

Resultados 2025 **SEGUNDO TRIMESTRE**

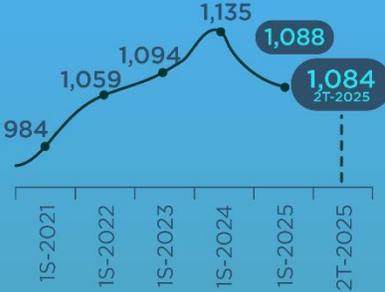
Fortalecimiento de la operación y avances en diversificación de la matriz energética

Producción kbped



Declaración comercial del Campo Lorito en el Meta (la más grande en la última década)

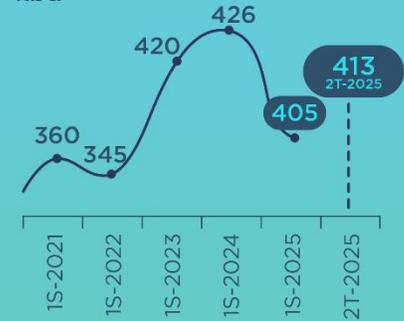
Transporte kbd



Ampliación de capacidad

Almacenamiento tanques +323 Kbls | Recibo de buques +500 Kbls

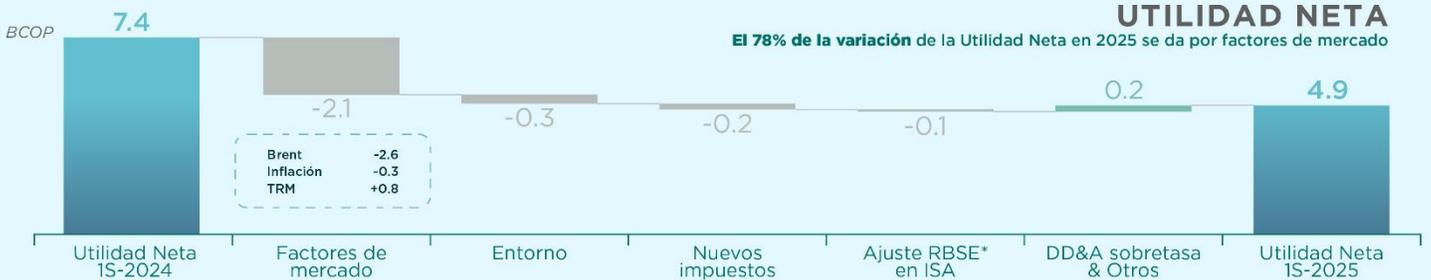
Refinación kbd



Culminación de ciclo de paradas mayores en refineries: operación disponible para capturar mejores márgenes

ENERGÍAS PARA LA TRANSICIÓN

- Adquisición del proyecto eólico Windpeshi en La Guajira en línea con la estrategia de diversificación de la matriz energética
- Comercialización de gas natural importado por 60 GBTUD por primera vez en la historia de la Compañía



RBSE* - Red Básica del Sistema Existente

CIFRAS TRIMESTRALES



Utilidad Neta del 2T25 fue impactada por la caída en **22% del precio Brent vs 2T24**

EBITDA POR SEGMENTO 1S - 2025



*Incluye gas

2.2 BCOP

Eficiencias 1S - 2025 superan en **16%** al 1S-2024

2,582 MUSD

Inversiones 1S - 2025 **Plan 2025 5.8 - 6.8 MMUSD**

8.8 BCOP

Dividendos pagados por Ecopetrol S.A **Retorno del dividendo 10%**

Exploración, Desarrollo y Producción

Campaña exploratoria con una ejecución del **60%** del plan anual (Número de pozos perforados)

Alto nivel de producción impulsada por Caño Sur, CPO-09 y Permian

isa
CONEXIONES QUE INSPIRAN

ISA Energía Brasil fue adjudicataria de siete refuerzos a la red de transmisión en el 2T25



Durante el primer semestre de 2025 hemos mantenido un sólido desempeño operativo, que nos ha permitido demostrar nuestra capacidad para generar valor sostenible y responder ágil y oportunamente a momentos de coyuntura desafiantes tales como la caída en los precios

del crudo de referencia Brent, las situaciones de entorno y las tensiones geopolíticas.

Los resultados financieros se soportan en nuestra diversificación de mercados y de portafolio, la integración del negocio de hidrocarburos, la maximización de eficiencias y la optimización y ahorros en las operaciones, logrando niveles de rentabilidad competitivos en la industria.

Durante el 2T25 los ingresos fueron COP 29.7 billones, el EBITDA COP 11.1 billones con un margen de 37.5% y la utilidad neta COP 1.8 billones. De esta manera, el primer semestre del año registramos ingresos por COP 61.0 billones, un EBITDA de COP 24.4 billones con un margen de 40% y una utilidad neta de COP 4.9 billones.

La **gestión de caja** ante la caída de los precios avanza en términos de la identificación de optimizaciones anunciadas en costos, gastos y CAPEX, el recaudo anticipado del saldo de la cuenta por cobrar al FEPC causado en 2024, la implementación de coberturas cambiarias, y la compensación de saldos de impuestos a favor, entre otros, permitiendo mantener la promesa de valor del plan financiero 2025. Del mismo modo, hemos completado a la fecha el pago de dividendos anunciado a nuestros accionistas por un valor total de COP 8.8 billones, con un retorno total del ~10.

En el **negocio de Hidrocarburos** continuamos con la tendencia de crecimiento, alcanzando una producción semestral de 751 kbped, apalancada en el buen desempeño de campos en Colombia como es el caso de Caño Sur y CPO-09 en Colombia y en la cuenca del Permian, en Estados Unidos, que nos permitieron superar los retos derivados de eventos de entorno local. Por su parte, los volúmenes transportados se ubicaron en 1,088 kbd con estrategias de reparación y evacuación alternas que mitigaron parcialmente las afectaciones por terceros. Así mismo, las cargas de refinación alcanzaron los 405 kbd, culminando los mantenimientos mayores en la refinería de Barrancabermeja, que significa la recuperación de la disponibilidad operativa y máxima capacidad de procesamiento para el segundo semestre del año.

Un hito importante para la seguridad energética del país fue la declaración de comercialidad del descubrimiento Lorito en el Meta, la más grande de la última década, lo que materializa los beneficios de la adquisición del 45% de CPO-09.

En la actividad de **comercialización**, destacamos el sólido aporte de nuestras filiales en Houston y Singapur, las que han logrado capturar las oportunidades del mercado maximizando los resultados financieros para el Grupo. En el 2T25 se logró obtener el mejor diferencial de negociación de crudo de los últimos 4 años de -3.7 USD/BI.

En el **negocio de Energías para la Transición**, quiero destacar el cierre del acuerdo para la adquisición del proyecto eólico Windpeshi con capacidad de autogeneración de 205 MW en la Guajira, una de las regiones con mayor potencial para el desarrollo de energía solar y eólica, reconocida a nivel mundial y siendo el primero en su clase a ser ejecutado y construido por Ecopetrol. Así mismo, destaco la comercialización de gas natural de campos mayores por 58 GBTUD en promedio para los próximos 4 años, así como la comercialización del gas importado por 60 GBTUD a largo plazo (desde 2T26 por 5 años), por primera vez en la historia de la Compañía, marcando un hito importante en el aporte de Ecopetrol para solventar parte del déficit de gas del país, al tiempo que avanzamos con el portafolio de opcionalidad en el suministro de gas.

En la **línea de transmisión y vías** mantenemos resultados operativos estables destacando la adjudicación y entrada en operación de 7 refuerzos a la red de transmisión en Brasil. Por su parte, sus resultados financieros reflejan el reconocimiento por una única vez de la revisión de los criterios metodológicos para el cálculo de la compensación financiera de la Red Básica del Sistema Existente en Brasil por parte de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil por ~ COP 0.6 Billones.

Finalmente quiero señalar que el Grupo continúa invirtiendo estratégicamente para maximizar sus resultados de largo plazo, manteniendo la tendencia de crecimiento operativo en todas sus líneas de negocio, acumulando inversiones por 2,582 millones de dólares al cierre del 2T25.

Continuaremos fortaleciendo nuestra flexibilidad operativa y estratégica, monitoreando los precios del mercado y la coyuntura internacional para hacerle frente a todas las situaciones de entorno que se nos presenten, con el fin de proteger y maximizar el valor para todos nuestros accionistas.

Ricardo Roa Barragán
Presidente Ecopetrol S.A

Durante el primer semestre de 2025, el Grupo Ecopetrol generó una utilidad neta de COP 4.9 billones y un EBITDA de COP 24.4 billones con un margen EBITDA del 40%.

En los resultados se destacan i) el incremento de la producción de crudo apalancada por el aporte de Permian, Caño Sur y adquisición del 45% del CPO-09, ii) la recuperación en los niveles de cargas de las Refinerías, gracias al avance de los mantenimientos programados que refuerzan la confiabilidad en sus operaciones y el suministro de combustibles de calidad al país y iii) incorporación de eficiencias por COP 2.2 billones que han permitido controlar el nivel de OPEX y un enfoque en inversiones con valor. El desempeño resiliente de la operación se da en un entorno de menores precios de hidrocarburos y eventos de entorno local que afectaron los resultados

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2025	2T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	29,669	32,627	(2,958)	(9.1%)	61,035	63,929	(2,894)	(4.5%)
Depreciación y amortización	4,349	3,594	755	21.0%	8,087	7,046	1,041	14.8%
Costos variables	11,382	12,020	(638)	(5.3%)	23,302	22,841	461	2.0%
Costos fijos	5,430	4,966	464	9.3%	10,478	9,757	721	7.4%
Costo de ventas	21,161	20,580	581	2.8%	41,867	39,644	2,223	5.6%
Utilidad bruta	8,508	12,047	(3,539)	(29.4%)	19,168	24,285	(5,117)	(21.1%)
Gastos operacionales y exploratorios	2,871	2,512	359	14.3%	5,151	4,948	203	4.1%
Utilidad operacional	5,637	9,535	(3,898)	(40.9%)	14,017	19,337	(5,320)	(27.5%)
Ingresos (gastos) financieros, neto	(2,085)	(2,090)	5	(0.2%)	(4,503)	(4,092)	(411)	10.0%
Participación en resultados de compañías	189	189	0	0.0%	398	386	12	3.1%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	3,741	7,634	(3,893)	(51.0%)	9,912	15,631	(5,719)	(36.6%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,285)	(3,234)	1,949	(60.3%)	(3,224)	(6,154)	2,930	(47.6%)
Utilidad neta consolidada	2,456	4,400	(1,944)	(44.2%)	6,688	9,477	(2,789)	(29.4%)
Interés no controlante	(645)	(1,024)	379	(37.0%)	(1,750)	(2,090)	340	(16.3%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,811	3,376	(1,565)	(46.4%)	4,938	7,387	(2,449)	(33.2%)
EBITDA	11,136	14,052	(2,916)	(20.8%)	24,394	28,291	(3,897)	(13.8%)
Margen EBITDA	37.5%	43.1%	-	(5.6%)	40.0%	44.3%	-	(4.3%)

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 2T25 de COP 29.7 billones presentaron una reducción de 9.1% correspondientes a COP -3.0 billones respecto al 2T24, debido a:

- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos y productos de -12.0 USD/BI (COP -4.4 billones), en línea con la disminución del Brent, compensado parcialmente por el fortalecimiento de los diferenciales de crudos y productos.
- Menores ingresos por servicios de transmisión de energías y vías (COP -0.1 billones), por efecto compensado entre: i) reconocimiento por única vez del ajuste al componente financiero de la Red Básica del Sistema Existente en ISA Brasil por COP -0.6 billones y ii) mayores ingresos por indexación de tarifas a los indicadores de inflación.
- Efecto cambiario positivo en los ingresos (COP +1.4 billones), por mayor TRM promedio.
- Efecto positivo en el volumen de ventas de COP +0.1 billones, por el efecto compensado entre: i) mayores exportaciones de crudo (+12.4 kbped), dada gestión comercial que permitió cerrar con menores cargamentos en tránsito en el 2T25 versus 2T24 y ii) disminución del volumen de ventas de gas (-14.1 kbped), asociada principalmente a la menor producción nacional por declinación natural de campos e impactos de entorno local.

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)
Destilados Medios	186.9	189.4	(1.3%)	185.8	183.3	1.4%
Gasolinas	126.9	126.2	0.6%	129.6	130.8	(0.9%)
Gas Natural	68.0	86.7	(21.6%)	69.0	86.4	(20.1%)
Industriales y Petroquímicos	19.1	18.1	5.5%	18.8	18.5	1.6%
GLP y Propano	13.2	15.4	(14.3%)	13.2	15.9	(17.0%)
Crudo	0.1	0.0	-	0.1	0.0	-
Combustóleo	0.2	0.1	100.0%	0.2	0.1	100.0%
Total Volúmenes Locales	414.4	435.9	(4.9%)	416.6	435.0	(4.2%)
Volumen de Exportación - kbped	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)
Crudo	440.8	428.5	2.9%	431.4	421.0	2.5%
Productos	112.7	109.1	3.3%	106.3	104.2	2.0%
Gas Natural*	18.7	14.1	32.6%	17.2	13.4	28.4%
Total Volúmenes de Exportación	572.2	551.7	3.7%	554.8	538.5	3.0%
Total Volúmenes Vendidos	986.6	987.6	(0.1%)	971.4	973.5	(0.2%)

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

El total de volumen vendido durante el 2T25 ascendió a 987 kbped, 0.1% menor frente al 2T24, como resultado principalmente de un menor volumen de ventas locales, parcialmente compensado por volúmenes de exportación.

Las ventas en Colombia, que representaron el 42% del total, mostraron una disminución de 4.9% (-21.5 kbped) versus 2T24, debido principalmente a:

- Disminución del 21.6% (-18.7 kbped) en ventas de gas explicada por menores cantidades contratadas en Cusiana - Cupiagua por declinación de los campos de producción.
- Disminución del 14.3% (-2.2 kbped) en ventas de GLP y Propano como consecuencia de la priorización financiera del uso de energéticos, disminuyendo el costo de dilución de crudos y compras de gas.
- Disminución del 1.3% (-2.5 kbped) en ventas de destilados medios explicada por menor demanda nacional de diésel en generación térmica, grandes consumidores y quemadores industriales.

Las ventas internacionales, que representaron el 58% del total, evidenciaron un incremento del 3.7% (+20.5 kbped) en el 2T25 versus el 2T24, debido a:

- Incremento del 2.9% (+12.3 kbped) en exportación de crudos al contar con menores cargamentos en tránsito en el 2T25 versus el 2T24.
- Incremento del 32.6% (+4.6 kbped) en ventas de gas natural por éxito en campaña de desarrollo de Permian.

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

USD/BI	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)
Brent	66.7	85.0	(21.5%)	70.8	83.5	(15.2%)
Canasta de Venta de Gas	26.9	27.1	(0.7%)	27.9	27.7	0.7%
Canasta de Venta de Crudo	63.0	78.7	(19.9%)	65.8	76.2	(13.6%)
Canasta de Venta de Productos	79.2	91.4	(13.3%)	82.7	92.0	(10.1%)

Crudos: En el 2T25 versus 2T24, se observó una variación de 15.7 USD/BI en los precios de la canasta de crudo pasando de 78.7 USD/BI a 63.0 USD/BI, explicado principalmente por el debilitamiento del Brent en 18.3 USD/BI, que fue parcialmente compensado por un mejor diferencial. Se destaca la gestión comercial que ha contribuido a mantener el diferencial en niveles de un dígito e incrementando su fortalecimiento al pasar de -6.28 USD/BI versus Brent en 2T24 a -3.71 USD/BI versus Brent en 2T25.

Productos Refinados: En el 2T25 versus 2T24, la canasta de venta de productos tuvo una variación de 12.2 USD/BI, pasando de 91.4 USD/BI a 79.2 USD/BI, explicado por el debilitamiento del Brent en 18.3 USD/BI compensado parcialmente por el fortalecimiento en los indicadores internacionales versus Brent del diésel, gasolina y fuel oil, explicado por la disminución de inventarios a nivel global asociado a una demanda sólida y a restricciones de oferta, principalmente en Medio Oriente.

Gas Natural: El precio de las ventas de gas se redujo 0.2 USD/BI, pasando de 27.1 USD/BI a 26.9 USD/BI debido principalmente al debilitamiento de los precios de venta en Permian en línea con los indicadores internacionales.

Programa de Coberturas: Durante el 2T25 se continúan ejecutando operaciones de cobertura táctica debido a la exposición a diferentes índices de precios y a diferentes periodos depreciación entre la compra y venta de barriles físicos, con volúmenes cubiertos por Ecopetrol SA durante el 2T25 por 1.5 mmbbls sobre indicador de exportaciones de crudo y periodos depreciación. Desde Ecopetrol Trading Asia se ejecutaron coberturas tácticas para 7.2 mmbbls sobre indicadores y periodos depreciación, y desde Ecopetrol US Trading se ejecutaron coberturas tácticas para 0.7 mmbbls sobre indicador y periodos depreciación.

Costo de Ventas

El costo de ventas presentó un incremento de 2.8% equivalente a COP +0.6 billones en el 2T25 versus 2T24.

Costos Variables

Los costos variables presentaron una disminución de 5.3% equivalente a COP -0.6 billones en el 2T25 frente al 2T24, explicado por el efecto combinado entre:

- Menor valor de las compras de crudos, gas y productos (COP -1.6 billones), por efecto neto entre:
 - i) Disminución del precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones de -14.2 USD/BI (COP -2.0 billones), en línea con los indicadores internacionales.
 - ii) Menor volumen comprado de crudo (COP -0.5 billones, -23.2 kbpd), principalmente a nivel nacional dados menores cargas de las Refinerías y eventos de entorno.
 - iii) Incremento del volumen comprado de productos refinados (COP +0.3 billones, +10.3 kbped), por mayor importación de combustibles para atender la demanda nacional, ante ciclo de mantenimientos mayores en la Refinería de Barrancabermeja.
 - iv) Efecto negativo en compras por mayor tasa de cambio promedio (COP +0.6 billones).
- Aumento en otros costos variables (COP +1.0 billones), principalmente por: i) mayor consumo de inventarios de crudo en tránsito en línea con la gestión comercial, ii) impacto en costos variables por mayor tasa de cambio promedio sobre las operaciones en moneda dólar y iii) efecto inflacionario en las tarifas de contratos.

Costos Fijos: Aumento de 9.3% equivalente a COP +0.5 billones en el 2T25 frente al 2T24, asociado a: i) mayor actividad de construcción de ISA y ii) incremento en los costos de mantenimiento y otros costos generales, principalmente por efecto inflacionario en las tarifas de contratos y mayor TRM promedio en costos.

Depreciación y Amortización: Aumento de 21.0% equivalente a COP +0.7 billones en el 2T25 frente al 2T24, por: i) incremento en la producción de crudos, 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 promedio del peso frente al dólar.

Gastos Operacionales y Exploratorios, neto de Otros Ingresos

Los gastos operativos, netos de otros ingresos aumentaron un 14.3%, equivalente a COP +0.4 billones frente al 2T24, explicado principalmente por:

- Mayor carga impositiva dado el decreto de conmoción interior 062 de enero de 2025 por COP +0.1 billones.
- Mayores provisiones (COP +0.2 billones), principalmente por: i) deterioro de la cartera de la compañía Air-E en ISA y ii) actualización de provisiones ambientales y laborales.
- Mayor gasto laboral, asociado principalmente al incremento salarial, impactado por el efecto inflacionario COP +0.1 billones.

Resultado Financiero (No Operacional)

Los gastos financieros se mantuvieron en niveles similares respecto al 2T24 principalmente por el efecto neto entre: i) el mayor ingreso por diferencia en cambio vs 2T24, dada la posición neta del Grupo Ecopetrol frente a una menor TRM de cierre y ii) incremento en gastos financieros por intereses de la deuda en dólares dada la mayor TRM promedio y mayor inflación que afecta las deudas indexadas a este indicador.

Impuesto a las Ganancias

La Tasa Efectiva de Tributación del 2T25 se ubicó en 34.3% frente al 42.3% del 2T24. La disminución se debe principalmente a una menor sobretasa del impuesto de renta en el 2T25 (0%) vs el 2T24 (10%) dada la proyección del precio del Brent a la fecha de cierre.

Avances en el proceso de corrección aduanera iniciado por la DIAN relacionado con el IVA en la importación de combustibles

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. (“la Compañía”) y Refinería de Cartagena S.A.S (“la Refinería”) difieren de dicha interpretación por las razones que oportunamente fueron expuestas a la DIAN. La autoridad tributaria, en línea con su interpretación y en la aplicación que está haciendo, ha notificado a la Refinería dos liquidaciones oficiales y cuatro requerimientos especiales aduaneros por valor de COP 0.9 billones y COP 0.4 billones, e igualmente notificó a la Compañía, dos requerimientos especiales aduaneros por valor de COP 6.5 billones para los periodos comprendidos entre 2022 y 2024; sobre dichos valores se han estimado intereses a la fecha que representarían alrededor de COP 3.3 billones. Estos valores podrían ser significativamente mayores en la medida que se reciban requerimientos adicionales por parte de la DIAN.

La Refinería y la Compañía, dentro del marco de la debida diligencia y protección de sus legítimos intereses han contestado las actuaciones de la DIAN dentro de los tiempos establecidos en la ley controvirtiendo sus actos proferidos y cuestionando su interpretación normativa. En su interpretación, la DIAN podrá continuar con el proceso de cobro conforme a las normas procedimentales del régimen aduanero y Estatuto Tributario que incluye procedimientos de cobro coactivo, sin perjuicio de que la Refinería y la Compañía ejerzan los recursos administrativos o judiciales que correspondan, de acuerdo con la misma normativa. Aunque la Refinería y la Compañía planean ejercer esos recursos, un eventual cobro coactivo podría implicar un efecto material adverso en las operaciones, liquidez y posición financiera de la Refinería y la Compañía, dependiendo del monto del mismo y su respectiva duración. Asimismo, con base en los conceptos emitidos por nuestros asesores externos en los cuales consideran que la probabilidad de éxito es superior al 50%, la Compañía considera que existen argumentos para no constituir ninguna provisión contable.

Teniendo en cuenta que la DIAN ha decidido aplicar su interpretación normativa, a partir de enero de 2025 la Compañía y la Refinería han venido realizando los pagos del IVA por la importación de gasolina y ACPM, en cumplimiento a la interpretación de la DIAN a la tarifa del 19%. El pago del IVA no afecta los derechos que la Compañía y la Refinería se reservan para controvertir jurídicamente en la oportunidad adecuada ante las instancias correspondientes, como se mencionó anteriormente.

El valor de los pagos de IVA relacionados con la importación de gasolina y ACPM para 2025 se estima en una suma de COP 3.6 billones vista Grupo Ecopetrol, de los cuales, aproximadamente COP 3.3 billones se recuperarían a través del procedimiento de descuento y devolución de saldos a favor de IVA.

La Compañía y la Refinería reiteran su compromiso de cumplir a cabalidad con sus obligaciones aduaneras y tributarias, y serán respetuosas de las decisiones que resuelvan sobre esta controversia ante las instancias correspondientes.

Estado de Situación Financiera

Los **activos** de Grupo Ecopetrol disminuyeron COP -5.7 billones equivalentes al -1.9% entre marzo y junio del 2025 principalmente por: i) una menor cuenta por cobrar del Fondo de Estabilización de Combustibles por el pago recibido vs lo causado en el 2T25 (COP -4.5 billones), ii) consumo de caja (COP -3.9 billones), iii) el efecto de reexpresión de activos de filiales con moneda funcional dólar a tasa de cierre a pesos colombianos (COP -2.6 billones) y iv) la depreciación de activos del periodo (COP -4.5 billones). Lo anterior es compensado con un mayor nivel de CAPEX (COP 5.1 billones) y mayores saldos a favor de impuestos y otros (COP 4.8 billones).

Los **pasivos** disminuyeron en COP -8.0 billones equivalente a -4.1% durante el 2T25, principalmente por el efecto neto entre: i) el pago de 100% de los dividendos decretados a accionistas de Ecopetrol y accionistas no controlantes de Filiales y ii) el incremento en el saldo de obligaciones financieras por adquisición de deuda de corto plazo compensado con el efecto de reexpresión de la deuda en dólares a tasa de cambio de cierre.

El **patrimonio** del Grupo Ecopetrol al cierre del 2T25 fue de COP 105.6 billones el cual aumentó en COP 2.3 billones frente al 1T25, principalmente como resultado de 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)	2T 2025	2T 2024	6M 2025	6M 2024
Efectivo y equivalentes inicial	14,101	15,167	14,054	12,336
(+) Flujo de la operación	10,046	17,071	16,168	23,084
(-) CAPEX	(5,031)	(4,628)	(8,990)	(8,901)
(-) Contraprestación pagada en adquisición de activos	0	0	(1,109)	0
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	(1,456)	(522)	(2,258)	(685)
(+) Otras actividades de inversión	403	625	805	1,052
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	1,980	(2,790)	2,431	(1,915)
(-) Pagos de dividendos	(9,672)	(11,922)	(10,695)	(12,192)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(253)	251	(288)	473
(-) Restitución de capital	0	(15)	0	(15)
Efectivo y equivalentes final	10,118	13,237	10,118	13,237
Portafolio de inversiones	3,024	2,702	3,024	2,702
Caja total	13,142	15,939	13,142	15,939

Flujo de Caja

Al cierre del 2T25, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 13.1 billones (23% COP y 77% USD). El flujo de operación del trimestre, el recaudo de la totalidad de la cuenta por cobrar el FEPC del año 2024 y la adquisición de deuda a corto plazo permitieron cubrir: i) el pago de dividendos decretados a accionistas de Ecopetrol y accionistas no controlantes de Filiales y ii) los desembolsos de CAPEX del trimestre.

Deuda

Al corte del 2T25, el saldo de la deuda en el balance es de COP 120.3 billones, equivalentes a USD 29,550 millones (la deuda consolidada de Grupo ISA aporta USD 8,432 millones), presentando un incremento de COP 1.6 billones frente a 1T25. El aumento se explica por el efecto neto entre: i) la adquisición de créditos de corto plazo en Ecopetrol S.A., Cenit y Ecopetrol Trading Asia y de largo plazo en ISA para proyectos de inversión y ii) la re-expresión de las obligaciones financieras en dólares a tasa de cierre, reconocida principalmente en el patrimonio a través de la contabilidad de coberturas.

El indicador Deuda Bruta/EBITDA del Grupo Empresarial al corte de junio 2025 fue de 2.4 veces, inferior al límite superior establecido para el 2025 (2.5 veces), así como el indicador Deuda Neta/EBITDA del Grupo Empresarial cerró en 2.2 veces y la relación Deuda/Patrimonio al cierre de junio se mantiene en 1.1 veces.

Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles (FEPC)

Al cierre de junio de 2025, la cuenta por cobrar al FEPC se ubicó en COP 2.5 billones. En el 2T25 se presenta una disminución de COP -4.5 billones frente al 1T25, explicado principalmente por el pago de COP -5.4 billones recibido por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público correspondientes a los saldos pendientes del 2024, compensado parcialmente con la causación del trimestre de COP +0.9 billones.

Eficiencias

En 2025 el Grupo Ecopetrol continúa materializando su estrategia integral de eficiencias y competitividad con un aporte de COP 2.2 billones al cierre del 2T25. A continuación, se resumen las 3 principales acciones:

- i) El 66% de las eficiencias tienen efecto en el EBITDA por COP 1.4 billones (COP 0.8 billones en OPEX y COP 0.7 billones en generación de ingresos), así:

OPEX

- Eficiencias de costos de las Áreas Corporativas y de Soporte (COP 147 mil millones), en los que se destacan iniciativas en soluciones e infraestructura digital a nivel corporativo y en control de demanda de servicios en operaciones.
- Nuevas contrataciones de servicios logrando mejores tarifas a las planeadas (COP 133 mil millones).
- Eficiencia en costos de autogeneración y gestión de compra de energía (COP 104 mil millones).
- Eficiencia energética en las operaciones (COP 51 mil millones).
- Menores costos de evacuación de crudos, principalmente por la entrada del Oleoducto Caño Sur Este - ODL (COP 77 mil millones), entre otros.

Ingresos

- Captura de sinergias en los sistemas de transporte de crudos asociados con la segregación y ruteo de crudos (Caño Limón y Mezcla Araguaney) (COP 82 mil millones).
- Mayores márgenes logrados en la compra e importación de productos (COP 73 mil millones) y en la exportación de crudos (COP 68 mil millones).
- Ganancia por compensación volumétrica por calidad, obteniendo más volúmenes para la venta (COP 48 mil millones), y mayor producción de asfalto en la refinería de Barrancabermeja (COP 12 mil millones), entre otros.

Desde el punto de vista de los costos unitarios, las eficiencias obtenidas se ven reflejadas de la siguiente manera:

- El 47% de las eficiencias mencionadas con efecto en el EBITDA permitieron reducir el costo de levantamiento en 0.81 USD/Bl.
 - Las eficiencias con efecto en el costo de caja de refinación y el costo por barril transportado permitieron su reducción en 0.07 USD/bl y 0.015 USD/bl respectivamente.
- ii) Se alcanzaron eficiencias por COP 0.7 billones en Capex (29%) relacionadas con la optimización del costo de las inversiones en proyectos dentro de las que se encuentran las siguientes:
- En perforación y completamiento en la operación directa se destacan iniciativas de diseño e ingeniería, optimización de servicios de cementación y direccional, negociación de tarifas del acero e implementación de lecciones aprendidas de reducción de tiempos de proceso, entre otras.
 - En Permian se destaca la implementación de mejores prácticas para reducir tiempos y costos en las operaciones de perforación y completamiento, iniciativas de diseño e ingeniería con nuevos diseños de pozos con menores presiones de fractura y tiempos de bombeo, logrando la reducción en costos por pie perforado y costo por barril bombeado permitiendo aumentar la actividad planeada.
 - En los proyectos de facilidades de superficie se destacan eficiencias en optimización de inventarios.

- iii) Acciones enfocadas en mejorar el capital de trabajo, con efecto positivo en la caja de la compañía por COP 0.1 billones (5%), principalmente por acciones en gestión de inventarios como el intercambio de materiales y repuestos entre bodegas de diferentes áreas de negocio, optimizando la compra de estos, así como también ahorros en gastos financieros.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Inversiones Grupo Ecopetrol Negocio	Total 6M 2025		
	Millones USD	Billones COP	% Participación
Hidrocarburos*	1,583	6.6	61%
Energías para la Transición**	348	1.5	14%
Transmisión y Vías	651	2.7	25%
Total***	2,582	10.8	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: 4,196.15

** Incluye inversiones en gas y Transición Energética

***Incluye solo inversiones orgánicas

Al cierre del primer semestre del 2025, el Grupo Ecopetrol realizó inversiones por USD 2,582 millones (COP 10.8 billones). Las inversiones del Grupo Ecopetrol se realizaron principalmente en Colombia con una participación del 62% y el restante 38% a nivel internacional, principalmente en Brasil (17%), Estados Unidos (15%) y otras geografías (6%).

Hidrocarburos

Las inversiones en la línea de hidrocarburos representaron el 61% del total del Grupo ascendiendo a USD 1,583 millones (~COP 6.6 billones¹). En las actividades de Exploración y Producción en Colombia se destinaron USD 1,290 millones (~COP 5.4 billones), principalmente concentradas en el departamento del Meta en activos como Caño Sur, Rubiales, Castilla, CPO-09 y Chichimene. A nivel internacional, las inversiones se enfocaron Brasil con el plan de desarrollo del descubrimiento de Orca (antes Gato do Mato) y en Midland en la cuenca Pérmica de Estados Unidos.

En el segmento de Refinación se han invertido USD 171 millones (COP 0.7 billones), enfocados en la continuidad operativa a través de un ciclo de mantenimientos mayores para garantizar la disponibilidad de las refinerías, alcanzando incluso una disponibilidad operacional de 95.8% en 2T25. De igual forma se realizaron inversiones en proyectos como Control de Emisiones SOX y Línea Base de Calidad de Combustibles en la Refinería de Barrancabermeja.

Por su parte, en el segmento de transporte, las inversiones ascendieron a USD 100 millones (COP 0.4 billones) principalmente enfocadas en continuidad operativa de los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos en actividades de cruces, reparaciones mecánicas y geotecnia.

Energías para la Transición

En lo corrido de 2025, en la línea de Energías para la Transición se han invertido USD 348 millones (COP 1.5 billones) con una participación del 14% frente al total de inversiones del Grupo Ecopetrol, principalmente concentradas en inversiones para el crecimiento de la cadena y abastecimiento de gas con USD 279 millones (COP 1.2 billones) principalmente en los activos de Piedemonte en campos como Floreña y Cupiagua – Recetor en el departamento de Casanare y en el Bloque Tayrona en el Caribe offshore colombiano.

Dentro de la línea de negocio se realizaron inversiones en eficiencia energética y energías renovables por USD 69 millones (COP 0.3 billones) principalmente en proyectos de energía de solar como la Granja Solar Quifa y el

¹ Sin incluir inversiones en gas, ni proyectos de eficiencia energética

Ecoparque solar la Iguana en los departamentos del Meta, Bolívar y Antioquia, respectivamente, y el proyecto de hidrógeno Coral.

Transmisión y Vías

Durante el 2T25 en la línea de negocio de Transmisión y Vías, se ejecutaron inversiones por USD 651 millones (COP 2.8 billones) con una participación del 25% del total de inversiones del Grupo, concentradas en el negocio de transmisión de energía con un 87%, en Brasil, Perú y Colombia, seguidas por Vías con una participación de 11% y el 2% restante en el negocio de Telecomunicaciones.

II. Resultados por Líneas de Negocio

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

1. HIDROCARBUROS

1.1 Exploración, Desarrollo y Producción

Exploración

Al cierre del 2T25 se perforaron 6 pozos exploratorios frente a los 10 planeados para el año. De estos, 2 fueron exitosos (Sirius-2 ST2 y Currucutú-1), 2 se encuentran en evaluación (Toritos Oeste-1 y Toritos Sur-3) y 2 no presentaron manifestaciones comerciales de hidrocarburos (Andina Este-1 y Buena Suerte-1).

De la actividad exploratoria en tierra se destaca:

- La declaración de comercialidad del descubrimiento Lorito, en la cuenca Llanos Sur (municipio de Guamal, Meta), es el resultado exitoso de un riguroso proceso exploratorio y materializa los beneficios derivados de la adquisición del 45% del bloque CPO-09. Este activo se incorpora al portafolio de producción con dos pozos que presentan un potencial conjunto de 1,450 barriles por día. Su proximidad a la infraestructura existente de producción y transporte facilita su producción comercial y permite aprovechar sinergias con las facilidades de los campos en producción de Ecopetrol.
- Se confirmó el éxito del pozo Currucutú-1, operado por Geopark en asocio con nuestra filial Hocol, ubicado en el Departamento del Meta, municipio de Cabuyaro, en el bloque LLA-123, el cual encontró acumulación de crudo pesado de 14.2 °API. Este pozo se encuentra en la misma cuenca de los Llanos Orientales del descubrimiento de Toritos, lo cual permite disminuir la incertidumbre técnica del bloque y ampliar su potencial de producción hacia el norte.
- De los pozos perforados en vigencias anteriores que se encontraban en evaluación, Bisbita Oeste-1 perforado en 2024 y Zorzal Este-2 perforado en el 2023, confirmaron presencia de hidrocarburos en los departamentos del Meta y Casanare, ambos pozos operados por Geopark en asocio con nuestra filial Hocol.
- 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 4T25.
- Se logró aprobación de extensión de plazo de la fase exploratoria para los contratos LLA-4-1 y LLA-141 en periodos de dos años, y año y medio, respectivamente.

De la actividad exploratoria costa afuera se destaca:

- La campaña exploratoria en el bloque GUAOFF-0 continuó con la finalización del pozo Buena Suerte – 1, sin manifestaciones comerciales de hidrocarburos. Este pozo exploraba un play² diferente al de Sirius. Así mismo, se continúa con la evaluación del bloque con el objetivo de buscar volúmenes adicionales, maximizar la captura de valor del activo y disminuir la incertidumbre técnica, con el inicio de perforación del pozo Papayuela-1, el cual se estima finalizar en el 4T25.
- En el proyecto Sirius se avanza con el modelo de contratación para el diseño, construcción y operación de las facilidades que permitan tratar el gas y ponerlo en condiciones regulatorias del mercado nacional para comercialización. Al mismo tiempo, se adelantan actividades de viabilidad étnica, social y ambiental, para posteriormente continuar con el proceso de licenciamiento ambiental.
- Respecto a los bloques Fuerte Sur, Purple Angel y COL-5, donde se localizan los descubrimientos de gas Kronos, Gorgon y Glaucus (KGG), se continúa trabajando para el traspaso de la participación de Shell (50%) y la operación a Ecopetrol, conforme a la normativa vigente. El 9 de junio del 2025 se radicó ante la ANH la solicitud de cesión del interés de participación de Shell (50%) de los contratos a favor de Ecopetrol, quien continúa avanzando en la evaluación de las alternativas para el desarrollo de los descubrimientos.

Gato do Mato (Cambio de denominación a “Campo Orca y Sul de Orca” aprobado por la Agencia Nacional de Petróleo e Biocombustibles (ANP) de Brasil desde el 20 de mayo de 2025³)

Durante el trimestre se tuvieron los siguientes avances:

- Se obtuvo el reconocimiento de efectividad de la Declaración de Comercialidad de las áreas de desarrollo Orca (ORC) y Sur de Orca (SOR) el 20 de mayo de 2025 por parte de la Agencia Nacional de Petróleo y Biocombustibles de Brasil (ANP), con lo cual se cumple uno de los hitos que habilitará el inicio de la incorporación de reservas probadas en el 2025.
- Durante el trimestre se inició la ingeniería de detalle del buque flotante (FPSO⁴) y de las facilidades de procesamiento junto con los análisis de seguridad de proceso y consolidación de equipos de trabajo por parte de los contratistas y del operador.

Producción

Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)
Crudo	491.5	497.0	(1.1%)	495.6	493.9	0.3%
Gas Natural	103.9	121.3	(14.3%)	104.6	120.8	(13.4%)
Total Ecopetrol S.A.	595.4	618.4	(3.7%)	600.1	614.7	(2.4%)
Crudo	21.6	17.9	20.7%	21.4	17.9	19.6%
Gas Natural	13.8	17.6	(21.6%)	14.4	17.8	(19.1%)
Total Hocol	35.4	35.5	(0.3%)	35.8	35.7	0.3%
Crudo	8.4	6.5	29.2%	7.9	7.6	3.9%
Gas Natural	0.9	0.9	0.0%	0.9	0.9	0.0%
Total Ecopetrol America	9.2	7.4	24.3%	8.8	8.5	3.5%
Crudo	63.6	59.5	6.9%	58.5	54.4	7.5%
Gas Natural	51.9	38.8	33.8%	47.3	37.0	27.8%
Total Ecopetrol Permian	115.5	98.2	17.6%	105.8	91.4	15.8%
Crudo	585.1	581.0	0.7%	583.4	573.9	1.7%
Gas Natural	170.4	178.6	(4.6%)	167.1	176.5	(5.3%)
Total Grupo Ecopetrol	755.5	759.6	(0.5%)	750.5	750.3	0.0%

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

Nota 2: Datos consolidados presentan cifras redondeadas.

Nota 3: En la tabla del presente reporte se incluye la producción 100% de Arauca-8 tanto para las cifras 2024 como 2025 (67 bped 2T25). 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

² Modelo geológico conceptual que describe una zona donde se cree que existen acumulaciones de hidrocarburos (petróleo o gas)

³ El cambio de denominación obedece a una exigencia de la ANP para proyectos costa afuera, los cuales deben adoptar nombres de fauna marina una vez se declare su comercialidad.

⁴ Floating Production Storage and Offloading" (Producción, Almacenamiento y Descarga Flotante)

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 2T25 fue de 755.5 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped), de los cuales Ecopetrol S.A. aportó 595.4 kbped y las filiales 160.1 kbped, incorporando la producción de los campos Guando y Guando SW (4.3 kbped al 2T25) 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 -4.1 kbped debido principalmente a: i) menor producción de gas por declinación de los campos Cusiana y Recetor (Piedemonte Llanero), y Ballena y Chuchupa en la Guajira, ii) menor producción de crudo por bloqueos en la Orinoquia, asociados a factores externos a Ecopetrol, y iii) afectación del activo Llanos Norte por indisponibilidad del Oleoducto por acciones de terceros. Estos efectos fueron mitigados parcialmente por: i) mejor desempeño de la campaña incremental de Permian por la optimización del plan de desarrollo, ii) adquisición del 45% de la participación de Repsol en el bloque CPO-09 y iii) crecimiento de la producción en Caño Sur, soportado en el aumento de capacidad de tratamiento de fluidos de la Estación Centauros.

Al comparar con el primer semestre del 2024, se mantienen los niveles de producción (+0.21 kbped) con un incremento en crudos nacionales de +5.2 kbped, impulsado por el crecimiento en Caño Sur y Chichimene y la adquisición del 45% del bloque CPO-09. Estos factores, junto con el aumento en la producción del Permian, compensaron tanto los impactos derivados del entorno como la declinación natural del gas nacional.

Frente a los impactos en producción por eventos de entorno, durante el 2T25 se tuvo una producción diferida de 1.5 millones de barriles para un total acumulado en el semestre de 1.8 millones de barriles.

Estos impactos se concentraron principalmente en el mes de abril (64% de la producción diferida), debido a: i) bloqueos en los campos Rubiales y Caño Sur por parte de integrantes de las guardias indígenas por motivos ajenos a la operación de Ecopetrol e ii) indisponibilidad del Oleoducto Bicentenario, a raíz de los atentados con afectación de los campos del norte del departamento de Arauca (Llanos Norte). El Grupo Ecopetrol mantiene la meta esperada de producción para el año 2025 establecida entre 740 y 750 kbped.

En términos de perforación, a junio de 2025 en el Grupo Ecopetrol finalizaron y se completaron 220 pozos de desarrollo con un promedio de ocupación de 21 equipos de perforación activos por mes.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento y dilución - Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	11.97	12.08	(0.9%)	11.59	12.04	(3.7%)	26.4%
Costo de Dilución**	4.36	5.38	(19.0%)	4.89	5.40	(9.4%)	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías. Cifras con actualizaciones menores periodos anteriores por cierres oficiales.

** Calculado con base en barriles vendidos de Ecopetrol S.A.

Costo de Levantamiento

El costo de levantamiento del 1S25 disminuyó en -0.45 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior, apalancado principalmente por el efecto de tasa de cambio y las eficiencias capturadas así:

Efecto Tasa de cambio (-0.81 USD/BI): efecto positivo por la mayor tasa de cambio promedio pasando de 3,920 a 4,196 pesos/dólar para la conversión del indicador de pesos a dólares.

Efecto costo (+0.36 USD/BI) ⁵: El incremento de los costos y factores de inflación principalmente (+0.73 USD/BI) se lograron mitigar parcialmente con las eficiencias alcanzadas de +0.37 USD/BI (0.81 USD/BI 1S25 vs 0.44 USD/BI 1S24) destacando los siguientes factores:

⁵ Incluye efecto volumen de +0.01.

- Optimización energética: optimización de tarifas de autogeneración y compra de energía, así como disminución del consumo de energía gracias a la operación óptima de los procesos de producción y a la masificación de tecnologías más eficientes.
- Optimización al modelo de operativo y mantenimiento de zonas no industriales.
- Reúso de materiales para las operaciones de subsuelo.
- Nuevas contrataciones de mantenimiento y facilidades de producción logrando mejores tarifas a las planeadas.

Estas eficiencias permitieron compensar parcialmente los siguientes incrementos en costos:

- Impacto por inflación acumulada en servicio de la operación y costo laboral (+0.28 USD/BI).
- Mantenimiento en activos internacionales: mayores actividades de mantenimiento en Big Spring y Lomax, ubicados en la cuenca del Permian.
- Tratamiento de fluidos: Aumento de los volúmenes tratados (+736 KBWPD⁶), principalmente en Caño Sur, Rubiales, Castilla y Akacias en el bloque CPO-09, los cuales requieren más energía, tratamiento químico y mantenimientos asociados a las ampliaciones de facilidades para su procesamiento.
- Mayores actividades de subsuelo: Anticipación de intervenciones como estrategia para aprovechar equipos disponibles y gestionar condiciones del entorno.

Costo de Dilución

El costo de dilución del 1S25 disminuyó 0.51 USD/BI versus 1S24, explicado principalmente por:

Efecto costo (-0.64 USD/B): Reducción del costo por i) menor precio de compra de nafta asociado a la corrección en el indicador de referencia Brent en -9 USD/BI y ii) reducción en el factor de dilución pasando de 11.43% en 1S24 a 11.22% en 1S25.

Efecto Volumen (0.13 USD/B): Menores barriles de crudo comercializados principalmente por afectaciones de orden público.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	2T 2025	2T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	18,089	21,499	(3,410)	(15.9%)	36,506	40,215	(3,709)	(9.2%)
Depreciación, amortización y agotamiento	3,208	2,517	691	27.5%	5,866	4,894	972	19.9%
Costos variables	7,604	8,091	(487)	(6.0%)	14,782	14,698	84	0.6%
Costos fijos	3,412	3,404	8	0.2%	6,585	6,642	(57)	(0.9%)
Costo de ventas	14,224	14,012	212	1.5%	27,233	26,234	999	3.8%
Utilidad bruta	3,865	7,487	(3,622)	(48.4%)	9,273	13,981	(4,708)	(33.7%)
Gastos operacionales y exploratorios	1,633	1,644	(11)	(0.7%)	2,876	3,105	(229)	(7.4%)
Utilidad operacional	2,232	5,843	(3,611)	(61.8%)	6,397	10,876	(4,479)	(41.2%)
Ingresos (gastos) financieros	(922)	(1,074)	152	(14.2%)	(2,043)	(1,960)	(83)	4.2%
Resultados de participación en compañías	8	6	2	33.3%	14	17	(3)	(17.6%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,318	4,775	(3,457)	(72.4%)	4,368	8,933	(4,565)	(51.1%)
Provisión impuesto a las ganancias	(498)	(2,455)	1,957	(79.7%)	(1,490)	(4,334)	2,844	(65.6%)
Utilidad neta consolidada	820	2,320	(1,500)	(64.7%)	2,878	4,599	(1,721)	(37.4%)
Interés no controlante	22	21	1	4.8%	46	40	6	15.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	842	2,341	(1,499)	(64.0%)	2,924	4,639	(1,715)	(37.0%)
EBITDA	5,915	8,661	(2,746)	(31.7%)	13,121	16,376	(3,255)	(19.9%)
Margen EBITDA	32.7%	40.3%	-	(7.6%)	35.9%	40.7%	-	(4.8%)

⁶ Incremento en la producción de agua 1S25 vs 1S24 en campos de operación directa de Ecopetrol S.A.

Los **ingresos** disminuyeron durante el 2T25 frente a 2T24 principalmente por un menor precio de referencia Brent; compensado parcialmente por: i) mayor tasa de cambio promedio ii) mayores ventas de crudo al exterior y iii) fortalecimiento del diferencial de crudos.

El **costo de ventas** aumentó en 2T25 frente al 2T24 debido a:

- Incremento en la depreciación, amortización y agotamiento, asociado principalmente al mayor nivel de capitalización en CPO-09 y Caño Sur, además de los mayores niveles de producción en estos activos y Permian. Este incremento también se vio afectado por la tasa de cambio para las compañías con moneda funcional diferente a peso colombiano.
- Incremento en costos de transporte por: i) mayor tasa de cambio promedio, ii) aumento en las tarifas y iii) mayor operación contingente Banadía-Araguaney como consecuencia de los eventos de entorno, compensado parcialmente por la entrada del oleoducto Caño Sur Este - ODL
- Compensados con una disminución en compras a terceros principalmente por: i) menor precio de referencia y ii) menores volúmenes comprados.

Los **gastos operacionales y exploratorios** del 2T25 en comparación con el 2T24, disminuyeron principalmente por menor baja de activos exploratorios.

El **resultado financiero (no operacional)** del 2T25 frente al 2T24 presentó un menor gasto principalmente por efecto de la diferencia en cambio sobre la posición neta pasiva en dólares del segmento, lo anterior compensado parcialmente por el mayor gasto por intereses.

La disminución en el gasto por **impuesto a las ganancias** para el 2T25 comparado con el 2T24 se generó en línea con los resultados del segmento y una menor sobretasa de renta dada la proyección actual de precios del Brent.

1.2 Transporte y Logística

Tabla 9: Volúmenes Transportados - Grupo Ecopetrol

Kbd	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)
Crudo	786.7	848.9	(7.3%)	794.8	831.2	(4.4%)
Productos	297.4	303.5	(2.0%)	293.0	304.2	(3.7%)
Total	1,084.0	1,152.4	(5.9%)	1,087.8	1,135.4	(4.2%)

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 2T25 fue de 1,084 kbd, disminuyendo en 68.4 kbd frente al 2T24. De igual forma, para el 1S25 el volumen total transportado se redujo en 47.6 kbd frente al 1S24.

Crudos: Los volúmenes transportados disminuyeron un 7.3% en 2T25 frente a 2T24 y un 4.4% en el 1S25 comparado con 1S24, debido a: i) menor producción de terceros en el país, principalmente en los departamentos de Arauca y Casanare, ii) diferidas de producción por bloqueos, iii) afectaciones a la infraestructura de transporte por acciones de terceros, que impidieron el normal desarrollo de las operaciones; y iv) menores entregas de crudo Castilla Norte desde la refinería de Barrancabermeja como consecuencia de los bloqueos.

Durante el 1S25, y con mayor intensidad en el 2T25, se tuvieron desafíos operacionales derivados de las condiciones de entorno y afectaciones a la infraestructura por parte de terceros, en particular en los oleoductos Caño Limón–Coveñas suspendido en el tramo Banadía – Ayacucho desde el 3T24, así como, afectaciones en el tramo Caño Limón-Banadía y en el Oleoducto Bicentenario. Estos eventos obligaron a la suspensión de la operación por esta ruta alterna por 43 días durante el 2T25 y 68 días en 1S25, limitando la producción y el transporte de aproximadamente 14 kbd en 2T25 y 8 kbd en 1S25.

Frente a los desafíos operacionales derivados de las afectaciones antes mencionadas, 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. Entre las medidas adoptadas, se destaca la rápida respuesta frente a eventos de entorno buscando rutas de evacuación alternas, la pronta reparación y evacuación, el uso de tecnología y el fortalecimiento de relacionamiento interinstitucional, que permitieron la evacuación de crudos de Arauca por la ruta alterna del Oleoducto Bicentenario en el sentido Banadía–Araguaney, a través del cual se transportaron alrededor de 7.2 millones de barriles en el 1S25, vs. los casi 1.5 millones de barriles movilizados en el mismo periodo del año anterior, habilitando así la evacuación de los campos y disminuyendo el impacto de diferidas de producción. Adicionalmente, mediante la implementación de esquemas logísticos, se logró el transporte del crudo Caño Limón segregado desde Araguañey hasta la refinería de Barrancabermeja, sin comprometer su calidad ni propiedades, lo que permitió su aprovechamiento en las unidades de refinación.

También se logró ampliar la capacidad operativa de sistemas estratégicos como Araguañey - Cusiana, donde se aumentó la capacidad de evacuación del crudo Caño Limón en reversión de 50 a 80 kbpd, lo que permitió reducir los inventarios del campo un 60% más rápido. Asimismo, se incrementó en 7% la capacidad del sistema Vasconia–Refinería de Barrancabermeja, pasando de 196 kbpd a 209 kbpd, asegurando el abastecimiento de crudos nacionales a la refinería de Barrancabermeja. Finalmente, se probó exitosamente el bombeo dual en el sistema Ayacucho–Coveñas de 24”, incrementando su capacidad en 182%, de 81.6 kbpd a 148 kbpd promedio, lo que permite optimizar el uso energético y reducir la operación en el oleoducto paralelo de 16”.

En lo corrido del 2025 aproximadamente el 91.2% del volumen de crudo transportado fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Productos Refinados: Los volúmenes transportados se redujeron un 2% en 2T25 frente a 2T24 y un 3.7% en 1S25 comparado con 1S24, principalmente por: i) menores entregas desde refinerías por mantenimientos programados, compensado parcialmente por: ii) internación estratégica de productos para garantizar el abastecimiento en el interior del país.

En 2025, los productos de Ecopetrol S.A. representaron aproximadamente el 33% del volumen total transportado por poliductos.

A pesar de las medidas y estrategias implementadas, que incluyen el uso de tecnologías avanzadas y el fortalecimiento de la coordinación interinstitucional para mitigar el riesgo de apoderamiento de hidrocarburos, durante el 1S25, la instalación de válvulas ilícitas afectó la operación en distintos sistemas, en particular en el sistema Pozos-Galán, restringiendo el transporte de productos en aproximadamente 16 Kbd (~5% del total transportado por poliductos). Esta cifra representa un incremento de cerca de 4.8 Kbd frente al 1S24.

Afectaciones de terceros a la infraestructura de transporte: Durante el 2T25 y 1S25 se registró un incremento en el número de afectaciones por parte de terceros a la infraestructura de transporte, alcanzando un total de 20 eventos en el 1S25 (8 en el 2T25), frente a los 2 eventos reportados en el 1S24 (0 en el 2T24). Por su parte, en el 2T25 se redujeron en un 11% las válvulas ilícitas retiradas en la infraestructura de transporte en comparación con 2T24, y en 7% para el 1S25, frente al mismo periodo del año anterior.

Tabla 10: Costo por Barril Transportado - Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	3.24	3.23	0.3%	3.14	3.07	2.3%	17.0%

Costo por Barril Transportado: El costo por barril transportado en 2T25 presentó un comportamiento similar al del 2T24 ubicándose en 3.24 USD/BI; al cierre del 1S25 se ubicó en 3.14 USD/BI, y aumentó 0.07 USD/BI frente al 1S24, explicado por:

Efecto Volumen (+0.15 USD/BI): Menor volumen transportado en un -4.2% equivalente a -47.6 kbd, derivado de las condiciones antes señaladas.

Efecto Costo (+0.12 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 al 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, además de iii) mayores gastos en atención de emergencias dado el incremento en los eventos de entorno mencionados anteriormente.

Efecto Tasa de Cambio (-0.20 USD/BI): Efecto positivo por la mayor tasa de cambio promedio +276 pesos/dólar pasando de 3,920 a 4,196 pesos/dólar para la conversión del indicador de pesos a dólares.

Resultados Financieros

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	2T 2025	2T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,868	3,625	243	6.7%	7,849	7,194	655	9.1%
Depreciación, amortización y agotamiento	338	311	27	8.7%	665	627	38	6.1%
Costos variables	193	219	(26)	(11.9%)	411	415	(4)	(1.0%)
Costos fijos	504	533	(29)	(5.4%)	969	948	21	2.2%
Costo de ventas	1,035	1,063	(28)	(2.6%)	2,045	1,990	55	2.8%
Utilidad bruta	2,833	2,562	271	10.6%	5,804	5,204	600	11.5%
Gastos operacionales	313	203	110	54.2%	536	399	137	34.3%
Utilidad operacional	2,520	2,359	161	6.8%	5,268	4,805	463	9.6%
Ingresos (gastos) financieros	(4)	136	(140)	(102.9%)	(194)	182	(376)	(206.6%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,516	2,495	21	0.8%	5,074	4,987	87	1.7%
Provisión impuesto a las ganancias	(899)	(871)	(28)	3.2%	(1,830)	(1,734)	(96)	5.5%
Utilidad neta consolidada	1,617	1,624	(7)	(0.4%)	3,244	3,253	(9)	(0.3%)
Interés no controlante	(318)	(307)	(11)	3.6%	(650)	(604)	(46)	7.6%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,299	1,317	(18)	(1.4%)	2,594	2,649	(55)	(2.1%)
EBITDA	2,906	2,728	178	6.5%	6,028	5,546	482	8.7%
Margen EBITDA	75.1%	75.3%	-	(0.2%)	76.8%	77.1%	-	(0.3%)

Los **ingresos** del 2T25 aumentaron frente al 2T24, por: i) una mayor tasa de cambio promedio, ii) mayor operación contingente Banadía-Araguaney y iii) actualización de tarifas. Estos efectos compensaron: i) menores ingresos asociados a la liberación de capacidad contratada bajo la modalidad “Ship or Pay” en los oleoductos Bicentenario y Caño Limón-Coveñas, así como ii) menores volúmenes transportados frente al periodo anterior por impactos de entorno local, menor producción de terceros en el país y mantenimientos mayores en la Refinería de Barrancabermeja.

El **costo de ventas** del 2T25 disminuyó frente al 2T24, principalmente por: i) menores costos variables asociados a menor consumo de crudo combustible y energía, en línea con la reducción en los volúmenes transportados, ii) menor compra por reposición de producto y iii) la reducción en servicios contratados, especialmente en tecnología de la información. Estos factores fueron compensados parcialmente por: i) mayores costos por re-expresión debido a una TRM promedio más alta y, ii) el aumento asociado al efecto inflacionario.

Los **gastos operacionales**, netos del 2T25 aumentaron frente al 2T24, debido principalmente a mayores gastos en atención de emergencias dados los eventos de entorno local; adicionalmente, en el 2T24 se reconocieron menores gastos por el efecto favorable no recurrente de la venta del volumen excedente del lleno de línea en Ocesa a Ecopetrol S.A.

El **resultado financiero** neto (no operacional) del 2T25 disminuyó frente al 2T24, principalmente por: i) el efecto cambiario 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

Durante el 2T25, se llevaron a cabo los mantenimientos mayores planeados en las refinerías, asegurando la continuidad y disponibilidad operativa para el suministro de combustibles, así como la protección del personal y del medio ambiente. En Barrancabermeja, se ejecutaron paradas programadas en las unidades de Cracking UOPII, Polietileno I y Prime G. Gracias a la alta confiabilidad de las principales plantas de proceso, se logró mantener una disponibilidad operacional promedio del 95.8%, superior al 91.2% registrado en el primer trimestre de este año, posicionándose en la mitad más competente de refinerías de Latinoamérica de acuerdo con el último estudio de referenciación de Solomon, apalancando la mejora continua en el desempeño y estabilidad operativa.

En el 2T25, el segmento de refinación alcanzó un margen bruto integrado de 12.5 USD/BI, superior al registrado en el mismo periodo de 2024 (9.1 USD/BI), impulsado por un entorno de mercado favorable, especialmente por la mejora en los diferenciales internacionales de gasolina y diésel frente al crudo; esto, a pesar de una menor carga consolidada de 413.3 kbd frente a los 424.4 kbd del 2T24, afectada por mantenimientos y menor recibo de crudo liviano. Este desempeño resalta la capacidad de las refinerías para adaptarse a condiciones operativas retadoras y capitalizar las oportunidades del mercado.

En este contexto, se implementaron estrategias tácticas, operativas y comerciales que permitieron: i) mitigar los efectos de la menor disponibilidad de crudo liviano en la dieta de las refinerías, como consecuencia de los atentados que afectaron el oleoducto Caño Limón - Coveñas, ii) cumplir con los planes de mantenimiento garantizando la confiabilidad operativa, lo que se reflejó en una disponibilidad operacional del 95.8% durante el 2T25, iii) en línea con la estrategia de minimizar el fuel oil en las refinerías, al ser considerado un producto de menor valor, se dio inicio a la primera exportación de combustible marino IFO 380, recientemente incorporado al portafolio de productos, así mismo, se maximizó la producción de asfalto líquido, alcanzando un récord en su volumen de exportación; y iv) capturar eficiencias en ingresos, costos e inversiones, asociadas a ahorros logísticos en importación de crudos, menor consumo de gas natural, mejoras en calidad del fuel oil, y reducción de costos operativos y administrativos en todas las unidades.

El segmento logró avances clave en materia de sostenibilidad y diversificación de portafolio, con hitos destacados ocurridos desde mayo de 2025:

- Ecopetrol realizó su primera exportación el 9 de junio del 2025 de 185 mil barriles de combustible marino IFO 380 desde la Refinería de Cartagena hacia Cabo Cañaveral, marcando su ingreso a un mercado global competitivo. Esta operación representa la incorporación de este producto al portafolio de exportación de la compañía, fortaleciendo su oferta con una alternativa más eficiente y con menor huella ambiental, debido a la reducción de emisiones al retirar corrientes con alto contenido de azufre, reutilizadas en procesos industriales alternativos.
- Ecopetrol obtuvo récord en exportación de asfalto líquido. Alcanzó un volumen histórico de 56,700 toneladas exportadas en mayo, consolidándose como el principal exportador de asfalto en América Latina tras cuatro años de operaciones desde la Refinería de Barrancabermeja.
- Ecopetrol y Aerocivil firmaron el programa “SAF Vuela” para promover el desarrollo de combustibles sostenibles de aviación (SAF – por sus siglas en inglés), fortaleciendo la infraestructura y posicionando al país como referente regional en descarbonización aérea.
- La compañía completó su primera operación de exportación directa de 200 toneladas de parafina líquida liviana desde la Refinería de Barrancabermeja hacia Brasil, donde será utilizada en la fabricación de tableros de madera. Este hito marca el inicio de una nueva etapa en la apertura de mercados, con mayores márgenes de utilidad y proyección hacia nuevos destinos en América Latina, incluyendo Chile, Perú y México.

Refinería de Cartagena

En el 2T25, la Refinería de Cartagena registró una carga de 193.4 kbd, lo que representa una leve disminución del 0.9% frente al mismo trimestre del año anterior. En el acumulado del primer semestre del 2025, la carga promedio fue de 191.1 kbd, un 4.1% inferior al mismo periodo de 2024. La reducción en el 2T25 estuvo

influenciada por disminución de la disponibilidad de crudos nacionales, como el Caño Limón, por eventos de entorno atribuidos a terceros.

El margen bruto de refinación en el 2T25 se ubicó en 11.0 USD/BI, un 20.9% superior al 2T24, impulsado por mayores diferenciales en productos como diésel (+3.3 USD/BI) y gasolina (+2.4 USD/BI). No obstante, en el acumulado del semestre, el margen fue de 10.7 USD/BI, lo que representa una caída del 13.7% frente al 1S24, explicada por el debilitamiento de los precios internacionales de combustibles (81%) y la menor disponibilidad de crudos livianos (19%).

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

Refinería de Cartagena	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)
Carga* (kbd)	193.4	195.1	(0.9%)	191.1	199.3	(4.1%)
Factor de Utilización (%)	82.3%	88.6%	(7.1%)	81.8%	89.3%	(8.4%)
Producción Refinados (kbd)	186.0	187.7	(0.9%)	183.2	192.4	(4.8%)
Margen Bruto (USD/BI)	11.0	9.1	20.9%	10.7	12.4	(13.7%)

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

Refinería de Barrancabermeja

En el 2T25, la Refinería de Barrancabermeja procesó una carga de 219.9 kbd, una disminución del 4.1% frente al mismo trimestre del año anterior. En el acumulado del primer semestre del 2025, la carga promedio fue de 213.5 kbd, un 6.0% inferior al mismo periodo de 2024. La reducción en el 2T25 se debió principalmente a: i) (80%) restricciones de carga por menor disponibilidad de crudo, afectada por atentados a los sistemas de transporte y bloqueos; ii) (10%) menor retiro de productos y presencia de actividades ilícitas en Pozos Colorados; y iii) (10%) ejecución del plan de paradas de las unidades de Cracking UOP II e Hidrotratamiento de Naftas de Prime G.

El margen bruto de refinación en el 2T25 alcanzó los 13.9 USD/BI, un 51.1% superior al 2T24, impulsado por una mejora significativa en los diferenciales de productos, especialmente en diésel (+3.3 USD/BI) y gasolina (+2.4 USD/BI). En el acumulado del semestre, el margen fue de 12.6 USD/BI, un 8.6% superior al 1S24, explicado por condiciones de mercado más favorables (81%), una dieta de crudos más económica (19%) y una disponibilidad operacional del 94% que permitió capturar los buenos márgenes, a pesar de los mantenimientos programados.

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

Refinería de Barrancabermeja	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)
Carga* (kbd)	219.9	229.2	(4.1%)	213.5	227.1	(6.0%)
Factor de Utilización (%)	69.5%	79.1%	(12.1%)	70.4%	80.0%	(12.0%)
Producción Refinados (kbd)	221.3	232.4	(4.8%)	215.6	230.7	(6.5%)
Margen Bruto (USD/BI)	13.9	9.2	51.1%	12.6	11.6	8.6%

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

Esenttia

En el 2T25, Esenttia continuó enfrentando un entorno retador, marcado por una demanda moderada de propileno y una alta competencia internacional, especialmente desde Asia, en un contexto de precios que se ubican entre los más bajos de la última década. A pesar de este escenario, la compañía ha mantenido una estrategia comercial dinámica, ajustando precios de forma táctica para sostener su presencia en mercados clave y consolidar oportunidades en destinos estratégicos como Brasil. En este trimestre, las ventas totales alcanzaron 95.8 Kton, lo que representa un crecimiento del 1.8% frente al 2T24, reflejando una recuperación gradual de los volúmenes en medio de condiciones de mercado exigentes.

Durante el 1S25, las ventas acumuladas fueron de 207.1 Kton, un 11.7% superiores al mismo periodo de 2024. En este contexto, Esenttia ha enfocado sus esfuerzos en proteger la rentabilidad del negocio mediante una gestión eficiente de costos. Se capturaron eficiencias operativas por 3.1 millones de dólares, gracias a que se logró acordar con los aliados la reducción de alcances, ampliación de tiempos y priorización en la ejecución en los proyectos de inversión social, así como eficiencia energética, infraestructura tecnológica y racionalización de gastos generales. Estas acciones, junto con una estrategia de diversificación de mercados, optimización de

abastecimiento y fortalecimiento de relaciones comerciales, posicionan a la compañía para mejorar sus resultados hacia el cierre del año, incluso en un entorno de márgenes ajustados y volatilidad en los precios del propileno.

Tabla 14: Ventas – Esenttia

Esenttia	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	95.8	94.1	1.8%	207.1	185.4	11.7%

Costo de Caja de Refinación

Tabla 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	5.74	5.56	3.2%	5.66	5.49	3.1%	16.8%

* Incluye refinерías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

El costo de caja de refinación aumentó 0.18 USD/ BI en el 2T25 frente al 2T24, explicado por:

- **Efecto volumen (+0.12 USD/BI):** Principalmente por menor carga de crudo en refinерías de -11.1 kbd.
- **Efecto costo (+0.46 USD/BI):** Mayores costos asociados a efecto inflacionario (+0.25 USD/BI), aumento en el precio del gas (+0.12 USD/BI) y una mayor actividad operativa en Esenttia (+0.09 USD/BI), impulsada por un mayor nivel de carga y producción.
- **Efecto tasa de cambio (-0.40 USD/BI):** Impacto de la devaluación promedio frente al dólar en +273 pesos por dólar, pasando de 3,926 a 4,199 pesos por dólar.

Resultados Financieros

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	2T 2025	2T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	15,682	16,733	(1,051)	(6.3%)	32,958	34,378	(1,420)	(4.1%)
Depreciación, amortización y agotamiento	518	497	21	4.2%	989	986	3	0.3%
Costos variables	13,912	15,339	(1,427)	(9.3%)	29,765	30,606	(841)	(2.7%)
Costos fijos	848	702	146	20.8%	1,599	1,394	205	14.7%
Costo de ventas	15,278	16,538	(1,260)	(7.6%)	32,353	32,986	(633)	(1.9%)
Utilidad bruta	404	195	209	107.2%	605	1,392	(787)	(56.5%)
Gastos operacionales	610	551	59	10.7%	1,199	1,114	85	7.6%
Utilidad (Pérdida) operacional	(206)	(356)	150	(42.1%)	(594)	278	(872)	(313.7%)
Ingresos (gastos) financieros	(319)	(392)	73	(18.6%)	(564)	(787)	223	(28.3%)
Resultados de participación en compañías	51	48	3	6.3%	97	98	(1)	(1.0%)
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	(474)	(700)	226	(32.3%)	(1,061)	(411)	(650)	158.2%
Provisión impuesto a las ganancias	141	230	(89)	(38.7%)	365	191	174	91.1%
Utilidad neta consolidada	(333)	(470)	137	(29.1%)	(696)	(220)	(476)	216.4%
Interés no controlante	(46)	(47)	1	(2.1%)	(96)	(98)	2	(2.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	(379)	(517)	138	(26.7%)	(792)	(318)	(474)	149.1%
EBITDA	665	435	230	52.9%	1,147	1,881	(734)	(39.0%)
Margen EBITDA	4.2%	2.6%	-	1.6%	3.5%	5.5%	-	(2.0%)

Los **ingresos** disminuyeron en el 2T25 frente al 2T24 por menores volúmenes de venta asociados a las paradas de planta programadas del ciclo de mantenimiento mayor en la Refinería de Barrancabermeja, lo cual fue parcialmente compensado por: i) el efecto positivo de una mayor tasa de cambio promedio y ii) el fortalecimiento del diferencial de productos.

El **costo de ventas** disminuyó en el 2T25 con respecto al 2T24, principalmente por: i) reducción del costo de la dieta por caída del precio del Brent y ii) menores compras de crudo debido a menores cargas por el plan de paradas de planta en la Refinería de Barrancabermeja y menor recibo de crudo liviano, en medio de un efecto de mayor TRM promedio en las compras.

Los **gastos operacionales** del 2T25 se mantuvieron en niveles similares a los registrados en el 2T24, gracias a la efectividad del plan de eficiencias implementado, lo que permitió contener el crecimiento del OPEX, limitándolo únicamente al impacto del ajuste inflacionario.

El **resultado financiero (no operacional)** del 2T25 frente al 2T24 presenta un menor gasto principalmente por efecto de la diferencia en cambio en la valoración de la posición neta del segmento.

1.4 Gestión Comercial

Se destaca el buen desempeño de las oficinas comerciales en Houston y Singapur, Ecopetrol US Trading (EUST) y Ecopetrol Trading Asia (ECPTA), que durante el 2T25 comercializaron 45 millones de barriles de crudo y productos, obteniendo un EBITDA de USD 44 millones y una utilidad neta de USD 40 millones; acumulando así para 1S25 un total de USD 110 millones en EBITDA y USD 94 millones en Utilidad Neta. Dichos resultados se apalancan en la suscripción de contratos a término para venta de crudo Castilla y otros productos como fuel oil y nafta, que permitieron eficiencias logísticas y de mercado.

Continuando con la incorporación de nuevos productos al portafolio, en productos y petroquímicos, se realizó la primera exportación de fuel con calidad RMG380 (fuel residual marino) por 320 mil barriles, la primera entrega de IFO380 (diésel marino para embarcaciones) desde Refinería de Cartagena S.A. por 186 mil barriles y la primera venta directa de Parafina a Brasil por 200 toneladas.

Alineados con la estrategia de descarbonización del Grupo Ecopetrol, durante el segundo trimestre de 2025, la Mesa de Trading de carbono comercializó a través de Ecopetrol S.A. aproximadamente 280 mil créditos de carbono (tCO₂e) provenientes de proyectos de reducción y captura de carbono en Colombia. El 87% del volumen comercializado se destinó para diferentes requerimientos internos 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 Ecopetrol. El otro 13% correspondió a 37 mil tCO₂e comercializados a terceros para diferentes propósitos.

2. ENERGÍAS PARA LA TRANSICIÓN

Gas natural

Durante el 2T25 se realizó el proceso de comercialización de gas natural de campos mayores y gas importado por la costa del Pacífico colombiano. Este proceso contó con la participación de más de 40 compañías y aseguró cantidades de 58 GBTUD en promedio para los próximos 4 años. Adicionalmente, por primera vez en la historia de Ecopetrol, se comercializó un bloque de 60 GBTUD de gas natural importado por 5 años.

Por otro lado, Ecopetrol continúa optimizando su consumo de gas natural. Durante el primer semestre de 2025, se observó una reducción del 8% de los consumos con respecto a los estimados para el periodo (alrededor de 234 GBTUD) y un aumento en el uso de energéticos sustitutos los cuales representan alrededor del 12% del consumo actual.

Opcionalidad de gas natural

En relación con la regasificación en la costa del Pacífico, el contrato suscrito con PIO SAS continúa en fase de ejecución y se mantiene la fecha de entrada en operación en el segundo semestre de 2026.

En cuanto a la opcionalidad de regasificación en el Caribe, se están evaluando alternativas para el aprovechamiento de infraestructura existente del Grupo Ecopetrol en la región, que permitiría desarrollar facilidades para el recibo, almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado (GNL). Se proyecta que el inicio de operación de este proyecto tenga lugar entre el 2026 y 2027, sujeto a consecución, disponibilidad e instalación de la unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU) y su sistema de anclaje.

Energía renovable

Al cierre del 2T25, el Grupo Ecopetrol acumuló 630 MW de incorporación de energías renovables, de los cuales 208 MW están en operación, 228 MW corresponden a compras en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), 95 MW en construcción y 99 MW en ejecución.

Con respecto a la operación de las granjas solares Brisas, Castilla, San Fernando, Refinería de Cartagena, La Cira, la Pequeña Central Hidroeléctrica Cantayús y las solares del segmento transporte, en lo corrido de 2025, se ha acumulado una disminución de alrededor de 23,900 tCO₂e y unos ahorros en el costo de la energía cercanos a los COP 29.3 mil millones.

De igual manera durante el trimestre, Ecopetrol avanzó en el fortalecimiento de su portafolio de energía renovable:

- Se cumplieron las condiciones precedentes necesarias para la adquisición del 100% de Wind Autogeneración S.A.S., propietaria del proyecto eólico Windpeshi (205 MW) en La Guajira. Una vez entre en operación, este proyecto aportará a la optimización del costo energético y al compromiso para acelerar la transición energética en Colombia, con un beneficio de descarbonización de aproximadamente 4.8 millones de toneladas de CO₂, e inversiones estimadas en 350 millones de dólares entre 2025 y 2027.
- Se firmó un Acuerdo Marco de Inversión (AMI) con AES para la posible compra del 49% del clúster eólico Jemeiwaa Ka'l (1,087 MW).
- Se suscribió un contrato con Statkraft para adquirir un portafolio solar y eólico de hasta 1,300 MW, sujeto a requisitos legales y contractuales.

Cobertura de la demanda eléctrica del Grupo Ecopetrol

Durante el primer semestre de 2025, la demanda total de energía eléctrica del Grupo Ecopetrol fue, en promedio, de aproximadamente 23.3 GWh-día. La totalidad de la demanda del periodo fue atendida en un 58.4% a través de autogeneración y un 41.6% mediante compras al Mercado de Energía Mayorista (MEM). Es importante señalar que el 70.5% de las compras al MEM correspondieron a contratos. Como consecuencia, la demanda del Grupo Ecopetrol se cubrió en un 87.7% mediante autogeneración y contratos, minimizando la exposición a los precios de bolsa al 12.3%. En el mismo periodo de 2024, el porcentaje de energía atendida mediante autogeneración y contratos fue de 80.6%. El incremento en la cobertura mediante autogeneración y contratos entre 2024 y 2025 se traduce en estabilidad del costo del suministro de energía.

De igual forma, en lo corrido del 2025, la gestión realizada ha permitido mantener el promedio de las tarifas liquidadas en contratos para la atención de la demanda de energía del Grupo Ecopetrol en un 6.2% más bajas que las tarifas del mercado regulado publicadas por XM.

Eficiencia Energética

En el primer semestre de 2025 se alcanzó una optimización energética acumulada de 2.42 PJ, con un impacto en 171,226 toneladas de CO₂e y un ahorro de alrededor de COP 53 mil millones en las operaciones del Grupo Ecopetrol. Con este avance se logra un ahorro total acumulado de 22.33 PJ desde 2018 (89% de la meta a 2030). Para poner esta cifra en perspectiva, el ahorro energético acumulado es equivalente al consumo de energía eléctrica y gas natural de más de 1.1 millones de hogares colombianos.

Gas social

A través de la iniciativa de gas social, el Grupo Ecopetrol realizó 19,242 nuevas conexiones domiciliarias en Estratos 1 y 2 durante el primer semestre. Desde 2019, se han instalado 94,507 conexiones físicas en 19 departamentos.

Invercolsa

Al cierre del 2T25, Invercolsa y sus filiales, tanto controladas como no controladas, registraron más de 4.1 millones de usuarios conectados al servicio de gas, lo que representa un aumento del 3.9% en comparación con el 2T24.

Este crecimiento se atribuye principalmente a la ejecución de proyectos de redes en las filiales y gas social, que se ejecuta en alianza con Ecopetrol.

3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

3.1 Transmisión de Energía

Proyectos adjudicados

En Brasil, ISA Energía ha sido adjudicataria de siete refuerzos a la red de transmisión en el 2T25, estos refuerzos y mejoras suman un CAPEX de BRL 250 millones (~ COP 187 mil millones).

Entrada en operación de proyectos

En el 2T25 entraron en operación los siguientes proyectos:

- En Colombia, ISA terminó la renovación de la línea de transmisión Bolívar Sabanalarga y Bolívar Termocartagena, la cual tuvo una inversión estimada de COP 16 mil millones.
- En Brasil, siete refuerzos y mejoras a la red de ISA Energía Brasil, con una inversión de referencia de USD 57 millones (~COP 232 mil millones). Adicionalmente, entró en operación comercial del proyecto Água Vermelha, con una inversión de referencia de BRL 94 millones (~ COP 70 mil millones). El proyecto tiene como objetivo facilitar la integración de nuevos proyectos de energía solar en el noroeste de São Paulo y en el Triângulo Mineiro, ayudando a acelerar la transición energética de Brasil.

ISA Energía Brasil: RBSE componente financiero

El año 2012 se dio la terminación anticipada de la concesión 059 en ISA CTEEP, que derivó en el reconocimiento del valor pendiente por pagar separando dos grupos de activos: i) RBNI (Red básica de nuevas inversiones) correspondiente a los activos no depreciados construidos después del año 2000, la cual fue pagada entre los años 2013 y 2015; y ii) RBSE (Red Básica del Sistema Existente) correspondiente a los activos no depreciados construidos antes del año 2000, cuyo pago efectivo solo inició en 2017, previa gestión regulatoria de ISA CTEEP con ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica en Brasil).

En el año 2017, ANEEL se pronunció sobre el pago de la RBSE y definió que este debería realizarse separando un componente económico que revisó el saldo de la cuenta pendiente por pagar y un componente financiero (en adelante, "Ke") que correspondería a la actualización monetaria del año 2013 al 2017.

En 2017 se inicia el pago efectivo de la RBSE, sin embargo, el componente fue controvertido y quedó suspendido hasta el año 2021 donde ANEEL reconoció el pago del "Ke" desde 2013 hasta el 2020.

En el 2024, ANEEL decidió revisar algunos criterios metodológicos para el cálculo del componente financiero después de una solicitud interpuesta en el año 2021 por asociaciones gremiales y agentes del mercado en Brasil, de reconsiderar los cálculos presentados para el pago del "Ke" de la RBSE: la periodicidad de actualización del WACC, al pago de los flujos anticipados o vencidos y a la revisión de la base de los flujos sobre la cual se calcula el "Ke". En el mes de junio de 2025, los directores de ANEEL se pronunciaron ajustando la base de los flujos con la cual se calcula el Ke, tomando como base solo el componente financiero que no se había pagado y que estaba en controversia desde 2017.

Esta decisión generó una reducción en el EBITDA de ISA de COP 594 mil millones y en la utilidad de COP 140 mil millones. En términos de caja significa un menor recaudo por concepto de RBSE en los periodos tarifarios de julio de 2025 hasta julio de 2028.

El ajuste en los pagos del componente financiero de la RBSE entre el año 2025 y 2028 no compromete la solidez financiera de la compañía, la ejecución de las inversiones, ni el desarrollo de la Estrategia ISA2040.

3.2 Vías

El 16 de junio de 2025, fue inaugurado el puente vehicular Caracolí en la Circunvalar de la Prosperidad, mejorando la movilidad y reduciendo riesgos para los usuarios. El proyecto tuvo una inversión de COP 11 mil millones.

El 26 de junio de 2025, se dio inicio a la etapa constructiva para la rehabilitación, mejora y mantenimiento de la Carretera Panamericana Este en Panamá, con un cumplimiento del 100% de los hitos contractuales.

En Chile, la ruta Orbital Sur avanza según su cronograma y se espera que inicie su etapa de construcción en el año 2028. Por otra parte, en Ruta del Maipo se espera que finalice la implementación del sistema Free Flow en el acceso sur a Santiago en el cuarto trimestre de 2025 y finalizar las obras de normatividad, comodidad y seguridad vial en el segundo trimestre de 2027.

3.3 Telecomunicaciones

Internexa ha centrado sus esfuerzos en ampliar su cobertura y alcance en Colombia y Perú. En términos de cobertura, se abrieron nuevos nodos con/de fibra óptica en ocho ciudades en Colombia y cinco en Perú, potenciando la conectividad de estas ciudades.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	2T 2025	2T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,343	3,427	(84)	(2.5%)	7,354	7,095	259	3.7%
Depreciación, amortización y agotamiento	285	269	16	5.9%	567	539	28	5.2%
Costos fijos	1,525	1,255	270	21.5%	3,039	2,639	400	15.2%
Costo de ventas	1,810	1,524	286	18.8%	3,606	3,178	428	13.5%
Utilidad bruta	1,533	1,903	(370)	(19.4%)	3,748	3,917	(169)	(4.3%)
Gastos operacionales	448	215	233	108.4%	818	540	278	51.5%
Utilidad (Pérdida) operacional	1,085	1,688	(603)	(35.7%)	2,930	3,377	(447)	(13.2%)
Ingresos (gastos) financieros	(834)	(760)	(74)	9.7%	(1,685)	(1,527)	(158)	10.3%
Resultados de participación en compañías	130	136	(6)	(4.4%)	286	272	14	5.1%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	381	1,064	(683)	(64.2%)	1,531	2,122	(591)	(27.9%)
Provisión impuesto a las ganancias	(30)	(138)	108	(78.3%)	(270)	(277)	7	(2.5%)
Utilidad neta consolidada	351	926	(575)	(62.1%)	1,261	1,845	(584)	(31.7%)
Interés no controlante	(301)	(691)	390	(56.4%)	(1,049)	(1,426)	377	(26.4%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	50	235	(185)	(78.7%)	212	419	(207)	(49.4%)
EBITDA	1,644	2,227	(583)	(26.2%)	4,081	4,487	(406)	(9.0%)
Margen EBITDA	49.1%	65.0%	-	(15.9%)	55.5%	63.2%	-	(7.7%)

Los **ingresos por ventas** del 2T25 crecen 15% frente al 2T24 por la entrada en operación de nuevos proyectos, el efecto positivo de los escaladores contractuales, el avance en la construcción y los mayores rendimientos de las concesionarias de energía y vías. Sin embargo, se afectaron principalmente en el negocio de transmisión de energía en Brasil por la actualización de la metodología del pago del componente financiero (“ke”) de la RBSE (*Rede Básica do Sistema Existente* en portugués) establecida por ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) mediante resolución el 10 de junio de 2025.

Los **costos de ventas y gastos operacionales** reflejaron principalmente el efecto inflacionario, la mayor actividad en construcción, la entrada en operación de proyectos y el reconocimiento del deterioro de cartera principalmente de Air-E en el 2T25.

El **resultado financiero neto** del 2T25 reflejó un mayor endeudamiento para el desarrollo de las operaciones, principalmente en Brasil y Perú, y mayor corrección monetaria de la deuda indexada a UF (Unidad de Fomento)

en Chile y el IPCA (Índice de Precios al Consumidor Ampliado) en Brasil, cuando se compara con el mismo periodo del año anterior.

III. Gobierno Corporativo y Órganos Sociales

Junta Directiva

La Junta Directiva de Ecopetrol S.A. adoptó durante el 2T25, entre otras, las siguientes decisiones:

- Aprobó la designación del doctor Guillermo García Realpe y la doctora Mónica de Greiff Lindo, como Presidente y Vicepresidenta de la Junta Directiva, respectivamente.
- Aprobó la conformación de los comités de apoyo de la Junta Directiva y designó a los presidentes de tales comités. Ver su conformación en <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/NuestraEmpresa/QuienesSomos/EstructuraOrganizacional/Comitejuntadirectiva>
- Aprobó los estados financieros del Grupo Empresarial Ecopetrol (GEE) bajo la normatividad Full IFRS con corte a diciembre de 2024, para ser incorporados en el informe 20F del 2024.
- Aprobó el Reporte 20F y su publicación ante la Securities and Exchange Commission (SEC) en la jurisdicción norteamericana. Ver información en <https://www.sec.gov/ix?doc=/Archives/edgar/data/0001444406/000141057825000839/ec-20241231x20f.htm>
- Aprobó los estados financieros separados de Ecopetrol y consolidados del Grupo Empresarial Ecopetrol correspondientes al primer trimestre de 2025.
- Efectuó las siguientes designaciones:
 - Julián Fernando Lemos, en propiedad, en el cargo de Vicepresidente Corporativo de Estrategia y Nuevos Negocios.
 - Diana Marcela Jiménez, en propiedad, como Directora de Relacionamento Institucional y Comunicaciones.
 - Julio César Herrera, en propiedad, en el cargo de Vicepresidente Comercial y de Mercadeo.
 - Rodolfo Mario García, temporalmente, en el cargo de Director Corporativo de Cumplimiento y oficial de cumplimiento de lavado de activos.

IV. Presentación de Resultados

El miércoles 13 de agosto 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/registro-conferencia-de-resultados-2t-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)	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	14,355	15,667	(8.4%)	29,568	31,175	(5.2%)
Exterior	15,314	16,960	(9.7%)	31,467	32,754	(3.9%)
Total ingresos	29,669	32,627	(9.1%)	61,035	63,929	(4.5%)
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	4,349	3,594	21.0%	8,087	7,046	14.8%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	3,057	2,383	28.3%	5,572	4,643	20.0%
Depreciación fijo	1,292	1,211	6.7%	2,515	2,403	4.7%
Costos variables	11,382	12,020	(5.3%)	23,302	22,841	2.0%
Productos importados	4,676	4,632	0.9%	10,848	9,301	16.6%
Compras nacionales	4,209	5,875	(28.4%)	9,136	10,917	(16.3%)
Servicio de transporte hidrocarburos	433	438	(1.1%)	917	835	9.8%
Variación de inventarios y otros	2,064	1,075	92.0%	2,401	1,788	34.3%
Costos fijos	5,430	4,966	9.3%	10,478	9,757	7.4%
Servicios contratados	1,227	1,304	(5.9%)	2,304	2,384	(3.4%)
Servicios de construcción	907	705	28.7%	1,792	1,588	12.8%
Mantenimiento	1,316	1,165	13.0%	2,482	2,232	11.2%
Costos laborales	1,122	1,085	3.4%	2,187	2,139	2.2%
Otros	858	707	21.4%	1,713	1,414	21.1%
Total costo de ventas	21,161	20,580	2.8%	41,867	39,644	5.6%
Utilidad bruta	8,508	12,047	(29.4%)	19,168	24,285	(21.1%)
Gastos operacionales	2,871	2,512	14.3%	5,151	4,948	4.1%
Gastos de administración	2,584	2,044	26.4%	4,767	4,123	15.6%
Gastos de exploración y proyectos	287	468	(38.7%)	384	825	(53.5%)
Utilidad operacional	5,637	9,535	(40.9%)	14,017	19,337	(27.5%)
Resultado financiero, neto	(2,085)	(2,090)	(0.2%)	(4,503)	(4,092)	10.0%
Diferencia en cambio, neto	213	(9)	(2,466.7%)	164	45	264.4%
Intereses, neto	(1,575)	(1,378)	14.3%	(3,124)	(2,714)	15.1%
Ingresos (gastos) financieros	(723)	(703)	2.8%	(1,543)	(1,423)	8.4%
Resultados de participación en compañías	189	189	0.0%	398	386	3.1%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	3,741	7,634	(51.0%)	9,912	15,631	(36.6%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,285)	(3,234)	(60.3%)	(3,224)	(6,154)	(47.6%)
Utilidad neta consolidada	2,456	4,400	(44.2%)	6,688	9,477	(29.4%)
Interés no controlante	(645)	(1,024)	(37.0%)	(1,750)	(2,090)	(16.3%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,811	3,376	(46.4%)	4,938	7,387	(33.2%)
EBITDA	11,136	14,052	(20.8%)	24,394	28,291	(13.8%)
Margen EBITDA	37.5%	43.1%	(5.6%)	40.0%	44.3%	(4.3%)

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

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2025	Marzo 31, 2025	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	10,118	14,102	(28.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	13,797	19,252	(28.3%)
Inventarios	10,398	11,032	(5.7%)
Activos por impuestos corrientes	16,927	13,340	26.9%
Otros activos financieros	4,222	2,528	67.0%
Otros activos	3,694	3,718	(0.6%)
	59,156	63,972	(7.5%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	14	23	(39.1%)
Total activos corrientes	59,170	63,995	(7.5%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,913	8,696	2.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	34,566	33,510	3.2%
Propiedades, planta y equipo	104,913	105,457	(0.5%)
Recursos naturales y del medio ambiente	46,889	47,184	(0.6%)
Activos por derecho de uso	984	1,028	(4.3%)
Intangibles	15,130	15,559	(2.8%)
Activos por impuestos diferidos	13,826	14,680	(5.8%)
Otros activos financieros	3,700	3,583	3.3%
Goodwill y otros activos	6,519	6,629	(1.7%)
Total activos no corrientes	235,440	236,326	(0.4%)
Total activos	294,610	300,321	(1.9%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	15,640	13,041	19.9%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	17,624	26,609	(33.8%)
Provisiones por beneficios a empleados	2,988	3,041	(1.7%)
Pasivos por impuestos corrientes	1,938	2,479	(21.8%)
Provisiones y contingencias	1,408	1,472	(4.3%)
Otros pasivos	1,091	1,496	(27.1%)
Total pasivos corrientes	40,689	48,138	(15.5%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	104,619	105,620	(0.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	22	18	22.2%
Provisiones por beneficios a empleados	14,361	13,992	2.6%
Pasivos por impuestos no corrientes	14,246	14,173	0.5%
Provisiones y contingencias	13,140	12,967	1.3%
Otros pasivos	1,952	2,115	(7.7%)
Total pasivos no corrientes	148,340	148,885	(0.4%)
Total pasivos	189,029	197,023	(4.1%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	79,225	77,485	2.2%
Interés no controlante	26,356	25,813	2.1%
Total patrimonio	105,581	103,298	2.2%
Total pasivos y patrimonio	294,610	300,321	(1.9%)

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2025	2T 2024	6M 2025	6M 2024
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	1,811	3,376	4,938	7,387
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	645	1,024	1,750	2,090
Cargo por impuesto a las ganancias	1,285	3,234	3,224	6,154
Depreciación, agotamiento y amortización	4,494	3,714	8,384	7,287
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(213)	9	(164)	(45)
Costo financiero reconocido en resultados	2,647	2,394	5,227	4,761
Pozos secos	252	338	268	605
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	(6)	9	7	16
Impairment de activos de corto y largo plazo	89	21	194	49
Ganancia por valoración de activos financieros	(454)	(7)	(787)	(47)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	28	6	3	(1)
Ganancia por venta de activos	5	13	1	16
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(189)	(189)	(398)	(386)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	53	(4)	125	(40)
Provisiones y contingencias	202	78	244	239
Otros conceptos menores	(2)	1	2	(2)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(4,288)	7,489	(6,103)	2,191
Impuesto de renta pagado	3,687	(4,435)	(747)	(7,190)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	10,046	17,071	16,168	23,084
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en negocios conjuntos	0	(11)	(1)	(12)
Inversión en propiedad, planta y equipo	(2,191)	(2,124)	(3,808)	(3,739)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,692)	(2,328)	(4,963)	(4,773)
Adquisiciones de intangibles	(148)	(176)	(219)	(389)
Contraprestación pagada en adquisición de activos	0	0	(1,109)	0
(Compra) venta de otros activos financieros	(1,456)	(522)	(2,258)	(685)
Intereses recibidos	347	400	652	784
Dividendos recibidos	98	187	121	213
Ingresos por venta de activos	(42)	49	33	67
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(6,084)	(4,525)	(11,552)	(8,534)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	3,826	(901)	6,654	1,939
Pago de intereses	(1,702)	(1,749)	(3,932)	(3,572)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(144)	(140)	(291)	(282)
Restitución de capital	0	(15)	0	(15)
Dividendos pagados	(9,672)	(11,922)	(10,695)	(12,192)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(7,692)	(14,727)	(8,264)	(14,122)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(253)	252	(288)	473
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(3,983)	(1,930)	(3,936)	901
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	14,101	15,167	14,054	12,336
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	10,118	13,237	10,118	13,237

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2025	2T 2024	6M 2025	6M 2024
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	1,811	3,376	4,938	7,387
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	4,494	3,714	8,384	7,287
(+/-) Impairment activos a largo plazo	3	(1)	3	8
(+/-) Resultado financiero, neto	2,085	2,090	4,503	4,092
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,285	3,234	3,224	6,154
(+) Impuestos y otros	813	615	1,592	1,273
(+/-) Interés no controlante	645	1,024	1,750	2,090
EBITDA Consolidado	11,136	14,052	24,394	28,291

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (2T25)

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	842	(379)	1,299	50	(1)	1,811
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,224	562	342	366	0	4,494
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	0	0	3	0	3
(+/-) Resultado financiero, neto	922	319	4	834	6	2,085
(+) Provisión impuesto a las ganancias	498	(141)	899	30	(1)	1,285
(+) Otros Impuestos	451	258	44	60	0	813
(+/-) Interés no controlante	(22)	46	318	301	2	645
EBITDA Consolidado	5,915	665	2,906	1,644	6	11,136

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 6M 2025	% Participación
Hidrocarburos	1,202	689	1,891	73%
Producción	928	511	1,439	55.7%
Refinación y Petroquímica	127	45	172	6.7%
Exploración	125	31	156	6.0%
Transporte*	0	102	102	3.9%
Corporativo	22	0	22	0.9%
Energías para la Transición**	36	4	40	1.6%
Transmisión y Vías	0	651	651	25.2%
Transmisión de Energía	0	568	568	22.0%
Vías	0	72	72	2.8%
Telecomunicaciones	0	11	11	0.4%
Total	1,238	1,344	2,582	100.0%

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

**Incluye 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)	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)
Nacionales	13,717	16,007	(14.3%)	28,514	31,705	(10.1%)
Exterior	9,542	11,388	(16.2%)	19,751	21,022	(6.0%)
Total ingresos	23,259	27,395	(15.1%)	48,265	52,727	(8.5%)
Costos variables	15,741	16,910	(6.9%)	32,534	32,596	(0.2%)
Costos fijos	3,991	3,957	0.9%	7,715	7,776	(0.8%)
Costo de ventas	19,732	20,867	(5.4%)	40,249	40,372	(0.3%)
Utilidad bruta	3,527	6,528	(46.0%)	8,016	12,355	(35.1%)
Gastos operacionales	1,512	1,350	12.0%	2,569	2,327	10.4%
Utilidad operacional	2,015	5,178	(61.1%)	5,447	10,028	(45.7%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,505)	(1,544)	(2.5%)	(3,141)	(2,997)	4.8%
Resultados de participación en compañías	1,516	1,786	(15.1%)	3,475	4,028	(13.7%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,026	5,420	(62.6%)	5,781	11,059	(47.7%)
Provisión impuesto a las ganancias	(215)	(2,044)	(89.5%)	(843)	(3,672)	(77.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,811	3,376	(46.4%)	4,938	7,387	(33.2%)
EBITDA	4,656	7,260	(35.9%)	10,345	14,201	(27.2%)
Margen EBITDA	20.0%	26.50%	(6.5%)	21.40%	26.90%	(5.5%)

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2025	Marzo 31, 2025	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	3,866	4,521	(14.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	11,162	19,456	(42.6%)
Inventarios	6,978	7,373	(5.4%)
Activos por impuestos corrientes	13,419	11,095	20.9%
Otros activos financieros	4,666	41	>100.0%
Otros activos	1,762	1,971	(10.6%)
	41,853	44,457	(5.9%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	11	20	(45.0%)
Total activos corrientes	41,864	44,477	(5.9%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	86,169	87,528	(1.6%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	623	595	4.7%
Propiedades, planta y equipo	38,260	37,357	2.4%
Recursos naturales y del medio ambiente	28,315	28,226	0.3%
Activos por derecho de uso	2,523	2,590	(2.6%)
Intangibles	547	544	0.6%
Activos por impuestos diferidos	7,082	7,958	(11.0%)
Otros activos financieros	2,263	2,166	4.5%
Goodwill y otros activos	1,207	1,304	(7.4%)
Total activos no corrientes	166,989	168,268	(0.8%)
Total activos	208,853	212,745	(1.8%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	12,543	9,483	32.3%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	15,086	23,538	(35.9%)
Provisiones por beneficios a empleados	2,677	2,678	(0.0%)
Pasivos por impuestos corrientes	874	495	76.6%
Provisiones y contingencias	950	1,009	(5.8%)
Otros pasivos	458	492	(6.9%)
Total pasivos corrientes	32,588	37,695	(13.5%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	71,762	72,918	(1.6%)
Provisiones por beneficios a empleados	13,892	13,526	2.7%
Pasivos por impuestos no corrientes	560	546	2.6%
Provisiones y contingencias	10,547	10,291	2.5%
Otros pasivos	279	284	(1.8%)
Total pasivos no corrientes	97,040	97,565	(0.5%)
Total pasivos	129,628	135,260	(4.2%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	79,225	77,485	2.2%
Total patrimonio	79,225	77,485	2.2%
Total pasivos y patrimonio	208,853	212,745	(1.8%)

Tabla 9: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	2T 2025	2T 2024	% Part.	6M 2025	6M 2024	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	181.2	164.8	41.1%	181.5	176.4	42.1%
Asia	190.4	236.8	43.2%	190.4	226.9	44.1%
América Central / Caribe	5.5	5.5	1.2%	2.8	2.8	0.6%
Otros	0.0	8.0	0.0%	0.0	8.2	0.0%
Europa	31.7	9.4	7.2%	26.9	4.7	6.2%
Costa Oeste EE.UU.	10.9	0.0	2.5%	19.2	0.0	4.5%
América del Sur	0.0	4.0	0.0%	0.0	2.0	0.0%
Costa Este EE.UU.	21.3	0.0	4.8%	10.7	0.0	2.5%
Total	441.0	428.5	100.0%	431.5	421.0	100.0%

Productos - kbped	2T 2025	2T 2024	% Part.	6M 2025	6M 2024	% Part.
América Central / Caribe	35.0	45.1	31.1%	27.3	40.8	25.7%
Costa del Golfo EE.UU.	42.2	42.8	37.5%	40.4	39.1	38.0%
Asia	8.7	15.6	7.7%	9.0	15.9	8.5%
América del Sur	9.5	5.1	8.4%	9.5	5.2	9.0%
Costa Este EE.UU.	17.2	0.0	15.3%	12.2	0.0	11.5%
Europa	0.0	0.1	0.0%	6.2	2.8	5.9%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Otros	0.0	0.5	0.0%	1.4	0.4	1.3%
Total	112.6	109.1	100.0%	106.2	104.2	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	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)
Crudo	178.5	217.9	(18.1%)	185.4	211.0	(12.1%)
Gas	4.9	6.4	(23.4%)	3.8	6.6	(42.4%)
Productos	2.8	3.4	(17.6%)	3.1	3.3	(6.1%)
Diluyente	0.2	0.0	-	0.1	0.0	-
Total	186.4	227.8	(18.2%)	192.3	220.9	(12.9%)

Importaciones - kbped	2T 2025	2T 2024	Δ (%)	6M 2025	6M 2024	Δ (%)
Crudo	63.1	46.9	34.5%	65.6	50.6	29.6%
Productos	78.0	67.0	16.4%	87.0	65.4	33.0%
Diluyente	27.4	27.6	(0.7%)	32.9	29.3	12.3%
Total	168.5	141.5	19.1%	185.5	145.2	27.8%

Total	354.9	369.3	(3.9%)	377.8	366.1	3.2%
--------------	--------------	--------------	---------------	--------------	--------------	-------------

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%	Exitoso	Abril 4/2025
3	Primero	Sirius-2 ST2	A1	Gua Off 0	Caribe Offshore	Petrobras 44% (operador) - Ecopetrol 56%	Exitoso	Enero 7/2025
4	Primero	Andina Este-1	A3	Capachos	Piedemonte	Parex 50% (operador) - Ecopetrol 50%	Seco	Febrero 4/2025
5	Segundo	Buena Suerte-1	A3	Gua Off 0	Caribe Offshore	Petrobras 44% (operador) - Ecopetrol 56%	Seco	Junio 3/2025
6	Segundo	Toritos Sur-3	A1	LLA123	Llanos Central	Geopark 50% (Operador) - HOCOL 50%	En evaluación	Abril 19/2025

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

Indicadores HSE*	2T 2025	2T 2024	6M 2025	6M 2024
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.30	0.21	0.31	0.19
Incidentes ambientales**	1	0	2	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.