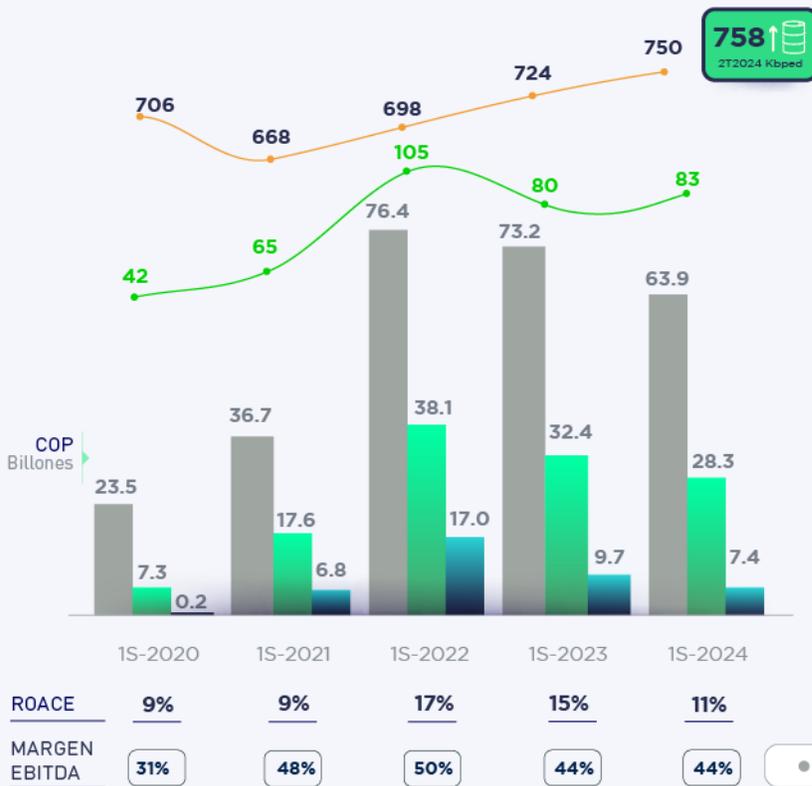


Resultados 2024 SEGUNDO TRIMESTRE

MANTENEMOS UNA SENDA DE CRECIMIENTO OPERACIONAL EN TODOS LOS SEGMENTOS



Escenario 1S-2024 sin factores externos

10.7 BCOP
Utilidad neta

13% ROACE

Factores externos

- Efecto TRM
- Efecto precio Brent
- Efecto inflación y fenómeno El Niño
- Efecto sobretasa impuesto de renta

1.9 BCOP
Eficiencias acumuladas al 1S-2024

1.5 BCOP
Pagado como dividendo a accionistas minoritarios

61%
Disminución del saldo del FEPC* 1S-2024 vs 1S-2023

* Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles

* 1S: primer semestre

Meta de ejecución de inversiones para el año en línea con el Plan financiero 2024 (COP 23-27 billones)*

Energías para la Transición
2T-2024

Gas Natural y GLP

Aportaron el **23%** del total de la producción de hidrocarburos

8 Alternativas en evaluación y consolidación para aportar a los faltantes de gas país

Hidrocarburos
2T-2024

Producción	Transporte	Refinación
758 Kbped (+30 Kbped vs 2T-2023)	1,152 Kbd (+55 Kbd vs 2T-2023)	424 Kbd (-4 Kbd vs 2T-2023)

- Incremento en producción:** Producción más alta en 9 años. El pozo delimitador Uchuva-2 confirma la extensión del descubrimiento de gas en el Caribe Offshore colombiano
- Récord Oleoductos:** Mayor volumen promedio anual de los últimos 5 años (831 kbd/acum)
- Cargas Históricas:** Cargas semestrales históricas en nuestras refinerías, manteniendo alta disponibilidad operacional (96.1%)

Transmisión y vías
2T-2024

Adjudicación

Colombia: Proyecto Conexión Sabanalarga y Planta Fotovoltaica Valledupar I, II & III. Capex ~COP 84 mM.

Brasil: Adjudicación de 24 refuerzos a la red de transmisión - Capex de ~COP 542 mM.

16% de aporte al EBITDA del GE

Acelerando la Transición Energética

<p>Promotor de la transición energética en Colombia</p>	<p>Transferencias a la Nación por 25.6 BCOP 1S-2024</p>	<p>80% de reutilización de agua en la operación</p>	<p>Eficiencia Energética Se alcanzó una optimización del consumo interno de 1.21 PJ en el semestre, superando la meta anual (1.1 *PJ)</p> <p><small>*Petajulios</small></p>	<p>Ovejas (Sucre) 1ª Comunidad Energética Integral de Colombia Producción de 297 KW hora/día con energía fotovoltaica</p>	<p>-1.64 MtCO2e Emisiones de GEI* reducidas de 2020 al 1S-2024</p> <p><small>*Gases efecto invernadero</small></p>
---	--	--	--	--	---



Durante el segundo trimestre de 2024 (2T24) el Grupo Ecopetrol hizo frente a un entorno desafiante, que se mantiene impactado por diversas variables exógenas, como la revaluación del peso colombiano y las presiones inflacionarias. Este escenario ha sido afrontado buscando generar resiliencia mediante la maximización de ahorros en nuestras operaciones, control de costos y mejoras en los precios de realización de nuestros crudos.

Durante el 2T24 Ecopetrol registró ingresos por COP 32.6 billones, un EBITDA de COP 14.1 billones, una utilidad neta de COP 3.4 billones y un margen EBITDA de 43%. Destacamos el pago de dividendos con corte a junio, por COP 1.5 billones que corresponden a la totalidad del pago a nuestros accionistas minoritarios y COP 9.1 billones fueron abonados al pago de dividendos a la Nación, retribuyéndoles la confianza depositada en esta empresa.

Con relación al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), se destaca la proactiva gestión realizada que ha habilitado una sostenida disminución del saldo de la cuenta, que a cierre de junio se encontraba en COP 12.1 billones, un 61% menos que al mismo corte de 2023.

En la línea de negocios de **Hidrocarburos**, para el segundo trimestre del año destacamos la fortaleza operativa de nuestro negocio tradicional, cerrando con una producción de 758 kbped (+30.2), los volúmenes transportados en 1,152 kbd (+54.7) y las cargas de refinación en 424 kbd (-3.4) en comparación con el mismo corte de 2023. Así mismo, quiero resaltar el pozo delimitador Uchuva-2 que confirma la extensión del descubrimiento de gas en el Caribe Offshore aportando información significativa para el desarrollo de esta nueva frontera de producción en el Caribe colombiano, y refuerza el potencial gasífero que se ha previsto en la región.

Estos resultados se soportan en una efectiva **gestión comercial** que nos ha permitido capturar márgenes favorables y nuevas oportunidades de mercado, logrando un fortalecimiento de USD 10.3 USD/BI en los precios de la canasta de crudo en comparación con el mismo corte de 2023. Vale la pena destacar el buen desempeño de nuestra oficina en Houston, Ecopetrol US Trading (EUST) que durante el 2T24 comercializó 14 millones de barriles de crudo y productos, obteniendo un EBITDA de USD 24 millones y una utilidad neta de USD 19

millones, acumulando así para el 1S24 un total de USD 61 millones en EBITDA y USD 48 millones en Utilidad Neta.

En la línea de **Energías para la transición Energética**, con corte a junio logramos una optimización energética acumulada de 1.21 petajulios, cumpliendo anticipadamente la meta de 1.1 petajulios para 2024. Con este resultado, se aporta a la reducción de Gases de Efecto Invernadero con 104,312 toneladas de CO2 equivalente y se estima un ahorro de más de COP 72 mil millones.

Finalmente, en la línea de **Transmisión y Vías**, durante el 2T24, ISA fue adjudicataria de dos contratos privados, el primero para la ejecución del proyecto de conexión Atlántico Photovoltaic, y el segundo contrato, a través de Transelca desarrollará la conexión a la planta fotovoltaica Valledupar I, II y III, en el departamento del Cesar.

En **SosTECnibilidad@**, resaltamos:

El pasado 31 de julio, el ICP (Instituto Colombiano de Petróleo) se transforma en el **lcpet** (Instituto Colombiano de Petróleo y Energías de la Transición) que tendrá la misión de impulsar la transición energética en el país.

En la **dimensión ambiental** destacamos que al cierre del 2T24 se ha logrado reducir 136,408 tCO₂e, con un cumplimiento de 176% con respecto a lo planeado para el primer semestre del año.

En la **dimensión social** destacamos que El Grupo Ecopetrol destinó recursos para la ejecución del Portafolio de Desarrollo Territorial Sostenible por un valor de COP 118,195 millones en el 2T24 y un total de COP 183,988 millones en lo corrido del año, que incluye la inversión social, ambiental y de relacionamiento estratégico como obligatorio.

En el frente de **Gobernanza**, resaltamos el haber logrado por tercer año consecutivo el primer lugar en el ranking general de Merco Talento. Adicionalmente, en el estudio de ambiente laboral de Great Place to Work alcanzamos por primera vez la certificación de Muy Satisfactorio, lo que refleja el excelente trabajo que hacemos con nuestros empleados.

En la agenda de **innovación y tecnología**, se destacan las acciones de Ecopetrol por una operación segura e inteligente, mediante la adopción de la Inteligencia Artificial en la Operación - AIOPS

(Artificial Intelligence for IT Operations), logrando mantener una disponibilidad superior al 95.5% para servicios críticos tecnológicos y optimizar funciones de tecnología de operación e información en la organización.

Continuaremos fortaleciendo las relaciones con todos nuestros grupos de interés, enfocados en la

generación de valor sostenible mientras continuamos avanzando hacia la transición energética.

Ricardo Roa Barragán
Presidente Ecopetrol S.A.

En el 2T24 el Grupo generó una utilidad neta de COP \$3.4 billones, un Ebitda de COP \$14.1 billones con un margen EBITDA de 43%. Los resultados fueron apalancados por un destacado desempeño operativo, reflejado en el incremento en la producción y en los volúmenes transportados, así mismo se mantiene una estabilidad en las cargas a las refinерías. En el trimestre se destaca un efecto positivo por la mejora del diferencial de crudo y el mayor Brent. No obstante, los resultados se vieron impactados por externalidades en variables de mercado.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2024	2T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	32,627	34,300	(1,673)	(4.9%)	63,929	73,154	(9,225)	(12.6%)
Depreciación y amortización	3,594	3,239	355	11.0%	7,046	6,248	798	12.8%
Costos variables	12,020	13,718	(1,698)	(12.4%)	22,841	29,065	(6,224)	(21.4%)
Costos fijos	4,966	4,530	436	9.6%	9,757	8,952	805	9.0%
Costo de ventas	20,580	21,487	(907)	(4.2%)	39,644	44,265	(4,621)	(10.4%)
Utilidad bruta	12,047	12,813	(766)	(6.0%)	24,285	28,889	(4,604)	(15.9%)
Gastos operacionales y exploratorios	2,512	2,314	198	8.6%	4,948	4,670	278	6.0%
Utilidad operacional	9,535	10,499	(964)	(9.2%)	19,337	24,219	(4,882)	(20.2%)
Ingresos (gastos) financieros, neto	(2,090)	(2,044)	(46)	2.3%	(4,092)	(3,549)	(543)	15.3%
Participación en resultados de compañías	189	155	34	21.9%	386	497	(111)	(22.3%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	7,634	8,610	(976)	(11.3%)	15,631	21,167	(5,536)	(26.2%)
Provisión impuesto a las ganancias	(3,234)	(3,336)	102	(3.1%)	(6,154)	(8,929)	2,775	(31.1%)
Utilidad neta consolidada	4,400	5,274	(874)	(16.6%)	9,477	12,238	(2,761)	(22.6%)
Interés no controlante	(1,024)	(1,187)	163	(13.7%)	(2,090)	(2,490)	400	(16.1%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,376	4,087	(711)	(17.4%)	7,387	9,748	(2,361)	(24.2%)
EBITDA	14,052	14,585	(533)	(3.7%)	28,291	32,427	(4,136)	(12.8%)
Margen EBITDA	43.1%	42.5%	-	0.6%	44.3%	44.3%	-	0.0%

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 2T24 disminuyeron -4.9% versus 2T23, equivalentes a una variación de COP -1.7 billones, totalizando ingresos por COP 32.6 billones, como resultado neto entre:

- Efecto cambiario negativo en los ingresos (COP -3.3 billones), por menor tasa de cambio promedio.
- Menor volumen de ventas (COP -0.4 billones, -10.4 kbped), por: i) menores ventas de productos principalmente por disminución de la demanda nacional de gasolinas, ii) menor nivel de operaciones de compra y venta con terceros, iii) mayor volumen de cargamentos de crudo en tránsito (-9.2 kbped), que fueron negociados bajo la modalidad DAP (*Delivery At Place*), lo anterior fue parcialmente compensado con iv) mayor nivel de producción, principalmente en Permian y v) mayores ventas de destilados medios en el mercado nacional.
- Disminución de los ingresos por servicios (COP -0.1 billones), principalmente por la revaluación del peso colombiano frente a otras monedas en regiones donde opera ISA.
- Mayor precio promedio ponderado de venta principalmente de crudos de +5.2 USD/BI (COP +2.1 billones), por mayor precio de referencia Brent y fortalecimiento del diferencial negociado de crudos versus Brent, lo anterior compensa en parte con deterioro del diferencial de productos refinados.

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)
Destilados Medios	189.4	170.1	11.3%	183.3	170.5	7.5%
Gasolinas	126.2	143.7	(12.2%)	130.8	147.7	(11.4%)
Gas Natural	86.7	88.9	(2.5%)	86.4	89.7	(3.7%)
Industriales y Petroquímicos	18.1	19.9	(9.0%)	18.5	21.1	(12.3%)
GLP y Propano	15.4	18.6	(17.2%)	15.9	18.8	(15.4%)
Crudo	0.0	2.6	(100%)	0.0	2.3	(100.0%)
Combustóleo	0.1	0.2	(50.0%)	0.1	0.3	(66.7%)
Total Volúmenes Locales	435.9	444.0	(1.8%)	435.0	450.6	(3.5%)
Volumen de Exportación - kbped	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)
Crudo	428.5	431.1	(0.6%)	421.0	436.3	(3.5%)
Productos	109.1	113.3	(3.7%)	104.2	110.7	(5.9%)
Gas Natural*	14.1	9.6	46.9%	13.4	8.8	52.3%
Total Volúmenes de Exportación	551.7	554.0	(0.4%)	538.5	555.7	(3.1%)
Total Volúmenes Vendidos	987.6	998.0	(1.0%)	973.5	1,006.3	(3.3%)

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

El total de volumen vendido durante el 2T24 ascendió a 987.6 kbped, 1% menor frente al 2T23, como resultado principalmente de un menor volumen de ventas nacionales.

Las ventas en Colombia, que representaron el 44% del total, mostraron una disminución de 1.8% (-8.1 kbped) versus 2T23, debido principalmente a:

- Disminución del 12.2% (-17.5 kbped) en ventas de gasolina explicado por menor demanda nacional asociada a incremento de precios.
- Disminución del 2.5% (-2.2kbped) en ventas de gas explicado por finalización de contratos con terceros y los eventos operativos de los clientes.

- Disminución del 17.2% (-3.2 kbped) en ventas de GLP por menores cantidades ofertadas, principalmente por Cusiana y Cupiagua dada la declinación natural de los campos.
- Incremento del 11.3% (+19.3 kbped) en ventas de destilados medios explicado por mayor demanda nacional asociada a generación térmica y requerimientos de quemadores industriales.
- No hubo ventas de Crudo Nacional por priorización de entrega de crudo a la refinería de Barrancabermeja.

Las ventas internacionales, que representaron el 56% del total, evidenciaron una disminución del 0.4% (-2.3 kbped) en el 2T24 versus el 2T23, debido a:

- Disminución del 3.7% (-4.2 kbped) en productos debido a: menores exportaciones de diésel por priorización de abastecimiento del mercado nacional.
- Disminución del 0.6% (-2.6 kbped) en exportación de crudos debido a mayor volumen de cargamentos de crudo en Tránsito que fueron negociados bajo la modalidad DAP (Delivery At Place) y cuyo ingreso se reflejará en el siguiente trimestre, compensado parcialmente por la mayor producción comercializada.
- Aumento del 46.9% (+4.5 kbped) en Ventas de Gas Natural por éxito en campaña de perforación en el Permian.

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

USD/BI	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)
Brent	85.0	77.7	9.4%	83.5	79.9	4.5%
Canasta de Venta de Gas	27.1	28.4	(4.6%)	27.7	29.0	(4.5%)
Canasta de Venta de Crudo	78.7	68.4	15.1%	76.2	68.8	10.8%
Canasta de Venta de Productos	91.4	89.2	2.5%	92.0	94.4	(2.5%)

Crudos: En el 2T24 versus 2T23, se observó un fortalecimiento de 10.3 USD/BI en los precios de la canasta de crudo pasando de 68.4 USD/BI a 78.7 USD/BI. El indicador del crudo incrementó principalmente por mejores condiciones de mercado como: i) el conflicto de Medio Oriente, ii) firmes expectativas en torno a la demanda por la temporada de alta conducción de verano (driving season) del hemisferio norte y iii) a pesar de la recuperación lenta de China, hay un aumento de demanda de crudos donde las cargas de refinerías llegarán al pico más alto entre julio y agosto. Adicionalmente, las sinergias generadas entre las tres oficinas comerciales (Colombia, EE.UU. y Singapur) permitieron aprovechar oportunidades de mercado, que contribuyeron al mejor precio de venta de la canasta de crudo

Productos Refinados: En el 2T24 versus 2T23, la canasta de venta de productos se fortaleció en 2.2 USD/BI, pasando de 89.2 USD/BI a 91.4 USD/BI, explicado por el fortalecimiento del Brent en 7.3 USD/BI y parcialmente impactado por caída en los indicadores internacionales de precios, especialmente de gasolina debido a un mayor suministro en la cuenca del Atlántico generado por la entrada en operación de la refinería de Dangote en Nigeria que está reduciendo las importaciones de gasolina desde Europa, generando así un mayor excedente en dicha cuenca.

Gas Natural: El precio de las ventas de gas se debilitó 1.3 USD/BPE, pasando de 28.4 USD/ BPE a 27.1 USD/ BPE debido principalmente a la indexación de precios al Índice de Precios al Productor (IPP) de EE.UU.

Programa de Coberturas: Durante el 2T24 se continuó con la ejecución de coberturas tácticas con volúmenes cubiertos que ascendieron a 4.90 mmbbls sobre indicador, correspondientes a exportaciones de crudo. Adicional a esto, por parte de nuestra oficina comercial en Singapur – Ecopetrol Trading Asia (ECPTA), se ejecutaron coberturas tácticas para 5.84 mmbbls sobre diferentes indicadores.

Costo de Ventas

El costo de ventas presentó una disminución de -4.2% equivalente a COP -0.9 billones en el 2T24 versus 2T23. A continuación, los hechos más relevantes que se presentaron en cada componente del costo:

Costos Variables

Los costos variables presentaron una disminución de -12.4% equivalente a COP -1.7 billones en el 2T24 frente al 2T23, explicado por:

- Disminución en el valor de las compras de crudo, gas y productos (COP -0.9 billones), como resultado combinado entre: i) efecto positivo por menor tasa de cambio promedio (COP -1.4 billones), ii) disminución del volumen comprado (COP -0.6 billones, -13.5 kbped), principalmente de crudo con destino a operaciones de compra y venta con terceros dadas las menores oportunidades de margen comercial y iii) mayor precio promedio ponderado de compras de +5.7 USD/BI (COP +1.1 billones).
- Fluctuación de inventarios (COP -0.8 billones), por i) mayor valoración de inventarios de crudo y productos refinados dado el incremento de los precios de referencia Brent del 2T24 versus 2T23 y ii) incremento en los niveles de inventarios, principalmente de crudos por menor consumo en refinerías proveniente de importaciones, así como el incremento en las exportaciones de crudo en tránsito.

Costos Fijos

Aumento de +9.6% equivalente a COP +0.4 billones en el 2T24 frente al 2T23, por: i) incremento de los costos de mantenimiento y de apoyo a la operación en campos, por mayor ejecución de actividades, efecto inflacionario en las tarifas de contratos y mayor operación en Permian, ii) mayor actividad de construcción de ISA en Brasil y iii) mayor costo laboral, por incremento salarial frente al año anterior y mayor planta de personal. 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 +11.1% equivalente a COP +0.4 billones en el 2T24 frente al 2T23, 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 8.6%, equivalente a COP +0.2 billones frente al 2T23, principalmente por mayor baja de activos exploratorios, donde se destaca la baja del activo Orca-1 en Ecopetrol considerando que los volúmenes no son viables para un desarrollo comercial.

Resultado Financiero (No Operacional)

Incremento en el gasto financiero (no operacional) en 2T24 en +2.3% equivalente a COP +46 mil millones frente al 2T23, como resultado neto de:

- Incremento en el costo financiero dado el mayor nivel de endeudamiento y mayores tasas de interés, que se compensó con la menor TRM (COP + 89 mil millones).
- Disminución en los rendimientos y valoración del portafolio de inversión (COP +59 mil millones).
- Disminución de otros gastos financieros (COP -102 mil millones) principalmente por efecto de menor inflación que afecta las deudas indexadas a este indicador, en las compañías de ISA ubicadas en Brasil, Chile y Colombia.

Impuesto a las Ganancias

La **Tasa Efectiva de Tributación** para el 2T24 se ubicó en 42.4% frente al 38.6% de 2T23. El incremento se debe principalmente a la actualización en la sobretasa del 10% al 15% del año 2024, dado el incremento en los precios del Brent. El recálculo del 1S24 se incluyó en el 2T24.

En mayo de 2024, la Corte Constitucional decidió mantener en firme el fallo que declaró inconstitucional el artículo 19 de la Ley de Reforma Tributaria que prohíbe tomar como deducibles las regalías. La Corte Constitucional resolvió no considerar el incidente de impacto fiscal que presentó el Ministerio de Hacienda. No obstante, el Gobierno Nacional radicó un recurso de insistencia establecido en la normatividad, el cual, a la fecha de emisión de este reporte no ha sido fallado por la Honorable Corte. El Grupo Ecopetrol continuará expectante de las decisiones tomadas por la Corte Constitucional con el fin de evaluar los efectos que pueda tener sobre los resultados financieros.

Estado de Situación Financiera

Los activos del Grupo Ecopetrol disminuyeron el 2T24 vs el 1T24 en COP -2.4 billones vs el 1T24 principalmente por:

- Disminución en las cuentas por cobrar (COP -9.5 billones), en su mayor parte por el pago recibido del FEPC por COP -13.0 billones vs la acumulación de la causación del 2T24 por COP +2.3 billones y el aumento de cuentas por cobrar a clientes exterior y concesiones (COP +1.2 billones).
- Disminución de efectivo y equivalentes (COP -1.9 billones) dado el flujo de financiación con el pago de dividendos, el flujo de inversión con el CAPEX compensado con el efecto positivo en el flujo de operación por el pago del FEPC.
- Aumento en la propiedad planta, equipo, recursos naturales e intangibles (COP +5.7 billones), por el efecto neto entre mayor CAPEX, el efecto de conversión y la depreciación.
- Aumento en impuestos (+COP 1.8 billones), por actualización del impuesto diferido compensado parcialmente con cruces de anticipos de impuestos corrientes.
- Aumento de inventarios (+COP 0.6 billones), por mayores tránsitos de crudo en el periodo y menor salida de derivados por baja en la demanda.

En cuanto a los pasivos, disminuyeron en COP -8.1 billones durante el 2T24 vs el 1T24, mayormente asociado a:

- Disminución en las cuentas por pagar por: i) dividendos pagados (COP 12.2 billones) por Ecopetrol e ISA principalmente y ii) compensaciones de retención en la fuente (COP 1.2 billones) parcialmente mitigado con iii) incremento en el saldo de la deuda (COP 6.3 billones), por el efecto de conversión dado el incremento de la tasa de cambio.

El patrimonio total del Grupo al cierre del trimestre fue de COP 98.9 billones. El patrimonio atribuible a los accionistas de Ecopetrol fue de COP 73.7 billones, con un aumento de COP 5.7 billones frente a marzo de 2024, como resultado principalmente las utilidades generadas durante el periodo y movimientos en otros resultados integrales por los efectos de conversión.

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

El 21 de marzo de 2024, Refinería de Cartagena S.A.S. 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. Dada la sanción del plan mencionado, Refinería de Cartagena 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. Así mismo, por orden judicial de la Corte de Distrito de Ámsterdam de 21 de marzo de 2024, derivada de un proceso judicial de reestructuración ante dicha jurisdicción, 75,000 acciones preferenciales redimibles Serie B sin derecho a voto (las "Acciones Preferenciales Serie B") de McDermott International Ltd. (en adelante, "McDermott" o la "Compañía") fueron emitidas a favor de Refinería de Cartagena.

Las Acciones Preferenciales Serie B tienen prioridad sobre las acciones ordinarias y están en igualdad de condiciones en lo que respecta a dividendos y pagos en caso de liquidación con las Acciones Preferentes Serie A. Tienen derecho a dividendos trimestrales acumulativos.

El titular de las Acciones Preferentes Serie B también puede exigir que se conviertan todas las Acciones Preferenciales Serie B en cualquier momento a partir del 30 de junio de 2028 en acciones ordinarias que representen hasta el 19.9% de la participación en la Compañía, sujeto a ajustes de conformidad con ciertas disposiciones anti-dilución.

Las Acciones Preferentes Serie B están sujetas a requisitos de redención obligatorios en caso de liquidación o cambio de control de la Compañía y otros eventos similares. Al 30 de junio de 2024, Refinería de Cartagena S.A.S. se encuentra en proceso de efectuar la determinación del valor razonable de las acciones. El reconocimiento de estas acciones preferentes tendrá como principal efecto en los estados financieros la disminución del valor de la propiedad, planta y equipo.

Flujo de Caja, Deuda y FEPC

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2024	2T 2023	6M 2024	6M 2023
Efectivo y equivalentes inicial	15,167	15,497	12,336	15,401
(+) Flujo de la operación	17,071	3,139	23,084	5,209
(-) CAPEX	(4,628)	(5,554)	(8,901)	(10,708)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	(522)	486	(685)	1,237
(+) Otras actividades de inversión	625	563	1,052	1,229
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	(2,790)	107	(1,915)	2,221
(-) Pagos de dividendos	(11,922)	(2,334)	(12,192)	(2,561)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	251	(567)	473	(691)
(-) Restitución de capital	(15)	(12)	(15)	(12)
Efectivo y equivalentes final	13,237	11,325	13,237	11,325
Portafolio de inversiones	2,702	1,629	2,702	1,629
Caja total	15,939	12,954	15,939	12,954

Flujo de Caja

Al cierre del 2T24, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 15.9 billones (38% COP y 62% USD). Durante el 2T24 el principal movimiento que generó liquidez para el Grupo fue el proveniente del flujo de la operación por COP 17.1 billones, asociado al recaudo del FEPC, con una mejora en el capital de trabajo. Las principales salidas de efectivo en el periodo fueron: i) el pago de dividendos de Ecopetrol decretados en la Asamblea General de Accionistas del mes de marzo, ii) los desembolsos de CAPEX, realizados principalmente en Ecopetrol y sus filiales Permian, ISA y CENIT, y iii) el pago de los intereses de la deuda.

Deuda

Al cierre de junio de 2024, el saldo de la deuda en el estado de situación financiera es de COP 115 billones, equivalentes a USD 27,729 millones (la deuda consolidada de Grupo ISA aporta USD 7,960 millones), con un incremento de COP 6.3 billones frente a 1T24, principalmente por el efecto de la devaluación del peso frente al dólar en el segundo trimestre de 2024. El indicador Deuda Bruta/EBITDA al cierre de junio de 2024 fue de 2.0 veces, dentro del rango fijado en la estrategia 2040 del Grupo Ecopetrol. La relación Deuda/Patrimonio al cierre de junio de 2024 es de 1.16 veces.

FEPC

Al cierre de junio de 2024 la cuenta por cobrar al FEPC asciende a COP 12.1 billones, con una disminución de COP 10.6 billones frente al primer trimestre de 2024, explicado principalmente por los pagos recibidos por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público por COP 12.9 billones, correspondientes a los trimestres I y II de 2023.

Eficiencias

En 2024 el Grupo Ecopetrol continúa materializando su estrategia integral de eficiencias y competitividad con un aporte de COP 1.9 billones al 1S24. A continuación, se resumen las principales acciones:

Acciones enfocadas en mejorar el EBITDA del Grupo, las cuales han alcanzado un valor de COP 1.3 billones, concentradas en:

- Las estrategias de captura de márgenes e ingresos desplegadas por nuestra área comercial, de refinación y producción que al 2T24 sumaron COP 653.7 mil millones.
- Captura de sinergias en la cadena de hidrocarburos optimizando ingresos y costos en el uso de infraestructura de transporte por el orden de COP 300 mil millones.
- Las estrategias para optimizar el costo y consumo de energía aportaron COP 163.4 mil millones donde se destaca la optimización en las tarifas de autogeneración, principalmente en Rubiales, Caño Sur y Cantagallo, y la optimización en el consumo de energía, principalmente por la instalación de tecnologías (bombas de alta eficiencia y motores de imán permanente) más eficientes en sistemas de levantamiento artificial, Casabe y Ocelote y el plan de masificación de tecnologías más eficientes en sistemas de levantamiento artificial, las cuales sumadas a iniciativas en mantenimiento de subsuelo y superficie redujeron en 0.44 USD/BI el costo de levantamiento.
- Las iniciativas con foco en la optimización de costos de las áreas corporativas y de soporte, cuya contribución al resultado es de COP 91.2 mil millones.

Acciones enfocadas en optimizar el costo de las inversiones en proyectos (eficiencias en CAPEX) han alcanzado un valor de COP 0.6 billones:

Las estrategias de eficiencia en inversiones se han dado principalmente en las campañas de perforación y completamiento destacándose Castilla, Acacias, Caño Sur, Rubiales y Permian mediante la implementación de tecnologías e iniciativas de optimización de diseño e ingeniería 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 Millones (USD) Negocio	Total 6M 2024		% Participación
	MUSD	BCOP Equivalente	
Hidrocarburos*	1,763	6.9	68%
Energías para la Transición**	320	1.3	12%
Transmisión y Vías	533	2.1	20%
TOTAL	2,616	10.3	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: 3,920.48.

** Incluye inversiones en gas y GLP

Al cierre del 2T24 el Grupo Ecopetrol realizó inversiones por USD 2,616 millones (COP 10.3 billones) registrando un crecimiento frente al trimestre anterior de 2.9%. Las inversiones del Grupo Ecopetrol se realizaron principalmente en Colombia equivalentes al 59% y el restante 41% a nivel internacional, principalmente en Estados Unidos (20%) y Brasil (11%).

Hidrocarburos

La línea de hidrocarburos representó el 68% del total de las inversiones del Grupo con USD 1,763 millones (COP 6.9 billones). En actividades de Exploración y Producción se destinaron USD 1,397 millones (COP 5.5 billones) sin incluir inversiones en gas ni proyectos de eficiencia energética, principalmente en el departamento del Meta en los campos Rubiales, Castilla, Caño Sur, CPO09 y Chichimene y a nivel internacional en la cuenca de Permian en Estados Unidos.

En el segmento de Refinación se han destinado USD 202 millones (COP 0.8 billones) para garantizar la continuidad operativa de las refinerías (disponibilidad del 96.1%), enfocadas principalmente en mantenimientos programados y paradas de planta en ambas refinerías y proyectos de cumplimiento normativo como Control Emisiones SOX y Línea Base de calidad de combustibles en la Refinería de Barrancabermeja.

En el segmento de transporte, las inversiones fueron de USD 131 millones (COP 0.5 billones) principalmente enfocadas en actividades para cruzar obstáculos que se presentan en el trazado del oleoducto o poliducto (actividades de cruces), reparaciones mecánicas y geotécnica para garantizar la continuidad operativa de los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos.

Energías para la Transición

En la línea de Energías para la Transición, se han invertido USD 320 millones (COP 1.3 billones) que representan el 12% del total de inversiones del Grupo Ecopetrol. El 85% de estas inversiones se destinó para el crecimiento de gas por USD 272 millones (COP 1.1 billones) principalmente en el bloque Tayrona en la costa afuera del Caribe colombiano y en el departamento de Casanare. Además, se realizaron inversiones por USD 48 millones (COP 0.2 billones) destinados principalmente a proyectos de eficiencia energética y energías renovables.

Transmisión y Vías

Al cierre del 2T24 se realizaron inversiones por USD 533 millones (COP 2.1 billones) en la línea de Transmisión y Vías ejecutadas por ISA, que representan el 20% del total de inversiones del Grupo Ecopetrol, concentradas en el negocio de transmisión de energía (80%) en Brasil, Perú, Chile y Colombia, seguidas por Vías con una participación de 18% y el 2% restante en el negocio de Telecomunicaciones.

SosTECnibilidad®

El Grupo Ecopetrol ha destinado en lo corrido del año para sus líneas de negocio USD 249 millones (COP 1.0 billones) que incluye inversiones 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 2T24 en términos de actividad se tuvieron los siguientes avances:

Colombia Costa Afuera:

- La perforación del pozo delimitador Uchuva-2, operado por Petrobras con una participación del 55.56% de Ecopetrol, confirmó la extensión del descubrimiento de gas, realizado en 2022 con la perforación del pozo Uchuva-1. El pozo Uchuva-2 está ubicado en el Bloque Tayrona, aproximadamente a 31 km de la

costa, y su perforación se da a 804 metros de profundidad de tabla de agua. Los volúmenes de gas de este proyecto contribuirán con el abastecimiento de gas del mercado nacional

- Preparación de los pozos Komodo-1 ubicado en el bloque COL-1 y Buena Suerte-1 ubicado en el bloque Tayrona, de los cuales se espera inicie de perforación entre el 4T24 y 1T25;
- Evaluación del descubrimiento Orca Norte-1, con el objetivo de incorporar la información de los resultados del pozo, con los 2 nuevos reservorios, para eventualmente diseñar un nuevo plan de desarrollo y definir su viabilidad comercial
- Definición de las premisas técnicas y comerciales para el desarrollo de los descubrimientos Gorgon y Glaucus.

Colombia tierra firme:

- Finalización la perforación de 2 pozos: i) Toritos Norte-1, ubicado en el bloque LLA123, en el departamento del Meta, 50% Geopark (operador) y 50% Hocol, actualmente en evaluación y ii) Rocoto-1HZ, ubicado en el bloque Fortuna, en el departamento del Cesar, 80% Parex (Operador) y 20% Ecopetrol, en el cual no se encontraron manifestaciones comerciales de hidrocarburos.
- Continuación de la perforación del pozo Arantes-1 ST2, 50% Parex (operador) y 50% Ecopetrol, con objetivo de gas, ubicado en el bloque Llanos 122, en el departamento de Casanare.
- Inició la perforación de 3 pozos: i) Guamal Profundo-1, ubicado en el bloque CPO-9, en el departamento del Meta, 55% de Ecopetrol (operador) y 45% Repsol; ii) Floreña N18, ubicado en el bloque Piedemonte, en el Departamento de Casanare, 100% de Ecopetrol, el cual tiene como objetivo comprobar la acumulación de gas condensado y; iii) Toritos-2 ubicado en el bloque LLA123, en el Departamento del Meta, 50% Geopark (operador) y 50% Hocol.
- Suscripción de los Otrosí a los contratos; Llanos-4-1, Llanos 16-1 y Llanos-121, entre la ANH, Parex y Ecopetrol con el objeto de formalizar la cesión parcial de intereses (50% Parex, 50% Ecopetrol) y definir a Parex como operador, según acuerdo anunciado el trimestre anterior para desarrollar actividades de exploración, especialmente gas, en el Piedemonte Norte incluyendo los departamentos de Casanare, Boyacá y Santander del Norte. Con esta alianza las dos compañías esperan ampliar la oferta de gas en el mediano plazo.

Ámbito internacional:

- Inició la perforación del pozo Pau Brasil-1 por parte del consorcio conformado por BP (50%) como operador, CNOOC (30%) y Ecopetrol (20%) el cual tiene como objetivo la evaluación de prospectividad de hidrocarburos líquidos en el play presal de la cuenca Santos, costa afuera Brasil, se espera que finalice perforación en el 3T24.

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

- En el Valle Medio del Magdalena se finalizó el registro de la sísmica Yacopí 3D (193.4 Km²). Con este ya son dos programas sísmicos finalizados este año, para un total de 294.4 Km² registrados en la cuenca, con los que se espera evaluar la prospectividad del área.
- Hocol y el socio Geopark se encuentran en el procesamiento de los datos adquiridos en los programas sísmicos LLA 104 3D (281 km²) y LLA 86 3D (353 km²) en la cuenca de los Llanos Orientales, adicionalmente Hocol adelanta la adquisición del programa sísmico COR9 3D (83 km²) en la cuenca del Valle Superior del Magdalena.

Producción

Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)
Crudo	495.6	498.7	(0.6%)	493.2	497.6	(0.9%)
Gas Natural	121.3	127.8	(5.1%)	120.8	128.4	(5.9%)
Total Ecopetrol S.A.	617.0	626.5	(1.5%)	613.9	626.0	(1.9%)
Crudo	17.9	17.0	5.3%	17.9	17.1	4.7%
Gas Natural	17.6	18.1	(2.8%)	17.8	18.5	(3.8%)
Total Hocol	35.5	35.0	1.4%	35.7	35.6	0.3%
Crudo	6.5	6.7	(3.0%)	7.6	6.0	26.7%
Gas Natural	0.9	1.1	(18.2%)	0.9	1.0	(10.0%)
Total Ecopetrol America	7.4	7.8	(5.1%)	8.5	7.0	21.4%
Crudo	59.5	33.7	76.6%	54.4	31.2	74.4%
Gas Natural	38.8	25.0	55.2%	37.0	23.9	54.8%
Total Ecopetrol Permian	98.2	58.7	67.3%	91.4	55.1	65.9%
Crudo	579.5	556.0	4.2%	573.1	551.9	3.8%
Gas Natural	178.6	172.0	3.8%	176.5	171.8	2.7%
Total Grupo Ecopetrol	758.2	728.0	4.1%	749.6	723.7	3.6%

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 redondeadas.

Nota 3: *Business Collaboration Agreement* (BCA) pozo Arauca-8 (50% Ecopetrol y 50% Parex). Ecopetrol tiene el 100% de la titularidad en el Convenio Arauca suscrito con la ANH.

En 2T24 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 758.2 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped), de los cuales Ecopetrol S.A. aportó 617.0 kbped y las filiales 141.2 kbped. Los campos con tecnología de recobro mejorado aportaron cerca del 41% de la producción del Grupo Ecopetrol.

En comparación con el 2T23 se logró un incremento de +30.2 kbped a través de: i) crecimiento de producción en filiales principalmente en Permian por desarrollo de Delaware y nuevos pozos en el área de Brunson (+39.5 kbped), ii) aporte de recobro secundario y terciario por inyección de agua (+13.5 kbped), iii) producción incremental en campos como Caño Sur, CPO09 y Floreña principalmente (+12.1 kbped), iv) mejor comportamiento de la producción básica (+6.0 kbped), lo anterior compensó: i) los impactos por declinación propia de los campos y por la cláusula de precios altos (-34.6 kbped) y ii) las menores ventas de gas por eventos operativos en térmicas y menor demanda de GLP (-6.3 kbped).

En el 2T24 se perforaron y completaron 124 pozos, aumentando un 11% frente al mismo periodo de la vigencia anterior con un promedio de ocupación de 23 equipos de perforación activos.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento - Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	12.11	10.08	20.1%	12.08	9.41	28.4%	24.5%
Costo de Dilución**	5.38	4.44	21.2%	5.40	4.66	15.9%	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías.

** Calculado con base en barriles vendidos.

Costo de Levantamiento 2T23 vs 2T24

Comparado con el 2T23, el costo de levantamiento aumentó 2.03 USD/BI de los cuales +1.86 USD/BI corresponden a factores externos como inflación, fenómeno de “El Niño” y menor tasa de cambio promedio:

Efecto inflación y fenómeno de “El Niño” (+0.48 USD/BI) mayor costo de energía eléctrica y aumento de tarifas en servicios de soporte a la operación asociados a efectos externos como el fenómeno de “El Niño” e inflación.

Efecto Costo (+0.63 USD/BI): i) mayores volúmenes requeridos principalmente de energía y tratamiento químico dada la mayor producción ii) incremento en actividad en servicios de mantenimiento de superficie y subsuelo.

Efecto por tasa de cambio (+1.38 USD/BI): Impacto de la revaluación promedio frente al dólar en -506 pesos/dólar, pasando de 4,432 a 3,926 pesos/dólar.

Efecto Volumen (-0.46 USD/BI): Mayores niveles de producción.

Comparado con el 1S23, el costo de levantamiento aumentó 2.67 USD/BI de los cuales +2.39 USD/BI corresponden a factores externos como inflación, fenómeno de “El Niño” y menor tasa de cambio promedio:

Efecto inflación y fenómeno de “El Niño” (+0.62 USD/BI) mayor costo de energía eléctrica y aumento de tarifas en servicios de soporte a la operación asociados a efectos externos como el fenómeno de “El Niño” e inflación.

Efecto por tasa de cambio (+1.77 USD/BI): Efecto cambiario negativo por menor tasa de cambio promedio, pasando de 4,595 a 3,920 pesos/dólar.

Efecto Costo (+0.74 USD/BI): i) mayores volúmenes requeridos principalmente de energía y tratamiento químico dada la mayor producción ii) incremento en actividad en servicios de mantenimiento de superficie y subsuelo.

Efecto Volumen (-0.46 USD/BI): Incremento de producción dada la buena gestión operativa.

Costo de Dilución

El costo de dilución acumulado 1S24 se situó en 5.40 USD/BI, aumentando 0.74 USD/BI versus el 1S23, explicado principalmente por:

Efecto Tasa de cambio (+0.79 USD/BI): Impacto de la revaluación del peso frente al dólar en -675 pesos/dólar.

Efecto costo (+0.20 USD/BI): Mayor precio de compra de nafta (+3.7 USD/BI) asociado al incremento 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 para las dietas de las refinerías.

Efecto Volumen (-0.25 USD/BI): Mayores barriles de crudo comercializados en el segmento dada la mayor producción y cargas en las refinerías.

2T24 vs 2T23

El costo de dilución del 2T24 se situó en 5.38 USD/BI, aumentando 0.93 USD/BI versus 2T23, explicado principalmente por:

Efecto Tasa de Cambio (+0.61 USD/BI): Impacto de la revaluación del peso frente al dólar en -506 pesos/dólar.

Efecto costo (+0.53 USD/BI): Mayor precio de compra de nafta (+7.64 USD/BI) asociado al incremento en el indicador de referencia Brent y a mayor volumen de diluyente requerido (+6.89 KB) para la operación de los campos de crudo pesado y extrapesado y en las dietas de las refinerías.

Efecto Volumen (-0.21 USD/BI): Mayores barriles de crudo comercializados en el segmento dada la mayor producción y las cargas en las refinerías.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	2T 2024	2T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	21,499	19,509	1,990	10.2%	40,215	40,135	80	0.2%
Depreciación, amortización y agotamiento	2,517	2,047	470	23.0%	4,894	3,882	1,012	26.1%
Costos variables	8,091	7,407	684	9.2%	14,698	15,041	(343)	(2.3%)
Costos fijos	3,404	3,370	34	1.0%	6,642	6,594	48	0.7%
Costo de ventas	14,012	12,824	1,188	9.3%	26,234	25,517	717	2.8%
Utilidad bruta	7,487	6,685	802	12.0%	13,981	14,618	(637)	(4.4%)
Gastos operacionales y exploratorios	1,644	1,401	243	17.3%	3,105	2,775	330	11.9%
Utilidad operacional	5,843	5,284	559	10.6%	10,876	11,843	(967)	(8.2%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,074)	(814)	(260)	31.9%	(1,960)	(903)	(1,057)	117.1%
Resultados de participación en compañías	6	7	(1)	(14.3%)	17	12	5	41.7%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	4,775	4,477	298	6.7%	8,933	10,952	(2,019)	(18.4%)
Provisión impuesto a las ganancias	(2,455)	(2,539)	84	(3.3%)	(4,334)	(6,352)	2,018	(31.8%)
Utilidad neta consolidada	2,320	1,938	382	19.7%	4,599	4,600	(1)	(0.0%)
Interés no controlante	21	24	(3)	(12.5%)	40	53	(13)	(24.5%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	2,341	1,962	379	19.3%	4,639	4,653	(14)	(0.3%)
EBITDA	8,661	7,598	1,063	14.0%	16,376	16,264	112	0.7%
Margen EBITDA	40.3%	38.9%	-	1.4%	40.7%	40.5%	-	0.2%

Los **ingresos** del 2T24 comparados con el 2T23 aumentaron principalmente por mayor precio Brent y mayores volúmenes vendidos a Refinería de Cartagena y al exterior, dada la mayor producción de crudo; lo anterior compensado parcialmente por una menor tasa de cambio promedio.

El **costo de ventas** del 2T24 frente al 2T23 aumentó debido al efecto neto entre:

- Mayor costo de compras de crudos e importación de nafta, generado principalmente por mayor volumen y precio.
- Mayor ejecución de costos por: i) efecto inflacionario sobre las tarifas de materiales y equipos para intervenciones a pozo y tratamiento químico, ii) incremento en tarifas y actividad en servicios de mantenimiento de superficie y subsuelo, iii) mayor consumo de energía eléctrica y tratamiento químico, asociado a una mayor producción y iv) impactos asociados al fenómeno de “El Niño” que afectan las tarifas de energía eléctrica.
- Mayores volúmenes transportados y menores ciclos contingentes de reversión en el Oleoducto Bicentenario.
- Lo anterior compensado por el efecto de la menor TRM promedio.

Los **gastos operacionales y exploratorios** del 2T24 comparados con el 2T23 aumentaron principalmente por la baja de activos exploratorios y por una mayor ejecución de sísmica.

El **resultado financiero** (no operacional) del 2T24 frente al 2T23 presentó un mayor gasto principalmente por: i) incremento en la diferencia en cambio, ii) menores rendimientos del portafolio de inversiones y iii) mayor gasto por intereses generado por el aumento en el costo de la deuda.

1.2 Transporte y Logística

Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)
Crudo	848.9	795.4	6.7%	831.2	789.7	5.3%
Productos	303.5	302.3	0.4%	304.2	304.3	(0.0%)
Total	1,152.4	1,097.7	5.0%	1,135.4	1,094.0	3.8%

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 2T24 fue de 1,152.4 kbd, registrando un aumento de 54.7 kbd frente al 2T23. Igualmente, para el 1S24 el volumen total transportado aumentó en 41.4 kbd frente al 1S23.

Crudos: Los volúmenes transportados aumentaron un 6.7% en 2T24 frente a 2T23 y un 5.3% en 1S24 comparado con 1S23, como resultado de: i) incremento de la producción país, principalmente en la zona Llanos, ii) mayores entregas de crudo Castilla Norte en la refinería de Barrancabermeja, iii) normalización en la operación de transporte en el Oleoducto Caño Limón Coveñas (OCLC) desde el inicio del 2T24, en contraste con la situación de contingencia operativa en 2T23 debido a afectaciones por parte de terceros al oleoducto y iv) mayor requerimiento de Nafta por parte de Ecopetrol en Llanos y dilución en Monterrey. Cabe destacar que durante el 1S24 se alcanzó el mayor volumen promedio anual transportado de los últimos cinco años, logrando 831 kbd. Aproximadamente el 90.5% 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 1S24 se ejecutaron 6 ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario, con un volumen total evacuado de aproximadamente 1.5 millones de barriles. Esta medida fue tomada en respuesta principalmente a una intervención preventiva a una condición de geotecnia en el kilómetro 153 del OCLC, que afectó la operación en el tramo Banadia – Ayacucho durante el mes de marzo. Después de completar con éxito las labores de reparación, el oleoducto reanudó sus operaciones a inicios del 2T24. En contraste durante el 1S23, tras afectaciones al OCLC originadas por terceros, se llevaron a cabo 10 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario, con un volumen evacuado de aproximadamente 2.6 millones de barriles.

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 1S24 el Sistema Trasandino se mantuvo en modo de contingencia con disponibilidad de uso en el momento en que fuese requerido. Esta medida se mantendrá durante el segundo semestre del año 2024.

Productos Refinados: En 2T24 y 1S24 el volumen transportado de refinados se mantuvo en niveles similares a los del 2T23 y 1S23, como resultado principalmente del efecto combinado de: i) mayor transporte de Nafta, compensado parcialmente por ii) disminución en la demanda nacional de gasolina y iii) aumento del porcentaje de etanol en la mezcla final, lo que redujo la cantidad de volumen requerido a ser transportado. Aproximadamente el 30.6% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol S.A.

Durante 2T24 y 1S24 la red de oleoductos y poliductos presentó una reducción en las afectaciones causadas por terceros. Durante el 2T24 no se presentaron afectaciones y para el 1S24 se identificaron 2 atentados a los oleoductos, los cuales son remanentes de eventos ocurridos en periodos anteriores, representando una reducción del 93% en comparación con el 1S23. Así mismo, en 1T24 y 1S24 se redujo en un 34% las válvulas ilícitas retiradas en la infraestructura de transporte, en comparación con el mismo período del año anterior.

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	3.23	2.95	9.5%	3.07	2.76	11.2%	15.8%

Costo por Barril Transportado: El costo por barril transportado al cierre del 1S24 se ubicó en 3.07 USD/BI, y aumentó 0.31 USD/BI frente al 1S23 principalmente por efecto de la revaluación:

Efecto Tasa de Cambio (+0.47 USD/BI): Impacto de la revaluación promedio frente al dólar en -675 pesos/dólar, pasando de 4,595 a 3,920 pesos/dólar.

Efecto Costo (-0.03 USD/BI): Asociado principalmente al efecto combinado de: i) menores costos y gastos en Ocenso cuya moneda funcional es el dólar, gracias a una TRM promedio más baja, ii) menor depreciación por la actualización de la vida útil del Oleoducto Bicentenario, realizada durante el 1T24, iii) menores compras en reposición de producto. Estos factores son contrarrestados parcialmente por iv) 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.

Efecto Volumen (-0.13 USD/BI): Menor costo por barril por volumen adicional transportado (+4%) frente al 1S23 asociado principalmente a: i) el incremento de la producción país, principalmente en la zona Llanos, ii) las mayores entregas de crudo Castilla Norte en la refinería de Barrancabermeja, iii) mayores días de operación del Oleoducto Caño Limón – Coveñas (OCLC) y iv) mayor requerimiento de Nafta por parte de Ecopetrol en llanos y dilución en Monterrey.

Novedades en el Marco Regulatorio

El pasado 17 de mayo el Ministerio de Minas y Energía (MME) publicó dos propuestas regulatorias para comentarios en el marco de transporte por oleoductos:

Proyecto de Resolución Metodología tarifaria de oleoductos: En la propuesta de resolución del MME se promueven los acuerdos directos entre transportadores y remitentes. Respecto a la metodología vigente establecida en la Resolución MME 72146 de 2014, la fórmula tarifaria propuesta por el Ministerio en el nuevo documento presentaría varios ajustes que fueron analizados y comentados por Cenit y sus compañías filiales dentro de la fecha establecida para tal fin. El MME está en revisión de todos los comentarios hechos por los agentes involucrados.

Proyecto de Resolución Reglamento de Transporte por oleoducto: Este proyecto de resolución mantiene la esencia del reglamento vigente y propone cambios con respecto a la atención de contingencias, los procedimientos a seguir por parte de los remitentes para certificar los crudos que llegan al sistema para ser transportados y las reglas para las compensaciones volumétricas. El MME está en revisión de todos los comentarios hechos por los agentes involucrados.

Proyecto de Resolución factor anual de actualización tarifaria para el transporte por oleoductos: El pasado 18 de julio, el MME publicó para comentarios un proyecto de resolución que permitiría actualizar nuevamente las tarifas en el segundo semestre de 2024.

Ocensa adquirió el 100% de las acciones de C.I. Repsol Ductos Colombia

El pasado 22 de julio Ocensa adquirió el 100% de las acciones de CI Repsol Ductos Colombia S.A.S. (RDC). El activo principal de RDC son las acciones en el Oleoducto de Colombia S.A. – ODC, que representan una participación del 7.14%.

Resultados Financieros

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	2T 2024	2T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,625	4,068	(443)	(10.9%)	7,194	8,052	(858)	(10.7%)
Depreciación, amortización y agotamiento	311	361	(50)	(13.9%)	627	715	(88)	(12.3%)
Costos variables	219	216	3	1.4%	415	409	6	1.5%
Costos fijos	533	488	45	9.2%	948	924	24	2.6%
Costo de ventas	1,063	1,065	(2)	(0.2%)	1,990	2,048	(58)	(2.8%)
Utilidad bruta	2,562	3,003	(441)	(14.7%)	5,204	6,004	(800)	(13.3%)
Gastos operacionales	203	230	(27)	(11.7%)	399	450	(51)	(11.3%)
Utilidad operacional	2,359	2,773	(414)	(14.9%)	4,805	5,554	(749)	(13.5%)
Ingresos (gastos) financieros	136	(13)	149	(1,146.2%)	182	(22)	204	(927.3%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,495	2,760	(265)	(9.6%)	4,987	5,532	(545)	(9.9%)
Provisión impuesto a las ganancias	(871)	(992)	121	(12.2%)	(1,734)	(1,977)	243	(12.3%)
Utilidad neta consolidada	1,624	1,768	(144)	(8.1%)	3,253	3,555	(302)	(8.5%)
Interés no controlante	(307)	(343)	36	(10.5%)	(604)	(683)	79	(11.6%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,317	1,425	(108)	(7.6%)	2,649	2,872	(223)	(7.8%)
EBITDA	2,728	3,186	(458)	(14.4%)	5,546	6,372	(826)	(13.0%)
Margen EBITDA	75.3%	78.3%	-	(3.0%)	77.1%	79.1%	-	(2.0%)

Los **ingresos** del 2T24 disminuyeron frente al 2T23, principalmente por el efecto combinado de: i) una menor tasa de cambio promedio frente al periodo en comparación y ii) menores ciclos contingentes de reversión del Oleoducto Bicentenario; compensado parcialmente por: iii) mayores volúmenes transportados, 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 2T24 disminuyó frente al 2T23, principalmente por el efecto de: 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, debido 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.

Los **gastos operacionales, netos** del 2T24 se redujeron frente al 2T23, principalmente por el efecto del reconocimiento de ingresos no recurrentes de Ocesa asociados con: i) venta del volumen excedente del lleno de línea en virtud del acuerdo de restitución realizado con Ecopetrol S.A. 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 2T24 aumentó frente al 2T23, principalmente por el efecto cambiario sobre la posición neta activa en dólares del segmento.

1.3 Refinación y Petroquímica

El segmento de refinación en el 2T24 y 1S24 mantuvo una disponibilidad operacional promedio del 96.1% con cargas históricas, en un entorno retador de mercado, cumpliendo los planes de mantenimientos mayores programados, asegurando la confiabilidad de los activos y acompañado por un destacado desempeño en HSE.

Estos resultados han permitido alcanzar un nivel de carga consolidada de 426.4 kbd en el primer semestre de 2024, superando los 419.8 kbd obtenidos en el mismo periodo de 2023. En el 2T24 se obtuvo una carga consolidada de 424.4 kbd y un margen bruto integrado de 9.1 USD/BI, frente a una carga de 427.8 kbd y un margen bruto integrado de 14.4 USD/BI en el 2T23. La disminución en el margen se explica por el debilitamiento de los diferenciales de diésel y gasolinas, principalmente.

Ante este entorno retador de precios internacionales, se implementaron estrategias tácticas, operativas y comerciales, que derivaron en: i) estabilidad operacional en las unidades de las refinerías, 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, y v) buen desempeño en el programa de eficiencias del segmento, capturando beneficios en el frente de ingresos e inversiones.

Durante el 2T24 las refinerías entregaron gasolina con menos de 47 ppm de azufre y diésel con menos de 12 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).

Durante el trimestre se destacan los siguientes hitos:

- Se exportaron las primeras 2,500 toneladas de asfalto sólido desde Barrancabermeja a Centroamérica, a través del puerto de Barranquilla.
- Se aprobó la fase 1 (etapa de caracterización) del proyecto de planta dedicada para la producción de SAF en la Refinería de Barrancabermeja.
- ICONTEC verificó que la evaluación de la huella del agua presentada por Ecopetrol de las refinerías cumple con los requisitos de la norma NTC-ISO 14046:2017 para los años 2019 a 2022.
- Se firmó memorando de entendimiento entre Petróleos del Norte S.A. (Petronor) y Ecopetrol para el intercambio de conocimiento que permitirá desarrollar operaciones más sostenibles y limpias alineadas con las metas de transición energética justa.

- El Gobierno Nacional expidió el Decreto 0763 de 2024 mediante el cual se establece el mecanismo diferencial de estabilización de precios de Diesel para los grandes consumidores y los consumidores finales de más de 20 mil galones mes, iniciativa que reducirá los saldos a cargo del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC).

Refinería de Cartagena

Durante el primer semestre del 2024 se mantiene el nivel de carga de la Refinería de Cartagena respecto al mismo período del año anterior; en el 2T24 se registró una carga de 195.1 kbd, inferior al 2T23 en un 6.7%, debido principalmente a la parada técnica de la unidad de crudo U-001 en abril de 2024. No obstante, vale la pena destacar del 2T24 la alta disponibilidad operacional de las unidades del 96.2% y la continuidad de la estrategia de maximización de crudos nacionales. El margen bruto de refinación se ubicó en 9.1 USD/BI, presentando una disminución de 43.8% versus 2T23, impactado especialmente por el debilitamiento de los diferenciales de diésel y gasolinas.

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

Refinería de Cartagena	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)
Carga* (kbd)	195.1	209.0	(6.7%)	199.3	199.1	0.1%
Factor de Utilización (%)	88.6%	95.9%	(7.6%)	89.3%	92.4%	(3.3%)
Producción Refinados (kbd)	187.7	203.5	(7.8%)	192.4	193.5	(0.6%)
Margen Bruto (USD/BI)	9.1	16.2	(43.8%)	12.4	21.1	(41.2%)

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

Refinería de Barrancabermeja

La Refinería de Barrancabermeja alcanzó una carga de 229.2 kbd en el 2T24, y 227.1 en el 1S24, aumentando en 4.8% y 2.9% respecto a los mismos períodos del año anterior, gracias a una alta disponibilidad operacional del 96% y al incremento de crudo liviano. Lo anterior, también apalancó mejores resultados en producción de refinados, superando en la misma proporción al 2023.

El margen bruto de refinación en el 2T24 se ubicó en 9.2 USD/BI, por debajo del 2T23 en 27.6%, impactado principalmente por el debilitamiento de los diferenciales de diésel y gasolinas.

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

Refinería de Barrancabermeja	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)
Carga* (kbd)	229.2	218.7	4.8%	227.1	220.8	2.9%
Factor de Utilización (%)	79.1%	79.9%	(1.0%)	80.0%	81.2%	(1.5%)
Producción Refinados (kbd)	232.4	221.8	4.8%	230.7	224.1	2.9%
Margen Bruto (USD/BI)	9.2	12.7	(27.6%)	11.6	16.0	(27.5%)

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

Esenttia

En el 1S24 continúan los precios bajos del polipropileno, generado por la desaceleración en la demanda y altos inventarios en el mercado, ubicando las ventas en 185.4 Kton, por debajo del 1S23 en un 23.2%, no obstante, en el 2T24 se observa una tendencia creciente, especialmente en junio por el incremento de las ventas en Brasil, México, Venezuela y Ecuador.

El margen total 2T24 de 200.6 USD/Ton superó 6 veces al 2T23, debido principalmente a la implementación de la estrategia enfocada en venta de producto de alto valor, que consiste en ajustar la producción de las dos plantas

de propileno, con el fin de vender unidades que sean rentables, junto como mayores entregas de materia prima (PGR¹) por parte de las refinerías, generando un mejor diferencial de rentabilidad en la unidad “Splitter”.

Se destaca: i) reconocimiento como una de las empresas más innovadoras del país y, a la vez, referentes en prácticas de seguridad industrial, en el marco del Congreso Internacional de Innovación en Seguridad y Salud en el Trabajo, organizado por ASONAP; ii) ubicación entre los 5 de los mejores lugares para trabajar en Colombia para las mujeres.

Tabla 14: Ventas y Margen – Esenttia

Esenttia	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	94.1	101.4	(7.2%)	185.4	241.4	(23.2%)
Margen Total (USD/Ton)	200.6	27.4	632.7%	204.7	55.8	266.9%

Costo de Caja de Refinación

Tabla 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	5.56	4.21	32.1%	5.49	3.94	39.3%	16.6%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

El costo de caja de refinación aumento en 1.35 USD/B en el 2T24 frente al 2T23, explicado por:

- **Efecto costo (+0.65 USD/BI):** Impacto inflacionario de 0.25 USD/BI, incremento en tarifas de gas de 0.34 USD/BI y mayor actividad operacional de 0.06 USD/BI.
- **Efecto tasa de cambio (+0.63 USD/BI):** Impacto de la revaluación promedio frente al dólar en -506 pesos/dólar, pasando de 4,432 a 3,926 pesos/dólar.
- **Efecto volumen (+0.07 USD/BI):** Menor carga de crudo en refinerías de -3.3 kbd.

Por su parte en el acumulado a junio de 2024 aumenta en 1.55 USD/BI frente al acumulado a junio de 2023, explicado por:

- **Efecto costo (+0.80 USD/BI):** Impacto inflacionario de 0.27 USD/BI, incremento en tarifas de gas de 0.35 USD/BI y mayor actividad operacional 0.18 USD/BI.
- **Efecto tasa de cambio (+0.81 USD/BI):** Impacto de la revaluación promedio frente al dólar en -675 pesos/dólar, pasando de 4,595 a 3,920 pesos/dólar.
- **Efecto volumen (-0.06 USD/BI):** Mayor carga de crudo en refinerías de +6.5 kbd.

¹ PGR: Propileno Grado Refineria

Resultados Financieros

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	2T 2024	2T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	16,733	20,024	(3,291)	(16.4%)	34,378	42,608	(8,230)	(19.3%)
Depreciación, amortización y agotamiento	497	553	(56)	(10.1%)	986	1,084	(98)	(9.0%)
Costos variables	15,339	17,720	(2,381)	(13.4%)	30,606	36,277	(5,671)	(15.6%)
Costos fijos	702	669	33	4.9%	1,394	1,275	119	9.3%
Costo de ventas	16,538	18,942	(2,404)	(12.7%)	32,986	38,636	(5,650)	(14.6%)
Utilidad bruta	195	1,082	(887)	(82.0%)	1,392	3,972	(2,580)	(65.0%)
Gastos operacionales	551	556	(5)	(0.9%)	1,114	1,114	0	0.0%
Utilidad (Pérdida) operacional	(356)	526	(882)	(167.7%)	278	2,858	(2,580)	(90.3%)
Ingresos (gastos) financieros	(392)	(298)	(94)	31.5%	(787)	(571)	(216)	37.8%
Resultados de participación en compañías	48	51	(3)	(5.9%)	98	140	(42)	(30.0%)
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	(700)	279	(979)	(350.9%)	(411)	2,427	(2,838)	(116.9%)
Provisión impuesto a las ganancias	230	240	(10)	(4.2%)	191	(546)	737	(135.0%)
Utilidad neta consolidada	(470)	519	(989)	(190.6%)	(220)	1,881	(2,101)	(111.7%)
Interés no controlante	(47)	(49)	2	(4.1%)	(98)	(113)	15	(13.3%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	(517)	470	(987)	(210.0%)	(318)	1,768	(2,086)	(118.0%)
EBITDA	435	1,373	(938)	(68.3%)	1,881	4,610	(2,729)	(59.2%)
Margen EBITDA	2.6%	6.9%	-	(4.3%)	5.5%	10.8%	-	(5.3%)

Los **ingresos** del 2T24 frente al 2T23 disminuyeron por: i) menor tasa de cambio, ii) la caída en los diferenciales de precios de productos vs. Brent, principalmente gasolina (-9.1 USD/BI) y diésel (-4.4 USD/BI) y iii) menores ventas de gasolina, explicadas por contracción en la demanda nacional, compensadas parcialmente por incremento en las ventas de gasóleo y otros productos.

El **costo de ventas** en el 2T24 comparado con el 2T23 disminuyó principalmente por: i) menores compras de crudo y productos asociadas a la contracción de la demanda de la gasolina motor regular y ii) efecto favorable de la revaluación de la tasa de cambio. Lo anterior, compensado parcialmente por factores de mercado que incrementaron el costo de la dieta y el gas.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 2T24 frente al 2T23 se mantienen en niveles similares.

El **resultado financiero** (no operacional) del 2T24 comparado con el 2T23 aumentó como consecuencia del efecto de la revaluación presentada durante el trimestre en la tasa de cambio sobre la posición neta del segmento.

1.4 Gestión comercial

Se destaca el buen desempeño de la oficina comercial en Houston, Ecopetrol US Trading (EUST) que durante el 2T24 comercializó 14 Mbbls de crudo y productos, obteniendo un EBITDA de USD 24 millones y una utilidad neta de USD 19 millones; acumulando así para 1S24 un total de USD 61 millones en EBITDA y USD 48 millones en Utilidad Neta. Dichos resultados se apalancan en la suscripción de contratos a término para venta de crudo Castilla y otros productos como fuel y nafta, que permitieron eficiencias logísticas y de mercado, además de la firma de un nuevo contrato con contrapartes estratégicas.

Alineados con la estrategia de descarbonización del Grupo Ecopetrol, en el 2T24 a través de la Mesa de Trading de Carbono se adquirieron en el mercado ~275 mil créditos de carbono provenientes de proyectos colombianos de reducción y captura de carbono, agregando valor a las metas de compensación de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) del GE.

Del total de créditos de carbono adquiridos, 25 mil de estos fueron utilizados para compensar las emisiones directas generadas por la producción de gasolina extra y asfalto, comercializadas por Ecopetrol S.A. nacionalmente. Por otro lado, de acuerdo con el Mecanismo de No Causación del Impuesto Nacional al Carbono

en Colombia, 170 mil créditos de carbono fueron utilizados para compensar los impactos ambientales del uso de combustibles fósiles de forma directa en las operaciones de GE.

En el mercado de petroquímicos se lograron avances importantes en línea con la estrategia de internacionalización: i) Se realizó la primera venta directa de Ecopetrol a Brasil de xileno, tolueno y ecospirit 40, ii) Se inició la comercialización de asfalto sólido con la venta de 2,500 toneladas con destino Panamá y iii) Se realizó primera venta DAP de xileno a Perú, utilizando un nuevo modelo logístico con contenedores que ahora se pueden cargar en la refinería de Barrancabermeja.

Se realizó la primera contratación de un buque con sistema híbrido de propulsión eólica de última generación, permitiendo una disminución del 8% en la emisión de CO₂, equivalente a 602 Toneladas métricas. Este es el primer buque de gran capacidad VLCC de este tipo que llega a Colombia, alineado con la estrategia de transición energética en la operación de fletamento para Ecopetrol y sus oficinas comerciales.

Durante el 2T24 se realizó el proceso de recertificación de la Huella de Carbono de Producto Parcial del crudo Castilla Blend a través de un Organismo Validador y Verificador (OVV).

2. Energías para la Transición

Energías Renovables

Con respecto a la operación de las granjas solares Brisas, Castilla y San Fernando, además de la Pequeña Central Hidroeléctrica Cantayús, al cierre del segundo trimestre de 2024 se ha logrado: i) reducir 13,517 toneladas de CO₂ equivalente acumulado a junio y ii) ahorros por aproximadamente COP 12,423 millones por la energía generada en las operaciones. Además, el Ecoparque Solar Refinería de Cartagena se encuentra en etapa de comisionamiento de su primera fase de 4.36 MW. En la misma línea, y 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 del segmento de transporte entraron en funcionamiento con 12 MW de OCENSA, 7 MW de Oleoducto de Colombia (ODC) y 13.2 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

Con corte a junio de 2024 se logró una optimización energética acumulada desde el 2018 de 12.07 PJ, equivalente al consumo anual de energía del Departamento de Bolívar, Colombia. Esto con un impacto en 104,312 toneladas de CO₂e y un ahorro de COP 35.55 mil millones en las operaciones del Grupo Ecopetrol. Se destacan los aportes de las siguientes iniciativas: proyecto de Optimización del Sistema de Inyección de Gas en Cusiana - OSIG (0.21 PJ), optimización gas combustible Ballena Hocol (0.19 PJ), reemplazo bombas Weir en Cusiana (0.02 PJ), Unificación operacional en superficie en campos Underriver Norte - Jazmín (0.02 PJ), mejora del desempeño energético por intervenciones en pozos productores WO-WS en la Vicepresidencia Regional Oriente (0.05 PJ) y masificación de motores de imanes permanentes, PMM por sus siglas en inglés en Rubiales, Huila, Castilla, Chichimene, Apiay, Cira Infantas y Río (0.04 PJ). También se incorporaron beneficios asociados al control operacional en las plantas de proceso de las refinerías y estaciones de bombeo en CENIT.

Invercolsa

En el 2T24, Invercolsa y sus filiales, tanto controladas como no controladas, registraron un total de 4 millones de usuarios conectados al servicio de gas, lo que representa un aumento del 3.8% en comparación con el 2T23. Este crecimiento se atribuye principalmente a la ejecución de proyectos de redes en las filiales.

El 10 de mayo de 2024, Ecopetrol e Invercolsa firmaron una alianza con vigencia de 2 años para conectar hogares de estratos 1 y 2 al servicio de gas natural, iniciando con el desarrollo de 3 proyectos que conectarán a 6,302 familias en Pasto, 6,037 en Cúcuta y 1,208 en Floridablanca y Piedecuesta, para un total de 13,547.

3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

3.1 Transmisión de Energía

Proyectos adjudicados

Durante el 2T24, en Colombia, ISA firmó dos contratos privados, el primero para la ejecución del proyecto de conexión Atlántico Photovoltaic, que busca conectar una bahía en la subestación Sabanalarga 500Kv, en el departamento Atlántico. En el segundo contrato, ISA a través de Transelca desarrollará la conexión a la planta fotovoltaica Valledupar I, II y III, en el departamento del Cesar.

ISA CTEEP fue adjudicataria de 24 refuerzos a la red de transmisión, que en conjunto sumarán un CAPEX de BRL 704 millones (~\$542 mil millones).

Entrada en operación de proyectos

En el 2T24 entraron en operación los siguientes proyectos:

- En Colombia: El cuarto transformador de la Subestación Caño Limón, ampliando la capacidad de transformación de 150 MVA a 200 MVA. Este proyecto generará ingresos anuales por USD 2.1 millones (~\$8.2 mil millones).
- En Brasil, 13 refuerzos a la red de ISA CTEEP.
- En Chile: Instalación de los interruptores de potencia para la Subestación Nueva Cardones, Subestación Nueva Maintencillo y Subestación Nueva Pan de Azúcar.
- Perú: El refuerzo 1, reconfigurando la línea de transmisión Chilca – Planicie – Carabayllo de 2 circuitos de 220 Kv a un circuito de 500 Kv. Este Proyecto generará ingresos anuales por USD 3 millones (~\$11.5 mil millones).

Por otra parte, en las empresas controladas por ISA se continúa avanzando en la construcción de 36 proyectos de transmisión de energía en Colombia, Brasil, Chile y Perú, que al entrar en operación adicionarían más de 5,730 kms de circuito a la red y generarán ingresos aproximados de USD 349 millones². Adicionalmente, se avanza en la construcción de 191 refuerzos a la red de ISA CTEEP en Brasil.

3.2 Vías

Durante el 2T24, continúa el avance en la ejecución del proyecto Ruta del Loa, Orbital Sur y convenios complementarios en Ruta de la Araucanía y Ruta de Los Ríos en Chile y Ruta del Este en Panamá.

El pasado 11 de julio se completó la etapa previa a la entrada en operación en Ruta del Loa y con puesta en servicio del 31 de julio de 2024. Ruta del Loa es una carretera de 111 kilómetros de doble vía, con alta tecnología, que une a tres importantes localidades: Carmen Alto, Sierra Gorda y Calama al norte de Chile.

3.3 Telecomunicaciones

El 31 de mayo se suscribió un acuerdo y cierre exitoso de la operación de venta de las acciones de Transamerican Telecommunication S.A. en Argentina, propiedad de ISA, a través de InterNexa S.A. e InterNexa Perú S.A., a favor de Inversiones y Servicios Intexa S.A. y Silica Networks Argentina S.A., generando una utilidad en venta de COP~\$1,930 millones.

En Colombia, se destaca el avance del Proyecto Conectividad para Cambiar Vidas, en colaboración con el MinTic. Durante el 2T24, se firmó el cuarto acuerdo del proyecto, mediante el cual, junto a los proveedores de servicios de internet locales, para conectar a 62 mil familias en 32 municipios en Chocó, Nariño, Cauca y Antioquia.

² 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)	2T 2024	2T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,427	3,547	(120)	(3.4%)	7,095	7,459	(364)	(4.9%)
Depreciación, amortización y agotamiento	269	278	(9)	(3.2%)	539	567	(28)	(4.9%)
Costos fijos	1,255	1,109	146	13.2%	2,639	2,392	247	10.3%
Costo de ventas	1,524	1,387	137	9.9%	3,178	2,959	219	7.4%
Utilidad bruta	1,903	2,160	(257)	(11.9%)	3,917	4,500	(583)	(13.0%)
Gastos operacionales	215	277	(62)	(22.4%)	540	610	(70)	(11.5%)
Utilidad (Pérdida) operacional	1,688	1,883	(195)	(10.4%)	3,377	3,890	(513)	(13.2%)
Ingresos (gastos) financieros	(760)	(886)	126	(14.2%)	(1,527)	(1,979)	452	(22.8%)
Resultados de participación en compañías	136	97	39	40.2%	272	345	(73)	(21.2%)
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	1,064	1,094	(30)	(2.7%)	2,122	2,256	(134)	(5.9%)
Provisión impuesto a las ganancias	(138)	(45)	(93)	206.7%	(277)	(54)	(223)	413.0%
Utilidad neta consolidada	926	1,049	(123)	(11.7%)	1,845	2,202	(357)	(16.2%)
Interés no controlante	(691)	(819)	128	(15.6%)	(1,426)	(1,747)	321	(18.4%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	235	230	5	2.2%	419	455	(36)	(7.9%)
EBITDA	2,227	2,395	(168)	(7.0%)	4,487	5,107	(620)	(12.1%)
Margen EBITDA	65.0%	67.5%	-	(2.5%)	63.2%	68.5%	-	(5.3%)

Los **ingresos por ventas** del 2T24 disminuyeron frente al 2T23, principalmente por el efecto de la revaluación del peso colombiano frente al dólar, el real brasileño y el peso chileno; la 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 (Peso chileno); y en el negocio de telecomunicaciones, por la venta de Internexa Brasil Operadora e Internexa Argentina.

Lo anterior se compensa parcialmente con crecimientos en el segmento de transmisión de energía generado 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 (Índice de Precios del Productor) 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 de ventas** del 2T24 aumentaron frente al 2T23, principalmente por el efecto inflacionario y los mayores costos de servicios de personal y honorarios.

Los **gastos operacionales netos** del 2T24 disminuyeron frente al 2T23, principalmente por un menor deterioro de cartera generado por una menor exposición a riesgo de crédito en el segmento de vías en Chile. En abril de 2024 se presentó la recuperación del impuesto a la riqueza en ISA por los años 2015 a 2017.

El **resultado financiero neto** del 2T24 disminuyó frente al 2T23, principalmente por menor gasto por diferencia en cambio debido a la revaluación de la TRM promedio y el menor costo financiero asociado a los créditos indexados a UF en Chile.

El mayor **impuesto a las ganancias** del 2T24 frente al 2T23 se originó por: i) la menor deducción especial por una menor ejecución de proyectos, ii) el mayor impuesto del exterior por los dividendos recibidos en ISA, iii) por los mayores resultados atribuibles a los rendimientos financieros en Interchile, iv) el efecto del resultado financiero del segmento y v) el impacto de la sobretasa de renta en Ecopetrol S.A. aplicada a los intereses de la deuda adquirida para financiar la compra de ISA.

III. SosTECnibilidad®

Gestión Integral del Agua

En 2T24 se reutilizaron en la operación directa de Ecopetrol un total 40.6 millones de m³, lo cual significa que la empresa dejó de captar y/o disponer este volumen, disminuyendo la presión y dependencia sobre los recursos hídricos. Este valor representa un aumento del 6% con respecto al 2T23, 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 Downstream y Upstream. Vista Grupo Ecopetrol, la reutilización alcanzó un total de 42 millones de m³ en este periodo.

Durante el 2T24 se captaron 9.9 millones de m³ de agua fresca, que significa una disminución del 6% con respecto al volumen captado en el 2T23, 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 10.2 millones de m³ de agua fresca.

Se reusaron 1.0 millones de m³ de agua de producción tratadas para el riego de cultivos agroforestales en los Campos Castilla y Rubiales, que representa una variación del 12% con respecto al 2T23, debido principalmente a la realización del piloto SAARA (Sistema de Aprovechamiento de Aguas para Reúso Agrícola) en asociación con Frontera, en el que se reúsan aguas de producción tratadas de los Campos Rubiales y Quifa, para el riego de cultivos de palma de aceite en el municipio de Puerto Gaitán (Meta).

Cambio Climático - Descarbonización

Al cierre del 2T24 se ha logrado reducir 136,408 tCO₂e, con un cumplimiento de 176% con respecto a lo planeado para el primer semestre del año. Esta meta hace parte de los indicadores del TBG del Grupo Empresarial en su eje de generar valor con SosTECnibilidad®.

Ecopetrol publicó el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático Empresarial siguiendo las recomendaciones de los lineamientos para la formulación de los Planes Integrales de Gestión del Cambio climático Empresarial (PIGCCe), publicados por el Ministerio de Minas y Energía, cuyo objetivo es guiar a las empresas del sector minero energético en la identificación, definición, implementación y seguimiento de iniciativas o medidas para la gestión del cambio climático. Este compromiso hace parte del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético (PIGCCme) adoptado mediante la Resolución 40807 de 2018 y actualizado por la Resolución 40350 de 2021 del Ministerio de Minas y Energía.

Se culminó la campaña de medición Top-Down de emisiones de metano en diferentes áreas operativas de la Compañía, en el marco del Estudio liderado por el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP) y la Universidad de Carleton de Canadá. Los resultados en proceso de análisis permitirán establecer proyectos de reducción y acciones concretas para el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones de metano. Se encuentra en preparación logística la campaña Bottom-Up bajo el marco del mismo estudio.

Ciencia, Tecnología e Innovación

Durante el 2T24 se avanzó en la construcción de conocimiento de vanguardia con Ciencia, Tecnología e Innovación asegurando beneficios con impacto en EBITDA, ROACE y flujo caja acumulados en el año por COP 778 mil millones. El valor generado este trimestre es apalancado principalmente por: producción incremental y reducción de diferidas, mayores ingresos por mejora en margen de refinación, reducción de costos y gastos de la operación y costos evitados por eficiencia en CAPEX.

En el frente de tecnología de negocio se concentraron el 63% de los beneficios capturados, equivalentes a COP 490 mil millones al cierre del 2T24. El frente de Tecnología Digital logró beneficios por COP 287 mil millones, se avanzó en el desarrollo de Conocimiento de Vanguardia con tecnología e Innovación y en línea con la Estrategia 2040. A continuación, se detallan los principales logros de Ciencia, Tecnología e Innovación en exploración, energías renovables, tecnología digital, innovación y alianzas:

Energías Renovables:

Captura de CO2 en sumideros naturales (TERRA): Se finalizó el mapa de cobertura de la tierra de Colombia, lo cual es un hito de escala país y tendrá su lanzamiento oficial a mediados de agosto de 2024 como parte de la alianza de investigación suscrita con el IDEAM para la actualización de mapas del uso de suelo y deforestación del país; adicionalmente se realizaron pilotos de inteligencia artificial para la interpretación de imágenes de satélite para evidenciar la eficiencia en el análisis de imágenes.

Usos de Biomasa para la producción de energéticos: Se estimó a partir de analítica geoespacial el potencial de generación de energía eléctrica para el Valle del Magdalena Medio, Zona Norte y Llanos Orientales, a partir de biomasa residual agrícola (palma, arroz, maíz, caña de panela y cacao) considerando un área de influencia entre 50 y 200 Km en 35 municipios alrededor de las zonas de interés de Ecopetrol.

Innovación:

A través de la Red de innovación Econova, Ecopetrol fue reconocido con el Sello de Buenas Prácticas de Innovación del ICONTEC y la Cámara de Comercio de Bogotá, obteniendo un puntaje de 92,1% en la madurez de su sistema de innovación. Este resultado se fundamenta en el compromiso de la Red Econova por potenciar las capacidades de innovación del Grupo Ecopetrol, encontrar soluciones innovadoras a los retos de la empresa e industria, e instalar capacidades de innovación en las regiones mediante 5 centros de innovación en diversas regiones del país.

Tecnología Digital:

La eficiencia energética y el carbono neutralidad van de la mano con la tecnología digital en Ecopetrol, se logró tener una optimización en plataformas tecnológicas utilizando la nube pública, donde actualmente reside el 91% del procesamiento de datos de Ecopetrol. Este cambio genera una mejora en el desempeño tecnológico, reduciendo las emisiones de carbono en 1.900 toneladas métricas de CO2e.

Se destacan las acciones de Ecopetrol por una operación segura e inteligente, mediante la adopción de la Inteligencia Artificial en la Operación - AIOPS (Artificial Intelligence for IT Operations). La incorporación de esta tecnología ha logrado mantener una disponibilidad superior al 95,5% para servicios críticos tecnológicos y optimizar funciones de tecnología de operación e información en la organización.

Alianzas:

Marca Comercial: ECOFI

Marca nominal otorgada por la SIC a Ecopetrol para una vigencia de 10 años (9 de julio de 2024 a 9 de julio de 2034), asociada a la tecnología Júpiter, esta novedosa tecnología trata de un aditivo que aumenta la capacidad de dilución y mejora características del crudo como reducción de viscosidad, densidad y uso de agua; facilitando la deshidratación y el transporte del crudo, actualmente está licenciada y en consumo de campos de Ecopetrol.

Gobierno Corporativo y Órganos Sociales

Junta Directiva

La Junta Directiva de Ecopetrol S.A. (Ecopetrol o la Compañía) adoptó, entre otras, las siguientes decisiones:

- Aprobó la designación del doctor Guillermo García Realpe y la doctora Mónica de Greiff Lindo, como Presidente y Vicepresidenta de la Junta Directiva, respectivamente.
- Aprobó la conformación de sus comités de apoyo y designó a los presidentes de comités
- Aprobó los estados financieros del Grupo Empresarial Ecopetrol (GEE) bajo la normatividad Full IFRS con corte a diciembre de 2023, para ser incorporados en el informe 20F del 2023.
- Aprobó el Reporte 20F y su publicación ante la *Securities and Exchange Commission* (SEC).
- Aprobó los estados financieros separados de Ecopetrol y consolidados del Grupo Empresarial Ecopetrol correspondientes al primer trimestre de 2024.
- En cuanto a asuntos organizacionales, aprobó las siguientes designaciones:

- María Catalina Escobar Hoyos como Vicepresidenta Corporativa de Finanzas y Valor Sostenible encargada, a partir del 13 de abril de 2024.
 - Alberto Vergara Monterrosa como Vicepresidente Corporativo de Cumplimiento encargado y como Oficial de Cumplimiento de Ecopetrol, desde el 20 de abril de 2024, y hasta la designación de dicho cargo en propiedad.
 - Felipe Trujillo López, como Vicepresidente Comercial y de Mercadeo en propiedad, a partir del 26 de abril de 2024.
 - Victoria Sepúlveda Ballesteros, como Vicepresidenta Corporativa de Talento Humano en propiedad, a partir del 26 de abril de 2024.
 - María Cristina Toro Restrepo, como Vicepresidenta Jurídica en propiedad, a partir del 7 de mayo de 2024.
 - Rafael Guzmán Ayala, como Vicepresidente Ejecutivo Operativo encargado, a partir del 11 de mayo de 2024 y hasta la designación del cargo en propiedad.
- Aprobó los siguientes ajustes a su estructura organizacional para fortalecer la gestión de sus líneas de negocio, diferenciar entre las actividades relacionadas con dirección y ejecución, así como mantener retornos competitivos:
 - Cambio de denominación de la Vicepresidencia Jurídica a Vicepresidencia Corporativa Jurídica.
 - La Vicepresidencia de Asuntos Corporativos y Secretaría General divide sus funciones en dos unidades organizacionales que reportarán directamente a la Presidencia: i) La Secretaría General y ii) La Dirección Corporativa de Relacionamento Institucional y Comunicaciones.
 - Integración de la Vicepresidencias HSE y Vicepresidencia de Desarrollo Territorial y Sostenible a una sola Vicepresidencia Corporativa de Transformación Territorial y HSE.
 - Cambio de denominación de la Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios a Vicepresidencia Administrativa y Servicios.
 - Cambio de denominación de la Vicepresidencia Corporativa de Talento Humano a Vicepresidencia Corporativa de Talento Organizacional.
 - Cambio de denominación de la Vicepresidencia Ejecutiva Operativa a la Vicepresidencia Ejecutiva de Hidrocarburos.
 - Cambio de denominación de la Vicepresidencia de Soluciones de Bajas Emisiones a Vicepresidencia Ejecutiva de Energías para la Transición.
 - Cambio de denominación de la Gerencia Corporativa de Auditoría Interna a Dirección Corporativa de Auditoría Interna, reportando directamente a la Junta Directiva y a la Presidencia.
 - Cambio de denominación de la Vicepresidencia de Cumplimiento a Dirección Corporativa de Cumplimiento, reportando directamente a la Junta Directiva y a la Presidencia.

Estos ajustes en la estructura organizacional se hicieron efectivos a partir del 1 de julio de 2024.

- Como parte de la implementación de la nueva estructura organizacional, efectuó las siguientes designaciones:
 - Sandra Lucía Rodríguez, encargada de la Vicepresidencia Corporativa de Transformación Territorial y HSE.
 - Jaime Pineda, encargado de la Vicepresidencia Administrativa y Servicios.
 - Germán González, desempeñará el cargo de Secretario General y asumirá el encargo de la Dirección Corporativa de Relacionamento Institucional y Comunicaciones.

En virtud de la renuncia voluntaria a la Compañía por parte de María Catalina Escobar, anterior Vicepresidenta Corporativa de Finanzas y Valor Sostenible encargada, la Junta designó a Javier Cárdenas, como Vicepresidente encargado.

Estas designaciones empezaron a regir a partir del 1 de julio de 2024 y los encargos regirán hasta que se efectúe la designación de los cargos en propiedad.

Gobierno Corporativo

Durante el 2T24 y de acuerdo con las reformas aprobadas en la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas del 22 de marzo de 2024 se surtieron todos los trámites y autorizaciones asociadas a las mismas:

- i. registro ante la Cámara de Comercio de Bogotá de las reformas a los Estatutos distintas al objeto social el 29 de mayo de 2024,
- ii. aprobación por parte de las Asambleas de Tenedores de Bonos de la modificación del objeto social el 29 de mayo de 2024,
- iii. notificación a la Superintendencia Financiera de Colombia respecto a la aprobación por parte de las Asambleas de Tenedores de Bonos de la reforma del objeto social el 12 junio de 2024 y
- iv. registro ante la Cámara de Comercio de Bogotá de la reforma al objeto social el 21 de junio de 2024. Con las reformas realizadas, avanzamos para que la empresa más importante del país continúe su camino hacia la transición energética y la SOSTECnibilidad, según lo dispuesto en la ley y normas aplicables. Consulte **aquí** el texto completo de los Estatutos Sociales de Ecopetrol S.A.

IV. Presentación de Resultados

El miércoles 14 de agosto de 2024 la administración ofrecerá una única conferencia virtual con transmisión en español e inglés, para comentar los resultados obtenidos por Ecopetrol S.A. A continuación, se informan los horarios y datos de conexión para participar en la conferencia:

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-2t-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 (e)

Lina María Contreras Mora

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)	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	15,667	17,211	(9.0%)	31,175	37,476	(16.8%)
Exterior	16,960	17,089	(0.8%)	32,754	35,678	(8.2%)
Total ingresos	32,627	34,300	(4.9%)	63,929	73,154	(12.6%)
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	3,594	3,239	11.0%	7,046	6,248	12.8%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	2,383	1,949	22.3%	4,643	3,692	25.8%
Depreciación fijo	1,211	1,290	(6.1%)	2,403	2,556	(6.0%)
Costos variables	12,020	13,718	(12.4%)	22,841	29,065	(21.4%)
Productos importados	4,632	5,866	(21.0%)	9,301	12,941	(28.1%)
Compras nacionales	5,875	5,533	6.2%	10,917	11,487	(5.0%)
Servicio de transporte hidrocarburos	438	371	18.1%	835	745	12.1%
Variación de inventarios y otros	1,075	1,948	(44.8%)	1,788	3,892	(54.1%)
Costos fijos	4,966	4,530	9.6%	9,757	8,952	9.0%
Servicios contratados	1,304	1,185	10.0%	2,384	2,274	4.8%
Servicios de construcción	705	592	19.1%	1,588	1,343	18.2%
Mantenimiento	1,165	1,059	10.0%	2,232	1,993	12.0%
Costos laborales	1,085	1,006	7.9%	2,139	1,969	8.6%
Otros	707	688	2.8%	1,414	1,373	3.0%
Total costo de ventas	20,580	21,487	(4.2%)	39,644	44,265	(10.4%)
Utilidad bruta	12,047	12,813	(6.0%)	24,285	28,889	(15.9%)
Gastos operacionales	2,512	2,314	8.6%	4,948	4,670	6.0%
Gastos de administración	2,044	2,065	(1.0%)	4,123	4,171	(1.2%)
Gastos de exploración y proyectos	468	249	88.0%	825	499	65.3%
Utilidad operacional	9,535	10,499	(9.2%)	19,337	24,219	(20.2%)
Resultado financiero, neto	(2,090)	(2,044)	2.3%	(4,092)	(3,549)	15.3%
Diferencia en cambio, neto	(9)	299	(103.0%)	45	547	(91.8%)
Intereses, neto	(1,378)	(1,230)	12.0%	(2,714)	(2,415)	12.4%
Ingresos (gastos) financieros	(703)	(1,113)	(36.8%)	(1,423)	(1,681)	(15.3%)
Resultados de participación en compañías	189	155	21.9%	386	497	(22.3%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	7,634	8,610	(11.3%)	15,631	21,167	(26.2%)
Provisión impuesto a las ganancias	(3,234)	(3,336)	(3.1%)	(6,154)	(8,929)	(31.1%)
Utilidad neta consolidada	4,400	5,274	(16.6%)	9,477	12,238	(22.6%)
Interés no controlante	(1,024)	(1,187)	(13.7%)	(2,090)	(2,490)	(16.1%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,376	4,087	(17.4%)	7,387	9,748	(24.2%)
EBITDA	14,052	14,585	(3.7%)	28,291	32,427	(12.8%)
Margen EBITDA	43.1%	42.5%	0.6%	44.3%	44.3%	0.0%

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

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2024	Marzo 31, 2024	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	13,237	15,167	(12.7%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	24,141	34,557	(30.1%)
Inventarios	11,369	10,813	5.1%
Activos por impuestos corrientes	7,893	8,727	(9.6%)
Otros activos financieros	2,113	1,703	24.1%
Otros activos	3,209	3,111	3.2%
	61,962	74,078	(16.4%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	136	33	312.1%
Total activos corrientes	62,098	74,111	(16.2%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,583	8,378	2.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	30,289	29,319	3.3%
Propiedades, planta y equipo	99,138	95,444	3.9%
Recursos naturales y del medio ambiente	46,745	45,662	2.4%
Activos por derecho de uso	761	804	(5.3%)
Intangibles	15,648	14,730	6.2%
Activos por impuestos diferidos	15,931	13,345	19.4%
Otros activos financieros	634	633	0.2%
Goodwill y otros activos	6,481	6,258	3.6%
Total activos no corrientes	224,210	214,573	4.5%
Total activos	286,308	288,684	(0.8%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	16,039	15,353	4.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18,726	31,894	(41.3%)
Provisiones por beneficios a empleados	2,859	3,151	(9.3%)
Pasivos por impuestos corrientes	1,451	2,862	(49.3%)
Provisiones y contingencias	1,246	1,440	(13.5%)
Otros pasivos	1,539	1,911	(19.5%)
Total pasivos corrientes	41,860	56,611	(26.1%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	98,980	93,362	6.0%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	15	26	(42.3%)
Provisiones por beneficios a empleados	15,702	15,415	1.9%
Pasivos por impuestos no corrientes	13,064	12,822	1.9%
Provisiones y contingencias	15,172	14,829	2.3%
Otros pasivos	2,615	2,448	6.8%
Total pasivos no corrientes	145,548	138,902	4.8%
Total pasivos	187,408	195,513	(4.1%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	73,737	69,239	6.5%
Interés no controlante	25,163	23,932	5.1%
Total patrimonio	98,900	93,171	6.1%
Total pasivos y patrimonio	286,308	288,684	(0.8%)

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2024	2T 2023	6M 2024	6M 2023
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	3,376	4,087	7,387	9,748
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	1,024	1,187	2,090	2,490
Cargo por impuesto a las ganancias	3,234	3,336	6,154	8,929
Depreciación, agotamiento y amortización	3,714	3,362	7,287	6,524
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	9	(299)	(45)	(547)
Costo financiero reconocido en resultados	2,394	2,297	4,761	4,655
Pozos secos	338	118	605	265
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	9	14	16	22
Impairment de activos de corto y largo plazo	21	37	49	60
Ganancia por valoración de activos financieros	(7)	(58)	(47)	(115)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	6	(1)	(1)	0
Ganancia por venta de activos	13	12	16	13
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(189)	(155)	(386)	(497)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	(4)	206	(40)	725
Provisiones y contingencias	78	40	239	241
Otros conceptos menores	1	11	(2)	4
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	7,489	(6,369)	2,191	(20,659)
Impuesto de renta pagado	(4,435)	(4,686)	(7,190)	(6,649)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	17,071	3,139	23,084	5,209
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en negocios conjuntos	(11)	0	(12)	0
Inversión en propiedad, planta y equipo	(2,124)	(1,919)	(3,739)	(3,550)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,328)	(3,421)	(4,773)	(6,738)
Adquisiciones de intangibles	(176)	(214)	(389)	(420)
(Compra) venta de otros activos financieros	(522)	486	(685)	1,237
Intereses recibidos	400	459	784	1,013
Dividendos recibidos	187	82	213	186
Ingresos por venta de activos	49	22	67	30
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(4,525)	(4,505)	(8,534)	(8,242)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	(901)	2,117	1,939	5,678
Pago de intereses	(1,749)	(1,874)	(3,572)	(3,196)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(140)	(136)	(282)	(261)
Restitución de capital	(15)	(12)	(15)	(12)
Dividendos pagados	(11,922)	(2,334)	(12,192)	(2,561)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(14,727)	(2,239)	(14,122)	(352)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	252	(567)	473	(691)
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(1,930)	(4,172)	901	(4,076)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	15,167	15,497	12,336	15,401
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	13,237	11,325	13,237	11,325

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2024	2T 2023	6M 2024	6M 2023
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	3,376	4,087	7,387	9,748
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,714	3,362	7,287	6,524
(+/-) Impairment activos a largo plazo	(1)	7	8	7
(+/-) Resultado financiero, neto	2,090	2,044	4,092	3,549
(+) Provisión impuesto a las ganancias	3,234	3,336	6,154	8,929
(+) Impuestos y otros	615	562	1,273	1,180
(+/-) Interés no controlante	1,024	1,187	2,090	2,490
EBITDA Consolidado	14,052	14,585	28,291	32,427

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (2T24)

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	2,341	(517)	1,317	235	0	3,376
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,527	519	320	348	0	3,714
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	0	0	(1)	0	(1)
(+/-) Resultado financiero, neto	1,074	392	(136)	760	0	2,090
(+) Provisión impuesto a las ganancias	2,455	(230)	871	138	0	3,234
(+) Otros Impuestos	285	224	49	56	1	615
(+/-) Interés no controlante	(21)	47	307	691	0	1,024
EBITDA Consolidado	8,661	435	2,728	2,227	1	14,052

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 6M 2024	% Participación
Hidrocarburos	1,241	841	2,083	80%
Producción	934	562	1,495	57%
Refinación y Petroquímica	128	75	203	8%
Exploración	141	54	195	7%
Transporte*	0	147	147	6%
Corporativo	38	4	42	2%
Transmisión y Vías	0	533	533	20%
Transmisión de Energía	0	442	442	17%
Vías	0	77	77	2%
Telecomunicaciones	0	14	14	1%
Total	1,241	1,374	2,616	100%

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

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)	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)
Nacionales	16,007	17,180	(6.8%)	31,705	36,606	(13.4%)
Exterior	11,388	12,295	(7.4%)	21,022	23,769	(11.6%)
Total ingresos	27,395	29,475	(7.1%)	52,727	60,375	(12.7%)
Costos variables	16,910	19,356	(12.6%)	32,596	38,751	(15.9%)
Costos fijos	3,957	3,888	1.8%	7,776	7,635	1.8%
Costo de ventas	20,867	23,244	(10.2%)	40,372	46,386	(13.0%)
Utilidad bruta	6,528	6,231	4.8%	12,355	13,989	(11.7%)
Gastos operacionales	1,350	1,069	26.3%	2,327	2,201	5.7%
Utilidad operacional	5,178	5,162	0.3%	10,028	11,788	(14.9%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,544)	(1,399)	10.4%	(2,997)	(2,206)	35.9%
Resultados de participación en compañías	1,786	2,618	(31.8%)	4,028	6,115	(34.1%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5,420	6,381	(15.1%)	11,059	15,697	(29.5%)
Provisión impuesto a las ganancias	(2,044)	(2,294)	(10.9%)	(3,672)	(5,949)	(38.3%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,376	4,087	(17.4%)	7,387	9,748	(24.2%)
EBITDA	7,260	7,048	3.0%	14,201	15,448	(8.1%)
Margen EBITDA	26.5%	23.90%	2.6%	26.90%	25.60%	1.3%

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2024	Marzo 31, 2024	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,917	3,913	25.7%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	20,198	30,978	(34.8%)
Inventarios	7,175	7,044	1.9%
Activos por impuestos corrientes	5,705	7,101	(19.7%)
Otros activos financieros	2,703	2,994	(9.7%)
Otros activos	1,948	1,984	(1.8%)
Total activos corrientes	42,646	54,014	(21.0%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	10	12	(16.7%)
Total activos corrientes	42,656	54,026	(21.0%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	86,574	80,600	7.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	514	475	8.2%
Propiedades, planta y equipo	31,912	31,067	2.7%
Recursos naturales y del medio ambiente	27,957	28,074	(0.4%)
Activos por derecho de uso	2,405	2,475	(2.8%)
Intangibles	511	485	5.4%
Activos por impuestos diferidos	9,629	7,469	28.9%
Otros activos financieros	23	25	(8.0%)
Goodwill y otros activos	1,351	1,322	2.2%
Total activos no corrientes	160,876	151,992	5.8%
Total activos	203,532	206,018	(1.2%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	11,902	11,795	0.9%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	16,480	28,131	(41.4%)
Provisiones por beneficios a empleados	2,562	2,800	(8.5%)
Pasivos por impuestos corrientes	595	482	23.4%
Provisiones y contingencias	804	976	(17.6%)
Otros pasivos	412	529	(22.1%)
Total pasivos corrientes	32,755	44,713	(26.7%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	69,002	64,599	6.8%
Provisiones por beneficios a empleados	14,866	14,640	1.5%
Pasivos por impuestos no corrientes	534	477	11.9%
Provisiones y contingencias	12,327	12,047	2.3%
Otros pasivos	311	303	2.6%
Total pasivos no corrientes	97,040	92,066	5.4%
Total pasivos	129,795	136,779	(5.1%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	73,737	69,239	6.5%
Total patrimonio	73,737	69,239	6.5%
Total pasivos y patrimonio	203,532	206,018	(1.2%)

Tabla 9: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	2T 2024	2T 2023	% Part.	6M 2024	6M 2023	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	164.8	141.8	38.5%	176.4	145.5	41.9%
Asia	236.8	234.2	55.3%	226.9	231.6	53.9%
América Central / Caribe	5.5	0.0	1.3%	2.8	0.0	0.7%
Otros	8.0	33.6	1.9%	8.2	29.5	2.0%
Europa	9.4	21.6	2.2%	4.7	27.0	1.1%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	2.7	0.0%
América del Sur	4.0	0.0	0.9%	2.0	0.0	0.5%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Total	428.5	431.2	100.0%	421.0	436.3	100.0%

Productos - kbped	2T 2024	2T 2023	% Part.	6M 2024	6M 2023	% Part.
América Central / Caribe	45.1	26.4	41.3%	40.8	26.0	39.2%
Costa del Golfo EE.UU.	42.8	30.5	39.2%	39.1	37.8	37.5%
Asia	15.6	32.1	14.3%	15.9	24.6	15.2%
América del Sur	5.1	4.8	4.7%	5.2	7.3	5.0%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Europa	0.1	8.1	0.1%	2.8	6.6	2.6%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Otros	0.5	11.4	0.4%	0.4	8.5	0.4%
Total	109.1	113.3	100.0%	104.2	110.7	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	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)
Crudo	217.9	210.7	3.4%	211.0	207.6	1.6%
Gas	6.4	3.7	73.0%	6.6	3.9	69.2%
Productos	3.4	3.4	0.0%	3.3	3.3	0.0%
Diluyente	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Total	227.8	217.9	4.5%	220.9	214.8	2.8%

Importaciones - kbped	2T 2024	2T 2023	Δ (%)	6M 2024	6M 2023	Δ (%)
Crudo	46.9	73.5	(36.2%)	50.6	72.2	(29.9%)
Productos	67.0	70.6	(5.1%)	65.4	75.5	(13.4%)
Diluyente	27.6	20.8	32.7%	29.3	24.5	19.6%
Total	141.5	164.9	(14.2%)	145.2	172.2	(15.7%)
Total	369.3	382.8	(3.5%)	366.1	387.0	(5.4%)

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	Enero 29/2024
2	Primero	Machin-1ST1	A3	VMM32	VMM	Ecopetrol 51% (Operador)	Seco	Febrero 29/2024
3	Segundo	Toritos Norte-1	A2c	LLA123	LLanos Central	Hocol 50% Geopark 50% (operador)	En Evaluación	Mayo 23/2024
4	Segundo	Rocoto-1HZ	A2a	Fortuna	VMM	Parex 80% (Operador) ECP 20%	Seco	Mayo 20/2024

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

Indicadores HSE*	2T 2024	2T 2023	6M 2024	6M 2023
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.23	0.27	0.23	0.22
Incidentes ambientales**	0	0	0	1

* 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.