto inflacionario aplicado sobre los rubros respectivos. Lo anterior se compensa parcialmente con la menor ejecución de los costos en el negocio de vías por la terminación de la concesión Ruta del Bosque.

Los **gastos operacionales** del 1T24 se mantienen en niveles similares a los del 1T23.

El **resultado financiero neto (gasto)** del 1T24 disminuyó frente al 1T23, principalmente por menor gasto por diferencia en cambio. Asimismo, el efecto de revaluación de la TRM promedio y los créditos indexados a UF en Chile, impactaron el resultado financiero del segmento.

El **resultado de participación** del 1T24 disminuyó frente al 1T23 debido al efecto no recurrente del reconocimiento en 2023 relacionado con las eficiencias en la construcción del proyecto Ivaí y el efecto del escalador contractual IGPM (Índice General de Precios - Mercado) aplicado en Taesa.

El **impuesto a las ganancias** aumentó principalmente por el efecto de resultado financiero de segmento y el impacto de la sobretasa de renta en Ecopetrol S.A. aplicada en 1T23 a los intereses de la deuda adquirida para financiar la compra de ISA.

III. SosTECnibilidad®

Gestión Integral del Agua⁶

En 1T24 se reutilizaron en la operación directa de Ecopetrol un total 39.6 millones de m³ lo cual significa que la empresa dejó de captar y/o disponer este volumen, disminuyendo así la presión y dependencia sobre los recursos hídricos. Este valor representa un aumento del 7% con respecto al 1T23, y equivale al 80% del total de agua requerida para operar. Estos resultados se han logrado gracias a la implementación de buenas prácticas de reutilización y optimización del uso de agua, especialmente en los segmentos del Down y Upstream. Vista Grupo Ecopetrol, la reutilización alcanzó un total de 40.9 millones de m³ en este periodo.

Durante el 1T24 se captaron 10.1 millones de m³ de agua fresca, que significa una disminución del 1% con respecto al volumen captado en el 1T23, y representa el 20% del total de agua requerida por los activos operados por la compañía. Vista Grupo Ecopetrol, la captación de agua en este periodo fue de 10.4 millones de m³ de agua fresca.

Se reusaron 1.3 millones de m³ de agua de producción tratadas para el riego de cultivos agroforestales en los Campos Castilla y Rubiales, que representa un aumento del 20% con respecto al 1T23, debido principalmente a mejor desempeño hidráulico en las líneas de conducción de agua hacia el ASA en Castilla.

Cambio Climático - Descarbonización

Ecopetrol definió la meta de reducción de emisiones para el año 2024, que corresponde a 269,600 tCO₂e, a partir de la implementación y desarrollo de 80 iniciativas de mitigación en áreas operativas. Al cierre del 1T24 se han logrado reducir 50,256 tCO₂e, con un avance de 19% con respecto a lo planeado para el total del año.

En el marco del compromiso de la meta de reducción de emisiones de metano, Ecopetrol participó en la Conferencia Anual de Implementación de OGMP 2.0 (Oil and Gas Methane Partnership), celebrada en Madrid, España. En este espacio, la Compañía informó sobre sus avances en la implementación del plan de medición de emisiones de metano en el segmento del Upstream e intercambió experiencias con las principales compañías del sector acerca de las distintas tecnologías para detección y medición de emisiones de metano.

En colaboración con el Programa Ambiental de Naciones Unidas (UNEP) y la Universidad de Carleton de Canadá se inició el Estudio Científico de Medición de emisiones de metano en Colombia, en el cual, se incluyen los activos directos más representativos en emisiones de Ecopetrol y 8 activos con socios. Este estudio utiliza tecnología de punta para la detección de emisiones de metano. Los resultados del estudio le permitirán a Ecopetrol la mejora continua en la estimación de emisiones de metano y la identificación de los proyectos con mayor potencial reducción de este tipo de emisiones.

Biodiversidad

En el marco del Proyecto Vida Silvestre (PVS), desarrollado desde hace más de 10 años, en conjunto con WCS y Fondo Acción, se conservan 15 especies en los paisajes del Magdalena Medio, Llanos Orientales y piedemonte Andino Amazónico. En el Magdalena Medio, en colaboración con la CAS, Corantioquia, la alcaldía de Barrancabermeja, Cabildo Verde y Wildlife Conservation Society (WCS) se fomentan estrategias para proteger al Manatí, especie vulnerable a la extinción. Entre las estrategias se cuenta con la Red de Varamientos, a través de la cual fueron recientemente rescatados tres manatíes encontrados en peligro debido a las sequías ocasionadas por el fenómeno de “El Niño”.

En el marco del convenio CO₂ humedales con la Fundación Natura, finalizó con éxito el proceso de Monitoreo Comunitario Participativo Pesquero en el complejo cenagoso de la Zapatosa, en colaboración con la Autoridad Nacional Pesquera y con la participaron de 32 biomonitores locales. Los datos recopilados son fundamentales para conocer más sobre la biodiversidad de la ciénaga de agua dulce más grande del país y aportan en la construcción del Protocolo de estimación de carbono en humedales del Magdalena medio y bajo.

⁶ A partir del 1T24, se incluyen datos vista Grupo Ecopetrol (activos operados por las empresas del Grupo Ecopetrol: Hocol, Ecopetrol, CENIT), y se mantiene la información vista activos operados por Ecopetrol S.A. con el fin de conservar la comparabilidad con los reportes anteriores.

En materia de biodiversidad se dio cierre a un ciclo de investigación científica para el estudio de 10 de las 15 Ecoreservas de la red del GE, gracias a las alianzas de cooperación realizadas con el Instituto Humboldt. En convivencia armónica con las operaciones de la cadena de valor del Grupo Ecopetrol, se identificaron: 2,426 especies, 163 especies con presencia única en el país (endémicas) y 29 que están clasificadas en categoría de amenaza, según la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (UICN).

Economía Circular

El Grupo Empresarial hizo el lanzamiento de su modelo en Economía Circular en marco del Foro en Economía Circular que se celebró entre el 14 al 16 de febrero. Mediante el modelo de economía circular, el Grupo Ecopetrol busca establecer un sistema de producción y consumo que promueva una gestión eficiente y sostenible de los recursos que utiliza a lo largo de la cadena de valor, generando la recirculación de materiales⁷ y nuevos modelos de negocio para mitigar riesgos y generar nuevas oportunidades, contribuir positivamente a la naturaleza, la empresa y la sociedad.

El modelo permitirá focalizar esfuerzos en el cumplimiento de las metas y ambiciones en materia de sostenibilidad, tales como las de Agua Neutralidad y Cero Emisiones Netas (alcances 1 y 2), entre otras.

Así mismo la adopción por parte del Grupo Ecopetrol de este modelo de Economía Circular permitirá madurar y desarrollar iniciativas priorizadas durante los siguientes tres periodos (2024-2027; 2027-2035 y 2035+), en función de su impacto financiero, ambiental y potencial beneficio social.

En ese sentido, el modelo prioriza tres frentes estratégicos: 1) el de negocios circulares, que permitan generar nuevas fuentes de ingresos a través de productos y servicios circulares, con iniciativas priorizadas como la producción de combustibles de bajas emisiones, el reciclaje de plásticos o la remediación ambiental, entre otras; 2) el de operaciones circulares, que permita reducir el uso de recursos, materiales e insumos utilizados en los procesos y potenciar su aprovechamiento; 3) y el de cadenas productivas para potenciar la agenda de circularidad del país a través de mayor colaboración e integración con actores internos y externos, incluyendo iniciativas con comunidades en los territorios.

Planeación y Autorizaciones Ambientales

Durante el 1T24, Ecopetrol S.A obtuvo 15 autorizaciones ambientales para el desarrollo de sus proyectos y operaciones ante las Corporaciones Autónomas Regionales – CAR.

Entre las autorizaciones ambientales más relevantes en el 1T24 se encuentran las Medidas de Manejo Ambiental para el proyecto sísmico Llanos 121 y la Renovación del permiso de emisiones atmosféricas del CPF Cupiagua. Adicionalmente, en el 1T24, se obtuvo 1 autorización ambiental mediante la vía jurídica denominada “cambio menor” con pronunciamiento por parte de la autoridad.

Incidentes con afectación al medio ambiente de origen operacional⁸

En el 1T24 se derramaron en la operación directa de Ecopetrol 2.86 barriles totales de hidrocarburo por causas operativas. Esto representa una disminución del 77.5% frente a los barriles totales derramados en el 1T23 (2.86 Bbls Vs 12.7 Bbls).

Para el Grupo Ecopetrol, se derramaron 7,875 barriles totales de hidrocarburo por causas operativas en el 1T24, los cuales se encuentran distribuidos así: Ecopetrol operación directa: 2.86 barriles; Hocol: 0.015 barriles y Cenit: 7,872.05 barriles.

Del volumen reportado en el evento de pérdida de contención del PK 360+350 en Cenit (7,872 barriles), se recuperaron 5,024 barriles y fueron reinyectados al sistema de transporte. El volumen restante, mezclado con material de suelo y vegetal, (~2,828 barriles), fue dispuesto en piscinas controladas, y es objeto de tratamiento

⁷ Todos los recursos naturales e insumos utilizados en los procesos productivos y las corrientes de salida que se generan de los procesos.

⁸ A partir del 1T24, se incluyen datos vista Grupo Ecopetrol (activos operados por las empresas del Grupo Ecopetrol: Hocol, Ecopetrol, CENIT), y se mantiene la información vista activos operados por Ecopetrol S.A. con el fin de conservar la comparabilidad con los reportes anteriores.

como residuo especial, con lo cual se mitiga la afectación en el sitio del evento, donde se adelantan actividades de recuperación ambiental (biorremediación).

Inversión social y ambiental

Durante el 1T24, el Grupo Ecopetrol destinó recursos para la ejecución del Portafolio de Desarrollo Territorial Sostenible por un valor de COP 65,793⁹ millones que incluye la inversión social, ambiental y de relacionamiento de carácter estratégico y obligatorio. Mediante estas inversiones, el Grupo Ecopetrol contribuye al desarrollo económico y social del país, llevando a cabo proyectos e iniciativas que generan bienestar y aportan al cierre de las brechas sociales y a la transición energética justa.

Educación: Ecopetrol en el 1T24 logró beneficiar a 54,831 estudiantes, gracias a proyectos y programas que se implementaron para mejorar la calidad y aumentar la retención escolar y la cobertura en educación superior. Dentro de los resultados durante el trimestre, se destacan:

- 1,897 postulaciones recibidas en la convocatoria para otorgar la Beca “*Bachilleres Ecopetrol Mario Galán Gómez*”, que premiará la excelencia académica de 100 jóvenes que podrán acceder a educación superior.
- 29,410 kits escolares entregados a estudiantes para promover el regreso a clases y la retención escolar.
- Finalización y entrega de infraestructura educativa para mejorar la cobertura a educación pública preescolar y primaria de 695 estudiantes en Puerto Wilches, Puerto Parra y San Vicente de Chucurí (Santander).

De igual manera, durante el 1T24 se desarrollaron proyectos de inversión social por parte de las subordinadas del Grupo Ecopetrol. Entre ellos se destacan:

- Cenit: entrega de 22,219 kits escolares a niños, niñas y adolescentes y 945 kits a docentes, de 66 municipios del país distribuidos en 20 departamentos.
- Esenttia: entrega de 45 nuevas becas de acceso a educación superior, a través de las iniciativas “Becas Vamos Pa’Lante” y “Educando Transformamos Vidas” en las comunidades de Cartagena (Bolívar).
- Hocol: i) entrega de 8 becas en educación técnica y superior en el departamento del Tolima, y ii) entrega de 8,972 kits escolares en 8 departamentos de Colombia.

Dinamización de economías locales: Ecopetrol dio continuidad a los programas “Ecopetrol Emprende” y “Ecopetrol al Campo”, y finalizó proyectos de infraestructura pública que promueven el desarrollo económico, destacando en el 1T24:

- Distinción *Cacao of Excellence Awards 2023*, en la categoría Oro en Sudamérica, para la Cooperativa Multiactiva Nodo Agrícola Cacaotero - WORKAKAO integrada por familias beneficiarias del programa Agroemprende Cacao de Ecopetrol en el departamento del Meta.
- En el marco del programa Ecopetrol Emprende, se seleccionaron 100 emprendedores y MiPymes de zona rural en Puerto Gaitán, quienes recibirán acompañamiento empresarial especializado. Adicionalmente, se realizó el lanzamiento del Programa Jóvenes 4.0 Innovando y Transformando Territorios en Cartagena (Bolívar).
- En cuanto a proyectos de infraestructura, en Puerto Wilches (Santander), se entregó un escenario recreo-deportivo en el corregimiento Santa Teresa, un polideportivo en el corregimiento La Aurora Km 8 y un parque biosaludable en el corregimiento de San Pedro Claver Km16. Así mismo, finalizó la construcción del proyecto de placas huellas en la vereda El Diviso del municipio de San Martín, beneficiando 181 habitantes de la zona rural.

De igual manera, durante el 1T24 se desarrollaron proyectos de inversión social por parte de las subordinadas del Grupo Ecopetrol. Entre ellos se destaca:

⁹ La inversión acumulada del Grupo Ecopetrol al 1T24 se divide en: i) Inversión estratégica por COP 54,218 millones e ii) Inversión obligatoria por COP 11,575 millones.

- Esenttia: instalación de un parque y un puente en plástico reciclado que permitieron la recuperación y transformación de más de 8,000 Kg. de material plástico posconsumo en la comunidad de Policarpa en Cartagena (Bolívar), beneficiando a 3,820 personas.

Acceso a servicios públicos:

Energía y gas: Ecopetrol en el 1T24 conectó 7,775¹⁰ hogares al servicio de gas domiciliario por redes en los departamentos del Atlántico y Arauca. De otra parte, se destaca el evento de cierre del proyecto Gas Guamal (Meta) en el que se benefician en total 1,887 hogares de estratos 1, 2 y 3 en la zona rural del municipio.

Agua y saneamiento básico: Ecopetrol en el 1T24 benefició a 357 habitantes con acceso a agua potable en las Instituciones Educativas García Cadena zona rural en Puerto Wilches (Santander).

De igual manera, durante el 1T24 se desarrollaron proyectos de inversión social por parte de las subordinadas del Grupo Ecopetrol. Entre ellos se destacan:

- Hocol: i) mantenimiento y reparación de planta desalinizadora del internado Lachon - Mayapo, Manaure (La Guajira) beneficiando a 300 personas con acceso a agua potable y ii) 277 hogares conectados al servicio de gas domiciliario en los departamentos del Huila y La Guajira.

Ambiental: En la inversión ambiental estratégica de Ecopetrol se destaca la ejecución del proyecto Carbono Azul Verde llevado a cabo con el Fondo Acción, cuyo objetivo es aunar esfuerzos para promover iniciativas comunitarias en la región del Choco biogeográfico en reducción de emisiones o emisiones evitadas de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en sectores económicos como agricultura, silvicultura y otros usos del suelo. En la inversión ambiental obligatoria de Ecopetrol se destaca la ejecución en: i) servicios para la implementación de acciones e incentivos para la conservación del medio biótico en el marco de acuerdos voluntarios de conservación (ACV), en los llanos orientales del país, como resultado del cumplimiento de obligaciones ambientales en áreas de perforación y exploración, así como en los campos de producción Apiay, Chichimene y Castilla La Nueva, ii) interventoría técnica para contratos que ejecutan acciones de restauración y conservación de la biodiversidad en la regional oriente de Ecopetrol, y iii) servicios para la implementación y mantenimiento de sistemas de uso sostenible y aislamiento de áreas de conservación ambiental en Tauramena (Casanare).

Mecanismo de obras por impuestos: Desde el 2018 hasta el 1T24 han finalizado 50 proyectos por un valor de COP 431,663 millones, destacando durante el trimestre la finalización de 4 proyectos de educación de Hocol que incluyen: dotación de menaje en Ataco y Planadas (Tolima), dotación de mobiliario escolar en Dolores (Tolima) y la implementación de tecnologías digitales rurales en Amalfi, Remedios y Segovia (Antioquia) por valor de COP 14,833 millones, los cuales benefician a más de 16,000 estudiantes de 295 sedes educativas. Adicionalmente, en el 1T24 el Grupo Ecopetrol manifestó interés ante el Gobierno Nacional por 12 proyectos nuevos por más de COP 107,000 millones, continuando con su compromiso de liderar la implementación del mecanismo en el país.

Comunidades y territorio

Procesos de diálogo social: En el 1T24 Ecopetrol estructuró 22 procesos de diálogo social que se desarrollarán durante el 2024 en las diferentes regionales. Estos procesos de diálogo están enfocados en la generación de espacios para la transformación de conflictos, la generación de confianza, y la construcción de visiones compartida de desarrollo, con organismos comunales, otras organizaciones y asociaciones comunitarias y étnicas e institucionalidad pública local. Estas acciones permitirán contribuir en una escucha más activa del territorio, en la generación de nuevos modos de relación con los grupos de interés sociedad, comunidad y Estado y en la instalación de una mayor capacidad local para construir consensos y acuerdos sobre la transición energética justa y equitativa y el desarrollo territorial.

Por cuenta de Cenit, en el 1T24 se desarrollaron 256 actividades de relacionamiento con autoridades y comunidades en los territorios de interés para la Compañía, permitiendo fortalecer el diálogo social y la promoción de las iniciativas a favor del desarrollo de las regiones. Del lado de Esenttia, en el 1T24 se desarrollaron 30 encuentros con líderes comunitarios de Juntas de Acción Comunal, comunidades étnicas, gobiernos locales y beneficiarios de proyectos sociales, que congregaron a más de 290 personas, permitiendo de este modo entender

¹⁰ Corresponden a conexiones certificadas de Ecopetrol S.A.

las expectativas para identificación de potenciales iniciativas, socialización y seguimiento a nuevos proyectos en ejecución.

Ciencia, Tecnología e Innovación

Durante el primer trimestre del año 2024 se avanzó en la construcción de conocimiento de vanguardia con Ciencia, Tecnología e Innovación asegurando beneficios con impacto en EBITDA, ROACE y flujo caja por COP 353 mil millones. El valor generado este trimestre apalanca principalmente a: producción incremental y reducción de diferidas, reducción de costos y/o gastos de la operación y mejora en el margen de venta gracias a optimizaciones de petroquímicos y diluyente para crudo.

En el frente de tecnología se concentraron el 81% de los beneficios capturados, equivalentes a COP 286 mil millones al cierre del primer trimestre. Se resaltan tecnologías direccionadas hacia optimización de la calidad de gasolina, nanotecnología aplicada para mejoramiento de movilidad de aceite y control de agua, mejora del desempeño de catalizadores, valorización de naftas como diésel y la dilución/evacuación de crudos pesados. A continuación, se detallan los principales logros de Ciencia, Tecnología e Innovación en exploración y producción, energías renovables, tecnología digital e innovación:

Tecnología Digital: En el frente de Tecnología Digital se lograron beneficios por COP 68 mil millones apalancando valor asociado a producción incremental y reducción de diferidas, así como, reducción de costos y/o gastos de la operación. Adicionalmente, se avanzó en el desarrollo de Conocimiento de Vanguardia con tecnología e Innovación, en línea con la estrategia 2040. Se desatacan los siguientes logros:

- Se logró un avance significativo al implementar las soluciones ARIBA y Fieldglass para la gestión de contratos de servicios. Esto traduce la eliminación de procesos manuales, documentos y aprobaciones innecesarias, simplificando el proceso de abastecimiento y logrando una significativa optimización en el ciclo de pago.
- Se habilitó la aplicación móvil +ECOPETROL, que transforma la experiencia de los accionistas. Proporciona acceso instantáneo a noticias, indicadores financieros, calendario de eventos y consultas de dividendos. Con +250 descargas realizadas hasta la fecha, evidenciamos nuestro compromiso con la innovación y la transparencia digital.
- En captura de CO2 en sumideros naturales se realizaron pilotos de Inteligencia Artificial para la interpretación de imágenes de satélite como parte de la alianza de investigación suscrita con el IDEAM, para la actualización de mapas del uso de suelo y deforestación del País.

Alianzas: Se materializó una alianza estratégica con la aceleradora de startups de clean-tech, la más importante y grande de América. Esta nueva alianza servirá para fomentar la innovación en tecnologías para la transición energética y le permitirá a Ecopetrol pertenecer, participar y aportar al ecosistema de transición energética y tecnologías para el clima en Estados Unidos. Ecopetrol es la primera empresa latinoamericana de energía en pertenecer a esta aceleradora.

Gobierno Corporativo y Órganos Sociales

Informe Integrado de Gestión

En la Asamblea General de Accionistas, realizada el pasado 22 de marzo de 2024, fue aprobado el más reciente Informe Integrado de Gestión (IIG) correspondiente a la gestión de Ecopetrol en el año 2023. El IIG contiene información que cumple con requerimientos de diversos estándares y reportes financieros, no financieros y de SosTECnibilidad®, así como con las exigencias regulatorias exigidos a la Compañía por parte de los entes de control y organismos internacionales, recopilando información de la gestión, desempeño y ejercicio de SosTECnibilidad® llevados a cabo durante el último año fiscal. La información contenida en el informe del IIG dio cumplimiento a los requerimientos de información de las circulares 012 y 031 emitidas por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Junta Directiva

En el 1T24, la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. adoptó, entre otras, las siguientes decisiones:

- Aprobó asignación de recursos para proyectos del segmento del *Upstream*.
- En cuanto asuntos de compensación:
 - (i) Aprobó el reconocimiento de la Compensación Variable (CV) para Ecopetrol y el lineamiento de compensación a las demás compañías del Grupo Ecopetrol correspondiente a 2023.
 - (ii) Aprobó el reconocimiento del Plan de Incentivos de Largo Plazo (ILP) 2021-2023 y el lineamiento de compensación a las demás compañías del Grupo Ecopetrol para el correspondiente reconocimiento.
 - (iii) Aprobó el modelo de CV de 2024 para Ecopetrol y el lineamiento de compensación para su implementación en las demás compañías del Grupo.
- Aprobó el informe anual de recursos y reservas del 2023.
- Aprobó los resultados financieros acumulados del Grupo Ecopetrol y separados de Ecopetrol del 4T23 comparados con los del 4T22.
- Aprobó la reestructuración del Programa de Cumplimiento de Ecopetrol y su modificación al Sistema de Gestión, junto con las premisas y ejes que lo conforman.
- De cara a la Asamblea General de Accionistas (AGA) celebrada el pasado 22 de marzo, aprobó: (i) Las medidas de control y los procedimientos específicos para evitar las prácticas ilegales no autorizadas e inseguras en relación con la representación de los accionistas en la próxima AGA y (ii) la presentación de los informes y demás asuntos correspondientes.

Órganos Sociales

El 10 de enero de 2024, se llevó a cabo una reunión extraordinaria de la AGA donde se aprobó la reforma del artículo 21 de los Estatutos Sociales de la Compañía que contiene los requisitos mínimos para ser miembro de la Junta Directiva. Dicho artículo, fue modificado principalmente en dos aspectos, el primero, para establecer que la experiencia profesional debe ser de más de 12 años y, el segundo, para incrementar la participación de mujeres, donde al menos el 30% de los integrantes de la Junta Directiva deberán ser mujeres.

El 22 de marzo de 2024 se realizó la reunión ordinaria de la AGA donde se sometió a consideración y aprobación, entre otros, los siguientes asuntos: i) el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Integrado de Gestión; ii) los estados financieros dictaminados individuales y consolidados; iii) el proyecto de distribución de utilidades, (COP 312 por acción correspondientes a COP 278 de dividendo ordinario y COP 34 de dividendo extraordinario); iv) la elección de miembros de la Junta Directiva para lo que resta del periodo 2021 – 2025; y por último, v) la reforma del objeto social y las demás reformas estatutarias.

En cuanto a las reformas aprobadas, destacamos que el texto completo y las modificaciones realizadas a los estatutos de la compañía se pueden consultar en la página web de Ecopetrol siguiendo el siguiente enlace: <https://saauecprdpecp.blob.core.windows.net/web/esp/financiera/resultados2023/240301%20Propuesta%20otras%20reformas%20estatutos%20Ecopetrol%20S.A..pdf>

Gobierno Corporativo

El 30 de enero de 2024, Ecopetrol en su calidad de emisor de valores, transmitió el Reporte de Implementación de Mejores Prácticas Corporativas conocido comúnmente como Código País, a la Superintendencia Financiera de Colombia, a través de su Representante Legal.

Para la vigencia 2023, la Compañía ha adoptado e implementado 135 de las 148 recomendaciones que en materia de gobierno corporativo contempla Código País.

IV. Presentación de Resultados

Conferencia
09:00 a.m. Hora Colombia
10:00 a.m. Hora Nueva York

Para acceder al webcast, está disponible el siguiente enlace de conexión:

<https://xegmenta.co/ecopetrol/conferencia-de-resultados-1t-2024/>

Una vez reciba la invitación encontrará el enlace para la transmisión en español y el enlace para la transmisión en inglés.

Para realizar sus preguntas podrá acceder a través de la plataforma una vez inicie la transmisión de la llamada.

El comunicado de los resultados, la presentación, el webcast y la grabación de la conferencia estarán disponibles en la página web de Ecopetrol: www.ecopetrol.com.co.

Información de Contacto:

Gerente de Mercado de Capitales

Carolina Tovar Aragón

Teléfono: +57 3103158600- Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)

Marcela Ulloa Beltrán

Teléfono: +57 3103158600- Correo electrónico: marcela.ulloa@ecopetrol.com.co

Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2024	1T 2023	Δ (%)
Ingresos			
Nacionales	15,508	20,264	(23.5%)
Exterior	15,794	18,590	(15.0%)
Total ingresos	31,302	38,854	(19.4%)
Costo de ventas			
Depreciación, amortización y agotamiento	3,452	3,009	14.7%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	2,260	1,743	29.7%
Depreciación fijo	1,192	1,266	(5.8%)
Costos variables	10,821	15,348	(29.5%)
Productos importados	4,670	7,075	(34.0%)
Compras nacionales	5,043	5,953	(15.3%)
Servicio de transporte hidrocarburos	397	374	6.1%
Variación de inventarios y otros	711	1,946	(63.5%)
Costos fijos	4,790	4,422	8.3%
Servicios contratados	1,080	1,089	(0.8%)
Servicios de construcción	883	751	17.6%
Mantenimiento	1,067	934	14.2%
Costos laborales	1,054	962	9.6%
Otros	706	686	2.9%
Total costo de ventas	19,063	22,779	(16.3%)
Utilidad bruta	12,239	16,075	(23.9%)
Gastos operacionales	2,437	2,354	3.5%
Gastos de administración	2,080	2,105	(1.2%)
Gastos de exploración y proyectos	357	249	43.4%
Utilidad operacional	9,802	13,721	(28.6%)
Resultado financiero, neto	(2,002)	(1,506)	32.9%
Diferencia en cambio, neto	54	248	(78.2%)
Intereses, neto	(1,336)	(1,185)	12.7%
Ingresos (gastos) financieros	(720)	(569)	26.5%
Resultados de participación en compañías	197	342	(42.4%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	7,997	12,557	(36.3%)
Provisión impuesto a las ganancias	(2,921)	(5,593)	(47.8%)
Utilidad neta consolidada	5,076	6,964	(27.1%)
Interés no controlante	(1,064)	(1,304)	(18.4%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	4,012	5,660	(29.1%)
EBITDA	14,238	17,842	(20.2%)
Margen EBITDA	45.5%	45.9%	(0.4%)

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

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2024	Diciembre 31, 2023	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	15,167	12,336	22.9%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	34,557	33,311	3.7%
Inventarios	10,813	10,202	6.0%
Activos por impuestos corrientes	8,727	8,111	7.6%
Otros activos financieros	1,703	1,861	(8.5%)
Otros activos	3,111	2,770	12.3%
	74,078	68,591	8.0%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	33	24	37.5%
Total activos corrientes	74,111	68,615	8.0%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,378	8,419	(0.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	29,319	29,781	(1.6%)
Propiedades, planta y equipo	95,444	95,171	0.3%
Recursos naturales y del medio ambiente	45,662	45,216	1.0%
Activos por derecho de uso	804	842	(4.5%)
Intangibles	14,730	14,715	0.1%
Activos por impuestos diferidos	13,345	12,910	3.4%
Otros activos financieros	633	372	70.2%
Goodwill y otros activos	6,258	6,239	0.3%
Total activos no corrientes	214,573	213,665	0.4%
Total activos	288,684	282,280	2.3%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	15,353	15,550	(1.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	31,894	18,890	68.8%
Provisiones por beneficios a empleados	3,151	3,059	3.0%
Pasivos por impuestos corrientes	2,862	2,869	(0.2%)
Provisiones y contingencias	1,440	1,595	(9.7%)
Otros pasivos	1,911	1,600	19.4%
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	0	0	-
Total pasivos corrientes	56,611	43,563	30.0%
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	93,362	90,266	3.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	26	27	(3.7%)
Provisiones por beneficios a empleados	15,415	15,214	1.3%
Pasivos por impuestos no corrientes	12,822	12,862	(0.3%)
Provisiones y contingencias	14,829	14,547	1.9%
Otros pasivos	2,448	2,703	(9.4%)
Total pasivos no corrientes	138,902	135,619	2.4%
Total pasivos	195,513	179,182	9.1%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	69,239	78,392	(11.7%)
Interés no controlante	23,932	24,706	(3.1%)
Total patrimonio	93,171	103,098	(9.6%)
Total pasivos y patrimonio	288,684	282,280	2.3%

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2024	1T 2023
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	4,012	5,660
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones		
Participación de accionistas no controlantes	1,064	1,304
Cargo por impuesto a las ganancias	2,921	5,593
Depreciación, agotamiento y amortización	3,573	3,163
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(54)	(248)
Costo financiero reconocido en resultados	2,367	2,357
Pozos secos	267	147
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	6	8
Impairment de activos de corto y largo plazo	28	23
Ganancia por valoración de activos financieros	(40)	(58)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	(6)	1
Ganancia por venta de activos	3	1
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(197)	(342)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	(36)	520
Provisiones y contingencias	163	201
Otros conceptos menores	(2)	(6)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(5,298)	(14,290)
Impuesto de renta pagado	(2,756)	(1,963)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	6,015	2,071
Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,616)	(1,631)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,445)	(3,317)
Adquisiciones de intangibles	(214)	(206)
(Compra) venta de otros activos financieros	(163)	750
Intereses recibidos	383	554
Dividendos recibidos	26	104
Ingresos por venta de activos	19	8
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(4,010)	(3,738)
Flujo de efectivo en actividades de financiación		
Captaciones (pagos) de préstamos	2,840	3,561
Pago de intereses	(1,823)	(1,322)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(142)	(125)
Dividendos pagados	(271)	(227)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	604	1,887
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	221	(124)
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	2,831	96
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	12,336	15,401
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	15,167	15,497

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2024	1T 2023
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	4,012	5,660
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,573	3,163
(+/-) Impairment activos a largo plazo	9	0
(+/-) Resultado financiero, neto	2,002	1,506
(+) Provisión impuesto a las ganancias	2,921	5,593
(+) Impuestos y otros	657	616
(+/-) Interés no controlante	1,064	1,304
EBITDA Consolidado	14,238	17,842

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (1T24)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Transmisión de Energía y Vías	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,297	199	1,332	183	1	4,012
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,390	508	325	349	1	3,573
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	5	0	4	0	9
(+/-) Resultado financiero, neto	886	395	(46)	768	(1)	2,002
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,879	38	863	140	1	2,921
(+) Otros Impuestos	281	250	46	81	(1)	657
(+/-) Interés no controlante	(18)	52	297	735	(2)	1,064
EBITDA Consolidado	7,715	1,447	2,817	2,260	(1)	14,238

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 3M 2024	% Participación
Hidrocarburos	601	434	1,035	80.4%
Producción	461	312	773	60.0%
Refinación y Petroquímica	58	30	88	6.8%
Exploración	65	28	92	7.1%
Transporte*	0	63	63	4.9%
Corporativo	18	2	19	1.5%
Transmisión y Vías	0	253	253	19.6%
Transmisión de Energía	0	206	206	16.0%
Vías	0	39	39	3.0%
Telecomunicaciones	0	8	8	0.6%
Total	601	688	1,289	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.

Anexos Ecopetrol S.A.

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

Tabla 7: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	1T 2024	1T 2023	Δ (%)
Nacionales	15,698	19,426	(19.2%)
Exterior	9,634	11,474	(16.0%)
Total ingresos	25,332	30,900	(18.0%)
Costos variables	15,687	19,394	(19.1%)
Costos fijos	3,818	3,748	1.9%
Costo de ventas	19,505	23,142	(15.7%)
Utilidad bruta	5,827	7,758	(24.9%)
Gastos operacionales	978	1,132	(13.6%)
Utilidad operacional	4,849	6,626	(26.8%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,453)	(808)	79.8%
Resultados de participación en compañías	2,243	3,498	(35.9%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5,639	9,316	(39.5%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,627)	(3,656)	(55.5%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	4,012	5,660	(29.1%)
EBITDA	6,941	8,400	(17.4%)
Margen EBITDA	27.4%	27.20%	0.2%

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2024	Diciembre 31, 2023	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	3,913	3,751	4.3%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	30,978	23,772	30.3%
Inventarios	7,044	6,562	7.3%
Activos por impuestos corrientes	7,101	6,657	6.7%
Otros activos financieros	2,994	2,518	18.9%
Otros activos	1,984	1,733	14.5%
Total activos corrientes	54,014	44,993	20.0%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	12	16	(25.0%)
Total activos corrientes	54,026	45,009	20.0%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	80,600	83,667	(3.7%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	475	481	(1.2%)
Propiedades, planta y equipo	31,067	30,346	2.4%
Recursos naturales y del medio ambiente	28,074	27,976	0.4%
Activos por derecho de uso	2,475	2,520	(1.8%)
Intangibles	485	395	22.8%
Activos por impuestos diferidos	7,469	7,017	6.4%
Otros activos financieros	25	28	(10.7%)
Goodwill y otros activos	1,322	1,293	2.2%
Total activos no corrientes	151,992	153,723	(1.1%)
Total activos	206,018	198,732	3.7%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	11,795	11,439	3.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	28,131	14,990	87.7%
Provisiones por beneficios a empleados	2,800	2,713	3.2%
Pasivos por impuestos corrientes	482	864	(44.2%)
Provisiones y contingencias	976	1,105	(11.7%)
Otros pasivos	529	150	252.7%
Total pasivos corrientes	44,713	31,261	43.0%
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	64,599	62,110	4.0%
Provisiones por beneficios a empleados	14,640	14,439	1.4%
Pasivos por impuestos no corrientes	477	462	3.2%
Provisiones y contingencias	12,047	11,766	2.4%
Otros pasivos	303	302	0.3%
Total pasivos no corrientes	92,066	89,079	3.4%
Total pasivos	136,779	120,340	13.7%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	69,239	78,392	(11.7%)
Total patrimonio	69,239	78,392	(11.7%)
Total pasivos y patrimonio	206,018	198,732	3.7%

Tabla 9: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	1T 2024	1T 2023	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	188.0	149.2	45.5%
Asia	217.0	228.9	52.5%
Otros	8.5	25.4	2.0%
Europa	0.0	32.6	0.0%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	5.4	0.0%
Total	413.4	441.5	100.0%

Productos - kbped	1T 2024	1T 2023	% Part.
América Central / Caribe	36.6	25.6	36.9%
Costa del Golfo EE.UU.	35.4	45.2	35.7%
Asia	16.1	16.9	16.2%
América del Sur	5.3	9.8	5.3%
Europa	5.4	5.1	5.4%
Otros	0.4	5.5	0.4%
Total	99.2	108.1	100.0%

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

Tabla 10: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales - kbped	1T 2024	1T 2023	Δ (%)
Crudo	204.2	204.4	(0.1%)
Gas	6.7	4.1	63.4%
Productos	3.2	3.3	(3.0%)
Total	214.1	211.8	1.1%

Importaciones - kbped	1T 2024	1T 2023	Δ (%)
Crudo	71.4	70.9	0.7%
Productos	63.8	80.4	(20.6%)
Diluyente	30.9	28.2	9.6%
Total	148.9	179.6	(17.1%)

Total	363.0	391.4	(7.3%)
--------------	--------------	--------------	---------------

Tabla 11: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Milonga-1	A3	Perdices	Colombia Norte	Hocol 100% (operador)	Seco	29/01/2024
2	Primero	Machin-1ST1	A3	VMM32	VMM	Ecopetrol 51% (Operador)	Seco	22/02/2024

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

* 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.

Indicadores HSE*	1T 2024	1T 2023
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.23	0.17
Incidentes ambientales**	0	1