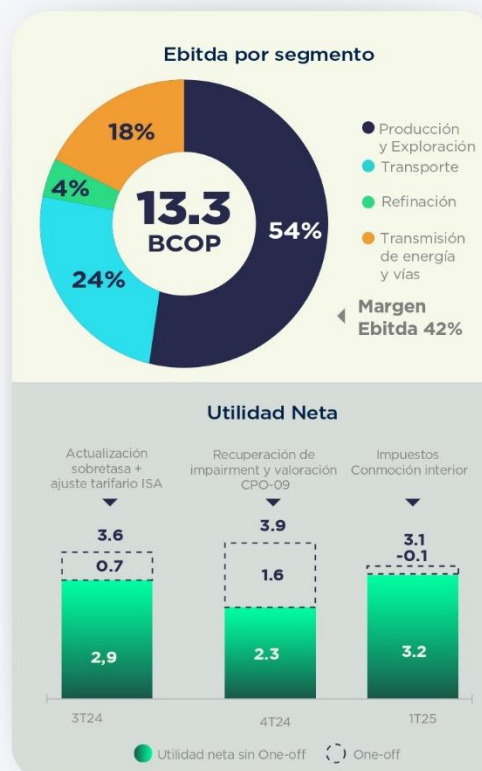
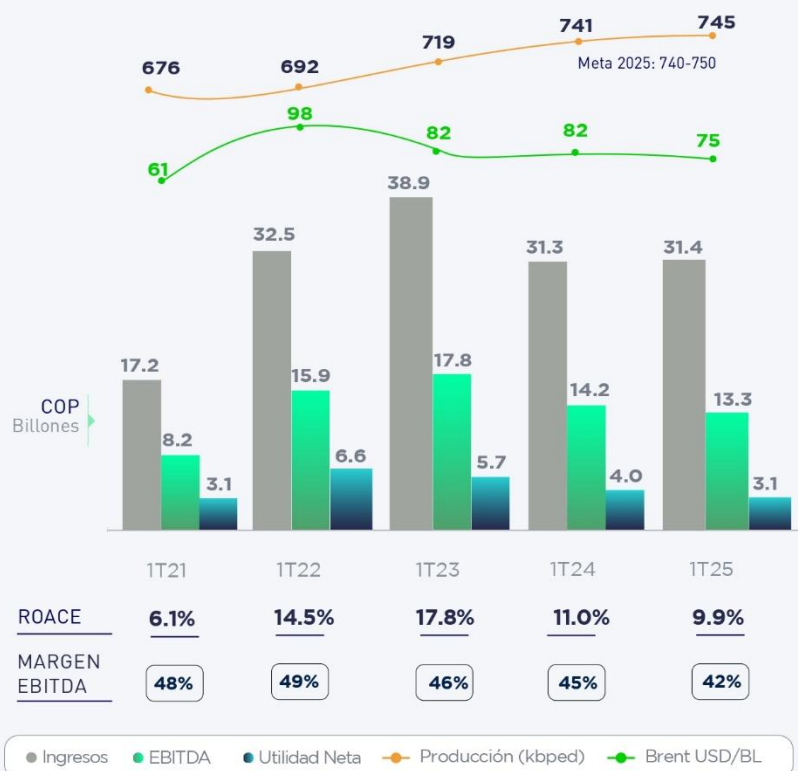


Resultados 2025 PRIMER TRIMESTRE

RESILIENCIA FINANCIERA CON ALTA EFICIENCIA OPERATIVA



5.5 BCOP
Dividendos pagados
(4 y 29 de abril)

1.6 BCOP
Acumulación del
FEPC 1T25

710 mMCOP
eficiencias
acumuladas

Ejecución de inversiones mantiene dinámica favorable al cierre del 1T25 (5.1BCOP)

Energías para la transición 1T25

Gas Natural y GLP

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

Aportaron el
21%

del total de la producción
de hidrocarburos

Regasificadora del Pacífico:
El 28 de febrero de 2025 se firmó un contrato de servicios logísticos integrales de regasificación donde Ecopetrol participa como usuario de este servicio

Hidrocarburos 1T25

Producción

745
Kbped

(+4.3 Kbped vs 1T24)

Transporte

1,092
Kbd

(-26.8 Kbd vs 1T24)

Refinación

396
Kbd

(-32.5 Kbd vs 1T24)

Exploración, Desarrollo y Producción



Caribe Offshore

Se adelantan los análisis de las muestras de gas para avanzar en el diseño de las facilidades que permitirán tratarlo y ponerlo en condiciones regulatorias del mercado nacional



Internacional

Se aprobó el FID para Gato do Mato, el primer proyecto de desarrollo con participación de Ecopetrol en el área presal de la Cuenca de Santos, en Brasil



Caño Sur

Entrada en operación oleoducto para evacuación y ampliación Estación Centauros

Transmisión y vías 1T25

Adjudicación

Internacional: Continúa el avance dentro del cronograma en la ejecución de Panamericana Este en Panamá, Orbital Sur y de los convenios complementarios en Ruta de la Araucanía, Ruta del Maipo y Ruta de Los Ríos, en Chile.

Lanzamiento estrategia 2040 "Energía que da vida a la transición" en línea con la de Ecopetrol

18%

de aporte al
EBITDA del GE

Avanzando en las energías para la transición



69.1

mMCOP al 1T25
Portafolio de Desarrollo
Territorial Sostenible



**REUTILIZAMOS EL
82%**

del total de agua requerida
para nuestras operaciones
lo equivalente a 43 millones
de m³



21.2

PJ al 1T25
Eficiencia Energética
que alcanzó una optimización
del consumo interno acumulado
desde el 2018



**Decreto MME
1467 de 2024**

Viabiliza nuevas fuentes
de gas natural costa
afuera e importado



127.5

ktCO₂e al 1T25
Emisiones de GEI*
reducidas



Iniciamos 2025 con resultados soportados en nuestra fortaleza operativa y financiera. Afrontamos un entorno afectado por variables exógenas, tensiones geopolíticas y principalmente con un fuerte impacto por la caída en los precios del crudo de

referencia Brent. El Grupo Ecopetrol continúa demostrando su resiliencia operativa, apoyado en su diversificación de mercados y de portafolio, la integración del negocio de hidrocarburos, la maximización de eficiencias, optimización y ahorros en las operaciones, logrando así resultados favorables y generando un nivel de rentabilidad competitivo en la industria.

En el primer trimestre del año registramos ingresos por COP 31.4 billones, un EBITDA de COP 13.3 billones, una utilidad neta de COP 3.1 billones, un margen EBITDA de 42% y un ROACE del 9.9%. En abril del 2025, realizamos el pago de dividendos a nuestros accionistas minoritarios por un valor aproximado de COP 1 billón y a nuestro accionista mayoritario por valor aproximado de COP 4.5 billones, quedando pendiente el pago de la última cuota a la Nación a realizar a finales de junio.

En la línea de **Hidrocarburos** destacamos la fortaleza de nuestro negocio tradicional manteniendo la producción en 745 kbped, dentro de la expectativa definida para el año a pesar de los eventos de entorno local; por su parte, los volúmenes transportados se ubicaron en 1,092 kbd y las cargas de refinación en 396 kbd, a pesar de los mantenimientos programados en la Refinería de Barrancabermeja, eventos operativos y de entorno. Resaltamos, la decisión de inversión (FID) del proyecto de gas condensado en la Cuenca de Santos de Brasil, Gato Do Mato, en aguas profundas entre 1,750 y 2,050 metros de tabla de agua del cual se espera incorporación de reservas significativas de petróleo para el 2025.

En términos de comercialización, destacamos el buen inicio de año para nuestras filiales comerciales en Houston y Singapur frente a las tensiones globales que se han presentado, pues el diferencial de la canasta de crudos fue USD 6.26/bl frente a USD 8.26/bl en el 1T24, mostrando un fortalecimiento de USD 2.0 bl, que corresponde a un mejoramiento del 25%. Las oficinas de Colombia, Estados Unidos y Singapur han logrado capturar las oportunidades del mercado y así maximizar el beneficio para el Grupo.

En la línea de **Energías para la Transición**, destacamos la firma del contrato de servicios logísticos integrales para la Regasificadora del Pacífico que contará con una capacidad de regasificación de hasta 60 millones de pies cúbicos por día (MPCD), con entrada en operación estimada en el segundo semestre de 2026. Así mismo, destacamos que durante el 1T25 se logró una optimización energética de 1.27 petajulios equivalente a un ahorro de COP 22.9 mil millones en las operaciones del Grupo Ecopetrol.

En la línea de **Transmisión y Vías**, destacamos el lanzamiento de la estrategia 2040 de ISA “Energía que da vida a la transición” que se enfoca en consolidar la transmisión de energía eléctrica en América Latina, acelerar nuevos negocios, duplicar el EBITDA de 2024, incursionar en nuevas geografías y una gestión activa del portafolio.

En el frente de **gobierno corporativo** se desarrolló la Asamblea General de Accionistas, donde se eligieron a los nuevos miembros de Junta Directiva, quienes, con sus contribuciones en términos de diversidad en edad y género, así como con su experiencia profesional buscarán preservar el negocio tradicional de la Compañía, ratificando su compromiso para avanzar hacia una transición energética justa y responsable. En abril, reportamos ante la Securities and Exchange Commission (SEC) la forma 20F correspondiente al periodo 2024. Con este reporte Ecopetrol, a través de su Junta Directiva y la alta gerencia, demuestra sus sólidas prácticas en materia de cumplimiento y transparencia hacia sus inversionistas en el mercado internacional.

Finalmente, dada la coyuntura de mercado el Grupo inició unas acciones encaminadas a disminuir por encima de la meta del plan financiero en un billón de pesos los costos y gastos y cuenta con una flexibilidad de 500 millones de dólares en la ejecución de inversiones. Así mismo, hacia adelante seguiremos monitoreando las condiciones de mercado y tomando las medidas que se requieran para preservar la sostenibilidad financiera del Grupo Ecopetrol. Históricamente hemos sido resilientes y confiamos en estar preparados para los retos que este año plantea.

Ricardo Roa Barragán
Presidente Ecopetrol S.A

El Grupo Empresarial Ecopetrol generó durante el 1T25 una utilidad neta de COP 3.1 billones, un EBITDA de COP 13.3 billones con un margen EBITDA del 42%. En los resultados del trimestre se destacan la recuperación en el crecimiento de la producción, las ventajas de ser un Grupo Empresarial diversificado y los mantenimientos planeados en el segmento de Refinación para garantizar la integridad en sus operaciones y el suministro de combustibles de calidad al país. Lo anterior en un entorno de menores precios de hidrocarburos y alta volatilidad.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2025	1T 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	31,365	31,302	63	0.2%
Depreciación y amortización	3,738	3,452	286	8.3%
Costos variables	11,920	10,821	1,099	10.2%
Costos fijos	5,047	4,790	257	5.4%
Costo de ventas	20,705	19,063	1,642	8.6%
Utilidad bruta	10,660	12,239	(1,579)	(12.9%)
Gastos operacionales y exploratorios	2,280	2,437	(157)	(6.4%)
Utilidad operacional	8,380	9,802	(1,422)	(14.5%)
Ingresos (gastos) financieros, neto	(2,418)	(2,002)	(416)	20.8%
Participación en resultados de compañías	209	197	12	6.1%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	6,171	7,997	(1,826)	(22.8%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,939)	(2,921)	982	(33.6%)
Utilidad neta consolidada	4,232	5,076	(844)	(16.6%)
Interés no controlante	(1,105)	(1,064)	(41)	3.9%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,127	4,012	(885)	(22.1%)
EBITDA	13,258	14,238	(980)	(6.9%)
Margen EBITDA	42.3%	45.5%	-	(3.2%)

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 1T25 presentaron un incremento de 0.2% correspondientes a COP +0.1 billones versus 1T24, totalizando COP 31.4 billones, como resultado neto entre:

- Efecto cambiario positivo en los ingresos (COP +1.5 billones), por mayor tasa de cambio promedio.
- Mayores ingresos por servicios (COP +0.4 billones), derivados principalmente de los mejores resultados en transmisión de energía y vías.
- Menor precio promedio ponderado de venta de la canasta total de -4.4 USD/BI (COP -1.6 billones), por disminución en el precio de referencia Brent, compensado parcialmente con el fortalecimiento del diferencial negociado de crudos.
- Efecto del volumen de ventas en niveles similares al mismo periodo del año anterior (COP -0.2 billones; -3.5 kbped).

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	1T 2025	1T 2024	Δ (%)
Destilados Medios	184.6	177.2	4.2%
Gasolinas	132.3	135.3	(2.2%)
Gas Natural	70.0	86.1	(18.7%)
Industriales y Petroquímicos	18.5	19.0	(2.6%)
GLP y Propano	13.2	16.4	(19.5%)
Crudo	0.0	0.0	-
Combustóleo	0.3	0.2	50.0%
Total Volúmenes Locales	418.8	434.2	(3.5%)
Volumen de Exportación - kbped	1T 2025	1T 2024	Δ (%)
Crudo	421.9	413.4	2.1%
Productos	99.8	99.2	0.6%
Gas Natural*	15.6	12.7	22.8%
Total Volúmenes de Exportación	537.2	525.3	2.3%
Total Volúmenes Vendidos	956.0	959.5	(0.4%)

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

El total de volumen vendido durante el 1T25 ascendió a 956 kbped, 0.4% menor frente al 1T24, como resultado principalmente de un menor volumen de ventas locales, compensado parcialmente con un incremento en el volumen de exportaciones.

Las ventas internacionales, que representaron el 56% del total, evidenciaron un incremento del 2.3% (+11.9 kbped) en el 1T25 versus el 1T24, debido a:

- Incremento del 2.1% (+8.4 kbped) en exportación de crudos debido a: i) mayor disponibilidad de crudo para exportación dado la disminución de las cargas a refinerías por mantenimientos programados, ii) aumento en la producción y iii) mayor volumen de operaciones de trading de terceros.
- Incremento del 22.8% (+2.9 kbped) en ventas de gas natural por un sólido desempeño de la campaña de desarrollo de Permian.

Las ventas en Colombia, que representaron el 44% del total, mostraron una disminución de 3.5% (-15 kbped) versus 1T25, debido principalmente a:

- Disminución del 18.7% (-16.2 kbped) en ventas de gas explicada por menor demanda por temporada de inicio de año, eventos operativos en Gibraltar y menor disponibilidad de gas en Piedemonte por declinación natural de los campos.

- Disminución del 19.5% (-3.2 kbpd) en ventas de GLP y propano por menores cantidades ofertadas, principalmente en Cusiana y Cupiagua.
- Disminución del 2.2% (-3 kbpd) en ventas de gasolina por menor demanda nacional asociada a incremento de precios internos.
- Disminución del 2.6% (-0.5 kbpd) en ventas de industriales y petroquímicos afectados por menor disponibilidad de aromáticos, polietileno y propileno asociados a paradas programadas de planta en 2025. En el caso del propileno (PGR), este ha sido quemado como gas combustible por eficiencias en la refinería de Barrancabermeja.
- Incremento del 4.2% (+7.4 kbpd) en ventas de destilados medios en línea con la mayor demanda.

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

USD/BI	1T 2025	1T 2024	Δ (%)
Brent	75.0	81.8	(8.3%)
Canasta de Venta de Gas	29.0	28.3	2.5%
Canasta de Venta de Crudo	68.7	73.5	(6.5%)
Canasta de Venta de Productos	86.2	92.6	(6.9%)

Crudos: En el 1T25 versus 1T24, se observó una caída de 4.8 USD/BI en los precios de la canasta de crudo pasando de 73.5 USD/BI a 68.7 USD/BI, explicado principalmente por el debilitamiento del precio del Brent en 6.8 USD/BL por las amenazas arancelarias por parte de EE. UU y desaceleración de la economía china.

Este impacto fue parcialmente compensado por un fortalecimiento del diferencial contable de crudos en 2.0 USD/BI frente al 1T24. Este comportamiento se explica, principalmente, por las amenazas arancelarias por parte de EE. UU. al crudo pesado Maya (México) y WCS (Canadá) durante el primer trimestre del año. Adicionalmente, la incertidumbre sobre la eliminación de las licencias de producción en Venezuela por parte de EE. UU y las sanciones a los crudos de origen sensible (Irán, Venezuela y Rusia) generaron mayores opciones comerciales para el Castilla, en Asia y en la USCG.

Productos Refinados: En el 1T25 versus 1T24, la canasta de venta de productos se debilitó en 6.4 USD/BI, pasando de 92.6 USD/BI a 86.2 USD/BI, explicado por (i) el debilitamiento del Brent en 6.8 USD/BL y (ii) la caída en los indicadores internacionales de diésel y gasolina, debido a una mayor oferta en la cuenca del Atlántico, el cuál fue parcialmente compensado por un diferencial de Fuel Oil más fortalecido como consecuencia de las nuevas sanciones a Rusia y países del medio oriente que han reducido la oferta, y por una mayor demanda de bunkers relacionada con los ataques en el mar rojo que ha obligado a muchos barcos a utilizar nuevas rutas más largas incentivando un mayor consumo de bunkers.

Gas Natural: El precio de las ventas de gas se fortaleció 0.7 USD/BI, pasando de 28.3 USD/BI a 29.0 USD/BI debido principalmente a la indexación de precios al Índice de Precios al Productor (IPP) de EE.UU.

Programa de Coberturas: Durante el 1T25 se continuó con la ejecución de coberturas tácticas con volúmenes cubiertos que ascendieron a 2.73 mmbbls sobre indicador, correspondientes a exportaciones de crudo. Adicional a esto, por parte de Ecopetrol Trading Asia, se ejecutaron coberturas tácticas para 7.01 mmbbls sobre indicador, por parte de Ecopetrol US Trading, se ejecutaron coberturas tácticas para 0.50 mmbbls sobre indicador, y por parte de Refinería de Cartagena, se ejecutaron coberturas tácticas para 0.50 mmbbls sobre indicador.

Costo de Ventas

El costo de ventas presentó un incremento de 8.6% equivalente a COP +1.6 billones en el 1T25 versus 1T24. A continuación, los hechos más relevantes que se presentaron en cada componente del costo:

Costos Variables

Los costos variables presentaron un aumento de 10.2% equivalente a COP +1.1 billones en el 1T25 frente al 1T24, explicado por el efecto combinado entre:

- Incremento en el valor de las compras de crudos, gas y productos (COP +1.4 billones), por efecto neto de: i) mayor volumen comprado (COP +1.3 billones, +38.1 kbped), principalmente por importación de combustibles para atender la demanda nacional, ante el inicio del ciclo de mantenimientos mayores en la Refinería de Barrancabermeja e incidentes operativos en la Refinería de Cartagena, ii) efecto negativo en compras por mayor tasa de cambio promedio (COP +0.7 billones) y iii) menor precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones de -1.8 USD/BI (COP -0.6 billones).
- Aumento en otros costos variables (COP +0.3 billones), principalmente por: incremento en las tarifas de contratos, impactadas por el efecto inflacionario.
- Fluctuación de inventarios (COP -0.6 billones), principalmente por incremento en el nivel de inventarios de crudos para uso exclusivo de las Refinerías. Lo anterior, fue compensado parcialmente con menor valoración del costo promedio de los inventarios, en línea con caída en los precios internacionales de referencia durante el 1T25.

Costos Fijos: Aumento de 5.4% equivalente a COP +0.2 billones en el 1T25 frente al 1T24, principalmente por: i) incremento en los costos de mantenimiento y otros costos generales, asociado a mayor actividad, ii) efecto inflacionario en tarifas de contratos y costos laborales y iii) efecto cambiario en los costos de filiales con moneda diferente al peso colombiano, dada mayor TRM promedio.

Depreciación y Amortización: Aumento de 8.3% equivalente a COP +0.3 billones en el 1T25 frente al 1T24, por: i) incremento en la producción, ii) mayor nivel de inversión de capital y iii) efecto cambiario en la depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada la devaluación del peso frente al dólar. Lo anterior, fue compensado parcialmente con iv) mayor nivel de reservas incorporadas en 2024, lo que se traduce en una menor tasa de depreciación.

Gastos Operacionales y Exploratorios, neto de Otros Ingresos

Los gastos operativos, netos de otros ingresos disminuyeron un 6.4%, equivalente a COP +0.2 billones frente al 1T24, principalmente por menores pozos declarados secos en el 1T25 vs los del 1T24, parcialmente compensado por mayores impuestos, dado el decreto de conmoción interior que incrementó la tarifa del impuesto de timbre al 1% y creó el impuesto especial del Catatumbo que grava las ventas de hidrocarburos.

Resultado Financiero (No Operacional)

Incremento en el gasto financiero (no operacional) en 1T25 en +20.7% equivalente a COP +0.4 billones frente al 1T24, como resultado de:

- Menor ingreso por diferencia en cambio (COP +0.1 billones), dada la posición activa del Grupo Ecopetrol frente a una disminución de la TRM de cierre entre diciembre del 2024 y marzo del 2025.
- Incremento en gastos por intereses de deuda (COP +0.1 billones), principalmente por mayores tasas de interés en las operaciones de manejo de deuda realizadas en el 2024 y el efecto cambiario en los intereses de las deudas denominadas en USD.

- Menores rendimientos y valoración del portafolio de inversiones y cuentas bancarias debido a la disminución en las tasas de mercado (COP +0.1 billones).
- Incremento en el costo financiero de los pasivos de largo plazo (COP +0.1 billones), por actualización de las tasas de descuento.

Impuesto a las Ganancias

La **Tasa Efectiva de Tributación** para el 1T25 se ubicó en 31.4% frente al 36.5% de 1T24. La disminución se debe principalmente a una menor sobretasa del impuesto de renta en el 1T25 (0%) vs el 1T24 (15%) dada la proyección del precio del Brent a la fecha de cierre.

La Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales ("DIAN") emitió el Concepto No. 100202208-2305 el 19 de diciembre de 2024, manifestando según su interpretación que la importación y nacionalización de gasolina y ACPM se encuentra gravada con el Impuesto sobre las Ventas (IVA) a la tarifa general del 19%. De acuerdo con la interpretación de la DIAN, la base para la liquidación del impuesto es el valor de los productos en aduanas.

Ecopetrol S.A. y Refinería de Cartagena S.A.S ("la Refinería") difieren de la interpretación de la DIAN por las razones que oportunamente fueron expuestas a la autoridad tributaria. No obstante, en línea con su interpretación y en la aplicación que está haciendo de la misma, la autoridad tributaria notificó a la Refinería y a Ecopetrol, tres requerimientos especiales aduaneros por valor de \$6.1 billones para Ecopetrol y de \$1 billón para la Refinería más intereses estimados a la fecha, por \$2.3 billones, para los periodos comprendidos entre 2022 y 2024. Los requerimientos fueron recibidos el 24 de febrero y el 6 de marzo de 2025 por la Refinería y el 11 de abril de 2025 para Ecopetrol.

De los requerimientos efectuados por la DIAN se evidencia una diferencia de interpretación normativa entre dicha entidad y las Compañías del Grupo Ecopetrol requeridas, por lo que, dentro del marco de la debida diligencia y protección de sus legítimos intereses, la Refinería recientemente contestó sus requerimientos y Ecopetrol los contestará en los próximos días, contravirtiendo los actos proferidos por la DIAN, a través de los recursos y acciones previstos en la ley.

Estado de Situación Financiera

Los activos del Grupo Ecopetrol disminuyeron en COP -1.1 billones equivalente a -0.3% durante el 1T25, principalmente por: i) el efecto de conversión de las filiales con moneda diferente al peso colombiano por una menor TRM de cierre, la cual pasó de \$4,409/dólar en 2024 a \$4,192/dólar al 31 de marzo del 2025, ii) la depreciación de los activos fijos del trimestre (COP -3.9 billones), iii) la disminución de la cuenta por cobrar del Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles por el pago recibido versus lo causado en el 1T25 (COP -0.7 billones), iv) menor caja total (COP -1.2 billones) y v) otros activos por (COP -0.4 billones). Lo anterior es compensado con un mayor nivel de CAPEX del periodo (COP +4.1 billones) y un aumento nivel de inventarios (COP +1.0 billón).

Los pasivos aumentaron en COP +5.6 billones equivalente a 3.0% durante el 1T25, principalmente por el aumento de las cuentas por pagar (COP +7.3 billones) como efecto neto entre: i) el reconocimiento de los dividendos por pagar decretados a accionistas de Ecopetrol y accionistas no controlantes de Filiales y, ii) el pago de la segunda cuota de la adquisición de CPO-09. Esto fue compensado parcialmente con: iii) disminución en el saldo de la deuda (COP -1.3 billones) por el efecto neto entre la adquisición de obligaciones y el efecto de reexpresión por menor tasa de cambio de cierre sobre deuda en dólares y iv) disminución en el saldo de otros pasivos (COP -0.4 Billones).

El patrimonio del Grupo Ecopetrol al cierre del 1T25 fue de COP 103.3 billones el cual disminuyó en COP -6.2 billones frente al 4T24, principalmente como resultado de la distribución de dividendos, compensado parcialmente con las utilidades generadas durante el periodo. El 75% del patrimonio corresponde a los accionistas de Ecopetrol y el 25% restante al interés no controlante.

Flujo de Caja, Deuda y FEPC

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2025	1T 2024
Efectivo y equivalentes inicial	14,054	12,336
(+) Flujo de la operación	6,122	6,015
(-) CAPEX	(3,959)	(4,275)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	(802)	(163)
(-) Adquisición de activos	(1,109)	0
(+) Otras actividades de inversión	402	428
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	451	875
(-) Pagos de dividendos	(1,023)	(271)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(34)	222
Efectivo y equivalentes final	14,102	15,167
Portafolio de inversiones	2,935	2,182
Caja total	17,037	17,349

Flujo de Caja

Al cierre del 1T25, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja consolidada de COP 17 billones (46% COP y 54% USD). Las principales fuentes de liquidez para el Grupo fueron: i) la actividad de operación, que generó COP 6.1 billones e incluyó el recaudo del FEPC del 1T24 y ii) el flujo neto de la deuda, que aportó COP 0.5 billones. Las principales salidas de efectivo del periodo fueron: i) los desembolsos de CAPEX principalmente en Ecopetrol S.A. y Permian, ii) segundo pago de la adquisición del 45% de participación en el contrato CPO-09, iii) el pago de dividendos a accionistas no controlantes de ISA, Ocesa y ODL.

Deuda

Al corte del 1T25, el saldo de la deuda en el balance es de COP 118.6 billones, equivalentes a USD 28,301 millones (la deuda consolidada de Grupo ISA aporta USD 8,431 millones), presentando una disminución de COP -1.3 billones frente a diciembre del 2024. La disminución de la deuda se explica principalmente por el efecto neto entre la re-expresión de las obligaciones financieras en dólares a tasa de cierre, reconocida en el patrimonio a través de la contabilidad de coberturas, y el aumento de la deuda para proyectos de inversión del Grupo ISA y créditos de corto plazo en Ecopetrol S.A. El indicador Deuda Bruta/EBITDA del Grupo Empresarial al corte de marzo 2025 fue de 2.2 veces, inferior al límite superior establecido para el 2025 (2.5 veces). La relación Deuda/Patrimonio al cierre de marzo fue de 1.1 veces.

Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles (FEPC)

Al cierre de marzo de 2025, la cuenta por cobrar al FEPC se ubicó en COP 7 billones. En el 1T24 se presenta una disminución de COP -0.7 billones frente al diciembre del 2024, explicado principalmente por el pago de COP -2.22 billones recibido por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público correspondientes al 1T24, compensado parcialmente con la causación del periodo de COP +1.55 billones.

Eficiencias

En 2025 el Grupo Ecopetrol continúa materializando su estrategia integral de eficiencias y competitividad con un aporte de COP 710 mil millones al 1T25. A continuación, se resumen las principales acciones:

- i) Acciones enfocadas en mejorar el EBITDA y capital de trabajo del Grupo, las cuales han alcanzado un valor COP 526 mil millones, concentradas en:
 - Eficiencias por COP 176 mil millones que impactaron positivamente el costo de levantamiento en 6,5% (0.73 USD/BL), entre las que se destacan los menores costos en nuevas contrataciones de servicios, eficiencias en la autogeneración y compra de energía, eficiencia energética en las operaciones, reúso de materiales en el mantenimiento de subsuelo y reducción de índices de falla de los sistemas de levantamiento artificial.
 - Captura de sinergias en los sistemas de transporte del crudo por COP 110 mil millones entre las que resaltan el ruteo óptimo de crudos con menores pérdidas y la ganancia por compensación volumétrica por calidad.
 - Las estrategias de mejora de márgenes e ingresos desplegadas por las áreas Comercial, Refinación y de Producción que sumaron COP 122 mil millones.
 - Iniciativas con foco en la optimización de costos de las áreas corporativas y de soporte con una contribución en el resultado de COP 83 mil millones. Se dieron principalmente en la cadena de abastecimiento, en soluciones e infraestructura digital a nivel corporativo y en control de demanda de servicios en operaciones.
- ii) Acciones enfocadas en optimizar el costo de las inversiones en proyectos (eficiencias en Capex) que alcanzaron un total de COP 140 mil millones, que representa 2.7% del total del Capex.
 - En perforación y completamiento se destacan actividades de diseño e ingeniería, optimización de servicios de cementación y direccional, negociación de tarifas del acero y reducción de tiempos de proceso, entre otras.
 - Mejor desempeño en las operaciones de perforación en Delaware y de completamiento en Midland (Permian).
 - En los proyectos de facilidades de superficie se generaron eficiencias por redefinición de alcances sin impactar la promesa de valor de los proyectos, utilizando facilidades existentes y uso de materiales disponibles en bodega, reduciéndose las compras.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Inversiones Grupo Ecopetrol Millones (USD) Negocio	Total 3M 2025		
	MUSD	BCOP Equivalente	% Participación
Hidrocarburos*	720	3.0	59%
Energías para la Transición**	170	0.7	14%
Transmisión y Vías	325	1.4	27%
Total	1,215	5.1	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: 4,193.17

** Incluye inversiones en gas y Transición Energética

***Incluye solo inversiones orgánicas

Al cierre del 1T25 el Grupo Ecopetrol realizó inversiones por USD 1,215 millones (COP 5.1 billones), las cuales se concentran en Colombia con una participación del 63% y el restante 37% a nivel internacional, principalmente en Estados Unidos (20%), Brasil (12%) y otras Geografías (5%).

Hidrocarburos

Las inversiones registradas en la línea de hidrocarburos representaron el 59% del total del Grupo ascendiendo a USD 720 millones (COP 3.0 billones). En actividades de Exploración y Producción se destinaron USD 590 millones (COP 2.5 billones), principalmente concentradas en el departamento del Meta en los campos Caño Sur, Rubiales, Castilla, Chichimene y CPO09, mientras que a nivel internacional las inversiones se enfocaron en la cuenca de Permian en Estados Unidos.

Por su parte, en el segmento de transporte, las inversiones al cierre del 1T25 ascendieron a USD 51 millones (COP 0.2 billones) con un foco en continuidad operativa de los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos en actividades de cruces, reparaciones mecánicas y geotecnia.

En el segmento de Refinación se invirtieron USD 71 millones (COP 0.3 billones), enfocados en la continuidad operativa para garantizar la disponibilidad de las refinerías, y en proyectos como control de emisiones SOX y Contención Ribera del Río en la Refinería de Barrancabermeja, en mantenimientos mayores y paradas de planta en ambas refinerías.

Energías para la Transición

En lo corrido de 2025, en la línea de Energías para la Transición se han invertido USD 170 millones (COP 0.7 billones) con una participación del 14% frente al total de inversiones del Grupo Ecopetrol, principalmente concentradas en inversiones para el abastecimiento de gas con USD 136 millones (COP 0.6 billones) particularmente en los campos Floreña y Cupiagua en el Departamento de Casanare y en el Bloque Gua off 0 en el Caribe costa afuera colombiano.

Se realizaron inversiones en eficiencia energética y energías renovables por USD 34 millones (COP 0.1 billones) con foco en proyectos de energía solar e Hidrógeno como la Granja Solar Quifa, el Ecoparque solar la Iguana y el proyecto Coral de producción de Hidrógeno en la Refinería de Cartagena en los Departamentos del Meta, Bolívar y Antioquia, respectivamente.

Transmisión y Vías

Durante el 1T25 en la línea de negocio de Transmisión y Vías, se ejecutaron inversiones por USD 325 millones (COP 1.4 billones) con una participación del 27% del total de inversiones del Grupo, concentradas en el negocio de transmisión de energía (91%) en Brasil, Perú y Colombia, seguidas por Vías con una participación de 8% y el 1% restante en el negocio de Telecomunicaciones.

II. Resultados Líneas de Negocio

Para propósitos de este reporte, la información financiera incluida en este informe anual está organizada por los siguientes segmentos: (i) exploración y producción, (ii) transporte y logística, (iii) refinación y petroquímicos, y (iv) transmisión de energía y carreteras, lo cual es consistente con los anteriores informes de la Compañía. La administración está revisando actualmente diferentes opciones para actualizar el modelo operativo y de reporte financiero de la Compañía para estar mejor alineado con la Estrategia 2040.

1. HIDROCARBUROS

1.1 Exploración, Desarrollo y Producción

Exploración

En la actividad realizada por Ecopetrol, sus filiales y sus asociados se avanzó con la perforación de 4 pozos exploratorios de los 10 planeados inicialmente para la vigencia 2025.

De la actividad exploratoria costa adentro se destaca:

- La perforación de 3 pozos: i) Toritos Oeste-1, ii) Currucutu-1 ubicados en bloque LLA-123, los cuales son operados por Geopark (50%) en asociación con nuestra filial Hocol, actualmente en evaluación y, iii) Andina Este-1 ubicado en el Piedemonte Llanero, operado por Parex (50%) en asociación con Ecopetrol, sin manifestaciones de hidrocarburos.
- Continúa la perforación del pozo Floreña N18Y operado por Ecopetrol (100%), ubicado en el Piedemonte, el cual se espera llegue a profundidad final en el 3T25.
- Se confirmó presencia de hidrocarburos en los pozos Zorzal Este-1, perforado por Geopark en el 2023 en asocio con Hocol y Caripeto-1, perforado por Sierracol en el 2024.
- Continúan en evaluación dos pozos delimitadores Bisbita Oeste-1 y Toritos Sur-2 perforados en el 2024 por Geopark (50%) en asocio con nuestra filial Hocol (50%) en el bloque LLA-123.

De la actividad exploratoria costa afuera se destaca:

- La perforación exitosa del pozo delimitador Sirius-2 ST2 ubicado en el Caribe Costa Afuera, concluyendo de manera exitosa las pruebas de formación del pozo, operado por Petrobras (44.44%) en asociación con Ecopetrol (55.56%); este es un proceso estándar en la industria y es determinante para probar el potencial del descubrimiento como una fuente sostenible de gas para el mercado nacional. Así mismo, se adelantan los análisis de las muestras de gas para avanzar en el diseño de las facilidades que permitirán tratarlo y ponerlo en condiciones regulatorias del mercado nacional.
- El pasado 10 de marzo, Anadarko y Ecopetrol recibieron la respuesta de la ANLA al recurso de reposición presentado frente a los términos iniciales de la licencia ambiental en el Bloque COL-1. Tras el pronunciamiento de la autoridad, el consorcio evalúa las implicaciones de los términos finales de la licencia ambiental, así como los pasos siguientes frente a la ejecución del pozo Komodo-X1.
- Inició la perforación del pozo exploratorio Buena Suerte-1 el 4 de abril, ubicado en el bloque Gua-Off-0, operado por Petrobras (44.44%) en asociación con Ecopetrol (55.56%). Este prospecto de gas está ubicado a 40 km de la costa del Caribe Colombiano y a 11 km del descubrimiento Sirius. Su objetivo es probar la presencia de un sistema gasífero en un play (concepto exploratorio) diferente al del descubrimiento de gas obtenido con Sirius.
- Respecto al proyecto de desarrollo de Gorgon y la gestión de la viabilidad socioambiental, continúan con una proyección para finalizarse el primer semestre de 2029 e iniciar la producción entre los años 2031 y 2032. En ese sentido, Ecopetrol está evaluando opciones de conexión con el Sistema Nacional de Transporte para comercializar el gas y atender la demanda nacional.

Ámbito internacional:

Durante el 1T25, fueron entregados los productos finales del procesamiento de la sísmica multicliente 3D adquirida por el consorcio PGS/TGS en el área de interés, donde Ecopetrol Brasil compró la licencia de ~10,800 km² que cubren la totalidad de los bloques asignados. Lo anterior, hace parte del cumplimiento al programa exploratorio del proyecto Santos Sur, localizado en la cuenca Santos de Brasil, constituido por 11 bloques contiguos operados por Shell (70%), con participación del 30% de Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil. Con estos datos, se espera detallar la prospectividad del área.

Gato do Mato

Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda. (ECP Brasil), filial del Grupo Ecopetrol S.A., aprobó durante el 1T25 la Decisión Final de Inversión (FID) para Gato do Mato, el primer proyecto de desarrollo con participación de Ecopetrol en el área presal de la Cuenca de Santos, en Brasil.

El proyecto Gato do Mato es un descubrimiento de gas condensado, en aguas profundas entre 1,750 y 2,050 metros de tabla de agua, que abarca dos bloques contiguos frente a la costa brasilera: BM-S-54 en contrato de Concesión y Sul de Gato do Mato bajo contrato de producción compartida.

El Consorcio Gato do Mato está integrado por Shell (operadora con una participación del 50%), Ecopetrol (30%), Total Energies (20%) y Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) como representante del Gobierno brasileño en el contrato de producción compartida.

El plan de desarrollo incluye la instalación de un buque flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO¹) diseñado para procesar hasta 120,000 barriles de petróleo por día. Los volúmenes actuales estimados de recursos recuperables de petróleo del desarrollo de Gato do Mato son aproximadamente 370 millones de barriles brutos. La participación del Grupo Ecopetrol de estos volúmenes es del 30%, de los cuales se espera una incorporación significativa de reservas de petróleo en el 2025 con inicio de producción en el año 2029.

¹ Floating Production, Storage, and Offloading

Producción

Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	1T 2025	1T 2024	Δ (%)
Crudo	499.7	490.9	1.8%
Gas Natural	105.2	120.2	(12.5%)
Total Ecopetrol S.A.	604.9	611.0	(1.0%)
Crudo	21.3	17.9	19.0%
Gas Natural	15.0	17.9	(16.2%)
Total Hocol	36.3	35.9	1.1%
Crudo	7.4	8.7	(14.9%)
Gas Natural	1.0	0.9	11.1%
Total Ecopetrol America	8.4	9.7	(13.4%)
Crudo	53.4	49.3	8.3%
Gas Natural	42.6	35.3	20.7%
Total Ecopetrol Permian	95.9	84.6	13.4%
Crudo	581.7	566.9	2.6%
Gas Natural	163.7	174.3	(6.1%)
Total Grupo Ecopetrol	745.4	741.1	0.6%

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: En la tabla del presente reporte se incluye la producción 100% de Arauca-8 (86 bped). El titular del Convenio Arauca es Ecopetrol, por ende, el 100% de la titularidad de la producción del Área del Convenio Arauca se encuentra en cabeza de Ecopetrol, sin embargo, en virtud del acuerdo privado (*Business Collaboration Agreement* BCA), suscrito entre Ecopetrol y Parex, Ecopetrol, una vez producidos los hidrocarburos del Convenio Arauca, transfiere inmediatamente a Parex el 50% de toda la producción obtenida en el área Contratada.

Nota 4: Cifras de producción trimestral sujetas a actualizaciones menores por formas ministeriales a la ANH de campos asociados y cierres en filiales internacionales.

La producción del Grupo Ecopetrol del 1T25 fue de 745.4 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped), de los cuales Ecopetrol S.A. aportó 604.9 kbped y las filiales 140.6 kbped, incorporando la producción de los campos Guando y Guando SW (4.6 kbped) en la filial Hocol, dada la transferencia realizada de Ecopetrol S.A. a finales de 2024, en línea con la estrategia de presencia del Grupo Ecopetrol en el Departamento del Tolima a través de esta filial. Respecto al mismo periodo del año anterior, se produjeron +4.4 kbped adicionales, principalmente en las operaciones internacionales.

Respecto al 4T24 se logró un incremento de +15.3 kbped debido principalmente a: i) el incremento de producción del campo Akacias gracias a la adquisición del 45% del bloque CPO09 principalmente (+12.7 kbped), ii) el aporte de producción incremental de las filiales, especialmente Permian (+6.3 kbped) y, iii) el aumento de producción en Caño Sur gracias a la ampliación de procesamiento de agua + 300 kbwpd en la estación Centauros (+5.7 kbped). Lo anterior, compensó las menores ventas de gas y blancos por baja demanda por temporada de inicio de año, los impactos generados por bloqueos, la menor producción en los campos de Piedemonte y Guajira dados los cambios en condiciones técnicas que aceleraron la declinación natural de los campos (-10 kbped).

Frente a los impactos en producción por eventos de entorno, durante el 1T25 se tuvo una producción diferida de -3.2 kbped. Así mismo, entre finales de marzo y abril se presentaron los siguientes eventos de entorno relevantes: i) bloqueos en los campos de Rubiales y Caño Sur por parte de integrantes de las guardias indígenas, entre el 29 de marzo y el 3 de abril y ii) indisponibilidad del oleoducto Bicentenario a raíz de los atentados con afectación de los campos del norte de Arauca, acumulando una producción diferida por eventos de entorno y seguridad física entre enero y abril 2025 de 1.4 millones de barriles. Gracias a la capacidad para reactivar la operación, el trabajo conjunto con el Gobierno Nacional y la implementación de planes de contingencia para la mitigación de los riesgos, el Grupo Ecopetrol mantiene la meta de producción establecida entre 740 y 750 kbped.

En términos de perforación, durante el 1T25 en el Grupo Ecopetrol finalizaron y se completaron 114 pozos de desarrollo con un promedio de ocupación de 20 equipos de perforación activos.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento - Grupo Ecopetrol

USD/BI	1T 2025	1T 2024	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	11.25	12.10	(7.0%)	27%
Costo de Dilución**	5.46	5.43	0.6%	100%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías.

** Calculado con base en barriles vendidos.

Costo de Levantamiento

El costo de levantamiento del 1T25 disminuyó en -0.85 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior, apalancado principalmente por el efecto de tasa de cambio, las eficiencias capturadas y los mayores niveles de producción así:

Efecto Tasa de cambio (-0.8 USD/BI): efecto positivo por la mayor tasa de cambio promedio pasando de 3,915 a 4,193 pesos/dólar para la conversión del indicador de pesos a dólares.

Efecto costo (-0.02 USD/BI): se mantuvieron los costos de levantamiento gracias a las eficiencias alcanzadas de 0.73 USD/BI en 1T25 vs 0.38 USD/BI en 1T24 donde se destacan: i) optimización de tarifas de autogeneración y compra de energía, ii) mejores condiciones contractuales a nuevos servicios contratados, iii) soluciones de infraestructura digital y iv) menores intervenciones en los pozos por menor índice de fallas a las presentadas en el 1T24. Lo anterior permitió compensar los mayores volúmenes de fluidos tratados (+ 885 kbwpd²) asociados principalmente a la mayor producción.

Efecto Volumen (-0.03 USD/BI): mayores niveles de producción.

Costo de Dilución

El costo de dilución del 1T25 aumentó 0.03 USD/BI versus 1T24, explicado principalmente por:

Efecto costo (-0.31 USD/BI): Reducción del costo por i) (-0.22 USD/BI) menor volumen de diluyente requerido por la estrategia de evacuación de crudos pesados y extrapesados con una reducción en el factor de dilución pasando de 11.62% en 1T24 a 10.94% en 1T25 y ii) (-0.09 USD/BI) menor precio de compra de nafta asociado a la corrección en el indicador de referencia Brent.

Efecto Volumen (0.34 USD/BI): Menores barriles de crudo comercializados en el segmento por menores cargas a refinerías y fluctuación de los inventarios.

² Incremento en la producción de agua 1T25 vs 1T24 en campos de operación directa de Ecopetrol S.A.

Resultados Financieros

Tabla 9: Estado de Ganancias o Pérdidas – Exploración y Producción

Miles de Millones (COP)	1T 2025	1T 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	18,417	18,716	(299)	(1.6%)
Depreciación, amortización y agotamiento	2,658	2,378	280	11.8%
Costos variables	7,177	6,606	571	8.6%
Costos fijos	3,175	3,237	(62)	(1.9%)
Costo de ventas	13,010	12,221	789	6.5%
Utilidad bruta	5,407	6,495	(1,088)	(16.8%)
Gastos operacionales y exploratorios	1,242	1,461	(219)	(15.0%)
Utilidad operacional	4,165	5,034	(869)	(17.3%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,121)	(886)	(235)	26.5%
Resultados de participación en compañías	6	10	(4)	(40.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	3,050	4,158	(1,108)	(26.6%)
Provisión impuesto a las ganancias	(992)	(1,879)	887	(47.2%)
Utilidad neta consolidada	2,058	2,279	(221)	(9.7%)
Interés no controlante	25	18	7	38.9%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	2,083	2,297	(214)	(9.3%)
EBITDA	7,206	7,715	(509)	(6.6%)
Margen EBITDA	39.1%	41.2%	-	(2.1%)

Los **ingresos** disminuyeron durante el 1T25 frente a 1T24 principalmente por i) menor precio de referencia y ii) menor volumen ventas por menor realización de cargamentos de crudo DAP (*Delivery at place*), asociada a estrategia comercial que apalancó para cierre de 2024 “cero inventarios en tránsito” y menores entregas a refinerías, compensado parcialmente con una mayor tasa de cambio promedio y mejores diferenciales negociados de crudos.

El **costo de ventas** aumentó en 1T25 frente al 1T24 debido a:

- Incremento en el costo variable asociado a mayor costo de transporte principalmente por una mayor tasa de cambio promedio e incremento en las tarifas.
- Incremento en la depreciación, amortización y agotamiento, asociado a la mayor producción y mayor nivel de CAPEX.

Los **gastos operacionales y exploratorios** del 1T25 en comparación con el 1T24, disminuyeron principalmente por menor baja de activos exploratorios.

El **resultado financiero (no operacional)** del 1T25 frente al 1T24 presentó un mayor gasto principalmente por: i) mayor gasto por intereses generado por el aumento en el costo de la deuda efecto de la refinanciación y componente cambiario de los intereses de la deuda en dólares, ii) gasto por diferencia en cambio generada por una menor tasa de cambio de cierre frente a una posición activa en dólares y iii) menores rendimientos en los portafolios del Grupo por efectos de mercado.

La disminución en el gasto por **impuesto a las ganancias** para el 1T25 comparado con el 1T24 se generó por una menor sobretasa de renta dada la proyección actual de precios del Brent.

1.2 Transporte y Logística

Tabla 10: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	1T 2025	1T 2024	Δ (%)
Crudo	803.0	813.6	(1.3%)
Productos	288.7	304.9	(5.3%)
Total	1,091.7	1,118.5	(2.4%)

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 1T25 fue de 1,091.7 kbd, disminuyendo en 26.8 kbd frente al 1T24.

Crudos: Los volúmenes transportados disminuyeron un 1.3% en el 1T25 comparado con 1T24, como resultado de: i) menor producción en el país principalmente en Casanare, ii) menores entregas de crudo Castilla Norte desde la refinería de Barrancabermeja y iii) afectaciones a la infraestructura de transporte por parte de terceros que impidieron el normal desarrollo de las operaciones.

Frente a los retos derivados de afectaciones por terceros a la infraestructura de transporte, principalmente en los oleoductos Caño Limón–Coveñas y Bicentenario, se implementaron diversas estrategias orientadas a garantizar la continuidad operativa y minimizar los impactos en la cadena logística asegurando la evacuación de los campos, el suministro a las refinerías y cumplir con los compromisos de exportación. Como parte de estas acciones, tras las afectaciones por parte de terceros al Oleoducto Caño Limón – Coveñas que forzaron la suspensión del transporte en el tramo Banadía – Ayacucho desde el 3T24, se activó el transporte alternativo a través del Oleoducto Bicentenario en la ruta Banadía–Araguaney. Durante el primer 1T25, se transportaron 3.7 millones de barriles bajo este esquema, frente a los casi 1.2 millones de barriles evacuados en el mismo periodo del año anterior. Cabe mencionar que la operación del Oleoducto Bicentenario fue temporalmente suspendida desde el 19 de marzo de 2025 como consecuencia de afectaciones de terceros limitando la producción y el transporte de 64Kbbls³ durante el 1T25; luego de culminar satisfactoriamente las reparaciones necesarias, la operación de este sistema fue restablecida.

En lo corrido del 2025 aproximadamente el 90.7% del volumen de crudo transportado fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Productos Refinados: En el 1T25 el volumen transportado de refinados se redujo en 5.3% frente al 1T24, como resultado principalmente por: i) principalmente por menores entregas desde refinerías por mantenimientos programados, ii) aumento del porcentaje de etanol en la mezcla final, lo que redujo la cantidad de volumen requerido a ser transportado. Compensado parcialmente por iii) internación estratégica de productos para garantizar el abastecimiento en el interior del país.

En 2025, los productos de Ecopetrol S.A. representaron aproximadamente el 34.3% del volumen total transportado por poliductos.

Cabe señalar que, la instalación de válvulas ilícitas en la infraestructura durante el 1T25, especialmente en el sistema Pozos-Galán, restringió el transporte de productos aproximadamente 6.9 Kbd respecto al 1T24.

Afectaciones de terceros a la infraestructura de transporte: Durante el 1T25 se registró un incremento en el número de afectaciones por parte de terceros a la infraestructura de transporte, alcanzando un total de 12 eventos, frente a los 2 eventos reportados en el 1T24. Por su parte, las válvulas ilícitas retiradas en 1T25 disminuyeron en un 3% en comparación con el mismo periodo del año anterior.

³ Corresponde a la producción diferida de Ecopetrol en el campo Caño Limón derivada de la indisponibilidad del Oleoducto Bicentenario.

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	1T 2025	1T 2024	Δ (%)
Costo por Barril Transportado	3.03	2.91	4.1%

Costo por Barril Transportado: El costo por barril transportado en el 1T25 se ubicó en 3.03 USD/BI, y aumentó 0.12 USD/BI frente al 1T24, explicado por:

Efecto Costo (+0.21 USD/BI): Asociado principalmente a factores exógenos tales como i) mayores costos y gastos por efecto inflacionario sobre tarifas de contratos de mantenimiento, costos de áreas de soporte a la operación y laborales, sumado a ii) impacto de la re-expresión de costos y gastos en Ocesa cuya moneda funcional es el dólar, debido a una TRM promedio más alta, adicionalmente iii) se realizaron mayores actividades de mantenimiento y iv) se incrementaron los costos variables, principalmente por mayor consumo y aumento de tarifas en gas.

Efecto Volumen (+0.10 USD/BI): Menor volumen transportado en un -2.4% equivalente a -26.8 kbd.

Efecto Tasa de Cambio (-0.19 USD/BI): Efecto positivo por la mayor tasa de cambio promedio pasando de 3,915 1T2024 a 4,193 1T2025 pesos/dólar para la conversión del indicador de pesos a dólares.

Novedades en el Marco Regulatorio

En el 1T25 se avanzó en la regulación necesaria para impulsar nuevos negocios en el transporte de gas natural. El Ministerio de Minas y Energía emitió la resolución MME 40031, que establece el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032, incluyendo un importante gasoducto que conectará el Valle Inferior del Magdalena con el interior del país (Proyecto VIM–Interior), proyectado para operar desde 2030, con una fase anticipada desde finales de 2027.

Así mismo, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó en febrero una propuesta clave (Resolución 702 012) orientada a facilitar y remunerar inversiones para convertir oleoductos existentes en gasoductos, especialmente en aquellos casos donde la infraestructura actual tenga capacidad disponible o pueda quedar subutilizada. Esta regulación permitirá aprovechar al máximo la infraestructura existente, conectar nuevos proyectos de gas (incluyendo desarrollos costa afuera e importación), y reforzar la seguridad energética en momentos de alta demanda.

Actualmente, el regulador está revisando las observaciones recibidas, y se espera que próximamente emita la resolución definitiva, lo que brindará claridad para la evaluación de las oportunidades de negocio para el Grupo Ecopetrol que de allí se deriven.

Resultados Financieros

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	1T 2025	1T 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,980	3,569	411	11.5%
Depreciación, amortización y agotamiento	326	316	10	3.2%
Costos variables	218	197	21	10.7%
Costos fijos	465	414	51	12.3%
Costo de ventas	1,009	927	82	8.8%
Utilidad bruta	2,971	2,642	329	12.5%
Gastos operacionales	222	196	26	13.3%
Utilidad operacional	2,749	2,446	303	12.4%
Ingresos (gastos) financieros	(190)	46	(236)	(513.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,559	2,492	67	2.7%
Provisión impuesto a las ganancias	(932)	(863)	(69)	8.0%
Utilidad neta consolidada	1,627	1,629	(2)	(0.1%)
Interés no controlante	(332)	(297)	(35)	11.8%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,295	1,332	(37)	(2.8%)
EBITDA	3,122	2,817	305	10.8%
Margen EBITDA	78.4%	78.9%	-	(0.5%)

Los **ingresos** del 1T25 aumentaron frente al 1T24, por el efecto combinado de: i) una mayor tasa de cambio promedio, ii) actualización de tarifas, iii) mayores volúmenes movilizados en la operación contingente Banadía-Araguaney, compensado parcialmente por iv) la finalización del contrato de Ship or Pay en el Oleoducto Bicentenario.

El **costo de ventas** en el 1T25 aumentó frente al 1T24, principalmente por: i) efecto inflacionario sobre tarifas de contratos de mantenimiento, costos de áreas de soporte a la operación y laborales, ii) mayores costos y gastos en Ocesa cuya moneda funcional es el dólar, debido a una TRM promedio más alta, adicionalmente iii) se realizaron mayores actividades de mantenimiento y iv) incrementaron los costos variables, principalmente por mayor consumo y aumento de tarifas de gas.

Los **gastos operacionales**, netos del 1T25 aumentaron frente al 1T24, debido principalmente al reconocimiento en 1T24 de ingresos no recurrentes en Ocesa, asociados a la venta del volumen excedente del lleno de línea.

El **resultado financiero** neto (no operacional) del 1T25 disminuyó frente al 1T24, principalmente por: i) el efecto cambiario dada una menor tasa de cambio de cierre sobre la posición neta activa en dólares del segmento y ii) menores rendimientos financieros asociados al comportamiento de las tasas de interés sobre los depósitos e inversiones.

1.3 Refinación y Petroquímica

En el primer trimestre de 2025, se realizaron mantenimientos importantes en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, garantizando el suministro continuo de gasolina, la seguridad del personal y del medio ambiente. En Barrancabermeja, se realizaron paradas programadas en la unidad de crudo, la hidrotratadora de diésel y la planta de aromáticos; de igual forma, se inició el mantenimiento mayor en la unidad de cracking UOPII avanzando conforme al plan. En Cartagena, se registró un apagado total no programado del 14 al 20 de febrero sin impacto en el abastecimiento de refinados, seguido del inicio del mantenimiento programado de la unidad de hidrocrackeo.

El segmento de refinación, en el 1T25 obtuvo una carga consolidada de 395.9 kbd y un margen bruto integrado de 10.9 USD/BI, frente a una carga de 428.3 kbd y un margen bruto integrado de 14.8 USD/BI en el 1T24. Lo anterior como resultado de: i) la caída en los diferenciales de precios internacionales de combustibles frente al crudo; ii) eventos operativos asociados principalmente a las paradas programadas de las unidades de Crudo y Prime Diesel en la refinería de Barrancabermeja, así como al apagado por problemas eléctricos de diseño de la refinería de Cartagena del 14 al 21 de febrero.

Ante un entorno desafiante, se implementaron estrategias tácticas, operativas y comerciales que permitieron: i) asegurar el suministro a las refinerías pese a los atentados que afectaron el oleoducto Caño Limón; ii) cumplir con los planes de mantenimiento garantizando la confiabilidad operativa; iii) avanzar en la estrategia de diversificación de fondos en Barrancabermeja, lo que facilitó la exportación de productos como Carbon Black, combustóleo con bajo contenido de metales e incremento en la capacidad de producción de asfaltos; y iv) se capturaron eficiencias en ingresos, costos e inversiones mediante mejoras en la calidad del Fuel Oil, mayor producción de bases lubricantes y ceras, y la maximización de gasolina extra y diésel.

En este trimestre se lograron los siguientes hitos:

- Se aprobaron los proyectos Línea Base de Calidad de Combustibles en Barrancabermeja y mejoras en la Hidrotratadora U-107 en Cartagena, orientados a la producción de gasolina con una calidad de talla mundial en ambas refinerías. Estos proyectos permitirán promover el avance en la transición energética y asegurar (i) la sostenibilidad operativa y financiera mejorando el EBITDA del segmento mediante la generación de productos de mayor valor, ii) mejorar la calidad del aire mediante la reducción significativa de las emisiones de CO₂ y otros contaminantes – con un impacto ambiental equivalente a sembrar más de 207 millones de árboles al año – y iii) son el punto de partida para avanzar en la incorporación futura de biocombustibles como lo es el del Combustible Sostenible de Aviación (SAF).
- En la refinería de Barrancabermeja, inició en marzo el mantenimiento mayor de la Planta UOPII, que produce gasolina, un proceso que se realiza cada 30 años y ha sido planeado desde 2021 para garantizar una operación segura y sin afectar el suministro de combustibles. Como parte del plan, se aumentaron las importaciones de gasolina y se asegurarán la confiabilidad e integridad de las unidades mediante la actualización tecnológica de las plantas y equipos.
- Ecopetrol y LATAM Airlines Colombia han formado una alianza estratégica para descarbonizar la aviación en Colombia, operando más de 700 vuelos con Jet A1 coprocesado con materias primas renovables, producido en la Refinería de Cartagena, lo que marca un hito en la producción y uso de combustibles sostenibles de aviación (SAF). Este esfuerzo se complementa con el primer vuelo en Colombia que utilizó SAF, despegando desde Barranquilla hacia Bogotá el 2 de abril de 2025.

Refinería de Cartagena

En el 1T25 se registró una carga de 188.8 kbd, lo que representa un aumento del 2% respecto al 4T24, pero una disminución del 7% en comparación con el 1T24, afectada principalmente por el apagado no programado de la refinería del 14 al 21 de febrero, desde esta fecha las 35 unidades de proceso operan con normalidad para atender la demanda de combustibles del país, mientras se continúa implementando el plan de mitigación de riesgo para garantizar la confiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico.

El margen bruto de refinación se ubicó en 10.4 USD/BI, un 31% superior al 4T24, pero un 33% inferior al 1T24, debido principalmente a los movimientos en los precios internacionales de combustibles. Comparando con el

1T24 se observa debilitamiento de los diferenciales de precios de diésel (-6.8 USD/BI), gasolina (-4.7 USD/BI) y jet (-9.7 USD/BI).

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

Refinería de Cartagena	1T 2025	1T 2024	Δ (%)
Carga* (kbd)	188.8	203.4	(7.2%)
Factor de Utilización (%)	81.0%	90.0%	(9.9%)
Producción Refinados (kbd)	180.4	197.1	(8.5%)
Margen Bruto (USD/BI)	10.4	15.7	(33.8%)

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

Refinería de Barrancabermeja

La carga fue de 207.1 kbd en el 1T25, lo que supone una disminución del 8% en comparación con el 1T24, explicado principalmente por las paradas programadas de las unidades de Crudo y Prime Diesel.

El margen bruto de refinación en el 1T25 se ubicó en 11.2 USD/BI, superando en un 23% al 4T24, pero siendo un 20% inferior al 1T24. Del 4T24 al 1T25, se observa una tendencia de mejora en varios aspectos: el diferencial de precios de productos aumentó, el costo de la dieta disminuyó, y el efecto operativo mejoró gracias a la gestión eficiente de las paradas y mantenimiento de unidades clave, para capturar los buenos márgenes presentados. Sin embargo, al comparar el 1T25 con el 1T24, el menor resultado obedeció a la disminución de los diferenciales de precios de productos y al mayor costo de la dieta.

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

Refinería de Barrancabermeja	1T 2025	1T 2024	Δ (%)
Carga* (kbd)	207.1	225.0	(8.0%)
Factor de Utilización (%)	71.3%	80.9%	(11.9%)
Producción Refinados (kbd)	209.9	229.0	(8.3%)
Margen Bruto (USD/BI)	11.2	14.0	(20.0%)

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

Esenttia

En el 1T25, Esenttia implementó una estrategia comercial para el polipropileno con el fin de incrementar participación de mercado, resultando en un aumento del 21.9% en el volumen total vendido, alcanzando 111.2 Kton frente a los 91.3 Kton del mismo periodo del año anterior. Además, las ventas crecieron un 7% en comparación con el 4T24, impulsadas por el buen desempeño en Brasil y México, así como la estabilidad del mercado local.

Esenttia enfrenta un entorno desafiante en 2025, caracterizado por una sobreoferta de polipropileno. Para mitigar este riesgo, la compañía está adoptando una estrategia comercial flexible, fortaleciendo su presencia en mercados clave, diversificando su portafolio de productos y optimizando sus inventarios.

Tabla 14: Ventas – Esenttia

Esenttia	1T 2025	1T 2024	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	111.2	91.3	21.9%

Costo de Caja de Refinación

Tabla 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	1T 2025	1T 2024	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	5.56	5.43	2.5%	17.0%

* Incluye refinерías de Barrancabermeja, Cartagena y Esentia

El costo de caja de refinación aumentó en 0.13 USD/ BI en el 1T25 frente al 1T24, explicado por:

- **Efecto volumen (+0.44 USD/BI):** Principalmente por menor carga de crudo en refinерías de -32.4 kbd.
- **Efecto costo (+0.08 USD/BI):** Mayores costos asociados a efecto inflacionario (+0.47 USD/BI), compensados con menor actividad operacional (-0.21 USD/BI) y, en consecuencia, menor consumo de gas (-0.18 USD/BI).
- **Efecto tasa de cambio (-0.39 USD/BI):** Impacto de la devaluación promedio frente al dólar en +278 pesos por dólar, pasando de 3,914.97 a 4,193.17 pesos por dólar.

Resultados Financieros

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	1T 2025	1T 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	17,276	17,646	(370)	(2.1%)
Depreciación, amortización y agotamiento	471	489	(18)	(3.7%)
Costos variables	15,852	15,267	585	3.8%
Costos fijos	752	693	59	8.5%
Costo de ventas	17,075	16,449	626	3.8%
Utilidad bruta	201	1,197	(996)	(83.2%)
Gastos operacionales	589	563	26	4.6%
Utilidad (Pérdida) operacional	(388)	634	(1,022)	(161.2%)
Ingresos (gastos) financieros	(245)	(395)	150	(38.0%)
Resultados de participación en compañías	46	50	(4)	(8.0%)
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	(587)	289	(876)	(303.1%)
Provisión impuesto a las ganancias	224	(38)	262	(689.5%)
Utilidad neta consolidada	(363)	251	(614)	(244.6%)
Interés no controlante	(50)	(52)	2	(3.8%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	(413)	199	(612)	(307.5%)
EBITDA	482	1,447	(965)	(66.7%)
Margen EBITDA	2.8%	8.2%	-	(5.4%)

Los **ingresos** del 1T25 disminuyeron con respecto al 1T24 debido principalmente a menores ventas asociadas a: i) caída en los diferenciales de productos, ii) las paradas de planta programadas y iii) apagado total no programado del 14 al 20 de febrero de la Refinería de Cartagena, lo anterior compensado con una mayor tasa de cambio promedio.

El **costo de ventas** aumentó en el 1T25 frente al 1T24, principalmente por: i) mayores importaciones para abastecer la demanda nacional de combustibles dado el ciclo de mantenimientos mayores en la Refinería de Barrancabermeja, y ii) efecto cambiario en las compras por mayor TRM promedio; lo anterior parcialmente compensado por: i) menores compras de crudo apalancadas en menores cargas por plan de paradas y menor recibo de crudo liviano, y ii) reducción del costo de la dieta por caída del precio Brent.

Los **gastos operacionales** del 1T25 se mantienen en niveles similares a los del 1T24, respaldados en la implementación del plan de eficiencias en gastos que busca mitigar los impactos de la inflación.

El **resultado financiero (no operacional)** del 1T25 versus 1T24 presentó un menor gasto principalmente por efecto de la diferencia en cambio en la valoración de la posición neta del segmento.

1.4 Gestión Comercial

Durante el 1T25 se destaca la gestión comercial que nos permitió materializar oportunidades que apalancan los objetivos estratégicos del negocio enfocados en la diversificación de mercados, tales como: i) Comercialización de crudo de terceros con calidad WTI Midland, Oriente y Napo, ii) exportaciones de Asfalto a la Costa Este de EE.UU, Brasil y Chile como nuevas geografías, y iii) la realización de las primeras negociaciones de comercialización de terceros de petroquímicos como Soda y Metanol hacia Perú y Chile.

En línea con la estrategia de transición energética, durante el 1T25, se suscribieron contratos de suministro para la comercialización de 32,000 barriles de Jet A1 (combustible de aviación) coprocesado con 1% de materias primas renovables obtenidas a partir de aceite de palma y aceite usado de cocina, producidos por Ecopetrol en la refinería de Cartagena en octubre de 2024. La mezcla cumple con los parámetros de calidad establecidos por la norma internacional ASTM D1655-24b y se distribuyeron en los aeropuertos de Barranquilla, Medellín y San Andrés en los vuelos de LATAM Airlines Colombia.

Adicionalmente, durante el 1T25 a través de la Mesa de Trading de Carbono de Ecopetrol se comercializaron más de 270 mil toneladas de carbono (tCO₂e) provenientes de proyectos de reducción y captura de carbono en Colombia. El 92% del total del volumen comercializado (~250k tCO₂e) se destinó para diferentes requerimientos de Grupo Ecopetrol (GE), apoyando directamente iniciativas que aceleran la acción climática y agregan valor a las metas de compensación de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) del Grupo. Concretamente, durante el periodo el 81% de las toneladas de carbono se utilizó para el propósito de no causación del impuesto al carbono de la Refinería de Cartagena y Ecopetrol S.A. Por otro lado, un 11% se empleó para la compensación voluntaria de las emisiones directas de Gases Efecto Invernadero (GEI) generadas por la producción de gasolina extra y asfalto comercializadas nacionalmente.

El 8% restante del volumen comercializado que representa ~21k tCO₂e, correspondió a ventas que realiza la Mesa de Trading de Carbono a clientes mayoristas que acceden al beneficio de la no causación del impuesto al carbono.

2. ENERGÍAS PARA LA TRANSICIÓN

Opcionalidad de Gas Natural

El 28 de febrero de 2025, Ecopetrol suscribió un contrato en calidad de usuario de servicios logísticos integrales de regasificación. El uso de esta infraestructura permitirá el recibo, almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado (GNL), con una capacidad de entre 60 y 100 MPCD⁴ de capacidad de regasificación en Buga y una capacidad de almacenamiento de GNL de hasta 138,000 metros cúbicos utilizando una Unidad flotante de almacenamiento (Floating and Storage Unit - FSU) que estará fondeada en la bahía de Buenaventura, con fecha estimada de entrada en el segundo trimestre de 2026.

Adicionalmente, en el Caribe Colombiano, se sigue avanzando en los análisis de viabilidad para el uso de facilidades del Grupo Ecopetrol (Plataforma Chuchupa B y Complejo Ballena en La Guajira e infraestructura de Cenit en Coveñas, Sucre) con el objetivo de identificar optimizaciones en la fecha de entrada de proyectos de regasificación dados los permisos y licencias vigentes. Ambas alternativas, comprenden el fondeo de una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación, (FRSU), la cual, estaría en capacidad de almacenar 140,000 metros cúbicos y regasificar hasta 400 millones de pies cúbicos, sujeto a las restricciones en el sistema nacional de transporte. Sin embargo, se espera que se pueda regasificar de 200 a 250 MPCD. La infraestructura de regasificación en el proyecto ubicado en el Caribe tiene como caso base la recepción de GNL comprado en mercados internacionales.

Energías Renovables

Con respecto a la operación de las granjas solares Brisas, Castilla y San Fernando y la Pequeña Central Hidroeléctrica Cantayús se ha acumulado hasta el mes de marzo de 2025 ahorros en el costo de la energía cercanos a los COP 10.3 mil millones y una disminución de alrededor de 6,500 tCO₂e.

Eficiencia Energética

A cierre del 1T25, se logró una optimización energética de 1.27 PJ con un impacto en 90,350 toneladas de CO₂e y un ahorro de COP 22.96 mil millones en las operaciones del Grupo Ecopetrol, alcanzando un ahorro de energía acumulado de 21.18 PJ desde el inicio del programa en 2018 y un 84.7% de cumplimiento frente a la meta de 25 PJ al 2030. Se destacan los aportes de iniciativas de optimización energética desarrolladas en las operaciones de los campos de producción del piedemonte llanero (0.89 PJ) y las medidas de control operacional para asegurar el desempeño energético de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena (0.17 PJ).

Mercado Energía Mayorista

En lo corrido del 2025, el promedio de las tarifas liquidadas en contratos para la atención de la demanda de energía del Grupo Ecopetrol fue un 3.7% más baja que las tarifas de contratos de energía en el mercado regulado publicadas por XM. También se logró incrementar el nivel de cobertura en contratos para el horizonte 2025 a 2029 en el portafolio de energía respecto al precio de bolsa, pasando en particular del 56% en 2024 a alcanzar alrededor de un 87% en 2025.

Invercolsa

En el 1T25, Invercolsa y sus filiales, tanto controladas como no controladas, registraron un total de 4.2 millones de usuarios conectados al servicio de gas, lo que representa un aumento del 3.9% en comparación con el 1T24. Este crecimiento se atribuye principalmente a la ejecución de proyectos de redes en las filiales y gas social.

Financiación no Bancaria colocó COP 31,487 millones en el 1T2025, con una cartera acumulada al cierre de marzo de COP 79,787 millones, distribuidos entre 40,714 clientes y un índice de cartera vencida (ICV) >90 días de 1.1%.

⁴ MPCD: millones de pies cúbicos día.

3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

3.1 Transmisión de Energía

Proyectos adjudicados

En Brasil, ISA Energía ha sido adjudicataria de 18 refuerzos a la red de transmisión en el 1T25, estos refuerzos y mejoras suman un CAPEX de BRL 316 millones (~ COP\$ 230 mil millones).

En Chile, ISA Interchile ganó el proyecto Nuevo sistema de control de flujo 220 kV Las Palmas – Centella con un capex de referencia de USD 84 millones (~ COP\$ 347 mil millones), un proyecto con alto componente de innovación que dará estabilidad al sistema de transmisión nacional de Chile, optimizando la infraestructura energética. El proyecto permitirá redistribuir los flujos de potencia que se transmiten a través de las líneas de operación. Este es el primer proyecto con esta solución tecnológica que ISA desarrolla en Chile.

Entrada en operación de proyectos

En el 1T25 entraron en operación los siguientes proyectos:

- En Colombia, ISA renovó las subestaciones Guatiguará y Tasajero, ubicadas en Piedecuesta, Santander y Cúcuta, Norte de Santander, respectivamente. El proyecto se centró en renovar dos subestaciones que tenían más de 25 años. Entre las intervenciones realizadas, se destacan la sustitución de tres transformadores de corriente y la ampliación e implementación del sistema de automatización.
- En Brasil, seis refuerzos y mejoras a la red de ISA Energía Brasil.
- En Perú, ISA REP puso en operación comercial el proyecto Ampliación 21, cuyo objetivo es reforzar el sistema interconectado para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico en el centro y norte de Perú. Ampliación 21 tuvo una inversión de USD 13 millones, incluyendo la construcción de un tercer circuito y la ampliación de subestaciones asociadas.

3.2 Vías

Durante el 1T25, continuó el avance dentro del cronograma en la ejecución de Panamericana Este en Panamá, Orbital Sur y de los convenios complementarios en Ruta de la Araucanía, Ruta del Maipo y Ruta de Los Ríos, en Chile.

ISA Intervial en Chile, acordó con el MOP la implementación de Free Flow en Ruta del Maipo en el Acceso Sur a Santiago. En enero, se tramitó la resolución a través de la cual el MOP dio la instrucción para iniciar la ejecución de las obras de implementación de este sistema. Además, finalizaron las Obras de Seguridad Normativa y Servicialidad en Ruta de la Araucanía y Ruta de los Ríos.

3.3 Telecomunicaciones

El negocio obtuvo resultados positivos en el 1T25, debido a los mayores ingresos asociados al Plan Nacional de Conectividad y al suministro de equipos y prestación de servicios al Sena.

Estrategia 2040

La estrategia ISA 2040 se enmarca en la filosofía y conceptualización alrededor de “Energía que da vida a la transición” y cuenta con tres dimensiones:

- Rentable y eficiente: Hace referencia al éxito económico y financiero en función de ebitda y rentabilidad.
- Resiliente y segura: Asegurar una infraestructura referente destacable en términos de confiabilidad, flexibilidad y resiliencia con capacidad de adaptación frente a fenómenos naturales y desafíos emergentes, con un compromiso prioritario hacia la vida y el bienestar de las personas.

- Limpia y justa: Los objetivos relacionados con la generación de un impacto neto positivo en cambio climático, en la naturaleza y en las comunidades, comprometida con la descarbonización dentro y fuera de su cadena de valor para avanzar hacia una transición energética justa, con infraestructura y soluciones energéticas limpias.

La estrategia ISA2040 se enfoca en:

- Consolidar la transmisión de energía eléctrica en Latinoamérica.
- Desplegar y acelerar nuevos negocios de energía eléctrica.
- Crecimiento selectivo/estratégico en vías.
- Duplicar el EBITDA de 2024.
- Incursionar en nuevas geografías en Latinoamérica en el negocio de transmisión de energía y nuevas soluciones en el continente americano, el negocio de almacenamiento.
- Gestión activa del portafolio.
- Contribución positiva al talento, a las comunidades y a la naturaleza.

La Estrategia ISA2040 estima realizar inversiones entre USD 28 y 33 billones, distribuidos:

- 67% en transmisión de energía
- 23% en nuevos negocios de energía y almacenamiento
- 10% en vías

[Aquí](#) puede conocer más información sobre la nueva estrategia de ISA.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	1T 2025	1T 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	4,012	3,668	344	9.4%
Depreciación, amortización y agotamiento	283	269	14	5.2%
Costos fijos	1,515	1,385	130	9.4%
Costo de ventas	1,798	1,654	144	8.7%
Utilidad bruta	2,214	2,014	200	9.9%
Gastos operacionales	371	325	46	14.2%
Utilidad (Pérdida) operacional	1,843	1,689	154	9.1%
Ingresos (gastos) financieros	(850)	(768)	(82)	10.7%
Resultados de participación en compañías	157	137	20	14.6%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	1,150	1,058	92	8.7%
Provisión impuesto a las ganancias	(240)	(140)	(100)	71.4%
Utilidad neta consolidada	910	918	(8)	(0.9%)
Interés no controlante	(748)	(735)	(13)	1.8%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	162	183	(21)	(11.5%)
EBITDA	2,437	2,260	177	7.8%
Margen EBITDA	60.7%	61.6%	-	(0.9%)

Los **ingresos operacionales** del 1T25 incrementaron en comparación con el 1T24, lo cual se explica principalmente por la entrada en operación de nuevos proyectos, el efecto positivo de los escaladores contractuales, los mayores rendimientos de las concesionarias de vías, y mayores ingresos en el negocio de Telecomunicaciones por contrato de suministro de equipos y prestación de servicios al Sena, así como al Plan Nacional de Conectividad.

Los **costos y gastos operacionales** del 1T25 aumentaron frente al 1T24, explicado principalmente por la mayor actividad de construcción en Brasil y el efecto inflacionario en los costos.

El **resultado financiero neto (gasto)** del 1T25 aumentó frente al 1T24, por mayores intereses generados por mayor deuda para el desarrollo de operaciones, principalmente en Brasil y Perú, y una mayor corrección monetaria de la deuda indexada a UF en Chile e IPCA en Brasil.

El **impuesto a las ganancias** aumentó en línea con los resultados del segmento, por el mayor impuesto sobre la renta diferido en Brasil, causado por el incremento del activo financiero, y en ISA por las mayores rentas provenientes del exterior.

III. 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 agenda temática anual 2025.
- Aprobó el Reglamento para el ejercicio del Derecho de Inspección.
- Aprobó la asignación de recursos para proyectos.
- En cuanto asuntos de compensación:
 - (i) Aprobó el reconocimiento de la Compensación Variable a trabajadores correspondiente a 2024 para Ecopetrol y dar lineamiento de compensación a las demás compañías del GE para el reconocimiento del 2024.
 - (ii) Aprobó el reconocimiento del Plan de Incentivos de Largo Plazo (ILP) 2022-2024 y dar lineamiento de compensación a las demás compañías del GE para el correspondiente reconocimiento.
- En cuanto a ajustes en la estructura organizacional, aprobó, entre otros:
 - En la Vicepresidencia Corporativa Jurídica se incorporó la función de la Secretaría General y cambió su denominación a Vicepresidencia Corporativa Jurídica y Secretaría General.
- Efectuó las siguientes designaciones:
 - María Cristina Toro Restrepo, en propiedad, en el cargo de Vicepresidenta Corporativa Jurídica y Secretaria General.
 - Rafael Ernesto Guzmán Ayala en propiedad como Vicepresidente Ejecutivo de Hidrocarburos.
- Frente a reservas, aprobó el informe anual de recursos y reservas del 2024.
- De cara a la Asamblea General de Accionistas (AGA) celebrada el pasado 28 de marzo de 2025, aprobó:
 - (i) las medidas de control y los procedimientos específicos para evitar las prácticas ilegales no autorizadas e inseguras en relación con la representación de los accionistas para la asamblea ordinaria de accionistas; (ii) la presentación de los Informes y demás asuntos correspondientes; (iii) Proponer para aprobación de la Asamblea General de Accionistas la Política de sucesión de los integrantes de la Junta Directiva de Ecopetrol.
- En asuntos financieros, aprobó:
 - Los Estados Financieros separados de Ecopetrol y consolidados del Grupo Empresarial Ecopetrol correspondientes al cuarto trimestre del 2024.
 - Los Estados Financieros separados de Ecopetrol y consolidados del Grupo Empresarial Ecopetrol correspondientes al cierre del ejercicio del 2024 dictaminados y con sus respectivas notas para ser presentados y sometidos a consideración y decisión de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.
 - Presentar el proyecto de distribución de utilidades del 2024 para decisión de la Asamblea General de Accionistas.
- Designó a la doctora Angela María Robledo Gómez como integrante del Comité de Negocios.
- Aprobó la modificación del artículo 9 del Reglamento de la Junta Directiva de Ecopetrol.

Gobierno Corporativo

El 30 de enero de 2025, Ecopetrol en su calidad de emisor de valores, transmitió el Reporte de Implementación de Mejores Prácticas Corporativas (Código País o Reporte) a la Superintendencia Financiera de Colombia, a través de su Representante Legal. A la vigencia 2024, la Compañía ha adoptado e implementado 132 de las 148 recomendaciones que en materia de gobierno corporativo contempla Código País.

Asamblea General de Accionistas (AGA)

El 28 de marzo de 2025 se realizó la reunión ordinaria de la AGA donde se sometió a consideración y aprobación, entre otros, los siguientes asuntos:

- i) el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Integrado de Gestión
- ii) los estados financieros dictaminados individuales y consolidados
- iii) el proyecto de distribución de utilidades, (COP \$214 por acción correspondientes a dividendo ordinario)
- iv) la elección de miembros de la Junta Directiva para el periodo 2025-2029
- v) la elección del Revisor Fiscal para el periodo 2025–2029 y la asignación de su remuneración
- vi) la aprobación de modificaciones al Reglamento Interno de la Asamblea General de Accionistas, y, por último
- vii) la aprobación de modificaciones a la Política de Sucesión para los integrantes de la Junta Directiva.

La reunión fue presencial en Corferias, en la cual participaron 2.714 accionistas y a la transmisión mediante *streaming* hubo 1.746 conexiones en español y 91 en inglés.

La Junta Directiva elegida está integrada por 6 miembros independientes cifra que supera el mínimo del 25% requerido por la ley y también atiende el requerimiento estatutario, según el cual, la mayoría, es decir, 5 de 9 deben ser independientes. En su integración se reconoce el valor de la diversidad e inclusión ya que sus miembros tienen diversos conocimientos y distintas experticias que le permiten a la Junta Directiva como órgano colegiado contar con las competencias y experiencia necesarias para atender los retos de la Compañía y adicionalmente, al pertenecer a diferentes regiones del País y hacer parte de varias generaciones, se enriquece su composición. Finalmente, de acuerdo con el mínimo estatutario requerido se eligieron 3 mujeres como integrantes de la Junta Directiva.

Los perfiles de los miembros de la Junta Directiva pueden ser consultados en el siguiente enlace:

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/NuestraEmpresa/QuienesSomos/EstructuraOrganizacional/Juntadirectivaorganizacional/>

La composición de los Comités de la Junta Directiva aprobada en la sesión del 22 y 23 de abril de 2025, puede ser consultada en el enlace que se relaciona a continuación:

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/NuestraEmpresa/QuienesSomos/EstructuraOrganizacional/Comitejuntadirectiva>

Se destaca como parte del compromiso de la Compañía con la transición energética y en línea con la estrategia del Grupo Ecopetrol y la *sosTECnibilidad®*, que la AGA fue por cuarto año consecutivo un evento carbono compensado, lo cual consistió en que Ecopetrol realizó diferentes acciones para evitar y reducir los impactos que la reunión genera en el ambiente. Respecto del 2024, se presentó una reducción de más del 50% de las emisiones de carbono consumidas (2025, 23.65 toneladas de carbono – 2024, 53.79 Toneladas). Adicionalmente la AGA fue declarada “Basura Cero” con reconocimiento de la categoría Oro y se alcanzó una tasa de aprovechamiento del 81%.

IV. Presentación de Resultados

El miércoles 7 de mayo de 2025 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
9:00 a.m. Hora Colombia
10:00 a.m. Hora Nueva York

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

<https://xegmenta.co/ecopetrol/conferencia-de-resultados-1t-2025/>

Una vez reciba la invitación encontrará el enlace para la transmisión en español y el enlace para la transmisión en inglés. Para realizar sus preguntas podrá acceder a través de la plataforma una vez inicie la transmisión de la llamada.

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

Información de Contacto:

Gerente de Mercado de Capitales

Carolina Tovar Aragón

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

Relaciones con los Medios (Colombia)

Marcela Ulloa Beltrán

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

Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2025	1T 2024	Δ (%)
Ingresos			
Nacionales	15,213	15,508	(1.9%)
Exterior	16,152	15,794	2.3%
Total ingresos	31,365	31,302	0.2%
Costo de ventas			
Depreciación, amortización y agotamiento	3,738	3,452	8.3%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	2,516	2,260	11.3%
Depreciación fijo	1,222	1,192	2.5%
Costos variables	11,920	10,821	10.2%
Productos importados	6,171	4,670	32.1%
Compras nacionales	4,927	5,043	(2.3%)
Servicio de transporte hidrocarburos	485	397	22.2%
Variación de inventarios y otros	337	711	(52.6%)
Costos fijos	5,047	4,790	5.4%
Servicios contratados	1,076	1,080	(0.4%)
Servicios de construcción	885	883	0.2%
Mantenimiento	1,166	1,067	9.3%
Costos laborales	1,065	1,054	1.0%
Otros	855	706	21.1%
Total costo de ventas	20,705	19,063	8.6%
Utilidad bruta	10,660	12,239	(12.9%)
Gastos operacionales	2,280	2,437	(6.4%)
Gastos de administración	2,184	2,080	5.0%
Gastos de exploración y proyectos	96	357	(73.1%)
Utilidad operacional	8,380	9,802	(14.5%)
Resultado financiero, neto	(2,418)	(2,002)	20.8%
Diferencia en cambio, neto	(48)	54	(188.9%)
Intereses, neto	(1,550)	(1,336)	16.0%
Ingresos (gastos) financieros	(820)	(720)	13.9%
Resultados de participación en compañías	209	197	6.1%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	6,171	7,997	(22.8%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,939)	(2,921)	(33.6%)
Utilidad neta consolidada	4,232	5,076	(16.6%)
Interés no controlante	(1,105)	(1,064)	3.9%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,127	4,012	(22.1%)
EBITDA	13,258	14,238	(6.9%)
Margen EBITDA	42.3%	45.5%	(3.2%)

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

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2025	Diciembre 31, 2024	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	14,102	14,054	0.3%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	19,252	20,426	(5.7%)
Inventarios	11,032	10,028	10.0%
Activos por impuestos corrientes	13,340	11,438	16.6%
Otros activos financieros	2,528	852	196.7%
Otros activos	3,718	3,798	(2.1%)
Total activos corrientes	63,972	60,596	5.6%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	23	47	(51.1%)
Total activos corrientes	63,995	60,643	5.5%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,696	8,652	0.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	33,510	32,136	(4.3%)
Propiedades, planta y equipo	105,457	107,455	(1.9%)
Recursos naturales y del medio ambiente	47,184	47,666	(1.0%)
Activos por derecho de uso	1,028	980	4.9%
Intangibles	15,559	16,413	(5.2%)
Activos por impuestos diferidos	14,680	16,269	(9.8%)
Otros activos financieros	3,583	4,389	(18.4%)
Goodwill y otros activos	6,629	6,742	(1.7%)
Total activos no corrientes	236,326	240,702	(1.8%)
Total activos	300,321	301,345	(0.3%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	13,041	11,288	15.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	26,609	19,302	37.9%
Provisiones por beneficios a empleados	3,041	3,369	(9.7%)
Pasivos por impuestos corrientes	2,479	2,769	(10.5%)
Provisiones y contingencias	1,472	1,621	(9.2%)
Otros pasivos	1,496	1,286	16.3%
Total pasivos corrientes	48,138	39,635	21.5%
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	105,620	108,677	(2.8%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	15	20.0%
Provisiones por beneficios a empleados	13,992	14,008	(78.3%)
Pasivos por impuestos no corrientes	14,173	13,969	1.5%
Provisiones y contingencias	12,967	12,736	1.8%
Otros pasivos	2,115	2,329	(35.8%)
Total pasivos no corrientes	148,885	151,734	(1.9%)
Total pasivos	197,023	191,369	3.0%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	77,485	83,697	(7.4%)
Interés no controlante	25,813	26,279	(1.8%)
Total patrimonio	103,298	109,976	(6.1%)
Total pasivos y patrimonio	300,321	301,345	(0.3%)

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2025	1T 2024
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	3,127	4,012
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones		
Participación de accionistas no controlantes	1,105	1,064
Cargo por impuesto a las ganancias	1,939	2,921
Depreciación, agotamiento y amortización	3,890	3,573
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	48	(54)
Costo financiero reconocido en resultados	2,580	2,367
Pozos secos	16	267
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	13	6
Impairment de activos de corto y largo plazo	105	28
Ganancia por valoración de activos financieros	(333)	(389)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	(25)	(6)
Ganancia por venta de activos	(4)	3
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(209)	(197)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	72	(36)
Provisiones y contingencias	42	163
Otros conceptos menores	4	(2)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(1,815)	(4,949)
Impuesto de renta pagado	(4,433)	(2,756)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	6,122	6,015
Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Inversión en negocios conjuntos	(1)	0
Contraprestación pagada en adquisición de activos	(1,109)	0
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,617)	(1,616)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,271)	(2,445)
Adquisiciones de intangibles	(71)	(214)
(Compra) venta de otros activos financieros	(802)	(163)
Intereses recibidos	305	383
Dividendos recibidos	23	26
Ingresos por venta de activos	75	19
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(5,468)	(4,010)
Flujo de efectivo en actividades de financiación		
Captaciones (pagos) de préstamos	2,828	2,840
Pago de intereses	(2,230)	(1,823)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(147)	(142)
Dividendos pagados	(1,023)	(271)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(572)	604
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(34)	221
Aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	48	2,831
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	14,054	12,336
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	14,102	15,167

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2025	1T 2024
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	3,127	4,012
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,890	3,573
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	9
(+/-) Resultado financiero, neto	2,418	2,002
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,939	2,921
(+) Impuestos y otros	779	657
(+/-) Interés no controlante	1,105	1,064
EBITDA Consolidado	13,258	14,238

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (1T25)

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	2,083	(413)	1,295	162	0	3,127
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,676	520	335	359	0	3,890
(+/-) Resultado financiero, neto	1,121	245	190	850	12	2,418
(+) Provisión impuesto a las ganancias	992	(224)	932	240	(1)	1,939
(+) Otros Impuestos	359	304	38	78	0	779
(+/-) Interés no controlante	(25)	50	332	748	0	1,105
EBITDA Consolidado	7,206	482	3,122	2,437	11	13,258

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)				
Negocio	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 3M 2025 MUSD	% Participación
Hidrocarburos*	438	281	720	59%
Producción	370	198	568	47%
Exploración	11	10	21	1.7%
Refinación y Petroquímica	49	22	71	6%
Transporte*	0	51	51	4%
Corporativo y Otros	8	0.3	9	0.7%
Energías para la Transición	112	58	170	14%
Transmisión y Vías	0	325	325	27%
Transmisión de energía	0	295	991	25%
Vías	0	26	145	2%
Telecomunicaciones	0	4	22	0.3%
Total	550	665	1,215	100%

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

*Incluye inversiones en gas por 136 MUSD distribuidos en Producción, Exploración 134 MUSD y 2 MUSD en el segmento de VEE

*Incluye solo el total de inversiones orgánicas

Anexos Ecopetrol S.A.

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

Tabla 7: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	1T 2025	1T 2024	Δ (%)
Nacionales	14,797	15,698	(5.7%)
Exterior	10,208	9,634	6.0%
Total ingresos	25,005	25,332	(1.3%)
Costos variables	16,792	15,687	7.0%
Costos fijos	3,724	3,818	(2.5%)
Costo de ventas	20,516	19,505	5.2%
Utilidad bruta	4,489	5,827	(23.0%)
Gastos operacionales	1,057	978	8.1%
Utilidad operacional	3,432	4,849	(29.2%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,636)	(1,453)	12.6%
Resultados de participación en compañías	1,958	2,243	(12.7%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	3,754	5,639	(33.4%)
Provisión impuesto a las ganancias	(627)	(1,627)	(61.5%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,127	4,012	(22.1%)
EBITDA	5,689	6,941	(18.0%)
Margen EBITDA	22.8%	27.4%	(4.6%)

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2025	Diciembre 31, 2024	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,521	4,141	9.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	19,456	13,634	42.7%
Inventarios	7,373	6,933	6.3%
Activos por impuestos corrientes	11,095	9,743	13.9%
Otros activos financieros	41	1,274	(96.8%)
Otros activos	1,971	1,794	9.9%
Total activos corrientes	44,457	37,519	18.5%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	20	44	(54.5%)
Total activos corrientes	44,477	37,563	17.9%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	87,528	94,495	(7.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	595	594	0.2%
Propiedades, planta y equipo	37,357	36,891	1.3%
Recursos naturales y del medio ambiente	28,226	28,043	0.7%
Activos por derecho de uso	2,590	2,573	0.7%
Intangibles	544	590	(7.8%)
Activos por impuestos diferidos	7,958	9,535	(16.5%)
Otros activos financieros	2,166	2,695	(19.6%)
Goodwill y otros activos	1,304	1,262	3.3%
Total activos no corrientes	168,268	176,678	(4.8%)
Total activos	212,745	214,241	(0.7%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	9,483	7,784	21.8%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	23,538	16,102	46.2%
Provisiones por beneficios a empleados	2,678	2,991	(10.5%)
Pasivos por impuestos corrientes	495	831	(40.4%)
Provisiones y contingencias	1,009	1,135	(11.1%)
Otros pasivos	492	392	25.5%
Total pasivos corrientes	37,695	29,235	28.9%
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	72,918	76,871	(5.1%)
Provisiones por beneficios a empleados	13,526	13,544	(0.1%)
Pasivos por impuestos no corrientes	546	524	4.2%
Provisiones y contingencias	10,291	10,081	2.1%
Otros pasivos	284	289	(1.7%)
Total pasivos no corrientes	97,565	101,309	(3.7%)
Total pasivos	135,260	130,544	3.6%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	77,485	83,697	(7.4%)
Total patrimonio	77,485	83,697	(7.4%)
Total pasivos y patrimonio	212,745	214,241	(0.7%)

Tabla 9: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	1T 2025	1T 2024	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	181.7	188.0	43.1%
Asia	190.5	217.0	45.1%
América Central / Caribe	0.0	0.0	0.0%
Otros	0.0	8.5	0.0%
Europa	22.0	0.0	5.2%
Costa Oeste EE.UU.	27.7	0.0	6.6%
América del Sur	0.0	0.0	0.0%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%
Total	421.9	413.4	100.0%

Productos - kbped	1T 2025	1T 2024	% Part.
América Central / Caribe	19.6	36.6	19.6%
Costa del Golfo EE.UU.	38.6	35.4	38.7%
Asia	9.4	16.1	9.4%
América del Sur	9.6	5.3	9.6%
Costa Este EE.UU.	7.2	0.0	7.2%
Europa	12.5	5.4	12.6%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%
Otros	2.9	0.4	2.9%
Total	99.8	99.2	100.0%

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

Tabla 10: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales - kbped	1T 2025	1T 2024	Δ (%)
Crudo	192.3	204.2	(5.8%)
Gas	2.6	6.7	(61.2%)
Productos	3.4	3.2	6.3%
Diluyente	0.1	0.0	-
Total	198.3	214.1	(7.3)

Importaciones - kbped	1T 2025	1T 2024	Δ (%)
Crudo	68.2	54.2	25.8%
Productos	96.1	63.8	50.6%
Diluyente	38.5	30.9	24.6%
Total	202.8	148.9	36.2

Total	401.1	363.0	10.5
--------------	--------------	--------------	-------------



Tabla 11: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Toritos Oeste-1	A1	LLA123	Llanos Central	Geopark 50%(operador) -Hocol 50%	En evaluación	Febrero 10/2025
2	Primero	Currucutu-1	A3	LLA123	Llanos Central	Geopark 50%(operador) -Hocol 50%	En evaluación	Abril 4/2025
3	Primero	Sirius-2 ST2	A1	Gua Off 0	Caribe Offshore	Petrobras 44% (operador) - Ecopetrol 56%	En evaluación	Enero 7/2025
4	Primero	Andina Este-1	A3	Capachos	Piedemonte	Parex 50% (operador) - Ecopetrol 50%	seco	Febrero 4/2025

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

Indicadores HSE*	1T 2025	1T 2024
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.32	0.18
Incidentes ambientales**	1	0

* 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.