

Resultados 2026 | PRIMER TRIMESTRE  
**Posicionamiento Estratégico en el negocio de Hidrocarburos**

Avances Estratégicos



Inversiones de  
**+90**  
 Millones Usd  
 en el Departamento del Cesar



Inversiones por  
**250**  
 Millones Usd  
 en el Magdalena Medio



Potencial para adquirir hasta el  
**51%**  
 de la compañía  
 brasilera Brava Energía S.A.  
 (\* Sujeto al cumplimiento de condiciones precedentes)



**Exploración y Producción**  
 kbped

**725**  
 k b p e d  
 -3% vs 1T25

**Fortaleza del crudo Nacional:**  
 520 kbped (mejora la tendencia en +6 kbped vs 4T25)

**Copoazú-1** ★

**Éxito Exploratorio:**  
 Descubrimiento de gas en el Caribe

**Transporte**  
 kbd

**1,122**  
 k b d  
 +3% vs 1T25

**Estrategias operativas y comerciales**  
 para integrar volúmenes fuera de red

**Refinación**  
 kbd

**417**  
 k b d  
 +5% vs 1T25

**Altas cargas y márgenes +60%**  
 vs. 1T25, impulsados por un entorno de precios favorable

**Energías para la transición**

Capacidad hasta  
**126-370**  
 G B T U D

Alianza con Puerto Bahía para importación de Gas

**Buenaventura**

Lanzamiento de proceso para compra de GNL\* (Gas Natural Licuado)

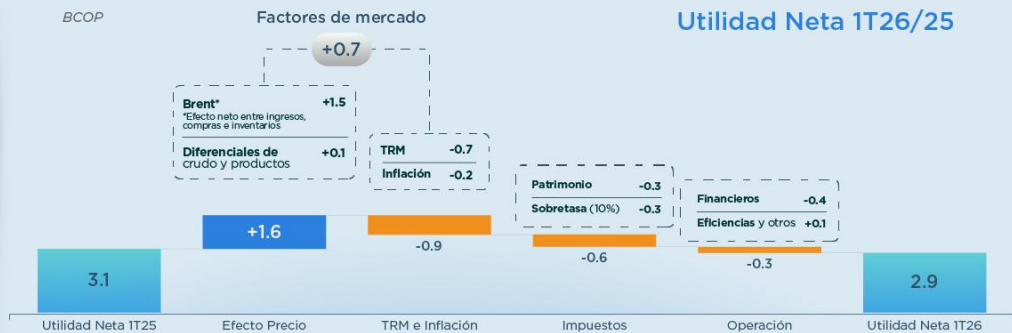


**0.7**  
 B C O P  
 Adjudicación de refuerzos en Brasil

**Desempeño financiero**

**4.4 BCOP**  
 Dividendos Pagados

Margen Ebitda  
**47%**  
 (+4.7 pp vs 1T 25)



Los resultados financieros reflejan una importante recuperación frente a trimestres anteriores, apalancada en el mejor desempeño del segmento de Refinación, el control disciplinado del OPEX y la mejora en los precios de mercado



Iniciamos el 2026 con un entorno geopolítico desafiante, derivado de la intensificación del conflicto en Medio Oriente desde marzo. La alta volatilidad de los precios del petróleo durante el último mes del trimestre, así como las afectaciones operativas en

la industria, tuvieron un impacto en nuestro desempeño trimestral.

Al cierre del 1T26, registramos ingresos por 28.6 billones de pesos (-8.7% vs 1T25), un EBITDA de 13.5 billones de pesos (+1.5% vs 1T25) y una utilidad neta de 2.9 billones de pesos (-7.7% vs 1T25). Logramos mejoras significativas en el margen EBITDA, que alcanzó el 47%, un nivel comparable con los mejores trimestres históricos del Grupo, gracias a la flexibilidad operativa en medio de mejores condiciones de mercado, a la eficiencia operacional, incrementando la producción de crudo nacional y maximizando la carga de refinación y a la estricta disciplina de capital.

En la línea de **Hidrocarburos, la producción se ubicó en 725 kbped** (-2.7% vs 1T25). La producción nacional de crudo alcanzó 520 kbped y el aporte del Permian se ubicó en 91.8 kbped, superando el rango anunciado para el año. La menor producción de gas estuvo asociada principalmente a la declinación natural de los campos y a la disminución en las ventas por estacionalidad. En exploración, resaltamos la declaración de éxito del pozo Copoazú-1, en el bloque GUAOFF-0 que comprobó la existencia de dos acumulaciones de gas independientes de Sirius.

Los **volúmenes transportados** aumentaron un 2.8% frente al 1T25 y **se ubicaron en 1,122 kbd**. Con el inicio de la operación de NAFTAUS<sup>1</sup> desde Monterrey, como alternativa al transporte de nafta en carotankers hacia Cusiana, logramos mejorar el acceso a diluyentes, incrementar el uso de la infraestructura existente, reducir riesgos operativos y disminuir los costos de transporte de crudos pesados y extrapesados.

En refinación, las **cargas aumentaron a 417 kbd** (+5.5% vs 1T25), variación explicada por la Refinería de Barrancabermeja y por el sólido desempeño operativo de Refinería de Cartagena. Lo anterior, nos permitió producir 2% más de productos valiosos y obtener un margen de refinación 60% más alto que en 1T25.

La **Gestión Comercial** de nuestras oficinas de Bogotá, Houston y Singapur basada en la diversificación de clientes, mercados y esquemas de contratación permitió colocar volúmenes de manera eficiente y mitigar la volatilidad en el precio de los fletes y efectos

por la entrada de crudo pesado venezolano. Como resultado, los crudos del Grupo Ecopetrol se consolidaron como referentes en la región dada su calidad y confiabilidad.

En la línea de **Energías para la Transición**, se destaca la suscripción del contrato de Servicio de Logística Integral y Regasificación con Sociedad Portuaria Puerto Bahía S.A., a través del cual se usará la infraestructura requerida para el recibo, almacenamiento y entrega de entre 126 y 370 MPCD de gas natural importado al Sistema Nacional de Transporte durante 2026.

Adicionalmente, finalizamos las actividades constructivas de la Granja Solar Quifa por 32MWp para completar la capacidad instalada total de 50 MWp.

En la línea de **Transmisión y Vías**, ISA Energía Brasil fue adjudicataria de 46 refuerzos, mejoras y proyectos de conexión a la red durante el trimestre.

En **Gobierno Corporativo**, se realizaron dos reuniones de la Asamblea General de Accionistas, una extraordinaria el 5 de febrero de 2026 y la ordinaria del 27 de marzo de 2026. En ellas, se eligieron los nuevos miembros de la Junta Directiva, y se aprobó la distribución del 55.1% de la utilidad neta de 2025 mediante un **dividendo de COP 121 por acción**, cuyo pago inicial **por COP 4.4 billones** se efectuó el 30 de abril, previendo la segunda cuota al accionista mayoritario para junio.

Resalto el fortalecimiento de nuestro negocio tradicional mediante la **potencial adquisición del 51% de Brava Energía S.A.** en Brasil, y los acuerdos estratégicos con compañías de reconocida trayectoria internacional, como **Gran Tierra y Parex Resources**, para el desarrollo de proyectos de petróleo y gas, en el Cesar y el Magdalena Medio.

En abril, **reportamos la forma 20F** ante la *Securities and Exchange Commission* (SEC) correspondiente al periodo 2025. Con este reporte Ecopetrol, a través de su Junta Directiva y la Alta Gerencia, demuestra sus sólidas prácticas en materia de cumplimiento y transparencia hacia sus inversionistas en el mercado local e internacional.

Finalmente, el **Grupo Ecopetrol** seguirá enfocado en mantener su disciplina de capital y solidez financiera mediante eficiencias en costos y captura de márgenes. Asimismo, en contribuir al abastecimiento de gas del país y fortalecer su desempeño operativo para enfrentar un entorno de alta volatilidad de precios y cumplir con el plan financiero establecido para 2026.

**Juan Carlos Hurtado Parra**  
Presidente (e) Ecopetrol S.A

<sup>1</sup> Proyecto Nafta Cusiana

**Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol**

Principales Indicadores	1T 2026	1T 2025	Δ (\$)	Δ (%)
<b>VARIABLES EXTERNAS</b>				
Brent USD/BI	78.4	75.0	3.4	4.5%
Brent Peso	290	314	(24)	(7.6%)
<b>CIFRAS FINANCIERAS MMCOP</b>				
Ingresos	28,625	31,365	(2,740)	(8.7%)
EBITDA	13,458	13,258	200	1.5%
Margen EBITDA	47.0%	42.3%	-	4.7 pp
Utilidad Neta	2,887	3,127	(240)	(7.7%)
<b>CIFRAS OPERATIVAS Kbp/kbped</b>				
Ventas Totales	903.4	956.0	(52.6)	(5.5%)
Producción	725.2	745.5	(20.3)	(2.7%)
Crudo	578.2	581.8	(3.6)	(0.6%)
Gas y Blancos	147.1	163.7	(16.6)	(10.1%)
Cargas a Refinerías	417.5	395.9	21.6	5.5%
Volúmenes Transportados	1,122.3	1,091.7	30.6	2.8%

**Ver Tabla 1 de los Anexos el Estado de Resultados Consolidado**

Las cifras incluidas en este reporte no son auditadas y se encuentran expresadas en miles de millones de pesos colombianos (COP), dólares estadounidenses (USD), euros (EUR), reales brasileños (BRL) 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.

### Mensajes clave del trimestre

- Durante el 1T26, el Grupo Empresarial Ecopetrol (GEE)quifa registró un EBITDA de COP 13.5 billones con un margen del 47% y una utilidad neta de COP 2.9 billones. Los resultados financieros reflejan una importante recuperación frente a trimestres anteriores, apalancados en el mejor desempeño del segmento de Refinación, el control disciplinado del OPEX y la mejora en los precios, factores que permitieron mitigar los efectos de una menor tasa de cambio frente al dólar y de una mayor carga tributaria.
- Las inversiones orgánicas fueron COP 5.3 billones (USD 1,438 millones), con una asignación disciplinada y balanceada entre Colombia (67%) y las operaciones internacionales (33%), orientadas a sostener la confiabilidad operativa, fortalecer la generación de valor y avanzar en la diversificación del portafolio.
- La producción del periodo se vio impactada por la menor producción de gas y blancos por declinación natural en los campos del Piedemonte e intrusión de agua superior al esperado en el campo Guajira. La producción nacional de crudo alcanzó los 520 kbped con un incremento de +6 kbped frente al 4T25 y el aporte del Permian se ubicó en 91.8 kbped, evidenciando la fortaleza y resiliencia de la producción de crudo del GEE.
- Para el 1T26, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja consolidada de COP 14 billones (41% COP y 59% USD). La principal fuente de liquidez proviene de las actividades de operación, que generaron COP 7.2 billones, destacando la adecuada gestión del capital de trabajo.

## I. Resultados Financieros y Operativos

### Ingresos por Ventas

Los ingresos por ventas en el 1T26 totalizaron COP 28.6 billones, -8.7% equivalente a COP -2.7 billones frente al 1T25, por efecto neto entre:

- Mayor precio promedio ponderado de venta de +4.5 USD/BI (COP +1.1 billones) dada la recuperación del Brent y mayores cracks de productos refinados.
- Impacto cambiario en los ingresos (COP -2.6 billones) explicado por una menor tasa de cambio promedio frente al dólar.
- Menor volumen de ventas (COP -1.0 billones, -52.6 kbped).
- Disminución de ingresos por servicios (COP -0.2 billones) principalmente por menor efecto de los indexadores de los contratos en tarifas de energía en ISA.

**Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol**

Volumen de Venta Local – kbped	1T 2026	1T 2025	Δ (%)
Destilados Medios	181.4	184.6	(1.7%)
Gasolinas	128.2	132.3	(3.1%)
Gas Natural	53.8	70.0	(23.1%)
Industriales y Petroquímicos	19.2	18.5	3.8%
GLP y Propano	11.3	13.2	(14.4%)
Crudo	0.0	0.0	-
Combustóleo	0.1	0.3	(66.7%)
<b>Total Volúmenes Locales</b>	<b>394.0</b>	<b>418.8</b>	<b>(5.9%)</b>

Volumen de Exportación – kbped	1T 2026	1T 2025	Δ (%)
Crudo	389.6	421.9	(7.7%)
Productos	104.1	99.8	4.3%
Gas Natural*	15.7	15.6	0.6%
<b>Total Volúmenes de Exportación</b>	<b>509.4</b>	<b>537.2</b>	<b>(5.2%)</b>

<b>Total Volúmenes Vendidos</b>	<b>903.4</b>	<b>956.0</b>	<b>(5.5%)</b>
---------------------------------	--------------	--------------	---------------

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

Durante el 1T26, el volumen total vendido se ubicó en 903.4 kbped, -5.5 % frente al 1T25, equivalente a -52.6 kbped, principalmente por:

#### Disminución de las ventas internacionales en 5.2% (-27.8 kbped) versus el 1T25, debido a:

- Disminución de 7.7% (-32.3 kbped) en la exportación de crudos, asociada a una menor disponibilidad de crudo para exportación por el incremento en las cargas a refinerías (+21 kbped), lo que se traduce en un mayor valor a nivel Grupo al aportar a la dieta de las refinerías, permitiendo una mayor generación de productos valiosos y la captura de márgenes saludables en el segmento de refinación.
- Aumento del 4.3% (+4.3 kbped) en la exportación de diésel y gasóleos de vacío dada una mayor disponibilidad.

#### Disminución de las ventas en Colombia en 5.9% (-24.8 kbped) versus el 1T25, debido a:

- Disminución del 23.1% (-16.2 kbped) en ventas de gas explicada principalmente por menores volúmenes contratados con terceros en Cusiana-Cupiagua como resultado de la menor producción del energético.
- Disminución del 2.3% (-7.3kbped) en la venta de combustibles explicada por menores ventas de diésel y gasolina, asociadas a una reducción en la demanda del mercado y a la ausencia de requerimientos para generación térmica en 1T26.

- Disminución del 14.4% (-1.9 kbped) en ventas de GLP y Propano por menores cantidades ofertadas, principalmente en Cusiana y Cupiagua por menor producción de blancos.
- Aumento en venta de productos petroquímicos en 3.8% (+0.7 kbped) por una mayor demanda en el mercado nacional de asfalto, polipropileno y disolventes aromáticos.

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

USD/BI	1T 2026	1T 2025	Δ (%)
Brent	78.4	75.0	4.5%
Canasta de Venta de Gas	37.0	29.0	27.6%
Canasta de Venta de Crudo	68.2	68.7	(0.7%)
Canasta de Venta de Productos	92.8	86.2	7.7%

**Crudos:** Durante el 1T26, en comparación con el 1T25, los precios de la canasta de crudos se mantuvieron en niveles similares, con una leve disminución de USD 0.5/bl. Este comportamiento fue resultado de i) un fortalecimiento del Brent (+USD 3.4/bl), impulsado por un entorno geopolítico complejo tras la intensificación del conflicto en Medio Oriente en marzo de 2026, y ii) una disminución del diferencial en USD -3.97/bl, al pasar de USD -6.26/bl en 1T25 a USD -10.23/bl en 1T26, influenciado por mayor oferta de corrientes venezolanas en mercados clave e incrementos en tarifas de fletes. Sin embargo, el Grupo logró capturar oportunidades de valor y alcanzar una mejor realización relativa frente a referencias competidoras como WCS, Merrey, Napo y Maya, cuyos descuentos se ubicaron entre ~USD -18 y -24/bl FOB, frente a ~USD -10/bl del crudo Ecopetrol, evidenciando la fortaleza de la marca, la credibilidad en el mercado y la preferencia de los clientes por la calidad y consistencia de nuestros crudos.

**Productos Refinados:** En el 1T26, la canasta de venta de productos se fortaleció en USD +6.6/bl frente al 1T25, impulsada por el incremento de los indicadores frente al Brent, especialmente en destilados medios (diésel y jet), debido a que el cierre del Estrecho de Ormuz disminuyó el suministro de refinados hacia Europa y África, en un contexto en el que los inventarios globales de diésel se mantienen en su promedio histórico y sin holgura estructural, lo que amplificó la presión alcista sobre los diferenciales.

Desde la vista de ingresos, este desempeño en productos refinados permitió compensar en su totalidad el debilitamiento de los diferenciales de crudos.

**Gas Natural:** El precio de las ventas de gas se fortaleció 8.0 USD/BI, pasando de 29.0 USD/BI a 37.0 USD/BI debido principalmente al fortalecimiento de los precios nacionales en línea con las condiciones de mercado y la negociación de nuevos contratos.

## Costo de Ventas

El costo de ventas disminuyó -15.5%, equivalente a COP -3.2 billones en el 1T26 versus el 1T25, por:

- Efecto positivo en compras, depreciación de filiales con moneda funcional dólar y otros costos de ventas con origen en moneda extranjera, asociado a la menor tasa de cambio promedio (COP -1.4 billones).
- Menor importación de productos refinados (COP -0.8 billones, -25.2 kbped), principalmente de combustibles ante la mejor operación en las Refinerías, que permitió atender la demanda nacional con mayor participación de producto propio.
- Efecto positivo en valoración de inventarios (COP -0.7 billones), dado el incremento de los precios de referencia Brent del 1T26 versus 1T25.
- Menores operaciones de compra y venta de crudo con terceros (COP -0.3 billones, -9.9 kbped).

Los costos de la actividad operacional y otros se mantuvieron en niveles similares al periodo anterior, gracias al programa de eficiencias, lo que permitió contener el impacto inflacionario sobre las tarifas.

## Gastos Operacionales y Exploratorios

Los gastos operacionales y exploratorios aumentaron un +12.1%, equivalente a COP +0.3 billones frente al 1T25, principalmente por el reconocimiento del impuesto al patrimonio por COP +0.3 billones que corresponde a la cuarta parte del total del impuesto de 2026. El restante será causado durante los nueve meses del año dado el lineamiento contable adoptado por la compañía.

### Impuesto al patrimonio

El impuesto extraordinario al patrimonio decretado por el Gobierno para 2026, calculado sobre el patrimonio líquido al 1 de marzo de 2026 de las compañías domiciliadas en Colombia, generó un impacto total para el Grupo Ecopetrol de COP 1.2 billones. La tarifa aplicada oscila entre 0.5% y 1.6%, siendo esta última la aplicable a las compañías que desarrollan actividades de extracción de petróleo crudo, como Ecopetrol S.A. y Hocol.

Desde el punto de vista contable, el impuesto fue reconocido en su totalidad como pasivo por impuesto corriente en el 1T26. Si bien el decreto de emergencia económica contempló la posibilidad de reconocer este impuesto directamente contra reservas patrimoniales, la Contaduría General de la República, en su calidad de entidad reguladora en materia contable para Ecopetrol, estableció que su efecto debe reconocerse como gasto del ejercicio 2026, afectando la utilidad del año.

En virtud de la flexibilidad contemplada en el decreto de Emergencia Económica, el Grupo Ecopetrol optó por un reconocimiento gradual en el estado de resultados a lo largo del año 2026. En consecuencia, al cierre del primer trimestre de 2026 se reconoció un gasto por COP 301 mil millones en el estado de resultados y el saldo restante, por COP 854 mil millones, fue registrado de manera transitoria en el patrimonio y se reclasificará progresivamente a resultados durante el transcurso del año.

Del total del impuesto al patrimonio del grupo, el 41% corresponde al segmento de refinación y petroquímicos, el 34% al segmento de exploración, desarrollo y producción, el 20% al segmento de transporte y logística y el 5% al segmento de transmisión de energías y vías.

## Resultado Financiero (No Operacional)

El resultado financiero (no operacional) en 1T26 aumentó en +10.5% equivalente a COP +0.3 billones frente al 1T25, como resultado de:

- El reconocimiento del costo financiero asociado a una operación estructurada de gestión de liquidez ejecutada al inicio del año que consistió en la venta de derechos económicos sobre saldos a favor de IVA (COP +0.5 billones). La transacción permitió la monetización inmediata de un activo fiscal denominado en pesos, generando COP 1.8 billones de liquidez, sin incremento del endeudamiento ni devengo de intereses. El costo de la transacción representó el valor económico de anticipar flujos futuros y transformar un activo de baja liquidez en recursos de libre disposición.
- Un ingreso por diferencia en cambio (COP -0.1 billones), dada el efecto combinado entre la posición pasiva del Grupo Ecopetrol en dólares y una revaluación del peso frente al dólar.
- Menores gastos por intereses de la deuda en moneda extranjera y otros (COP -0.1 billones), principalmente por la menor tasa de cambio frente al dólar.

## Impuesto a las Ganancias

La Tasa Efectiva de Tributación para el 1T26 se ubicó en 37.1% frente al 31.4% de 1T25. El incremento se debe principalmente al impuesto al patrimonio, no deducible del impuesto de renta, así como a una mayor sobretasa del impuesto de renta en el 1T26 (10%) vs el 1T25 (0%) que afectó principalmente a Ecopetrol S.A. y Hocol S.A. en línea con la proyección del precio del Brent a la fecha de cierre. Lo anterior se compensó parcialmente con los mejores resultados de compañías con régimen tributario especial, como la Refinería de Cartagena.

## Estado de Situación Financiera

**Los activos** del Grupo Ecopetrol aumentaron en COP +3.5 billones equivalente a 1.2% durante el 1T26, impulsados principalmente por: i) mayores cuentas por cobrar y causación del FEPC asociadas a mejores precios (COP +3.5 billones), ii) incremento de inventarios en tránsito y mayores precios (COP +1.8 billones), iii) mayor nivel de caja (COP +1.3 billones) y, iv) mayor nivel de Capex y otros activos (COP +1.4 billones). Estos efectos fueron parcialmente compensados por la disminución de saldos por cobrar en impuestos, asociada a la venta de derechos económicos sobre saldos a favor de IVA (COP -2.3 billones) y el efecto de re-expresión por una menor TRM de cierre en activos de filiales en dólares (COP -2.2 billones).

**Los pasivos** aumentaron en COP +7.9 billones equivalente a 5% durante el 1T26, principalmente por: i) incremento de las cuentas por pagar (COP +7.3 billones) como efecto del reconocimiento de los dividendos decretados a accionistas de Ecopetrol y accionistas no controlantes de filiales, ii) aumento de impuestos por pagar (COP +1.0 billones) por el reconocimiento del impuesto al patrimonio y iii) aumento en el saldo de otros pasivos (COP +0.7 billones). Lo anterior fue compensado parcialmente con la disminución en el saldo de la deuda (COP -1.1 billones) por el efecto neto entre la adquisición de obligaciones de corto plazo y el efecto de re-expresión por menor tasa de cambio de cierre sobre deuda en dólares.

El patrimonio del Grupo Ecopetrol **durante el trimestre** fue de COP 104.8 billones, **una disminución de COP -4.4 billones** frente al 4T25, principalmente como resultado de la distribución de dividendos, compensado parcialmente con las utilidades generadas durante el trimestre. El 76% del patrimonio **correspondió** a los accionistas de Ecopetrol y el 24% restante al interés no controlante.

## Flujo de Caja, Deuda y FEPC

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2026	1T 2025
<b>Efectivo y equivalentes inicial</b>	<b>10,694</b>	<b>14,054</b>
(+) Flujo de la operación	7,178	6,122
(-) CAPEX	(4,215)	(3,959)
(-) Contraprestación pagada en adquisición de activos	0	(1,109)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	877	(802)
(+) Otras actividades de inversión	338	402
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	(1,447)	451
(-) Pagos de dividendos	(502)	(1,023)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(43)	(34)
<b>Efectivo y equivalentes final</b>	<b>12,880</b>	<b>14,102</b>
Portafolio de inversiones	1,100	2,935
<b>Caja total</b>	<b>13,980</b>	<b>17,037</b>

### Flujo de Caja

Para el 1T26, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja consolidada de COP 14 billones (41% COP y 59% USD). La principal fuente de liquidez provino de las actividades de operación del trimestre, que generaron COP 7.2 billones. Las principales salidas de efectivo fueron: i) los desembolsos de CAPEX principalmente en Ecopetrol S.A., Brasil, ISA y Permian, ii) el pago de intereses de la deuda, y iii) el pago de dividendos de ISA, Ocesa e Invercolsa a sus accionistas no controlantes.

### Deuda

Al 1T26, el saldo de la deuda en el balance fue de COP 108.1 billones, equivalentes a USD 29,541 millones (la deuda consolidada de Grupo ISA aportó USD 9,277 millones), una disminución de COP -1.1 billones frente a diciembre del 2025. La disminución de la deuda se explica principalmente por el efecto neto entre la re-expresión de las obligaciones financieras en dólares a tasa de cierre, reconocida principalmente en el patrimonio a través de la contabilidad de coberturas, y el aumento de la deuda principalmente por desembolso de créditos de corto plazo en filiales del Grupo por aproximadamente USD 500 millones.

El indicador Deuda Bruta/EBITDA del Grupo Empresarial fue de 2.3 veces, inferior al límite superior establecido para el 2026 (2.5 veces). El indicador Deuda Neta/EBITDA fue 2.0 veces y la relación Deuda/Patrimonio de 1.0 veces.

### Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles (FEPC)

Al cierre de marzo de 2026, la cuenta por cobrar al FEPC se ubicó en COP 4.2 billones, un incremento de COP +1.2 billones frente al diciembre del 2025, explicado por la causación del periodo.

Ecopetrol S.A. y la Refinería de Cartagena S.A.S. suscribieron con el Gobierno Nacional, representado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, un acuerdo de pago para atender las obligaciones del FEPC correspondientes al primer trimestre de 2025 por COP 1.6 billones. El acuerdo ratifica el reconocimiento pleno de la obligación por parte de la Nación y establece un mecanismo de pago claro y con un calendario definido, lo que contribuye a la normalización de los saldos acumulados del FEPC. Adicionalmente, contempla el reconocimiento del costo financiero asociado al plazo entre la firma del acuerdo y el pago final, compensando a Ecopetrol y Refinería de Cartagena por diferir el recaudo de los recursos.

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

Respecto de los procesos del IVA en la importación de combustibles para los períodos gravables 2022 (parcial) a 2024 iniciados por la DIAN en contra de Ecopetrol y Refinería de Cartagena, con fundamento en la doctrina oficial de la Entidad formalizada mediante el concepto No. 100202208-2305 del 19 de diciembre de 2024 (y ratificado en julio de 2025), a la fecha, la DIAN ha notificado a la Refinería de Cartagena seis Liquidaciones Oficiales de Corrección por valor de COP 2.04 billones entre IVA, sanción e intereses. Frente a todas estas Liquidaciones Oficiales de Corrección, Refinería de Cartagena interpuso los recursos de reconsideración, oponiéndose al cobro de la DIAN y la Entidad resolvió los recursos, confirmando y manteniendo la posición inicial de obligatoriedad del pago. Con estas actuaciones, se agotó la etapa administrativa en los seis expedientes y, en ejercicio de la acción de nulidad y restablecimiento del derecho, Refinería de Cartagena interpuso las respectivas demandas contra la DIAN ante la jurisdicción contencioso-administrativa en dos de los seis expedientes y se encuentra en término de interponer las cuatro restantes.

Por su parte, Ecopetrol fue notificado con dos Liquidaciones Oficiales de Corrección, por valor de COP 10.22 billones entre IVA, sanción e intereses. Frente a estos dos expedientes, también se agotó la etapa administrativa y Ecopetrol interpuso las respectivas demandas de nulidad y restablecimiento del derecho contra la DIAN, demandas que se encuentra en trámite ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

En términos generales, frente a los cuestionamientos de la DIAN y con base en los conceptos emitidos por los asesores externos en los cuales consideran que la probabilidad de éxito es superior al 50%, la Compañía considera que existen argumentos para no constituir una provisión contable.

Las demás consideraciones con respecto al proceso se mantienen sin modificación con respecto a lo reportado en trimestres anteriores.

## Eficiencias

El Grupo Ecopetrol continuó fortaleciendo sus resultados operativos y financieros a través del Programa de Eficiencias, que aportó COP 702 mil millones durante el 1T26 (78% a nivel de EBITDA, 12% en CapEx y 10% en capital de trabajo). A continuación, los principales logros:

Se materializaron acciones para mejorar el **EBITDA** del Grupo por un valor COP 547 mil millones, de las cuales se destacan:

- Optimizaciones en las operaciones de refinación que apalancaron la mejora en la calidad del combustóleo y la mayor producción de aromáticos y alquilato en la Refinería de Barrancabermeja.

- Maximización de márgenes de crudos y productos por estrategias comerciales en un entorno de alta volatilidad.
- Maximización y optimización de los sistemas de transporte y logísticos.
- Optimización en nuevas contrataciones por estrategias de abastecimiento de bienes y servicios.
- Mayor eficiencia energética en las operaciones y menores costos de energía por autogeneración. Se logró ahorrar 0.7 petajulios en el 1T26, un ahorro cercano a los COP 25 mil millones a partir de las acciones de control operativo y mejora tecnológica en todos los segmentos de negocio.
- Estrategias de mantenimiento de subsuelo y superficie en el segmento de Exploración y Producción.

Producto de las eficiencias en costos en el segmento de Exploración y Producción se logró optimizar el costo de levantamiento en -0.54 USD/BI, lo cual ha contribuido a sostener el valor del costo de levantamiento y compensar parcialmente el impacto en la tasa de cambio.

En **CapEx**, se materializaron eficiencias por COP 86 mil millones, en proyectos relevantes como: Línea Base Calidad de Combustibles<sup>2</sup> y las campañas de perforación en Dina T-Palogrande, Rubiales, Chichimene, entre otros. Las principales palancas ejecutadas en los proyectos del Grupo fueron: Optimización en el costo de facilidades, integración de oportunidades buscando sinergias y optimizaciones en diseños, ingenierías y movilización de equipos.

Finalmente, **las eficiencias en Capital de Trabajo** alcanzaron COP 69 mil millones de pesos, principalmente por la estrategia de optimización de inventarios de materiales y repuestos.

## Inversiones

**Tabla 5: Inversiones orgánicas por Negocio – Grupo Ecopetrol**

Inversiones Grupo Ecopetrol por Negocio	1T26		
	MUSD	BCOP Equivalente	% Participación
Hidrocarburos*	921	3.4	64%
Transmisión y Vías	404	1.5	28%
Energías para la Transición**	113	0.4	8%
<b>Total</b>	<b>1,438</b>	<b>5.3</b>	<b>100%</b>

\* Incluye el monto total de inversiones en transporte de hidrocarburos de cada una de las Compañías del Grupo Ecopetrol (Participación Ecopetrol S.A. e interés no controlante). TRM Promedio: 3,700

\*\* Incluye inversiones en gas y Transición Energética

Al cierre del 1T26, el Grupo Ecopetrol realizó inversiones orgánicas por COP 5.3 billones (USD 1,438 millones); 67% se ejecutaron en Colombia y el 33% restante en operaciones internacionales: en Brasil 24%, Estados Unidos 5% y otras Geografías 4%.

### Hidrocarburos

Representaron el 64% del total de inversiones del Grupo Ecopetrol, alcanzando COP 3.4 billones (USD 921 millones) de los cuales COP 2.9 billones (USD 788 millones) se destinaron a actividades de exploración y producción, principalmente en el Departamento del Meta, en activos como Caño Sur, Rubiales y Castilla. A nivel internacional, las inversiones se concentraron en la cuenca de Permian (Midland, EE. UU.) y en la cuenca Santos en el offshore de Brasil.

En el segmento de refinación, se invirtieron COP 0.29 billones (USD 79 millones), para garantizar la continuidad operativa de las refinerías (91%), así como en proyectos estratégicos como Línea Base de Calidad de Combustibles en la Refinería de Barrancabermeja, además de mantenimientos mayores y paradas de planta en ambas refinerías.

<sup>2</sup> El proyecto de Línea Base de Calidad de Combustibles (LBCC) permitirá la producción de gasolina con una calidad de talla mundial. A 2030 la meta es que la gasolina llegue a 10 partes por millón de azufre (ppm) y tenga un mayor octanaje

En el segmento de transporte, las inversiones ascendieron a COP 0.15 billones (USD 41 millones), dirigidas principalmente a asegurar la continuidad operativa de los sistemas de oleoductos y poliductos, mediante actividades de cruces, reparaciones mecánicas y trabajos de geotecnia.

Adicionalmente, se destinaron COP 0.05 billones (USD 13 millones) para otras inversiones, entre ellas para áreas corporativas y soporte a la operación.

### Transmisión y Vías

En el 1T26, se invirtieron COP 1.5 billones (USD 404 millones) equivalente al 28% del total de inversiones del Grupo Ecopetrol. El 93% de estas inversiones, se concentraron en el negocio de transmisión de energía, con presencia en Brasil, Perú y Colombia, 4% en el segmento de vías con proyectos destacados como Ruta del Este en Panamá, y en Chile, las concesiones Orbital Sur y Ruta de los Ríos; el 3% restante se destinó al negocio de telecomunicaciones en Colombia.

### Energías para la Transición

En el 1T26, el Grupo Ecopetrol reafirmó su compromiso con la transición energética y destinó el 8% del total de sus inversiones, unos COP 0.4 billones (USD 113 millones), a inversiones en esta línea.

En el fortalecimiento de la cadena de valor y el abastecimiento de gas, se invirtieron COP 0.26 billones (USD 70 millones), principalmente en el bloque GUAOFF-0, ubicado en el Caribe costa afuera colombiano con la perforación del pozo Copoazú, y en el Piedemonte llanero con la perforación del pozo Floreña N18Y en el departamento de Casanare.

Adicionalmente, se destinaron COP 0.15 billones (USD 40 millones) a proyectos de eficiencia energética y energías renovables, entre ellos solar y eólicos en Colombia.

## II. Resultados Líneas de Negocio

De acuerdo con nuestra Estrategia 2040, actualmente estamos organizados en tres líneas de negocio corporativas: (A) hidrocarburos, que incluye tres segmentos operativos: (i) exploración y producción, (ii) transporte y logística, y (iii) refinación y petroquímica; (B) energías para la transición; y (C) transmisión de energía y concesiones viales.

Para propósitos de este reporte, la información financiera incluida 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. Esta segmentación abarca todas las líneas de negocio descritas anteriormente, con excepción de la línea de negocio de energías para la transición, la cual aún no se presenta como un segmento independiente.

La estructura actual de segmentos se mantiene consistente con la de los informes periódicos anteriores y se espera que continúe vigente hasta que la administración complete la reestructuración del modelo operativo y de reporte financiero, con el fin de alinearlos de mejor manera con la Estrategia 2040.

## 1. HIDROCARBUROS

### 1.1 Exploración y Producción

#### Exploración

Durante el 1T26 se perforaron cinco pozos exploratorios de los cuales 1 fue exitoso: Copoazú-1, ubicado en el Bloque GUAOFF-0, operado por Petrobras (44.44%) y Ecopetrol (55.56%) y 2 pozos se encontraban en etapa de evaluación: Bisbita Sur-1 ST2, ubicado en el bloque LLA 123, operado por GeoPark (50%) en asociación con Hocol (50%), y Andina Limón-1, en el bloque Capachos, operado por el socio Parex (50%). Los otros 2 pozos no

presentaron manifestaciones comerciales de hidrocarburos: Drago 1E, en el bloque Espinal, operado por Hocol (100%), y Vencejo Norte-1, en el bloque LLA 104, operado por GeoPark (50%) en asociación con Hocol (50%).

De la actividad exploratoria costa afuera se resalta:

- La finalización del pozo Copoazú-1: declarado exitoso, se ubica aproximadamente a 9 km de los pozos Sirius-1 y Sirius-2 y se comprobó la existencia de dos acumulaciones de gas independientes de Sirius. Este nuevo hallazgo amplía el potencial descubierto del bloque, fortalece el conocimiento geológico del subsuelo regional y ratifica el significativo potencial gasífero en aguas profundas del Caribe colombiano. Copoazú-1 se encuentra en fase de pruebas iniciales. Se estima tener la evaluación integral de los resultados junto con el estimado de su potencial hacia finales del año.
- Con relación al Proyecto Sirius, Petrobras avanza de manera significativa en el proceso de Consulta Previa para la línea de flujo submarina, que involucra a 120 comunidades certificadas. Con el propósito de agilizar el desarrollo del proceso y consciente de la importancia estratégica del proyecto para el país, la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) ha dispuesto ocho (8) frentes de trabajo para el relacionamiento con las comunidades. De acuerdo con el cronograma actual, se espera concluir esta fase con el cierre de los acuerdos en el 4T26 lo que permitirá la radicación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) durante el 1T27.

En temas contractuales se han tenido los siguientes avances:

- Aprobación por parte de la ANH de la extensión de los contratos E&P GUA OFF1 y GUA OFF10 en Costa Afuera por 3 años, así como la aprobación de la extensión de los Contratos de Evaluación Técnica VMM 4-1 y VMM 14-1 por 12 meses cada uno en el onshore, habilitando la continuidad de las actividades en estas áreas estratégicas.

En el ámbito internacional, respecto al proyecto Santos Sur en Brasil, fueron radicados los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) para la perforación de un pozo exploratorio en 2027 en este sector. Se está a la espera de observaciones por parte del IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) y de la programación de la consulta pública.

## Producción

**Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol**

Producción - kbped	1T 2026	1T 2025	Δ (%)
Crudo	499.0	499.7	(0.1%)
Gas Natural	91.9	105.2	(12.6%)
<b>Total Ecopetrol S.A.</b>	<b>590.9</b>	<b>605.0</b>	<b>(2.3%)</b>
Crudo	20.9	21.3	(1.9%)
Gas Natural	12.5	15.0	(16.7%)
<b>Total Hocol</b>	<b>33.3</b>	<b>36.3</b>	<b>(8.3%)</b>
Crudo	7.5	7.4	1.4%
Gas Natural	1.7	1.0	70.0%
<b>Total Ecopetrol America</b>	<b>9.2</b>	<b>8.4</b>	<b>9.5%</b>
Crudo	50.8	53.4	(4.9%)
Gas Natural	41.0	42.6	(3.8%)
<b>Total Ecopetrol Permian</b>	<b>91.8</b>	<b>95.9</b>	<b>(4.3%)</b>
Crudo	578.2	581.8	(0.6%)
Gas Natural	147.1	163.7	(10.1%)
<b>Total Grupo Ecopetrol</b>	<b>725.2</b>	<b>745.5</b>	<b>(2.7%)</b>

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

En lo corrido del 2026 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 725.2 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped). En comparación con el 1T25 se tuvo una disminución en la producción de -20.3 kbped, debido principalmente a:

- i) (-15.9 kbped) por menor producción de gas y blancos por declinación natural en los campos del Piedemonte e intrusión de agua superior al esperado en el campo Guajira (-12.4 kbped) así como las menores ventas de gas en el nodo Cusiana-Cupiagua (-3.5 kbped).
- ii) (-3.3 kbped) por menor producción internacional en Permian en línea con la disminución de actividad establecida en el plan de inversiones, compensada parcialmente por la mayor producción en Ecopetrol América.
- iii) (-1.1 kbped) En crudo nacional, el crecimiento de Caño Sur, CPO-09 y Rubiales compensó parcialmente los eventos eléctricos en los campos del Meta y Magdalena Medio, así como los impactos por orden público. Pese a la producción diferida por estos factores, se logró atenuar la declinación anual de los campos, que en Ecopetrol S.A. se ubicó alrededor del 18%, destacándose un incremento de 6.1 kbped en la producción de crudo nacional frente al 4T25.

En el 1T26, los eventos de entorno generaron un impacto acumulado de 148 mil barriles en la producción, concentrado principalmente en el departamento del Putumayo y del Meta, menores a los niveles presentados en el 1T25 de 287 mil barriles.

En términos de perforación, al 1T26 se completaron 95 pozos de desarrollo, con un promedio de utilización de 23 taladros activos durante el periodo.

### Costo de Levantamiento y Dilución

**Tabla 7: Costo de Levantamiento - Grupo Ecopetrol**

Concepto	1T 2026	1T 2025	Δ (%)	% costos en USD
Costo de Levantamiento* USD/BI	12.20	11.25	8.4%	23.4%
Costo de Levantamiento COP/BI	45,116	47,175	(4.4%)	23.4%
Costo de Dilución**	5.62	5.46	2.9%	100.0%

\* Calculado con base en barriles producidos sin regalías.

\*\* Calculado con base en barriles vendidos.

### Costo de Levantamiento

El costo de levantamiento cerró en 45,116 COP/BI, registrando una reducción del 4% en 2,059 COP/BI frente al 1T25.

Al expresarlo en dólares, se ubicó en 12.2 USD/BI, +0.95 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por la apreciación del peso colombiano de 4,193 a 3,700 pesos por dólar, que generó un efecto exógeno de +1.44 USD/BI.

Las eficiencias en costos y volúmenes contribuyeron con una reducción de 0.49 USD/BI frente al periodo anterior principalmente por:

- i) Iniciativas de mantenimiento de subsuelo como el reúso de materiales en superficie.
- ii) Eficiencia en soluciones e infraestructura digital.
- iii) Control de la demanda de los servicios operativos en las regiones.
- iv) Mayor flexibilidad operativa entre las diferentes fuentes para aprovechar mejores tarifas de energía.

Adicionalmente, se registraron mayores niveles de barriles propiedad, asociados a las condiciones vigentes del marco regulatorio con la ANH.

Estas eficiencias permitieron compensar parcialmente incrementos en costos producto de:

- **Impactos macroeconómicos**, principalmente derivados del efecto inflación en mayores tarifas de servicios contratados y el precio del crudo.

- **Mayor consumo de energía**, asociado al aumento en el volumen total de fluidos manejados (+400 KBWPD de agua producida)<sup>3</sup>.

### Costo de Dilución

El costo de dilución al 1T26 aumentó 0.16 USD/BI, principalmente por:

- **Efecto costo (+0.05 USD/BI)**: por mayor precio de compra de nafta asociado al precio Brent en 1.2 USD/BI.
- **Efecto volumen (+0.11 USD/BI)**: por menores barriles comercializados (0.4 kbpd).

### Resultados Financieros

**Tabla 8: Resumen financiero – Exploración y Producción**

Miles de millones (COP)	1T 2026	1T 2025	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos	16,740	18,417	(1,677)	(9.1%)
EBITDA	6,729	7,206	(477)	(6.6%)
Margen EBITDA	40.2%	39.1%	-	1.1%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,232	2,083	(851)	(40.9%)

Ver el Estado de Resultados Consolidado por Segmentos

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/Inversionistas/InformacionFinanciera/ResultadosTrimestrales>

La disminución del **EBITDA** del 1T26 frente al 1T25, se explica principalmente por menores ingresos por una menor tasa de cambio, menor volumen de ventas de gas nacional y menores exportaciones de crudo que se compensaron parcialmente por mayores entregas de crudo a refinerías y disminución de la canasta de crudo contrarrestado con el fortalecimiento de la canasta de gas. Así mismo, se presentó una disminución en los costos y gastos operacionales relacionada con menores actividades de mantenimiento y menores costos de transporte.

La **Utilidad Neta** del 1T26 disminuyó frente al 1T25, por los efectos operacionales antes mencionados, un mayor gasto financiero, el incremento en el impuesto de renta asociado a la sobretasa y el reconocimiento del gasto trimestral del impuesto al patrimonio.

## 1.2 Transporte y Logística

**Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol**

kbd	1T 2026	1T 2025	Δ (%)
Crudo	818.5	803.0	1.9%
Productos	303.8	288.7	5.2%
<b>Total</b>	<b>1,122.3</b>	<b>1,091.7</b>	<b>2.8%</b>

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

**Crudos:** Los volúmenes transportados aumentaron 1.9% en el 1T26 comparado con 1T25, como resultado de: i) estrategias operativas y comerciales implementadas para incorporar volúmenes previamente fuera de la red y ii) la internación de crudo importado hacia la Refinería de Barrancabermeja mediante la reversión Coveñas–Ayacucho 16”, que permitió compensar la menor producción de crudo país respecto al año anterior.

Como parte de estas estrategias, y ante la coyuntura comercial en tarifas de transporte por el SOTE/OCP<sup>4</sup>, se implementó la ruta alterna Orito–Santana, con el fin de garantizar la continuidad operativa de los campos del sur del país y facilitar la movilización de crudos con destino a OAM<sup>5</sup> y Vasconia.

En complemento a esta solución logística, se realizaron pruebas de máximo bombeo en el sistema ODC, alcanzando un nivel máximo de 223 Kbls, que permitió incrementar la capacidad de evacuación y movilizar

<sup>3</sup> Incremento en la producción de agua 1T26 vs 1T25 en campos de operación directa de Ecopetrol S.A.

<sup>4</sup> Sistema de Oleoductos Transecuatoriano / Oleoducto de Crudos Pesados

<sup>5</sup> Oleoducto del Alto Magdalena

volúmenes adicionales provenientes del sur del país. Estas medidas permitieron incorporar más de 12Kbd de producción de terceros que previamente se movilizaban por fuera de la red de transporte.

Así mismo, resaltamos que se alcanzó un récord histórico de evacuación durante marzo por el sistema Coveñas–Ayacucho 16”, con un total de 556 Kbls (18 kbd) de crudo importado, el mayor despacho desde el inicio de esta operación, asegurando la disponibilidad de crudo liviano que permitió apalancar los resultados sobresalientes de carga a la Refinería de Barrancabermeja.

Adicionalmente, durante el trimestre inició la operación de NAFTACUS<sup>6</sup> desde Monterrey, como alternativa al transporte de nafta en carrotaques hacia Cusiana. Este esquema mejora el acceso a diluyentes, incrementa el uso de la infraestructura existente y reduce riesgos operativos, facilitando el transporte de crudos pesados y extrapesados.

Durante el 1T26 aproximadamente el 90.6% del volumen de crudo transportado fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

**Productos Refinados:** En el 1T26 el volumen transportado de refinados aumento en 5.2% frente al 1T25, como resultado de mayores entregas desde la Refinería de Barrancabermeja y el aumento en la capacidad evacuación del sistema Galán–Bucaramanga.

**Afectaciones de terceros a la infraestructura de transporte:** En el 1T26 se registraron 5 eventos (12 en el 1T25) y aumentó en 61% el retiro de válvulas ilícitas frente al 1T25.

La instalación de válvulas ilícitas afectó la operación en distintos sistemas, especialmente en Pozos–Galán, restringiendo cerca de 10.2 kbd durante el 1T26. En respuesta se reforzó el uso de tecnología para el monitoreo permanente, fortalecimiento de operaciones dirigidas y mayor vigilancia territorial en coordinación con la fuerza pública, lo que permitió contener el impacto operativo, asegurar la protección de activos y la continuidad del servicio.

#### Marco regulatorio y solicitud de revisión de tarifas de transporte – Ocensa:

En línea con el marco regulatorio vigente para el transporte por oleoductos, y conforme a lo establecido en el artículo 57 del Código de Petróleos, el período de recuperación de la inversión inicial, definido en 2011 con un horizonte de 15 años, culmina el 30 de junio de 2026. En este contexto, el 31 de marzo de 2026 Ocensa presentó ante el Ministerio de Minas y Energía una solicitud formal para dar inicio al proceso de revisión y fijación de las tarifas aplicables a los trayectos existentes.

#### Novedades marco regulatorio para la conversión de infraestructura de transporte:

El pasado 13 de abril de 2026, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la Resolución 102 023 de 2026, mediante la cual estableció los lineamientos y la metodología de remuneración aplicables a los activos de transporte (Oleoductos o poliductos), que sean convertidos a gasoductos para proyectos Inversiones en Proyectos Prioritarios del Plan de Abastecimiento en un Sistema de Transporte - IPAT del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, reconociendo inversiones, costos de operación y mantenimiento, así como adecuaciones, conexiones, ampliaciones de capacidad y el reconocimiento de la infraestructura existente de los activos susceptibles de conversión bajo una señal de Costo de Reposición Depreciado.

**Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol**

Concepto	1T 2026	1T 2025	Δ (%)
Costo por Barril Transportado USD/BI	3.71	3.03	22.4%
Costo por Barril Transportado COP/BI	13,739	12,717	8.0%

<sup>6</sup> Proyecto Nafta Cusiana

**Costo por Barril Transportado:** En el 1T26, el costo por barril transportado se situó en 3.71 USD/BI, un incremento del 22.4% (+0.68 USD/BI) respecto al 1T25, impactado significativamente por variables externas y partidas no recurrentes.

**Efecto Tasa de Cambio (+0.40 USD/BI):** Efecto negativo por la menor tasa de cambio promedio -494 pesos/dólar que pasó de 4,193 a 3,700 pesos/dólar.

**Efecto Costo (+0.38 USD/BI):** Asociado principalmente al reconocimiento del impuesto al patrimonio (0.18 USD/BI), mayores niveles de depreciación (+0.08 USD/BI) y atención de emergencias (+0.07 USD/BI).

**Efecto Volumen (-0.10 USD/BI):** Mayor volumen transportado en 2.8% equivalente a 30.6 kbd.

En moneda local, el costo por barril en el 1T26 se ubicó en 13,739 COP/BI, frente a 12,717 COP/BI en el 1T25, un incremento cercano al 8%. No obstante, al aislar efectos exógenos, como el impuesto al patrimonio, depreciaciones y atención de emergencias, el costo unitario se reduce a 12,503 COP/BI, reflejado una eficiencia real del 10% frente al año anterior, lo que confirma la capacidad del segmento para absorber presiones inflacionarias mediante una rigurosa disciplina en costos gestionables.

## Resultados Financieros

**Tabla 11: Resumen financiero – Transporte**

Miles de millones (COP)	1T 2026	1T 2025	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos	3,495	3,980	(485)	(12.2%)
EBITDA	2,597	3,122	(525)	(16.8%)
Margen EBITDA	74.3%	78.4%	-	(4.1%)
Utilidad Neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,051	1,295	(244)	(18.8%)

Ver el Estado de Resultados Consolidado por Segmentos

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/Inversionistas/InformacionFinanciera/ResultadosTrimestrales>

El **EBITDA** del 1T26 se reduce frente al 1T25 por menores **ingresos** asociados a una TRM más baja y a la liberación de capacidad “Ship or Pay” en el Oleoducto Caño Limón – Coveñas, efectos parcialmente compensados con la actualización de tarifas. Adicionalmente, por mayores gastos de atención de emergencias por afectaciones a la infraestructura por parte de terceros y un aumento en costos variables, generado principalmente por el incremento en los precios del gas.

La **Utilidad Neta** disminuye por los efectos operacionales antes mencionados, una mayor depreciación asociada a la entrada en operación de nuevos proyectos y la actualización de vidas útiles y el reconocimiento del gasto trimestral del impuesto al patrimonio. Lo anterior fue parcialmente compensado con un menor gasto por diferencia en cambio, asociado a la valoración de una menor posición neta activa en dólares del segmento.

## 1.3 Refinación y Petroquímica

En el 1T26, la carga consolidada del segmento alcanzó 417.5 kbd, un crecimiento del 5% frente al mismo período de 2025 (395.9 kbd). Este desempeño estuvo respaldado por resultados favorables en ambas refinerías: la Refinería de Barrancabermeja, registró la tercera carga más alta de su historia, mientras que la Refinería de Cartagena mostró un desempeño operativo sólido durante enero y febrero, que permitió compensar las afectaciones operativas puntuales (black out) registradas en marzo. En conjunto, la gestión integrada del sistema permitió sostener un nivel de carga superior al del año anterior.

El margen bruto de refinación integrado se ubicó en USD 17.3 por barril, un 60% superior al registrado en el 1T25 (USD 10.9 por barril), constituyéndose en el nivel trimestral más alto desde el 3T23. Este comportamiento respondió principalmente al fortalecimiento de los diferenciales de los precios internacionales de jet, diésel y gasolina, en un contexto de entorno internacional favorable para los combustibles.

El desempeño durante el 1T26 estuvo respaldado por acciones tácticas y comerciales enfocadas en la creación de valor, que permitieron: i) maximizar la carga en la Refinería de Barrancabermeja y capturar márgenes saludables, apoyados en una mejor calidad de la dieta y el desplazamiento programado de mantenimientos críticos, en especial los de las unidades de Hidrotratamiento de diésel y Crudo (U2000); ii) consolidar la estrategia de reducción estructural de fuel oil mediante entregas sostenidas de crudo Castilla Norte y mayores despachos de asfalto a exportación; iii) optimizar de manera integrada la dieta, las corrientes intermedias y la configuración operativa en la Refinería de Cartagena para maximizar la valorización de productos, incluso bajo condiciones de restricción operativa; iv) impulsar el crecimiento rentable del negocio de polipropileno, combinando recuperación de volúmenes y mejora sostenida de márgenes en mercados estratégicos; v) avanzar en la diversificación del portafolio de productos, ampliando opciones comerciales; y vi) capturar eficiencias en ingresos y costos mediante iniciativas operativas, comerciales y sinergias entre los activos del Downstream.

En línea con los resultados del período, el Downstream avanzó en sostenibilidad, eficiencia operativa e innovación mediante desarrollos que ampliaron capacidades, redujeron impactos ambientales y habilitaron nuevas oportunidades de valor, a través de la implementación de iniciativas concretas en la **Refinería de Cartagena**, tales como:

- **Puesta en operación de una nueva planta para solidificar azufre:** Entró en operación la primera planta de pelletizado húmedo de azufre del país, con una capacidad de 1,000 toneladas diarias, fortaleciendo la eficiencia operativa, la sostenibilidad ambiental y la diversificación de ingresos, al permitir una disposición más segura y flexible del producto y abrir nuevas oportunidades de comercialización en mercados nacionales e internacionales.
- **Utilización de plástico reciclado para pavimentación:** La refinería culminó la rehabilitación de un tramo vial interno utilizando asfalto modificado con plástico reciclado, incorporando 51,500 bolsas plásticas posconsumo, logrando una vida útil estimada entre 8 y 15 años (hasta 30% superior al asfalto convencional) y una reducción del 43% en la huella de carbono, fortaleciendo la sostenibilidad operativa y la economía circular.

### Refinería de Cartagena

En el 1T26, la Refinería de Cartagena procesó una carga de 184.6 kbd, ligeramente por debajo del 1T25, debido principalmente a eventos operativos asociados al blackout ocurrido el 15 de marzo de 2026, que afectó la disponibilidad operativa y se reestableció el 24 de marzo; durante el evento no se impactó el abastecimiento nacional ni compromisos con clientes.

El menor nivel de carga se compensó con una gestión integrada de dieta y productos y la refinería alcanzó un margen bruto de refinación de 18.9 USD/BI, un 81.7% superior al 1T25, producto de la combinación de mejoras en los rendimientos de destilados medios, y el marcado fortalecimiento de los diferenciales vs. Brent de los precios internacionales del diésel y el jet.

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

Refinería de Cartagena	1T 2026	1T 2025	Δ (%)
Carga* (kbd)	184.6	188.8	(2.2%)
Factor de Utilización (%)	74.3%	81.0%	(8.4%)
Producción Refinados (kbd)	179.4	180.4	(0.6%)
Margen Bruto (USD/BI)	18.9	10.4	81.7%

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

### Refinería de Barrancabermeja

En el 1T26, la Refinería de Barrancabermeja alcanzó una carga de 232.9 kbd, siendo el tercer trimestre con mayor carga histórica, con un incremento del 12.5% frente al 1T25. Este desempeño fue impulsado por el desplazamiento programado de mantenimientos, en especial los de las unidades de Hidrotratamiento de diésel y Crudo (U2000), una mejor calidad de la dieta de crudos, así como entregas sostenidas de crudo Castilla Norte y mayores despachos de asfalto a exportación. Lo anterior se reflejó en un Factor de Utilización de 81.8%, superior en un 14.8% al registrado en el 1T25.

El margen bruto de refinación fue de 16.2 USD/BI, un 44.6 % superior al 1T25, explicado principalmente por el fortalecimiento de los precios internacionales de combustibles en el contexto geopolítico mundial que favoreció mayores diferenciales frente al Brent de jet y diésel, un mejor esquema de rendimientos, incrementos en la participación de destilados medios y productos petroquímicos, y una mayor captura de valor por barril procesado.

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

Refinería de Barrancabermeja	1T 2026	1T 2025	Δ (%)
Carga* (kbd)	232.9	207.1	12.5%
Factor de Utilización (%)	81.8%	71.3%	14.8%
Producción Refinados (kbd)	235.2	209.9	12.1%
Margen Bruto (USD/BI)	16.2	11.2	44.6%

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

## Esenttia

Entre enero y marzo de 2026, las ventas alcanzaron 121.2 kton, un incremento del 9% frente al mismo período de 2025, evidenciando una recuperación del desempeño comercial. Este resultado fue impulsado principalmente por el negocio de Polipropileno, con volúmenes promedio cercanos a 34 kton/mes, soportados en mayores ventas en Colombia y Brasil. Adicionalmente, se registró un mayor dinamismo en las ventas de polietileno comercializado y PCR<sup>7</sup> en recircular, así como mayores precios de venta, impulsados por la coyuntura en Medio Oriente y la menor disponibilidad de producto en la región, contribuyendo positivamente al crecimiento del volumen y al fortalecimiento del margen.

De manera complementaria, Esenttia capturó eficiencias operativas mediante la optimización de costos de energía y nitrógeno, junto con la mejora de las tarifas logísticas asociadas a los gastos de entrega, fortaleciendo la disciplina de costos y la rentabilidad del negocio.

**Tabla 14: Ventas – Esenttia**

Esenttia	1T 2026	1T 2025	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	121.2	111.2	9.0%

## Costo de Caja de Refinación

**Tabla 15: Costo de Caja de Refinación\***

Concepto	1T 2026	1T 2025	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación USD/BI	5.87	5.56	5.6%	14.9%
Costo de Caja de Refinación COP/BI	21,716	23,019	(5.7%)	14.9%

\* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

El costo de caja de refinación en pesos cerró en 21,716 pesos por barril registrando una reducción del 6% frente al 1T25 y del 8% frente al 4T25 apalancado por eficiencias operativas y energéticas, disminuyendo el costo de gas por menor tarifa, aumento en el uso de sustitutos y compras de energía. Adicionalmente frente al 4T25 se presentaron menores costos de proceso por menor carga en las refinerías.

El costo de caja de refinación aumentó en 0.31 USD/BI durante el 1T26, explicado por:

- **Efecto tasa de cambio (+0.69 USD/BI):** Impacto por menor tasa de cambio en -493 pesos por dólar (de 4,193 a 3,700 pesos por dólar).
- **Efecto volumen (-0.35 USD/BI):** Menor costo principalmente por mayor carga de crudo de 21.6 kbd en refinerías.
- **Efecto costo (-0.03 USD/BI):** Menor costo del gas por efecto precio y disminución del consumo de gas por el uso de sustitutos, aumentando disponibilidad para abastecimiento país (-0.25 USD/BI), mayores costos, por mayor actividad operacional (0.11 USD/BI) y mayores costos asociados a efecto inflacionario (+0.11 USD/BI).

<sup>7</sup> PCR: plástico reciclado posconsumo reincorporado como materia prima en productos petroquímicos, en línea con la estrategia de economía circular y sostenibilidad.

## Resultados Financieros

**Tabla 16: Resumen Financiero – Refinación**

Miles de millones (COP)	1T 2026	1T 2025	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos	17,216	17,276	(60)	(0.3%)
EBITDA	1,903	482	1,421	294.8%
Margen EBITDA	11.1%	2.8%	-	8.3%
Utilidad Neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	448	(413)	861	(208.5%)

Ver el Estado de Resultados Consolidado por Segmentos

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/Inversionistas/InformacionFinanciera/ResultadosTrimestrales>

El segmento de Refinación registró una recuperación destacada, alcanzando en el 1T26 un **EBITDA** tres veces superior al obtenido en el 1T25. Este desempeño estuvo impulsado por el fortalecimiento en los diferenciales de los productos refinados, mayores rendimientos de diésel y jet en la Refinería de Cartagena, así como por las eficiencias operativas en la refinería de Barrancabermeja, junto con la realización de ventas con un menor costo de la materia prima. Lo anterior mitigó parcialmente el efecto de una menor TRM en los ingresos.

En términos de **Utilidad Neta**, el segmento presentó un resultado superior frente al 1T25, explicado principalmente por el impacto positivo de la operación y de mercado, el cual fue parcialmente disminuido por mayor gasto de diferencia en cambio, el gasto trimestral del impuesto al patrimonio y un mayor impuesto de renta.

### 1.4 Gestión Comercial

En un contexto de alta volatilidad e incertidumbre global, se ejecutó una reconfiguración ágil y efectiva de la estrategia comercial, logrando asegurar la colocación de volúmenes, optimizar inventarios y maximizar la captura de valor. En crudos, se priorizaron ventas anticipadas, operaciones de oportunidad y redireccionamientos estratégicos hacia el consumo interno. En Productos, se implementaron acciones tácticas que fortalecieron la eficiencia operativa y financiera, destacándose la extensión de los términos de pago en importaciones, la optimización de fletes mediante esquemas de cargamentos compartidos y reprogramación de cargamentos para reducir costos de demoras.

Frente al incremento histórico en costos logísticos, se avanzó en una estrategia activa de mitigación. En este contexto, se destacó la implementación del esquema Time Charter (contratación de buque a un costo fijo por un período de tiempo determinado) para i) Crudos, a través del cual se movieron durante el primer trimestre ~4 Millones de Bls entre exportación e importación en la ruta Coveñas – Houston – Mamonal; y la ii) contratación de Time Charter para cabotajes de productos. Como resultado, el Grupo Ecopetrol consolida una flota dedicada de tres buques, mejorando la previsibilidad de los costos logísticos, la protección de márgenes y reduciendo de manera material la exposición al mercado spot.

En contratación comercial, se destaca el inicio de un nuevo contrato de venta de coque desde la Refinería de Cartagena, que reduce riesgos logísticos, desarrolla capacidades comerciales internas y prepara a la Compañía para asumir la comercialización directa de hasta el 100% de la producción en el mediano plazo, permitiendo una mayor captura de valor a lo largo de la cadena. Adicionalmente, se garantizó la continuidad operativa y la protección de márgenes, a través de acuerdos a término con condiciones de precio estructuralmente favorables en diluyente y la suscripción de contratos de largo plazo (12 meses) en combustóleo, los cuales aseguran la evacuación de volúmenes, reducen la exposición al mercado spot y mejoran la planificación del portafolio.

Así mismo, se lograron avances relevantes en la diversificación de clientes y destinos, mediante nuevas ventas de crudo a Europa y Asia, incluyendo la comercialización de 500 Kbls de crudo Castilla a un nuevo cliente en Italia y la venta de 1.9 MMbls a una nueva contraparte en India a través de la filial comercial en Asia. Asimismo, se realizaron operaciones de trading de terceros con nuevas calidades de crudo, como el crudo Khuff de Medio Oriente, y se inició la comercialización directa de coque en mercados internacionales.

## 1.5 Nuevos Negocios

### 1. Acuerdo con Gran Tierra para extender el desarrollo de los campos Tisquirama y San Roque

El 16 de marzo de 2026, Ecopetrol y Gran Tierra Operations Colombia GMBH Sucursal, suscribieron un acuerdo para impulsar la actividad de producción de hidrocarburos en los campos Tisquirama y San Roque, en el departamento del Cesar.

El acuerdo contempla una inversión total de USD 92.4 millones en el Área de Operación Directa Tisquirama, asumida en un 100% por Gran Tierra, a ejecutarse durante los 40 meses siguientes al perfeccionamiento de la transacción.

Una vez se cumplan las condiciones pactadas, incluida la aprobación por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio, comenzará la ejecución del programa de inversión orientado al recobro secundario mediante inyección de agua, con el objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos en el área, contribuir con el abastecimiento energético del país y la generación de empleo en la región.

### Acuerdos recientes (Posteriores al cierre del trimestre)

### 2. Acuerdo para adquirir participación accionaria en la sociedad Brava Energía S.A., domiciliada en Brasil

El 23 de abril de 2026 Ecopetrol S.A., suscribió un Acuerdo de Compra y Venta de Acciones con Jive, Yellowstone y Bloco Somah Printemps Quantum, quienes conforman un grupo de accionistas relevantes, cuya participación accionaria asciende a aproximadamente el 26% de las acciones ordinarias de la compañía brasilera Brava Energía S.A. ("Brava" o la "Compañía"), para la adquisición por parte de Ecopetrol S.A. -o una de las filiales o subsidiarias del Grupo Ecopetrol- de 120,813,490 acciones de Brava, correspondientes a un porcentaje de aproximadamente el 26% del capital social de la Compañía.

Ecopetrol S.A. -o una de las filiales o subsidiarias del Grupo Ecopetrol- lanzará una Oferta Pública Voluntaria de Adquisición (OPA) en el mercado de valores B3 en Brasil, por un precio de R\$23.00, para la adquisición del número de acciones adicionales en Brava que garantice el 51% de la participación accionaria de Brava. Este precio por acción corresponde a una prima de aproximadamente 27.8% sobre el Precio Promedio Ponderado por Volumen (VWAP) de las acciones de la Compañía de los 90 días inmediatamente anteriores a la fecha de firma del acuerdo. Esta Oferta Pública estará dirigida a la totalidad de los accionistas de la Compañía, garantizando la igualdad de condiciones para todos los accionistas que participan de la OPA, y estará sujeta al cumplimiento de los requisitos regulatorios aplicables, así como a las condiciones precedentes que se prevean. Ecopetrol S.A. -o una de las filiales o subsidiarias del Grupo Ecopetrol- asegurará los recursos necesarios para llevar a cabo esta transacción a través de un crédito puente, teniendo en consideración la necesidad del perfeccionamiento de las condiciones precedentes.

Ver detalles de la transacción en el comunicado emitido por Ecopetrol: <https://files.ecopetrol.com.co/web/esp/informacion%20relevante/brava-esp.pdf>

### 3. Acuerdo con Parex Resources para invertir US\$250 millones en el Magdalena Medio

El 2 de Mayo de 2026, Ecopetrol suscribió un nuevo acuerdo de colaboración empresarial con Parex Resources para el desarrollo conjunto de los campos Casabe, Casabe Sur, Peñas Blancas y Llanito, ubicados en los municipios de Yondó (Antioquia) y Barrancabermeja (Santander), en la región del Magdalena Medio.

El negocio establece una inversión de US\$250 millones, asumida en su totalidad por Parex y ejecutada dentro de los cinco años siguientes a la entrada en vigencia del acuerdo.

Esta inversión contempla el desarrollo de proyectos de recobro mejorado, optimización de inyección de agua y perforación infill. Como contraprestación, Parex Resources tendrá una participación del 50% sobre la producción, mientras que Ecopetrol mantiene la titularidad y la operación de los campos.

El acuerdo incluye la perforación de tres pozos exploratorios cerca de las áreas que actualmente están en producción, con lo cual se podrá evaluar el potencial de nuevas acumulaciones de hidrocarburos y ampliar el conocimiento geológico de la región.

El acuerdo se perfeccionará una vez se cumplan las condiciones suspensivas pactadas, incluida la aprobación de la Superintendencia de Industria y Comercio ("SIC"), a partir de la cual se establecerá la fecha de entrada en vigencia.

## 2. ENERGÍAS PARA LA TRANSICIÓN

### Gas Natural

Ecopetrol S.A. ha participado activamente en el mercado de gas natural, ofreciendo cantidades de gas como resultado de ajustes operativos, optimización en consumos propios, y los ajustes regulatorios implementados. Durante el 1T26, se ofrecieron cantidades mensuales entre los 7 y los 43 GBTUD en firme, y entre 15 y 29 GBTUD con interrupciones.

En los meses de febrero y marzo de 2026 se adelantó el proceso de comercialización de gas natural importado por el caribe colombiano y se ofreció al mercado, cantidades disponibles por un periodo de hasta siete (7) años, a través de la contratación de los servicios de logística integral y regasificación suscrito con la Sociedad Portuaria Puerto Bahía S.A.

### Opcionalidad de Gas Natural

Dentro del proyecto de Regasificación en el pacífico, el promotor Regasificadora del Pacífico S.A.S, anunció oficialmente a Ecopetrol en marzo, el cierre financiero del proyecto y reportó avances importantes del mismo, incluyendo los permisos requeridos, las licencias de construcción y actividades en campo. De acuerdo con el cronograma del proyecto, se espera que la primera importación de GNL por esta ubicación se dé durante el segundo semestre del 2026.

El 16 de marzo de 2026, Ecopetrol S.A. lanzó una licitación abierta y competitiva para la adquisición de Gas Natural Licuado (GNL) bajo la modalidad DES<sup>8</sup> Buenaventura. Los volúmenes contratados estarán haciendo uso de la infraestructura de recepción, almacenamiento y regasificación ubicada en el suroccidente colombiano, con el fin de atender los compromisos de venta de gas natural regasificado en el municipio de Buga.

Se suscribió el contrato de Servicio de Logística Integral y Regasificación con Sociedad Portuaria Puerto Bahía S.A. (Frontera Energy), a través del cual se desarrollará la infraestructura requerida para el recibo, almacenamiento y entrega de entre 126 y 370 MPCD de Gas Natural Importado al Sistema Nacional de Transporte. Esta solución aprovechará la infraestructura portuaria existente, lo que permite reducir tiempos de entrada en operación y se proyecta la entrada en operación para finales del 2026.

### Gas Licuado de Petróleo

En febrero de 2026 se llevó a cabo el proceso de Oferta Pública de Cantidades (OPC) de GLP, en el cual se ofrecieron al mercado ~30,500 ton/mes para el periodo de marzo a agosto de 2026. Estas cantidades representaron un incremento en la oferta de Ecopetrol de 9% (2,500 ton/mes) con respecto al periodo de comercialización anterior.

### Cobertura de la demanda eléctrica del Grupo Ecopetrol

La demanda de energía del Grupo Ecopetrol viene creciendo a tasas del orden del 5% al 6% si se compara frente a trimestres equivalentes en 2025. Durante el 1T26, se consumieron alrededor de 2,185 GWh, abastecidos con Autogeneración Convencional (47.9%), Fuentes No Convencionales de Energía (4.7%) y a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante contratos, compras en bolsa y regulada (47.4%).

<sup>8</sup> DES (Delivered Ex Ship): Incoterm marítimo que establece que el vendedor entrega la mercancía a bordo del buque en el puerto de destino, asumiendo todos los costos y riesgos hasta ese punto. El comprador se encarga de la descarga, del despacho aduanero de importación y del transporte posterior. Se utiliza principalmente en operaciones de carga a granel como GNL.

Fuente: International Chamber of Commerce. (1990). *Incoterms® 1990: ICC official rules for the interpretation of trade terms*. Paris: ICC Publishing.

La gestión realizada durante el 1T26 permitió mantener el promedio de las tarifas liquidadas en contratos para la atención de la demanda de energía del del Grupo Ecopetrol un 13.8% más bajas que las tarifas del mercado regulado y un 3.2% más bajas que las tarifas del mercado no regulado publicadas por XM.

Frente a la demanda nacional, la demanda del Grupo Ecopetrol representó el 10.9%.

### Energías renovables

Al cierre 1T26, el Grupo Ecopetrol mantuvo los 951 MW de capacidad en su portafolio de energías renovables, compuesto por 382 MW en operación, 298 MW asociados a compras en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), 221 MW en ejecución y 50 MW en etapa de construcción.

En el 1T26, se culminaron de manera satisfactoria las pruebas de energización en vacío de la Granja Solar Quifa para una capacidad de 18MWp y se adelantaron las gestiones ante XM para la energización definitiva y primera carga para esta capacidad. Adicionalmente, se finalizaron las actividades constructivas para una capacidad adicional de 32MWp.

El 27 de marzo de 2026 se obtuvo la aprobación en Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol de la Fusión por Absorción de la Subordinada Parque Solar Portón del Sol S.A.S por parte de Ecopetrol S.A, que incluyó un activo solar en operación de ~128 MWp ubicado en el Departamento de Caldas.

Se firmó con AES Colombia y Fiduciaria Bancolombia, el Contrato de Fiducia que establece el Patrimonio Autónomo mediante el cual, se ejecutarán los proyectos eólicos JK1&JK2 en el clúster eólico Jemeiwaa Ka'l, ubicado en La Guajira, que cuentan con una capacidad asignada de 259 MW junto con una línea de transmisión de 35 kilómetros que conecta a la Subestación Colectora.

En marzo de 2026, se asignó la contratación del Consorcio Windpeshi para la construcción de 59.6 km de línea de transmisión en 220 kV y se cumplió con el 100% de la transferencia de Acuerdos de Consulta Previa con las comunidades, la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) y la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales (OAAS).

La Granja Solar Cira con una capacidad de 56.3 MWp, alcanzó una generación de 78.2 GWh/año versus la meta de 76.3 GWh/año en su primer año de operación, un 102% de cumplimiento con el fortalecimiento de las actividades de producción y operación del campo La Cira Infantas. La operación de este activo ha reducido 11,500 TonCO<sub>2</sub>eq.

Durante el 1T26, la operación combinada de las granjas solares La Iguana, Pozos Colorados y la Pequeña Central Hidroeléctrica Cantayús registraron eficiencias de COP ~1.8 mil millones por reducción en las tarifas.

### Hidrógeno

Durante el primer trimestre de 2026, se produjeron 140 kg de hidrógeno de alta pureza (>99.997%) en el Piloto de Movilidad con H<sub>2</sub> para el sistema SITP–Transmilenio en Bogotá. Este hidrógeno permitió iniciar la ejecución de las pruebas estáticas de la celda de combustible del bus a hidrógeno, el primero en su tipo fabricado en Colombia. Este resultado valida no solo la robustez del sistema de producción y purificación, sino también la capacidad del país para integrar hidrógeno verde en aplicaciones reales de transporte.

Seguimos avanzando en la estrategia para incorporar las capacidades técnicas que se requieren, con los avances en la construcción del Proyecto Coral y la identificación y maduración de casos de negocio minimizando el uso de recursos. Ecopetrol fue beneficiario con hasta \$350 mil euros por parte del Programa PtX del Ministerio Federal de Economía y Energía de Alemania, para desarrollar un estudio de estructuración de un proyecto de producción de E-SAF en la Refinería de Cartagena, apalancado en la disponibilidad de hidrógeno verde del Proyecto Coral.

### Eficiencia energética

A marzo de 2026 se logró una optimización energética acumulada de 0.69 PJ (vs meta 2026 de 3.14 PJ), con impacto en 106,466 toneladas de CO<sub>2</sub>e y un ahorro de COP 24.17 mil millones en las operaciones del Grupo

Ecopetrol para un total acumulado del Plan de Eficiencia Energética de 25.43 PJ, un cumplimiento anticipado de la meta de 25 PJ prevista para el periodo 2018-2030.

### Invercolsa

Durante el primer trimestre de 2026, las distribuidoras de gas controladas del grupo Invercolsa garantizaron el abastecimiento de gas en un 100%. Asimismo, a partir de marzo de 2026, el suministro se ha asegurado mediante el uso exclusivo de fuentes de origen nacional. Este logro evidencia una gestión oportuna y eficiente de los procesos de comercialización, así como una adecuada planificación operativa, orientada a garantizar la continuidad, confiabilidad y estabilidad del servicio.

Financiación no bancaria "Wuki", tuvo colocaciones por COP 26.4 mil millones durante el primer trimestre, con una cartera acumulada al cierre de COP 108.9 mil millones y un índice de cartera vencida (ICV) > 90 días de 2.05%.

## 3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

### 3.1 Transmisión de Energía

#### Proyectos adjudicados

Durante el primer trimestre de 2026, ISA ENERGÍA BRASIL fue adjudicataria de 46 refuerzos, mejoras y proyectos de conexión a la red, con un CAPEX referencial de BRL 989 millones (~ COP 695 mil millones).

En Colombia, ISA manifestó su interés para desarrollar un paquete de obras urgentes e indispensables para la incorporación de energías renovables al Sistema de Transmisión Nacional – STN, su confiabilidad y el avance hacia la transición energética, los cuales serán realizados entre 2027 y 2031 y tienen un capex estimado entre USD 800 millones y USD 1.000 millones.

Por otra parte, ISA ENERGÍA BRASIL suscribió un contrato de compraventa de acciones con Centrais Elétricas Brasileiras S.A. y Axia Energía Nordeste S.A. para descruzar su participación en Interligação Elétrica do Madeira S.A. ("IE Madeira") y en Interligação Elétrica Garanhuns S.A. ("IE Garanhuns"), de la siguiente manera:

- ISA ENERGÍA Brasil adquirió el 49% restante de la participación accionaria en IE Madeira, alcanzando así el 100% de control y consolidación de esta empresa de transmisión de energía y por otra parte, enajena su participación del 51% en IE Garanhuns.
- IE Madeira se compone de 2 subestaciones y 2,385 km de líneas de transmisión en corriente continua, que atraviesan 4 estados en Brasil. La concesión estará vigente hasta el año 2039.  
En IFRS, se estima que IE Madeira aportará anualmente a ISA un EBTIDA de BRL 511 millones (~COP 362 mil millones).
- Una vez cerrada la transacción se genera un valor neto por parte de ISA ENERGÍA BRASIL de BRL 1,174 millones (~COP 825 mil millones), monto sujeto a ajustes de precios establecidos en el contrato de compraventa.

El cierre de la transacción está sujeto al cumplimiento de condiciones habituales para operaciones de esta naturaleza, incluyendo la obtención de las autorizaciones correspondientes de ANEEL, CADE y de algunos acreedores y proveedores de las compañías.

La transacción refuerza el compromiso de ISA con la creación de valor, mediante la gestión estratégica y eficiente de su portafolio de simplificando la estructura de su portafolio, enfocándose en activos de mayor escala, con flujos de caja estables y previsibles.

### Entrada en operación de proyectos

#### En Colombia:

Fueron energizados la conexión al Parque Solar Atlántico Photovoltaic y el proyecto para incrementar la confiabilidad operativa de la refinera de Barrancabermeja de Ecopetrol. En este último se implementaron dos nuevas líneas de distribución eléctrica de 31.4 kilovoltios, fortaleciendo el respaldo eléctrico del complejo industrial. Estos dos proyectos, en conjunto, tuvieron una inversión de USD 27 millones (~COP 98 mil millones).

#### En Brasil:

ISA ENERGÍA BRASIL obtuvo la autorización para iniciar las pruebas operación del proyecto Jacarandá que se compone de siete transformadores para atender la demanda eléctrica en la región. Este proyecto tuvo una inversión de BRL 176 millones (~COP 123 mil millones).

Energización del Bloque 2 del proyecto Piraquê en el norte de Minas Gerais, con la implementación de cuatro líneas de transmisión, con una longitud total de 712 kilómetros de extensión, 1,438 torres instaladas, la construcción de una nueva subestación y la ampliación de la Subestación Governador Valadares 6. Adicionalmente, entraron en operación 19 refuerzos, mejoras y proyectos de conexión a la red, con una inversión de BRL 167 millones (~COP 117 mil millones).

### 3.2 Vías

ISA Vías en Chile, presentó la mejor oferta para la segunda licitación de la concesión Río Bueno – Puerto Montt, proyecto que contempla la modernización de 129 km al sur de Chile. Este proyecto tiene un CAPEX de referencia de USD 821 millones (~COP 3 billones).

En Ruta del Maipo fue publicado el Decreto Supremo 140/2025, con el cual se inició la operación y cobro del Sistema Free Flow en el Acceso Sur a Santiago.

Se finalizó la concesión Ruta de los Ríos que fue entregada al nuevo concesionario y al Ministerio de Obras Públicas.

### 3.3 Telecomunicaciones

Para el 1T26, el negocio de telecomunicaciones cerró con un cumplimiento de niveles de servicio del 99.56%, confirmando la excelencia operativa y la confiabilidad de la infraestructura de InterNexa para sus clientes.

La Asamblea General de Accionistas de InterNexa aprobó una distribución de dividendos a ISA por valor de COP 44.122 millones producto de los resultados financieros y operativos alcanzados en el año 2025.

## Resultados Financieros

**Tabla 17: Resumen Financiero – Transmisión de energía y vías**

Miles de millones (COP)	1T 2026	1T 2025	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos	3,860	4,012	(152)	(3.8%)
EBITDA	2,220	2,437	(217)	(8.9%)
Margen EBITDA	57.5%	60.7%	-	-3.2%
Utilidad Neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	156	162	(6)	(3.7%)

**Ver el Estado de Resultados Consolidado por Segmentos**

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/Inversionistas/InformacionFinanciera/ResultadosTrimestrales>

El **EBITDA** del 1T26 disminuyó frente al 1T25, principalmente por: i) menores **ingresos** operacionales asociados al efecto de la revaluación de las monedas latinoamericanas frente al dólar en los países donde ISA opera, (ii) el impacto negativo de los indexadores contractuales en las tarifas de energía y los menores rendimientos del activo

contractual en Brasil, y iii) el incremento en los costos y gastos operacionales asociados a una mayor actividad de construcción y el efecto inflacionario.

La **Utilidad Neta** del 1T26 disminuyó frente al 1T25, por el efecto de las variables externas en los ingresos descritas anteriormente, el reconocimiento del gasto trimestral del impuesto al patrimonio en Colombia y el mayor gasto por intereses de la deuda; lo anterior fue parcialmente compensado con un menor gasto por impuesto a las ganancias derivado de los menores resultados.

### III. Gobierno Corporativo y Órganos Sociales

Durante el primer trimestre de 2026, Ecopetrol S.A. adelantó actividades y acciones conforme a su modelo de gobierno corporativo, reafirmando su compromiso con las mejores prácticas y apoyando el avance de su estrategia corporativa.

#### Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol S.A.

Se llevaron a cabo dos reuniones de la Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol S.A., una reunión extraordinaria que se celebró el 5 de febrero de 2026 y la ordinaria que se realizó el 27 de marzo de 2026.

En la reunión extraordinaria se sometió a consideración y aprobación, entre otros asuntos, la elección de los miembros de la Junta Directiva para lo que resta del periodo 2025 – 2029.

En la reunión ordinaria se sometieron a consideración y aprobación, entre otros, los siguientes asuntos: i) el Informe Integrado de Gestión y el Informe Anual de Gobierno Corporativo, ii) los estados financieros dictaminados separados y consolidados del año 2025; iii) el proyecto de distribución de utilidades de COP 121 por acción correspondiente a dividendo ordinario, y iv) la aprobación de la fusión y el compromiso de fusión entre Ecopetrol S.A. (absorbente) y Parque Pontón del Sol S.A.S. (Absorbida).

Como parte del compromiso de la Ecopetrol S.A. con la transición energética y en línea con la estrategia del Grupo Ecopetrol y la *sosTECnibilidad*®, por cuarto año consecutivo, se implementaron medidas orientadas a la gestión y reducción de la huella de carbono asociada a la reunión. En esta edición, el evento contó con una huella de carbono compensada, correspondiente 20,61 toneladas de carbono. Asimismo, por segunda vez, se obtuvo el reconocimiento de “Basura Cero” en categoría Oro, alcanzando una tasa de aprovechamiento de residuos del 100%.

#### Junta Directiva Ecopetrol

Durante el 1T26 la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. adoptó, entre otras, las siguientes decisiones:

- Eligió a Ángela María Robledo Gómez y a Hildebrando Vélez Galeano como Presidenta y Vicepresidente de la Junta Directiva, respectivamente.
- Aprobó por unanimidad, la siguiente conformación de sus comités de apoyo. Ver detalle: <https://files.ecopetrol.com.co/web/esp/informacion%20relevante/conformacion-comites-esp.pdf>
- Aprobó el balance de Recursos y Reservas del Grupo Ecopetrol (GE) correspondiente al año 2025. Las reservas probadas (1P) de hidrocarburos propiedad del GE al cierre del 2025.
- Aprobó los mecanismos de control y procedimientos específicos para prevenir prácticas ilegales, no autorizadas o inseguras relacionadas con la representación de los accionistas.
- Aprobó por unanimidad los Estados Financieros separados de Ecopetrol S.A. y consolidados del Grupo Empresarial Ecopetrol (GEE) correspondientes al cuarto trimestre del 2025 y aprobó los Estados Financieros separados de Ecopetrol y consolidados del Grupo Ecopetrol correspondientes al cierre del ejercicio del 2025 dictaminados y con sus respectivas Notas para ser presentados y sometidos a consideración y decisión de la Asamblea General ordinaria de Accionistas.

- Aprobó por unanimidad presentar a consideración de la Asamblea General de Accionistas en la sesión ordinaria del 27 de marzo de 2026, el Informe Integrado de Gestión del 2025 y el Informe Anual de Gobierno Corporativo (este último incluido dentro del Informe Integrado).
- Aprobó por unanimidad presentar a consideración de la Asamblea General de Accionistas en la sesión ordinaria del 27 de marzo de 2026, la propuesta de fusión por absorción entre Ecopetrol (sociedad absorbente) y la subordinada Parque Solar Portón del Sol S.A.S. ("PdS").

### Consolidación del nivel de adopción de Código País

En cumplimiento de lo dispuesto en la Circular Externa 028 de 2014 de la Superintendencia Financiera de Colombia, Ecopetrol transmitió el 30 de enero de 2026, el Código País correspondiente a la vigencia 2025.

Para el periodo reportado (enero a diciembre de 2025), la Compañía alcanzó un nivel de adopción del 91.89% equivalente a 136 recomendaciones implementadas de un total de 148. Este resultado representa un aumento frente a la vigencia 2024, en el cual se adoptaron 132 recomendaciones, es decir, el 89%, consolidando una tendencia histórica de adopción cercana o superior al 90%.

Con estos avances, Ecopetrol reafirma su compromiso con un gobierno corporativo sólido, transparente y sostenible, al servicio del interés general de sus accionistas, empleados y demás grupos de interés.

## IV. Presentación de Resultados

El miércoles 13 de mayo de 2026 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-1t-2026/>

**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](http://www.ecopetrol.com.co).

### Información de Contacto:

#### Departamento de Relacionamento con Inversionistas

Teléfono: +57 3103158600- Correo electrónico: [investors@ecopetrol.com.co](mailto:investors@ecopetrol.com.co)

#### Relaciones con los Medios (Colombia)

Marcela Ulloa Beltrán

Teléfono: +57 3103158600- Correo electrónico: [marcela.ulloa@ecopetrol.com.co](mailto:marcela.ulloa@ecopetrol.com.co)

## Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2026	1T 2025	Δ (%)
<b>Ingresos</b>			
Nacionales	14,567	15,213	(4.2%)
Exterior	14,058	16,152	(13.0%)
<b>Total ingresos</b>	<b>28,625</b>	<b>31,365</b>	<b>(8.7%)</b>
<b>Costo de ventas</b>			
<b>Depreciación, amortización y agotamiento</b>	<b>3,556</b>	<b>3,737</b>	<b>(4.8%)</b>
Depreciación, amortización y agotamiento variable	2,336	2,515	(7.1%)
Depreciación fijo	1,220	1,222	(0.2%)
<b>Costos variables</b>	<b>8,830</b>	<b>11,922</b>	<b>(25.9%)</b>
Productos importados	5,204	6,171	(15.7%)
Compras nacionales	3,058	4,927	(37.9%)
Servicio de transporte hidrocarburos	437	485	(9.9%)
Variación de inventarios y otros	131	339	(61.4%)
<b>Costos fijos</b>	<b>5,120</b>	<b>5,046</b>	<b>1.5%</b>
Servicios contratados	1,150	1,076	6.9%
Servicios de construcción	978	885	10.5%
Mantenimiento	1,085	1,166	(6.9%)
Costos laborales	1,106	1,065	3.8%
Otros	801	854	(6.2%)
<b>Total costo de ventas</b>	<b>17,506</b>	<b>20,705</b>	<b>(15.5%)</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>11,119</b>	<b>10,660</b>	<b>4.3%</b>
<b>Gastos operacionales</b>	<b>2,555</b>	<b>2,280</b>	12.1%
Gastos de administración	2,449	2,184	12.1%
Gastos de exploración y proyectos	106	96	10.4%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>8,564</b>	<b>8,380</b>	<b>2.2%</b>
<b>Resultado financiero, neto</b>	<b>(2,671)</b>	<b>(2,417)</b>	10.5%
Diferencia en cambio, neto	62	(48)	(229.2%)
Intereses, neto	(1,526)	(1,549)	(1.5%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,207)	(820)	47.2%
<b>Resultados de participación en compañías</b>	<b>185</b>	<b>208</b>	<b>(11.1%)</b>
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>6,078</b>	<b>6,171</b>	<b>(1.5%)</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(2,256)	(1,939)	16.3%
<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>3,822</b>	<b>4,232</b>	<b>(9.7%)</b>
Interés no controlante	(935)	(1,105)	(15.4%)
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>2,887</b>	<b>3,127</b>	<b>(7.7%)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>13,458</b>	<b>13,258</b>	<b>1.5%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>47.0%</b>	<b>42.3%</b>	<b>4.7%</b>

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

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2026	Diciembre 31, 2025	Δ (%)
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	12,880	10,694	20.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	17,354	14,880	16.6%
Inventarios	10,390	8,609	20.7%
Activos por impuestos corrientes	12,171	14,514	(16.1%)
Otros activos financieros	912	1,838	(50.4%)
Otros activos	3,157	2,910	8.5%
<b>Total activos corrientes</b>	<b>56,864</b>	<b>53,445</b>	<b>6.4%</b>
<b>Activos no corrientes</b>			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,244	8,048	2.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	36,089	35,130	2.7%
Propiedades, planta y equipo	105,612	106,104	(0.5%)
Recursos naturales y del medio ambiente	48,603	48,407	0.4%
Activos por derecho de uso	977	994	(1.7%)
Intangibles	13,680	14,041	(2.6%)
Activos por impuestos diferidos	9,914	10,227	(3.1%)
Otros activos financieros	1,403	1,458	(3.8%)
Goodwill y otros activos	6,218	6,283	(1.0%)
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>230,740</b>	<b>230,692</b>	<b>0.0%</b>
<b>Total activos</b>	<b>287,604</b>	<b>284,137</b>	<b>1.2%</b>
<b>Pasivos corrientes</b>			
Préstamos corto plazo	12,207	10,080	21.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	23,085	15,759	46.5%
Provisiones por beneficios a empleados	3,132	3,481	(10.0%)
Pasivos por impuestos corrientes	3,378	2,368	42.7%
Provisiones y contingencias	1,524	1,647	(7.5%)
Otros pasivos	1,853	1,179	57.2%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>45,179</b>	<b>34,514</b>	<b>30.9%</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>			
Préstamos largo plazo	95,917	99,120	(3.2%)
Provisiones por beneficios a empleados	10,865	10,472	3.8%
Pasivos por impuestos no corrientes	14,293	14,218	0.5%
Provisiones y contingencias	14,949	14,801	1.0%
Otros pasivos	1,602	1,766	(9.3%)
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>137,626</b>	<b>140,377</b>	<b>(2.0%)</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>182,805</b>	<b>174,891</b>	<b>4.5%</b>
<b>Patrimonio</b>			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	79,746	83,760	(4.8%)
Interés no controlante	25,053	25,486	(1.7%)
<b>Total patrimonio</b>	<b>104,799</b>	<b>109,246</b>	<b>(4.1%)</b>
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>287,604</b>	<b>284,137</b>	<b>1.2%</b>

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2026	1T 2025
<b>Flujos de efectivo de las actividades de operación</b>		
<b>Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.</b>	<b>2,887</b>	<b>3,127</b>
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones		
Participación de accionistas no controlantes	935	1,105
Cargo por impuesto a las ganancias	2,256	1,939
Depreciación, agotamiento y amortización	3,711	3,890
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(62)	48
Costo financiero reconocido en resultados	2,448	2,580
Pozos secos	63	16
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	(6)	12
Impairment de activos de corto y largo plazo	56	105
Ganancia por valoración de activos financieros	(256)	(333)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	4	(25)
Ganancia por venta de activos	(1)	(4)
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(186)	(209)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e inefectividad	(336)	76
Provisiones y contingencias	71	41
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(2,487)	(4,432)
Impuesto de renta pagado	(1,919)	(1,815)
<b>Efectivo neto generado por las actividades de operación</b>	<b>7,178</b>	<b>6,121</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión</b>		
Inversión en negocios conjuntos	(1)	(1)
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,893)	(1,617)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,222)	(2,271)
Adquisiciones de intangibles	(99)	(70)
Contraprestación pagada en adquisición de activos	0	(1,109)
(Compra) venta de otros activos financieros	877	(802)
Intereses recibidos	246	304
Dividendos recibidos	60	23
Ingresos por venta de activos	32	75
<b>Efectivo neto usado en actividades de inversión</b>	<b>(3,000)</b>	<b>(5,468)</b>
<b>Flujo de efectivo en actividades de financiación</b>		
Captaciones (pagos) de préstamos	911	2,828
Pago de intereses	(2,205)	(2,230)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(153)	(147)
Dividendos pagados	(502)	(1,023)
<b>Efectivo neto usado en actividades de financiación</b>	<b>(1,949)</b>	<b>(572)</b>
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(43)	(34)
<b>Aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>2,186</b>	<b>48</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	10,694	14,054
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo</b>	<b>12,880</b>	<b>14,102</b>

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2026	1T 2025
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,887	3,127
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,711	3,890
(+/-) Resultado financiero, neto	2,671	2,418
(+) Provisión impuesto a las ganancias	2,256	1,939
(+) Impuestos y otros	998	779
(+/-) Interés no controlante	935	1,105
<b>EBITDA Consolidado</b>	<b>13,458</b>	<b>13,258</b>

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

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Transmisión de Energía y Vías	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	1,232	448	1,051	156	0	2,887
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,488	505	363	355	0	3,711
(+/-) Resultado financiero, neto	1,343	322	61	936	9	2,671
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,292	183	729	52	0	2,256
(+) Otros Impuestos	392	399	116	91	0	998
(+/-) Interés no controlante	(18)	46	277	630	0	935
<b>EBITDA Consolidado</b>	<b>6,729</b>	<b>1,903</b>	<b>2,597</b>	<b>2,220</b>	<b>9</b>	<b>13,458</b>

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 3M 2026	% Participación
<b>Hidrocarburos</b>	<b>736</b>	<b>278</b>	<b>1,014</b>	<b>70.5%</b>
Producción	615	195	810	56.3%
Exploración	74	3	77	5.3%
Refinación y Petroquímica	39	40	79	5.5%
Transporte*	0	41	41	2.8%
Corporativo	8	0	8	0.6%
<b>Energías para la Transición**</b>	<b>15</b>	<b>5</b>	<b>20</b>	<b>1.4%</b>
<b>Transmisión y Vías</b>	<b>0</b>	<b>404</b>	<b>404</b>	<b>28.1%</b>
Transmisión de Energía	0	375	375	26.1%
Vías	0	17	17	1.2%
Telecomunicaciones	0	12	12	0.9%
<b>Total</b>	<b>751</b>	<b>687</b>	<b>1,438</b>	<b>100.0%</b>

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

\*\*Incluye inversiones en gas distribuidos en Producción, Exploración y en el segmento de VEE

\*Incluye solo el total de inversiones orgánicas

## Anexos Ecopetrol S.A.

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

**Tabla 7: Estado de Resultados**

Miles de Millones (COP)	1T 2026	1T 2025	Δ (%)
Nacionales	13,638	14,799	(7.8%)
Exterior	10,039	10,207	(1.6%)
<b>Total ingresos</b>	<b>23,677</b>	<b>25,006</b>	<b>(5.3%)</b>
Costos variables	14,795	16,794	(11.9%)
Costos fijos	3,236	3,723	(13.1%)
<b>Costo de ventas</b>	<b>18,031</b>	<b>20,517</b>	<b>(12.1%)</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>5,646</b>	<b>4,489</b>	<b>25.8%</b>
Gastos operacionales	1,166	1,057	10.3%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>4,480</b>	<b>3,432</b>	<b>30.5%</b>
Ingresos (gastos) financieros	(1,790)	(1,636)	9.4%
Resultados de participación en compañías	1,569	1,959	(19.9%)
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>4,259</b>	<b>3,755</b>	<b>13.4%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(1,372)	(628)	118.5%
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>2,887</b>	<b>3,127</b>	<b>(7.7%)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>6,842</b>	<b>5,689</b>	<b>20.3%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>28.9%</b>	<b>22.80%</b>	<b>6.1%</b>

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2026	Diciembre 31, 2025	Δ (%)
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,886	2,796	74.7%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	16,263	9,496	71.3%
Inventarios	6,936	5,829	19.0%
Activos por impuestos corrientes	7,866	10,947	(28.1%)
Otros activos financieros	688	2,349	(70.7%)
Otros activos	1,547	1,461	5.9%
<b>Total activos corrientes</b>	<b>38,186</b>	<b>32,878</b>	<b>16.1%</b>
<b>Activos no corrientes</b>			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	81,710	85,889	(4.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	687	685	0.3%
Propiedades, planta y equipo	41,569	40,799	1.9%
Recursos naturales y del medio ambiente	30,852	30,381	1.6%
Activos por derecho de uso	1,173	2,367	(50.4%)
Intangibles	452	494	(8.5%)
Activos por impuestos diferidos	2,986	3,410	(12.4%)
Otros activos financieros	8	76	(89.5%)
Goodwill y otros activos	1,109	1,132	(2.0%)
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>160,546</b>	<b>165,233</b>	<b>(2.8%)</b>
<b>Total activos</b>	<b>198,732</b>	<b>198,111</b>	<b>0.3%</b>
<b>Pasivos corrientes</b>			
Préstamos corto plazo	7,574	7,686	(1.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	19,341	12,094	59.9%
Provisiones por beneficios a empleados	2,762	3,088	(10.6%)
Pasivos por impuestos corrientes	1,576	903	74.5%
Provisiones y contingencias	1,036	1,119	(7.4%)
Otros pasivos	563	450	25.1%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>32,852</b>	<b>25,340</b>	<b>29.6%</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>			
Préstamos largo plazo	62,818	66,239	(5.2%)
Provisiones por beneficios a empleados	10,428	10,040	3.9%
Pasivos por impuestos no corrientes	549	549	0.0%
Provisiones y contingencias	12,071	11,912	1.3%
Otros pasivos	268	271	(1.1%)
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>86,134</b>	<b>89,011</b>	<b>(3.2%)</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>118,986</b>	<b>114,351</b>	<b>4.1%</b>
<b>Patrimonio</b>			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	79,746	83,760	(4.8%)
<b>Total patrimonio</b>	<b>79,746</b>	<b>83,760</b>	<b>(4.8%)</b>
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>198,732</b>	<b>198,111</b>	<b>0.3%</b>

Tabla 9: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Vencejo Norte-1	A3	LLA 104	Llanos Central	Geopark 50%(operador) - Hocol 50%	Seco	Enero/2026
2	Primero	Drago-1E	A3	Espinal	Valle Superior del Magdalena	Hocol 100% (operador)	Seco	Enero/2026
3	Primero	Bisbita Sur-1 ST2	A2c	LLA 123	Llanos Central	Geopark 50%(operador) - Hocol 50%	En evaluación	Enero/2026
4	Primero	Copoazu-1	A3	Gua Off 0	Caribe Offshore	Petrobras 44% (operador) - Ecopetrol 56%	Exitoso	Marzo/2026
5	Primero	Andina Limón-1	A3	Capachos	Llanos Central	Parex 50% (Operador)- Ecopetrol 50%	En Evaluación	Marzo/2026