

Resultados 2026 | SEGUNDO TRIMESTRE

Capitalización de condiciones favorables de mercado

Sólido Desempeño financiero ▼

Utilidad neta
+235% 6.1 BCOP vs. 2T25EBITDA
+59% 17.7 BCOP vs. 2T25Ingresos
+35% 40.2 BCOP vs. 2T25

BCOP



CIFRAS TRIMESTRALES

Mejores resultados de los últimos 5 trimestres

Utilidad Neta del 2T26 capitalizó las condiciones de mercado



Refinación


439
k b d
+6% vs 2T25

Cargas y márgenes más altos de la historia

Transporte


1,125
k b d
+3.8% vs 2T25

Mayores volúmenes, apalancados en la agilidad comercial y flexibilidad operativa

Exploración y Producción


706
k b p e d
-6.6% vs 2T25

★
Éxitos Exploratorios:
Perforación exitosa pozo Sandía-1

Energías para la transición


62%
del abastecimiento
de la demanda de gas natural del país brindando confiabilidad y oferta en firme de largo plazo


428
M USD
en nuevas adjudicaciones en transmisión de energía en Brasil

Refinación y Petroquímica



Récord Histórico de Margen Bruto de Refinación

29.8
USD/BI
+138% vs. 2T25


Productos Vallosos (%)

72%
vs. 69% 2T25


Aumento en EBITDA

+2,428
(+365%)
mMCOP vs 2T25



Los resultados del Grupo Ecopetrol al cierre del primer semestre de 2026 reflejan la capacidad para maximizar los resultados de nuestra estrategia integrada y la excelencia operacional de nuestros negocios para responder

con agilidad a las dinámicas del mercado.

Resalto el desempeño histórico del segmento de Refinación durante el segundo trimestre, que logró capturar favorablemente las oportunidades derivadas de unas condiciones de mercado excepcionales.

En términos de ingresos registramos COP 40.2 billones **(+35% vs 2T25)**, un EBITDA de COP 17.7 billones **(+59% vs 2T25)** con un margen EBITDA de 44% **(+6.5 pp vs 2T25)** y una Utilidad Neta de COP 6.1 billones **(+235% vs 2T25)**. Estos resultados estuvieron respaldados por una sólida gestión comercial, la flexibilidad operativa de nuestros activos y una estricta disciplina financiera. Así mismo, avanzamos en la generación de valor para nuestros accionistas, cumpliendo con el pago al mayoritario del saldo pendiente, para alcanzar un total de COP 5.0 billones en dividendos. Al cierre del segundo trimestre de 2026 se recaudó COP 1 billón del saldo del FEPC correspondiente al 2T25. Con ello, el saldo acumulado al cierre de junio de 2026 se ubicó en COP 8 billones y se proyecta una acumulación entre COP ~8-12 billones al final de 2026. También, mantuvimos el indicador Deuda Bruta/EBITDA en 2.0x **(-0.2x vs 2T25)** y un saldo en **caja por COP 11.3 billones**.

Con respecto al desempeño operativo, la producción de Hidrocarburos alcanzó 706 kbped en el trimestre, nivel que refleja el impacto de eventos de entorno y restricciones operativas en campos estratégicos que limitaron el crecimiento esperado de crudo nacional. Por otra parte, los volúmenes transportados aumentaron 3.8% durante el segundo trimestre y alcanzaron 1,125 kbd, producto de nuestra capacidad para atender las necesidades del mercado mediante una gestión eficiente de la infraestructura y una mayor flexibilidad comercial. El desempeño excepcional del segmento de Refinación se potenció con la decisión de optimizar la programación de mantenimientos y maximizar la disponibilidad de las refinerías, que permitió

aprovechar un entorno de márgenes favorables. Alcanzamos récords históricos de carga (439 kbd), un margen bruto de refinación de USD 29.8/bl y un EBITDA para el segmento de COP 3.1 billones.

En el frente comercial, nuestras filiales en Houston y Singapur continuaron desempeñando un papel fundamental en la optimización del valor de los productos del Grupo, fortaleciendo el posicionamiento de nuestros crudos y derivados en los mercados internacionales y contribuyendo positivamente a los resultados financieros. Los crudos del Grupo se negocian, incorporando el descuento asociado a la entrada al mercado de los crudos venezolanos.

En Energías para la Transición avanzamos en iniciativas que fortalecen la seguridad energética del país y contribuyen a una operación cada vez más eficiente y sostenible de cara al fenómeno de El Niño. Destacamos i) los avances en la expansión de la oferta de gas natural, ii) el cumplimiento de nuestras metas de eficiencia energética, iii) el fortalecimiento de capacidades de autogeneración y energías renovables, y iv) el uso responsable del recurso hídrico. Hoy, el Grupo Ecopetrol abastece cerca del 62% de la demanda nacional de gas natural, contribuyendo a la confiabilidad y competitividad energética de Colombia.

El negocio de Transmisión y Vías mantuvo resultados sobresalientes. ISA y sus empresas en Brasil lograron nuevas adjudicaciones en transmisión de energía por USD 428 millones e incorporaron nuevos proyectos a su operación. Con el objetivo de fortalecer su crecimiento y aportar valor al Grupo.

Al cierre del primer semestre de 2026, mantenemos una trayectoria consistente con el cumplimiento de nuestras metas anuales. Este desempeño refleja la disciplina en la ejecución de nuestro plan de inversiones y el avance sostenido de la Estrategia 2040, orientada a fortalecer la generación de valor, la sostenibilidad del negocio y la competitividad del Grupo.

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

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Principales Indicadores	2T 2026	2T 2025	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (\$)	Δ (%)
Variables Externas								
Brent USD/BI	97	67	30	45%	88	71	17	24%
Brent Mil COP	349	280	69	25%	320	297	23	8%
Cifras Financieras MMCOP								
Ingresos	40,198	29,669	10,529	35%	68,823	61,035	7,788	13%
EBITDA	17,675	11,136	6,539	59%	31,133	24,394	6,739	28%
Margen EBITDA	44.0%	37.5%	6.5%		45.2%	40.0%	5.2%	
Utilidad Neta	6,064	1,811	4,252	235%	8,951	4,938	4,013	81%
Cifras Operativas Kbp/kbped								
Ventas Totales	979.1	986.6	(7.5)	(0.8%)	941.5	971.4	(29.9)	(3.1%)
Producción	705.8	755.5	(49.7)	(6.6%)	715.5	750.5	(35)	(4.7%)
Crudo	560.8	585.1	(24.3)	(4.2%)	569.4	583.4	(14)	(2.4%)
Gas y Blancos	145.1	170.4	(25.3)	(14.8%)	146.0	167.1	(21.1)	(12.6%)
Cargas a Refinerías	438.5	413.3	25.2	6.1%	428.1	404.6	23.5	5.8%
Volúmenes Transportados	1,125	1,084	41	3.8%	1,124	1,088	36	3.3%

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

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

Mensajes clave

- Durante los 6M26, el Grupo Ecopetrol alcanzó un EBITDA de COP 31.1 billones, con un margen EBITDA de 45%, y una Utilidad Neta de COP 9.0 billones. En el 2T26, la Utilidad Neta creció un 235% frente al mismo periodo del año anterior, mientras que en el acumulado de seis meses se igualó Utilidad Neta generada en 2025, reflejando la fortaleza del modelo integrado del Grupo Empresarial, apalancado en cargas récord en las refinerías, mayores volúmenes transportados y un entorno de precios favorable. Lo anterior permitió enfrentar una mayor carga tributaria y una tasa de cambio menos favorable.
- Las inversiones orgánicas fueron COP 10.9 billones (USD 2,985 millones), con una asignación disciplinada y balanceada entre Colombia (71%) y las operaciones internacionales (29%), 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 internacional en el Permian, consistente con el nivel de actividad planeado y la declinación natural de los campos. El crecimiento estimado en crudo nacional en campos como CPO-9, Caño Sur, Rubiales, Castilla y Chichimene, con el que se estimaba compensar la declinación natural de la producción (cercana al 18% en Ecopetrol S.A.) y el menor aporte de Permian, se ha desplazado por eventos de entorno y afectaciones eléctricas.
- En junio de 2026, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja consolidada de COP 11 billones. La principal fuente de liquidez provino de las actividades de operación, recaudo del FEPC y la redención de títulos del portafolio de inversión. Las principales salidas de efectivo fueron: i) el pago de dividendos, ii) los desembolsos de CAPEX y iii) el pago de intereses de la deuda.

I. Resultados Financieros y Operativos

Ingresos por Ventas

Los ingresos por ventas en el 2T26 totalizaron COP 40.2 billones, +35.5% equivalente a COP +10.5 billones frente al 2T25, por efecto neto entre:

- Mayor precio promedio ponderado de venta de 105.3 USD/BI (+37.9 USD/BI; COP +13.7 billones) en línea con el Brent y fortalecimiento del crack de destilados medios. Lo anterior fue contrarrestado parcialmente por el deterioro del diferencial negociado de crudos, que durante el trimestre se ubicó en -11.0 USD/BI.
- Mayores ingresos por servicios de transmisión de energías y vías (COP +1.4 billones), principalmente por: i) efecto comparativo favorable asociado al reconocimiento por única vez en el 2T25 del ajuste al componente financiero de la Red Básica del Sistema Existente – RBSE en ISA Brasil (COP +0.6 billones) y ii) mayores ingresos de construcción asociados al avance de los proyectos en ejecución en ISA.
- Efecto positivo en ventas de COP +0.2 billones, por efecto combinado entre: i) mayor volumen de ventas de productos (COP +0.5 billones, +17.1 kbped) y ii) disminución en los volúmenes de ventas de crudos y gas natural (COP -0.3 billones, -24.6 kbped) asociados a la menor producción.
- Impacto cambiario negativo en los ingresos (COP -4.8 billones) por una menor tasa de cambio promedio frente al dólar.

Los ingresos por ventas acumulados en los 6M26 totalizaron COP 68.8 billones, +12.8% equivalente a COP +7.8 billones frente a los 6M25, como resultado entre: i) un mayor precio promedio ponderado de venta de 92.2 USD/BI (+21.9 USD/BI; COP +14.8 billones), ii) mayores ingresos por servicios (COP +1.1 billones), iii) una menor tasa promedio de cambio sobre los ingresos (COP -7.4 billones) y iv) un menor volumen de ventas (COP -0.8 billones, -29.9 kbped). Estos componentes se explican principalmente por los factores descritos para el trimestre.

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	2T 2026	2T 2025	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (%)
Destilados Medios	189.1	186.9	1.2%	185.3	185.8	(0.3%)
Gasolinas	133.9	126.9	5.5%	131.1	129.6	1.2%
Gas Natural	52.2	68.0	(23.2%)	53.0	69.0	(23.2%)
Industriales y Petroquímicos	18.1	19.1	(5.2%)	18.6	18.8	(1.1%)
GLP y Propano	10.5	13.2	(20.5%)	10.9	13.2	(17.4%)
Crudo	0.0	0.1	(100%)	0.0	0.1	(100.0%)
Combustóleo	0.3	0.2	50.0%	0.2	0.2	0.0%
Total Volúmenes Locales	404.1	414.4	(2.5%)	399.1	416.6	(4.2%)

Volumen de Exportación - kbped	2T 2026	2T 2025	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (%)
Crudo	435.5	440.8	(1.2%)	412.7	431.4	(4.3%)
Productos	124.2	112.7	10.2%	114.2	106.3	7.4%
Gas Natural*	15.3	18.7	(18.2%)	15.5	17.2	(9.9%)
Total Volúmenes de Exportación	575.0	572.2	0.5%	542.4	554.8	(2.2%)
Total Volúmenes Vendidos	979.1	986.6	(0.8%)	941.5	971.4	(3.1%)

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

Durante el 2T26, el volumen total vendido se ubicó en 979.1 kbped, una disminución de 0.8% frente al 2T25 (-7.5 kbped), explicada principalmente por menores volúmenes comercializados en el mercado local.

Las ventas en Colombia disminuyeron 2.5% (-10.3 kbped) versus el 2T25, y la variación se explica por:

- **Incremento de 2.9% (+9.2 kbped) en las ventas de combustibles**, impulsado principalmente por una mayor demanda de **gasolina** ante la reducción de importaciones directas por parte de terceros en un entorno de alta volatilidad de mercado. Adicionalmente, se registró una recuperación del mercado de **jet fuel**, apalancada en un crecimiento sostenido de la movilización de pasajeros y carga.
- **Disminución de 23.2% (-15.8 kbped) en las ventas de gas**, atribuible principalmente a menores volúmenes contratados con terceros en los campos de Cusiana y Cupiagua, como consecuencia de una menor disponibilidad de producción del energético.
- **Disminución de 20.5% (-2.7 kbped) en las ventas de GLP y propano**, explicada por una menor oferta de producto, especialmente en Cusiana y Cupiagua, como consecuencia de una menor disponibilidad de producción del energético.

Las ventas internacionales aumentaron el 0.5% (+2.8 kbped) versus el 2T25, y la variación se explica por:

- **Incremento de 10.2% (+11.5 kbped) en las exportaciones de productos**, explicado principalmente por una mayor producción de combustóleo derivada de mantenimientos menores programados en unidades de refinación, que aumentó la disponibilidad de este producto para los mercados de exportación.
- **Disminución de 1.2% (-5.3 kbped) en las exportaciones de crudo**, asociada a una menor disponibilidad de barriles para el mercado internacional, como resultado de la priorización de cargas hacia las refinerías del Grupo. Esta estrategia contribuyó a optimizar la dieta de refinación, incrementar la producción de productos valiosos y capturar márgenes favorables en el segmento de refinación. Este efecto fue parcialmente compensado por la realización de volúmenes de crudo que quedaron en tránsito el trimestre anterior.

Durante los **6M26**, el volumen total vendido alcanzó **941.5 kbped**, una disminución de **3.1%** frente a los **6M25** (-29.9 kbped).

Este comportamiento estuvo explicado por i) una **reducción de 4.2% (-17.5 kbped)** en las ventas del **mercado local**, asociada principalmente a menores volúmenes comercializados de **gas natural y GLP**, como consecuencia de una menor disponibilidad de producción y ii) una **reducción de 2.2% (-12.4 kbped)** en las ventas del **mercado internacional** debido a una menor disponibilidad de **crudo** para exportación derivada de una menor producción, efecto que fue parcialmente compensado por una mayor disponibilidad de **combustóleo** para los mercados de exportación.

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

USD/BI	2T 2026	2T 2025	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (%)
Brent	96.7	66.7	45.0%	87.6	70.8	23.7%
Canasta de Venta de Gas	33.0	26.9	22.7%	35.0	27.9	25.4%
Canasta de Venta de Crudo	90.1	63.0	43.0%	79.8	65.8	21.3%
Canasta de Venta de Productos	129.5	79.2	63.5%	111.8	82.7	35.2%

Crudos: En el 2T26, el precio de la canasta de venta de crudos se incrementó en 27.1 USD/BI frente al 2T25, debido principalmente a: i) el fortalecimiento del Brent en 30 USD/BI, impulsado por una mayor prima de riesgo geopolítico asociada a las tensiones en Medio Oriente y las preocupaciones sobre la seguridad de los flujos de exportación desde la región del Golfo; y ii) un deterioro del diferencial de 2.86 USD/BI, (de -3.71 USD/BI en el 2T25 a -6.57 USD/BI en el 2T26), por una mayor oferta de crudos venezolanos en mercados estratégicos.

Durante los 6M26, el precio de la canasta se fortaleció en 14 USD/BI frente a los 6M25, explicado por: i) un incremento del Brent de 16.8 USD/BI; y ii) un deterioro del diferencial de 2.7 USD/BI (de -5.0 USD/BI en los 6M25 a -7.8 USD/BI en los 6M26), en línea con los efectos derivados de la coyuntura geopolítica en Medio Oriente y el aumento de la oferta de crudos venezolanos.

A pesar de este entorno, durante 2026 el Grupo ha logrado mantener una mejor realización relativa de los crudos de Ecopetrol frente a referencias competidoras. Este desempeño evidencia el sólido posicionamiento de los crudos de Ecopetrol dentro del segmento de crudos pesados y refleja la fortaleza de la marca, la confianza del mercado y la preferencia de los clientes por la calidad y consistencia de sus crudos.

Productos Refinados: En el 2T26, el precio de la canasta de venta de productos se fortaleció en 50 USD/BI frente al 2T25, impulsado por el incremento de los indicadores de mercado respecto al Brent, especialmente en los destilados medios (diésel y jet). Este comportamiento estuvo asociado a las disrupciones en el suministro derivadas de las restricciones en el estrecho de Ormuz, que redujeron los flujos de refinados hacia Europa y África, así como a la disminución de inventarios en Estados Unidos debido al incentivo de mayores exportaciones hacia Europa para compensar parcialmente la dependencia de suministros provenientes de Medio Oriente.

Esta dinámica también se reflejó en los resultados acumulados del semestre, donde el precio de la canasta de venta de productos registró un fortalecimiento de 29.1 USD/BI, al pasar de 82.7 USD/BI en los 6M25 a 111.8 USD/BI en los 6M26, respaldado por la fortaleza observada en los principales indicadores internacionales de productos refinados.

Gas Natural: En el 2T26, el precio de las ventas de gas se fortaleció 6.1 USD/BI al pasar de 26.9 USD/BI en el 2T25 a 33.0 USD/BI en el 2T26 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 incrementó 13.8%, equivalente a COP +2.9 billones en el 2T26 versus el 2T25, por:

- Efecto precio en costo de compras de crudos y productos explicado por el mayor nivel de indicadores internacionales (COP +5.7 billones).
- Mayores volúmenes de compras de COP +0.9 billones, por: i) aumento en operaciones de compra y venta de crudo con terceros (COP +0.5 billones, +13.7 kbped) y ii) mayor importación de productos refinados (COP +0.4 billones, +13.0 kbped), principalmente para comercialización.
- 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 -2.5 billones).
- Mayor valoración de inventarios (COP -1.1 billones), asociado al incremento de los precios de referencia Brent del 2T26 versus 2T25.
- La disciplina en costos y los resultados del programa de eficiencias compensaron gran parte de las presiones inflacionarias en tarifas y servicios, contribuyendo a una reducción de (COP -0.1 billones) en los costos operacionales y otros.

Los costos de ventas acumulados en los 6M26 totalizaron COP 41.6 billones, -0.7% equivalente a COP -0.3 billones frente a los 6M25, como resultado neto entre: i) menor tasa promedio de cambio sobre los costos de ventas (COP -4.0 billones), ii) mayor valoración de inventarios (COP -1.8 billones), iii) disminución en otros costos de venta por COP -0.2 billones y iv) efecto precio en costo promedio ponderado en compras asociado a indicadores internacionales (COP +5.7 billones).

Gastos Operacionales y Exploratorios

Los gastos operacionales y exploratorios del 2T26 aumentaron +16.2%, equivalente a COP +0.5 billones frente al 2T25, principalmente por: i) el reconocimiento del impuesto al patrimonio¹ por COP +0.3 billones, correspondiente a la porción causada del impuesto en el trimestre bajo el lineamiento contable adoptado por la compañía, cuyo efecto se reflejará en montos similares en cada trimestre de 2026 y ii) mayor actividad exploratoria COP +0.2 billones.

En el acumulado, los gastos operacionales y exploratorios aumentaron +14.3%, equivalente a COP +0.7 billones frente al mismo periodo de 2025, principalmente por: i) el reconocimiento del impuesto al patrimonio por COP +0.6 billones, correspondiente a la porción causada en el semestre, ii) mayor actividad exploratoria COP +0.2 billones, lo anterior se compensa con menores gastos de impuestos y otros, principalmente impuestos de conmutación interior que aplicaron en 2025, COP -0.1 billones.

Resultado Financiero (No Operacional)

El resultado financiero no operacional del 2T26 disminuyó 16.9%, equivalente a COP -0.4 billones frente al 2T25, principalmente por : i) mayor ingreso por diferencia en cambio (COP -0.3 billones), dado el efecto combinado entre la posición pasiva del Grupo Ecopetrol en dólares y una revaluación del peso frente al dólar y ii) 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.

En el acumulado, el resultado financiero neto no operacional disminuyó 2.2%, equivalente a COP -0.1 billones frente al mismo periodo de 2025, explicado principalmente por un efecto neto entre:

- Mayor ingreso por diferencia en cambio (COP -0.4 billones), dado 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 -0.2 billones), principalmente por la menor tasa de cambio frente al dólar.
- El reconocimiento del costo financiero asociado a una operación estructurada de gestión de liquidez ejecutada en enero de 2026 que consistió en la venta de derechos económicos sobre saldos a favor de IVA (COP +0.5 billones).

Impuesto a las ganancias

La tasa efectiva de tributación se ubicó en 37.2% (34.3% en 2T25) y 37.1% para los 6M26 (32.5% en 6M25). El incremento de la tasa se debe principalmente al reconocimiento del impuesto al patrimonio, no deducible del impuesto de renta, así como a una mayor sobretasa del impuesto de renta a junio de 2026 (10%) vs junio de 2025 (0%) que afectó 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 disminuyeron en COP -3.5 billones equivalente a -1.2% durante el 2T26, impulsados principalmente por: i) efecto de reexpresión asociado a una menor TRM de cierre sobre los activos en dólares de las filiales (COP -3.8 billones), ii) un mayor consumo de caja en el trimestre (COP -2.7 billones), iii) menores cuentas por cobrar a clientes y concesiones (COP -0.9 billones) y, iv) otros activos (COP -0.2 billones).

¹ El impuesto extraordinario al patrimonio decretado por el Gobierno para 2026, fue reconocido en su totalidad como pasivo por impuesto corriente en marzo de 2026. Ecopetrol lo ha reconocido en el gasto durante el 2026 y el total tendrá impacto en la utilidad del año. Al cierre de junio se ha reconocido un gasto por COP 585 mil millones en el estado de resultados, el saldo restante, por COP 570 mil millones, se reconocerá en resultados durante lo que queda del año 2026.

Estos efectos fueron parcialmente compensados mayor causación del FEPC impulsada por mejores precios de mercado (COP +3.8 billones) y mayor Capex del trimestre neto de la depreciación (COP +0.3 billones).

Los **pasivos** disminuyeron COP -8.3 billones equivalente a 4.5% durante el 2T26, principalmente por: i) el efecto de re-expresión sobre la deuda (COP -5.8 billones) en moneda extranjera por menor tasa de cambio de cierre y ii) la disminución de las cuentas por pagar (COP -5.5 billones) como efecto del pago del 100% de los dividendos decretados a accionistas de Ecopetrol y accionistas no controlantes de filiales. Lo anterior fue compensado parcialmente por: iii) mayor causación de proveedores (COP +0.5 billones) al cierre del trimestre y iv) adquisición neta (COP +2.5 billones) de obligaciones financieras en filiales.

El **patrimonio** del Grupo Ecopetrol incrementó COP +4.8 billones equivalente a 4.6% durante el 2T26, cerrando en COP 109.6 billones, principalmente por la utilidad generada durante el trimestre compensada con el efecto de reexpresión de activos y pasivos filiales con moneda funcional USD. El 77% del patrimonio correspondió a los accionistas de Ecopetrol y el 23% restante al interés no controlante.

Flujo de Caja, Deuda y FEPC

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2026	2T 2025	6M 2026	6M 2025
Efectivo y equivalentes inicial	12,880	14,101	10,694	14,054
(+) Flujo de la operación	6,961	10,046	14,139	16,168
(-) CAPEX	(4,207)	(5,031)	(8,422)	(8,991)
(-) Contraprestación pagada en adquisición de activos	0	0	0	(1,109)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	(1,523)	(1,456)	(646)	(2,258)
(+) Otras actividades de inversión	628	403	966	806
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	21	1,980	(1,426)	2,431
(-) Pagos de dividendos	(5,536)	(9,672)	(6,038)	(10,695)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(479)	(253)	(522)	(288)
Efectivo y equivalentes final	8,745	10,118	8,745	10,118
Portafolio de inversiones	2,524	3,024	2,524	3,024
Caja total	11,269	13,142	11,269	13,142

Flujo de Caja

A cierre del semestre, la caja consolidada del Grupo Ecopetrol se situó en COP 11.3 billones. La principal fuente de liquidez provino de las actividades de operación, recaudo del FEPC y la redención de títulos del portafolio de inversión. Las principales salidas de efectivo fueron: i) el pago de dividendos a accionistas de Ecopetrol y a accionistas no controlantes de Filiales, ii) los desembolsos de CAPEX principalmente en Ecopetrol S.A., Brasil, ISA y Permian y iii) el pago de intereses de la deuda.

Deuda

El saldo de la deuda al cierre del semestre fue de COP 104.9 billones, equivalentes a BUSD 30.5 (la deuda consolidada de Grupo ISA aportó BUSD 10.0), con una disminución de COP -3.2 billones frente a marzo del 2026. 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 neto de obligaciones financieras por adquisiciones de deuda durante el trimestre por aproximadamente USD 700 millones en ISA, Cenit y Ecopetrol Brasil.

El indicador Deuda Bruta/EBITDA del Grupo Empresarial fue de 2.0 veces, inferior al límite superior establecido para el 2026 (2.5 veces). El indicador Deuda Neta/EBITDA fue 1.8 veces y la relación Deuda/Patrimonio de 1.0 veces.

Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles (FEPC)

Al cierre de junio de 2026, la cuenta por cobrar al FEPC se ubicó en COP 8.0 billones, un incremento de COP +3.8 billones frente a marzo del 2026, explicado por la causación del periodo en línea con los mayores precios de referencia del mercado internacional; lo anterior, compensado parcialmente con el pago recibido por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, por COP 1.0 billón en TES de corto plazo, correspondiente al 2T25.

Eficiencias

El Grupo Ecopetrol continúa fortaleciendo sus resultados operativos y financieros a través del Programa de Eficiencias, el cual se ubicó en COP 2.6 billones a los 6M26, de los cuales el 63% tuvieron impacto en EBITDA, el 20% en CapEx y 17% en capital de trabajo. A continuación, se resumen los principales logros:

Se materializaron acciones conducentes en mejorar el **EBITDA** del Grupo, las cuales han alcanzado un valor de COP 1.6 billones (COP 1.3 billones de la línea de negocio de Hidrocarburos, COP 0.3 billones de áreas Corporativas y de Soporte, Energías para la Transición y Transmisión y Vías), de las cuales se destacan:

- Optimizaciones en las operaciones de refinación que apalancaron la mejora en la calidad del combustóleo, así como la mayor producción de aromáticos y alquilato en la refinería de Barrancabermeja y la optimización de la dieta de la refinería de Cartagena.
- Maximización y optimización de los sistemas de transporte y logísticos.
- Maximización de márgenes de crudos y productos por estrategias comerciales en un entorno de alta volatilidad.
- 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. Gracias a la eficiencia energética se ha logrado ahorrar 1.6 petajulios en lo corrido de 2026, a partir de las acciones de control operativo y mejora tecnológica en todos los segmentos de negocio.
- Eficiencias en soluciones e infraestructura digital y control de demanda de servicios regionales.
- Estrategias de mantenimiento de subsuelo y superficie en el segmento de Exploración, Desarrollo y Producción.

Producto de las eficiencias en costos en el segmento de Exploración, Desarrollo y Producción logró optimizar el costo de levantamiento en -0.62 USD/BI, compensando parcialmente el impacto de elementos exógenos (tasa de cambio principalmente).

En CapEx se materializaron eficiencias por COP 0.5 billones en proyectos relevantes como: Dina T-Palagrande (sinergias por integración de proyectos), Desarrollo Integrado Rubiales y Chichimene Inyección de Agua (perforación) y Línea Base Calidad de Combustibles. Las principales palancas ejecutadas en los proyectos del grupo fueron: optimización de las facilidades, diseños, ingenierías y movilización de equipos e integración de oportunidades buscando sinergias. Adicionalmente, incluyen eficiencias durante la ejecución de proyectos por aprovechamiento de materiales, optimización de diseños e ingeniería en Caño Sur.

Finalmente, las eficiencias **en Capital de Trabajo** alcanzaron COP 0.4 billones, principalmente por la gestión de tributaria de recuperación de IVA de importación de combustibles a través del FEPC², la optimización de inventarios de materiales y repuestos.

² Es una iniciativa para la devolución del IVA a la importación de combustible. Dado que el IVA a los combustibles importados ha venido creciendo, Ecopetrol realizó una gestión para solicitar su reconocimiento a través del FEPC.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Inversiones Grupo Ecopetrol Millones (USD) Negocio	Total 6M 2026		
	MUSD	BCOP Equivalente	% Participación
Hidrocarburos*	1,869	6.8	63%
Transmisión y Vías	866	3.2	29%
Energías para la Transición**	250	0.9	8%
Total	2,985	10.9	100%

* Incluye el monto total de inversiones en transporte de hidrocarburos de cada una de las Compañías del Grupo Ecopetrol (Participación Ecopetrol S.A. e interés no controlante). TRM Promedio: 3.655. ** Incluye inversiones en gas y transición energética.

En los 6M26, el Grupo Ecopetrol realizó inversiones orgánicas por USD 2,985 millones (COP 10.9 billones); 71% se ejecutaron en Colombia y el 29% restante en operaciones internacionales (Brasil 22%, Estados Unidos 4% y otras geografías 3%).

Hidrocarburos

Las inversiones en esta línea de negocio representaron el 63% del total de inversiones del Grupo Ecopetrol, alcanzando USD 1,869 millones (COP 6.8 billones) de los cuales USD 1,544 millones (COP 5.6 billones) 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 Santos en el offshore de Brasil y en la cuenca de Permian.

En el segmento de refinación, se invirtieron USD 193 millones (COP 0.7 billones) para garantizar la continuidad operativa de las refinerías, 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 menores en ambas refinerías.

En el segmento de transporte, las inversiones ascendieron a USD 110 millones (COP 0.4 billones), dirigidas principalmente a asegurar la continuidad operativa de los sistemas de oleoductos y poliductos, mediante actividades de cruces, reparaciones mecánicas y trabajos de geotecnia.

Transmisión y Vías

En los 6M26, se invirtieron USD 866 millones (COP 3.2 billones) en la línea de negocio de Transmisión y Vías, que corresponde al 29% del total de inversiones del Grupo Ecopetrol. El 82% de estas inversiones se concentraron en el negocio de transmisión de energía, con presencia en Brasil, Perú y Colombia, 15% 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 2% restante se destinó al negocio de telecomunicaciones en Colombia.

Energías para la Transición

En los 6M26, el Grupo Ecopetrol reafirmó su compromiso con la transición energética, destinando el 8% del total de inversiones a la línea de Energías para la Transición con USD 250 millones (COP 0.9 billones).

Para el fortalecimiento de la cadena de valor y el abastecimiento de gas se invirtieron USD 200 millones (COP 0.75 billones), principalmente en el bloque GUAOFF-0, ubicado en el Caribe costa afuera colombiano, donde se destaca el proyecto Copoazú. Así mismo, en el Piedemonte Llanero se avanzó en el proyecto gasífero del campo Floreña, localizado en el Departamento de Casanare.

Adicionalmente, se destinaron USD 50 millones (COP 0.18 billones) a proyectos de eficiencia energética y energías renovables como granjas solares y proyectos eólicos en Colombia.

II. Resultados Líneas de Negocio

1. HIDROCARBUROS

1.1 Exploración, Desarrollo y Producción

Exploración

Durante el 2T26 se finalizó la perforación de tres pozos exploratorios, para un total de 8 pozos en los 6M26, con los siguientes resultados:

Dos pozos exitosos: i) Copoazú-1 ubicado en el Contrato E&P GUAOFF-0, operado por Petrobras (44.44%) y Ecopetrol (55.56%) y ii) Bisbita Sur-1 ST2 ubicado en el Contrato E&P Llanos 123, operado por Geopark (50%) en asociación con nuestra filial Hocol (50%).

Dos pozos se encuentran en etapa de evaluación: iii) Floreña N18Y ST1, ubicado en el Convenio de Explotación Piedemonte, operado por Ecopetrol (100%) y iv) Chupadero-1 ST, en el contrato de asociación Casanare, con operación e inversión 100% por parte de la asociada Perenco.

Cuatro pozos fueron declarados falla con manifestaciones no comerciales de hidrocarburos: v) Drago 1E, en el Convenio de Explotación Espinal operado por Hocol (100%); vi) Vencejo Norte-1, en el Contrato E&P Llanos 104, operado por GeoPark (50%) en asociación con Hocol (50%); vii) Andina Limón-1, en el Convenio de Explotación Capachos, operado por el socio Parex (50%) y Ecopetrol (50%) y, viii) Manacus-1, en el Contrato E&P CPO-9, operado por Ecopetrol (100%).

De la actividad exploratoria Costa afuera se resaltan los siguientes avances:

- El inicio de la perforación del pozo Sandia-1, localizado en el Contrato E&P GUAOFF-0 operado por Petrobras (44.44%) y Ecopetrol (55.56%) que se estima alcanzará la profundidad total durante el 3T26.
- En el Proyecto Sirius se avanzó con la suscripción de contratos para el desarrollo de la ingeniería y el licenciamiento de las facilidades de procesamiento de gas en Ballena y se han tenido progresos importantes en el proceso de la consulta previa para la línea de flujo submarina con las 120 comunidades certificadas por la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP).

De la actividad exploratoria Colombia costa adentro se resaltan los siguientes hitos:

- En abril, finalizó la perforación del pozo Floreña N18Y ST1, operado por Ecopetrol 100%, actualmente se encuentra en evaluación.
- El pozo Bisbita Sur-1 ST2, cuyo resultado fue exitoso, pasó a producción, por ser parte del campo Saltador, área comercial desde el 2025, por Geopark en asocio con nuestra filial Hocol.

Los avances en temas contractuales por aprobaciones de la ANH fueron los siguientes:

- Prórroga del Programa de Evaluación Tinamú por 18 meses (hasta el 22 de diciembre del 2027), para adelantar estudios de factibilidad.
- Extensión de la Fase I de los Contratos E&P COL-2, COL-6, COL-7 por 35 meses, estableciendo como nueva fecha de finalización el 18 de abril de 2029, en alineación con el cronograma del Contrato COL-1.

Producción

Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	2T 2026	2T 2025	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (%)
Crudo	490.8	491.5	(0.1%)	494.9	495.6	(0.1%)
Gas Natural	91.9	103.9	(11.5%)	91.9	104.6	(12.1%)
Total Ecopetrol S.A.	582.7	595.4	(2.1%)	586.8	600.1	(2.2%)
Crudo	19.6	21.6	(9.3%)	20.2	21.4	(5.6%)
Gas Natural	12.1	13.8	(12.3%)	12.3	14.4	(14.6%)
Total Hocol	31.7	35.4	(10.5%)	32.5	35.8	(9.2%)
Crudo	8.9	8.4	6.0%	8.2	7.9	3.8%
Gas Natural	1.7	0.9	88.9%	1.7	0.9	88.9%
Total Ecopetrol America	10.6	9.2	15.2%	9.9	8.8	12.5%
Crudo	41.4	63.6	(34.9%)	46.1	58.5	(21.2%)
Gas Natural	39.4	51.9	(24.1%)	40.2	47.3	(15.0%)
Total Ecopetrol Permian	80.8	115.5	(30.0%)	86.3	105.8	(18.4%)
Crudo	560.8	585.1	(4.2%)	569.4	583.4	(2.4%)
Gas Natural	145.1	170.4	(14.8%)	146.0	167.1	(12.6%)
Total Grupo Ecopetrol	705.8	755.5	(6.6%)	715.5	750.5	(4.7%)

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.

Nota 4: A partir del 27 de abril, por finalización contrato de asociación Río Páez, el activo la Hocha con una producción de 0.5 kbped en el 2T26 fue entregada por Hocol a Ecopetrol S.A.

La producción del Grupo Ecopetrol del 2T26 fue de 705.8 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped), de los cuales Ecopetrol S.A. aportó 582.7 kbped y las filiales 123.1 kbped.

La disminución en la producción de -49.7 kbped comparada con el 2T25 se explica principalmente por:

- (-33.3 kbped) por menor producción internacional en el Permian, consistente con el nivel de actividad planeado; no obstante, el desempeño operacional superó en 7.7 kbped lo contemplado en el plan de inversiones del trimestre.
- (-13.7 kbped) por menor producción de gas y blancos por declinación natural en los campos del Piedemonte, Bonga-Mamey y restricciones operativas en el campo Bullerengue por parte del operador.
- (-2.7 kbped) En crudo nacional, (-2 kbped) corresponden a la filial Hocol debido principalmente a fallas de pozos de alto potencial en los campos del Tolima, eventos eléctricos en Guarrojo y la finalización del contrato de asociación Río Páez. Los (-0.7 kbped) restantes se explican principalmente por afectaciones de entorno en los campos Castilla y Chichimene.

El crecimiento estimado en crudo nacional en campos como CPO-9, Caño Sur, Rubiales, Castilla y Chichimene, con el que se estimaba compensar la declinación natural de la producción (cercana al 18% en Ecopetrol S.A.) y el menor aporte de Permian, se ha desplazado por eventos de entorno y afectaciones eléctricas. Estas contingencias impactaron los cronogramas de los trabajos de intervenciones a pozos (*workovers*), nuevas perforaciones y la puesta en marcha de facilidades.

En los primeros 6M26, los eventos de entorno generaron un impacto acumulado de 1.3 millones de barriles en la producción, concentrado principalmente en los meses de mayo y junio, debido a los bloqueos en los campos de CPO-9, Chichimene y Castilla ubicados en el departamento del Meta.

En términos de perforación, se completaron 174 pozos de desarrollo, con un promedio de utilización de 22 taladros activos durante el periodo.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costos de levantamiento y de Dilución – Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2026	2T 2025	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento* USD/BI	13.68	11.97	14.3%	12.93	11.59	11.6%	22.3%
Costo de Levantamiento* COP/BI	49.418	50.260	(1.7%)	47.249	48.631	(2.8%)	22.3%
Costo de Dilución**	7.29	4.36	67.2%	6.49	4.89	32.7%	100.0%

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

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

Costo de Levantamiento

2T26 vs 2T25

El costo de levantamiento cerró en 49,418 COP/BI, una reducción de 2% (842 COP/BI) frente al 2T25. El impacto por la apreciación del peso colombiano de 4,199 a 3,612 pesos por dólar, generó un efecto exógeno de +1.91 USD/BI que llevó el costo de levantamiento a 13.68 USD/BI, +1.71 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior.

Las iniciativas estructurales para la reducción de costos y volúmenes contribuyeron con -0.20 USD/BI frente al periodo anterior:

- 1) Iniciativas de mantenimiento de superficie como el reúso de materiales.
- 2) Eficiencia en soluciones e infraestructura digital.
- 3) Control de la demanda de los servicios operativos en las regiones.
- 4) Consumo eficiente de energía por barril.

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

Lo anterior permitió compensar parcialmente el incremento en costos producto de:

- Impactos macroeconómicos, principalmente derivados del efecto inflación en mayores tarifas de servicios contratados y el precio del crudo.
- Incremento del costo laboral por el aumento del salario mínimo y reducción de la jornada laboral.
- Incremento en los precios de combustibles para autogeneración de energía.

6M26 vs 6M25

El costo de levantamiento cerró en 47,249 COP/BI, una reducción del 2.8% equivalente a 1,382 COP/BI frente a los 6M25. El impacto por la apreciación del peso colombiano de 4,196 a 3,655 pesos por dólar generó un efecto exógeno de +1.67 USD/BI que llevó el costo de levantamiento a 12.93 USD/BI, +1.34 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior.

Las iniciativas en reducción de costos y volúmenes contribuyeron con - 0.33 USD/BI, en línea con la explicación trimestral.

Costo de Dilución

2T26 vs 2T25

El costo de dilución del 2T26 aumentó 2.93 USD/BI principalmente por:

- **Efecto costo (+2.75 USD/BI)** por mayor precio de compra de nafta asociado al precio Brent en +40.8 USD/BI.
- **Efecto volumen (+0.18 USD/BI)** por menores barriles comercializados (0.02 KBPD).

Con el fin de mejorar la eficiencia operativa en el mediano plazo, se avanza en la implementación de nuevas tecnologías que reduzcan el volumen de nafta requerida.

6M26 vs 6M25

Costo de Dilución

El costo de dilución de acumulado 6M25 aumentó 1.6 USD/BI principalmente por:

- **Efecto costo (+1.45 USD/BI)** por mayor precio de compra de nafta asociado al precio Brent en +20.9 USD/BI.
- **Efecto volumen (+0.15 USD/BI)** por menores barriles comercializados (0.22KBPD).

Resultados Financieros

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

Miles de millones (COP)	2T 2026	2T 2025	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos	22,475	18,088	4,387	24.3%	39,215	36,506	2,709	7.4%
EBITDA	9,452	5,915	3,537	59.8%	16,180	13,121	3,059	23.3%
Margen EBITDA	42.1%	32.7%		9.4%	41.3%	35.9%		5.3%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,308	842	2,466	292.9%	4,540	2,924	1,616	55.3%

Ver el Estado de Resultados Consolidado por Segmentos

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

El aumento en el **EBITDA** del 2T26 frente al 2T25 y en los 6M26 frente a los 6M25, se explica principalmente por: i) una mejor canasta de crudo y gas fortalecida por el incremento del Brent impulsado por tensiones geopolíticas en Medio Oriente, a pesar del deterioro del diferencial dada la mayor oferta de crudos venezolanos, y ii) las estrategias comerciales aplicadas a la realización de los inventarios en tránsito. Lo anterior compensó la menor tasa de cambio promedio y un menor volumen de ventas asociado a una menor producción.

Así mismo, se presentó una disminución en los costos operativos gracias a palancas de optimización como: i) eficiencias energéticas de las operaciones y menor tarifa en autogeneración, ii) estrategia de economía circular en reúso de materiales para mantenimientos de pozos y equipos de superficie y iii) menores costos de transporte.

La utilidad neta del 2T26 aumentó frente al 2T25 y en los 6M26 frente a los 6M25, por los efectos operacionales antes mencionados y un menor gasto financiero, compensado por una mayor sobretasa al impuesto de renta y el reconocimiento del gasto del impuesto al patrimonio.

1.2 Transporte y Logística

Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	2T 2026	2T 2025	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (%)
Crudo	823.6	786.7	4.7%	821.1	794.8	3.3%
Productos	301.5	297.4	1.4%	302.6	293.0	3.3%
Total	1,125.1	1,084.0	3.8%	1,123.7	1,087.8	3.3%

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

El segmento transportó 1,125.1 Kbd en el 2T26 (+3.8% vs 2T25) y 1,123.7 Kbd en 6M26 (+3.3% vs 6M25). El crecimiento reflejó la incorporación de nuevos volúmenes, la optimización de corredores y mayores entregas de productos refinados.

Crudos: El volumen transportado aumentó 4.7% en el 2T26 y 3.3% en 6M26 frente a los mismos periodos del año anterior, como resultado de: i) estrategias operativas y comerciales implementadas para incorporar volúmenes previamente fuera de la red, ii) la internación de crudo importado hacia la Refinería de

Barrancabermeja (GRB) mediante la reversión Coveñas–Ayacucho 16”, y iii) mayores entregas crudo castilla norte, que en conjunto permitieron compensar la menor producción de crudo país respecto al periodo anterior.

En junio, la línea Ayacucho–Coveñas de 24” alcanzó un récord de 100 Kbd, el mayor volumen desde la implementación del bombeo dual. La optimización del corredor habilitó el transporte de los crudos Acordionero, Castilla Norte y Magdalena, y contribuyó al reconocimiento de Cenit en la categoría de Eficiencia Energética en la 12° versión de los Premios Andesco.

Para responder al entorno competitivo de tarifas de transporte por el SOTE/OCP³, se mantuvo activa la ruta alterna Orito–Santana. En abril, esta ruta registró un despacho récord de 8.6 Kbd, apoyado en el recibo de 70 Kbls vía carrotanques desde Cohembí y la rotación estratégica de inventarios en la estación Orito. La estrategia preservó la continuidad operativa de los campos del sur del país facilitando la movilización de crudos con destino a OAM⁴ y Vasconia.

Finalmente, el sistema Coveñas–Ayacucho de 16” registró récord con 601 Kbls (20 Kbd) transportados, de los cuales 102 Kbls corresponden a mezcla y 499 Kbls a crudo importado. La operación respondió a la mayor necesidad de crudo liviano por parte de la Refinería de Barrancabermeja (GRB), permitiendo optimizar su dieta de carga.

Durante el 2T26 el 89.1% del volumen de crudo transportado fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Productos Refinados: En el 2T26 y 6M26, el volumen transportado de refinados aumentó en 1.4% y 3.3%, respectivamente, frente a los mismos periodos del año anterior, como resultado principalmente de mayores entregas desde GRB y el aumento en la capacidad evacuación del sistema Galán–Bucaramanga.

Para fortalecer el abastecimiento de NAFTA al interior del país, se habilitó el 4.º brazo del llenadero de Pozos Colorados para el cargue de carrotanques. Esta alternativa multimodal (Poliducto + carrotanques) permitió movilizar hacia los Llanos cerca de 80 kbls/mes, elevando los inventarios de nafta a 170 kbls. Adicionalmente, Tocancipá comenzó a operar como punto alternativo de recibo de nafta, aumentando la confiabilidad del suministro de diluyente.

Afectaciones de terceros a la infraestructura de transporte: En el 2T26 se registraron 2 eventos, 7 acumulados en 6M26, frente a los 8 eventos en el 2T25 y 20 eventos en 6M25. Por su parte, en el 2T26 aumentó en 101% el retiro de válvulas ilícitas y en 93% para los 6M26.

La instalación de válvulas ilícitas afectó la operación en distintos sistemas, especialmente en Pozos–Galán, restringiendo cerca de 11.5 Kbd durante el 6M26. 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 – Ocesa: El 30 de marzo de 2026, Ocesa presentó ante el Ministerio de Minas y Energía la solicitud de revisión y fijación extemporánea de tarifas para sus trayectos existentes, considerando que el 30 de junio de 2026 se daba la culminación del periodo normativo de 15 años previsto para la remuneración de la inversión inicial. El proceso aún se encuentra sujeto a revisión y decisión de la autoridad. Entre tanto, Ocesa continuará operando bajo las disposiciones regulatorias y transitorias que resulten aplicables, en particular la Resolución 895 de 2024.

Marco regulatorio Oleoductos: El Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 00574 de 29 de junio de 2026, que actualiza el Reglamento de Transporte por Oleoductos. La regulación refuerza los principios de libre acceso, transparencia y neutralidad en la asignación de capacidad, y establece mayores exigencias en materia de medición, balances volumétricos, integridad de la infraestructura, mantenimiento y supervisión operativa.

³ Sistema de Oleoductos Transecuatoriano / Oleoducto de Crudos Pesados

⁴ Oleoducto del Alto Magdalena

Como parte de su implementación, los transportadores deberán actualizar el Manual del Transportador dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigor de la resolución, adecuando las reglas y procedimientos relacionados con solicitudes de acceso, nominaciones, asignación de capacidad, medición, calidad, balances y operación del sistema. Las compañías del segmento avanzan en la actualización de sus manuales, procesos, sistemas y demás instrumentos operativos requeridos.

Marco regulatorio Poliductos: La Resolución CREG 104 006 del 13 de mayo de 2026, estableció una nueva metodología de remuneración para el transporte de combustibles líquidos por poliductos, vigente por los próximos cinco años. El nuevo marco remunera i) valor de la infraestructura existente y de las nuevas inversiones, ii) los gastos de administración, operación y mantenimiento bajo criterios de eficiencia, iii) el inventario operativo, entre otros. Cenit avanza en la consolidación, validación y certificación de la información técnica, operativa y económica que soportará su solicitud tarifaria, la cual deberá presentarse en el mes de septiembre de 2026. Posteriormente, la CREG evaluará la información, realizará los cálculos correspondientes y expedirá las resoluciones particulares que determinarán las tarifas aplicables.

La expedición de la metodología no genera por sí sola una modificación inmediata de las tarifas ni permite anticipar su efecto financiero. El impacto económico para Cenit dependerá de las inversiones, los costos reconocidos por el regulador y de los criterios finalmente aplicados sobre las tarifas a fijar por parte del regulador.

Novedades marco regulatorio para la conversión de infraestructura de transporte: El 12 de marzo de 2026, la CREG expidió la Resolución 102 023 de 2026, mediante la cual incorporó a la Resolución CREG 175 de 2021, la metodología de remuneración para los activos de transporte de hidrocarburos convertidos a gasoductos. Bajo las condiciones definidas, el esquema no remunera de forma integral la inversión asociada a la infraestructura existente, lo que limita la viabilidad económica de los proyectos.

El 7 de julio de 2026, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40302 de 2026, que modificó la Resolución 40031 de 2025 y amplió por un año el plazo para presentar manifestaciones de interés en proyectos IPAT⁵ desarrollados a partir de infraestructura convertida. Durante este periodo, la compañía continuará trabajando con las autoridades en ajustes que reconozcan la inversión y los beneficios para la seguridad energética, con el propósito de establecer condiciones que permitan la viabilidad de los proyectos.

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2026	2T 2025	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (%)
Costo por Barril Transportado USD/BI	4.08	3.24	25.90%	3.9	3.14	24.20%
Costo por Barril Transportado COP/BI	14,735	13,591	8.40%	14,240	13,155	8.20%

Costo por Barril Transportado: En moneda local, el costo por barril se ubicó en 14,735 COP/BI en el 2T26 y en COP 14,240/BI en 6M26 con incrementos cercanos al 8% frente a los mismos periodos de 2025. La variación se concentró principalmente en partidas como impuestos, depreciaciones y emergencias.

Al excluir, en el acumulado, la variación de dichos conceptos, el costo unitario se reduce a 13,083 COP/BI, reflejando una eficiencia real del 9% frente al año anterior, que confirma la capacidad del segmento para absorber efectos inflacionarios mediante una rigurosa disciplina en costos gestionables.

Al expresarlo en dólares, el costo se situó en 4.08 USD/BI en 2T26, un incremento del 26% (+0.84 USD/BI) respecto al 2T25. La variación se explicó principalmente por la menor tasa de cambio promedio y por los mayores costos antes mencionados, parcialmente compensados por el crecimiento del volumen transportado.

Efecto Tasa de Cambio (+0.53 USD/BI): Efecto negativo por la menor tasa de cambio promedio -587 pesos/dólar que pasó de 4,199 a 3,612 pesos/dólar.

⁵ Inversiones en Proyectos Prioritarios del Plan de Abastecimiento en un Sistema de Transporte.

Efecto Costo (+0.47 USD/BI): Asociado principalmente al reconocimiento del impuesto al patrimonio (+0.15 USD/BI), mayores niveles de depreciación (+0.11 USD/BI) y atención de emergencias (+0.04 USD/BI). Adicionalmente se presenta un aumento en costos variables (+0.13 USD/BI) derivado principalmente de aumento en tarifas de gas.

Efecto Volumen (-0.15 USD/BI): Mayor volumen transportado en 3.8% equivalente a 41 Kbd.

A nivel acumulado, se ubica en 3.90 USD/BI en 6M26, un incremento del 24% (+0.76 USD/BI) respecto al 6M25.

Efecto Tasa de Cambio (+0.46 USD/BI): Efecto negativo por la menor tasa de cambio promedio -541 pesos/dólar que pasó de 4,196 a 3,655 pesos/dólar.

Efecto Costo (+0.43 USD/BI): Asociado principalmente al reconocimiento del impuesto al patrimonio (+0.17 USD/BI), mayores niveles de depreciación (+0.09 USD/BI) y atención de emergencias (+0.06 USD/BI). Adicionalmente se presenta un aumento en costos variables (+0.07 USD/BI) derivado principalmente de aumento en tarifas de gas.

Efecto Volumen (-0.13 USD/BI): Mayor volumen transportado en 3.3% equivalente a 36 Kbd.

Resultados Financieros

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de millones (COP)	2T 2026	2T 2025	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos	3,475	3,868	(393)	(10.2%)	6,971	7,848	(877)	(11.2%)
EBITDA	2,448	2,906	(458)	(15.8%)	5,045	6,028	(983)	(16.3%)
Margen EBITDA	70.4%	75.1%		-4.7%	72.4%	76.8%		-4.4%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,018	1,299	(281)	(21.6%)	2,068	2,594	(526)	(20.3%)

Ver el Estado de Resultados Consolidado por Segmentos

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

El **EBITDA** del 2T26 y 6M26 disminuyó frente al 2T25 y 6M25 por menores ingresos asociados a una TRM más baja y a la liberación de capacidad “Ship or Pay” en el Oleoducto Caño Limón – Coveñas⁶, efectos parcialmente compensados con la actualización de tarifas; adicionalmente, por un aumento en costos variables, generado principalmente por el incremento en los precios del gas, mayores gastos de atención de emergencias por afectaciones a la infraestructura por parte de terceros y mayores costos laborales.

La **Utilidad Neta** del 2T26 y 6M26 comparado con el 2T25 y 6M25 disminuyó por los efectos operacionales antes mencionados, sumado a 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. Estos impactos fueron parcialmente compensados por un menor impuesto de renta y un mejor resultado financiero, explicado por la valoración favorable de las inversiones y por un resultado positivo en diferencia en cambio, asociado a la realización de las coberturas cambiarias para el pago de impuestos y a la estrategia de coberturas naturales implementada durante 2026. Estas estrategias medidas contribuyeron a mitigar la exposición del segmento a las fluctuaciones de la TRM y a preservar el resultado neto del periodo.

⁶ Aproximadamente 1 billon de pesos, reflejado en menores costos de transporte para el segmento Upstream, con un impacto neutral para la línea de hidrocarburos.

1.3 Refinación y Petroquímica

La carga consolidada de refinación alcanzó 438.6 kbd durante el 2T26, el mayor nivel trimestral registrado en la historia, superando en 6% la carga del 2T25 (413.3 kbd). Este resultado estuvo soportado por una disponibilidad operacional integrada cercana al 94%, superior a la observada en el trimestre anterior, y por la capacidad del sistema integrado para capturar las condiciones favorables del entorno operativo y maximizar la generación de valor durante el trimestre.

El margen bruto integrado de refinación alcanzó 29.8 USD/BI, también un récord histórico trimestral y más del doble al registrado en el 2T25. Este desempeño estuvo impulsado por el fortalecimiento de los diferenciales de los precios internacionales de jet, diésel y gasolina, en un contexto de entorno internacional favorable para los combustibles.

Las principales acciones operativas y comerciales que soportaron estos resultados fueron: i) Maximización de carga y aprovechamiento de la capacidad instalada de refinación, ii) Gestión de la disponibilidad operacional en la refinería de Barrancabermeja para sostener altos niveles de procesamiento, iii) Optimización de dietas y esquemas de refinación para incrementar los rendimientos de productos de mayor valor agregado, iv) Aprovechamiento de sinergias operativas entre las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, mediante el intercambio de corrientes intermedias y la optimización coordinada de esquemas de refinación, permitiendo incrementar la producción de combustibles de mayor valor agregado (diésel, jet y gasolina) y maximizar la captura de valor del sistema de Refinación, v) Captura de valor mediante el aprovechamiento de condiciones favorables de mercado, vi) Fortalecimiento del negocio petroquímico mediante mayores niveles de producción y comercialización de polipropileno, y vii) Implementación de iniciativas de eficiencia operativa, energética y comercial.

Durante el trimestre, el negocio continuó fortaleciendo su posicionamiento competitivo mediante iniciativas orientadas a la internacionalización, la monetización de productos, el desarrollo de nuevas capacidades operativas y la transición energética, contribuyendo a la generación de valor para los diferentes grupos de interés con los siguientes logros:

- **Primera venta internacional directa de coque a Japón** (10 de junio), resultado de la implementación de un nuevo modelo comercial y del fortalecimiento de la cadena de suministro, permitió capturar mayor valor para la Refinería de Cartagena mediante la comercialización directa a clientes finales y ampliar la presencia del negocio en mercados internacionales.

Primera venta nacional e internacional de azufre sólido (21 de mayo), habilitada por la entrada en operación de la nueva planta de peletizado de la Refinería de Cartagena que incorporó nuevas capacidades industriales para transformar azufre líquido en un producto con mayor flexibilidad comercial y acceso a mercados nacionales e internacionales.

Refinería de Cartagena

Durante el 2T26 la Refinería de Cartagena alcanzó una carga promedio de 193.6 kbd (-0.1% vs 2T25), aproximadamente 5% superior al 1T26 (184.6 kbd) y un factor de utilización de 74.3%, reflejando una mayor estabilidad operacional y el fortalecimiento de la confiabilidad de sus activos, apoyados en la culminación de los mantenimientos mayores en las unidades de alquilación, butamer y gas saturado.

El margen bruto de refinación alcanzó un récord histórico trimestral de 31.6 USD/BI, impulsado por condiciones favorables del mercado de combustibles, la valorización de productos y una adecuada gestión operacional.

La refinería continuó aportando a la captura de valor del sistema integrado mediante la producción de combustibles de alto valor y el aprovechamiento de sinergias operativas con la Refinería de Barrancabermeja. En particular, el envío de corrientes como isobutano y gasóleos permitió optimizar esquemas de refinación, incrementar la producción de combustibles de mayor valor agregado (diésel, jet y gasolinas) y fortalecer la integración operacional del sistema.

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

Refinería de Cartagena	2T 2026	2T 2025	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (%)
Carga* (kbd)	193.6	193.4	0.1%	189.1	191.1	(1.0%)
Factor de Utilización (%)	74.3%	82.3%	(9.7%)	74.6%	81.8%	(8.8%)
Producción Refinados (kbd)	186.9	186.0	0.5%	183.2	183.2	0.0%
Margen Bruto (USD/BI)	31.6	11.0	187.3%	25.4	10.7	137.4%

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

Refinería de Barrancabermeja

Durante el 2T26 La Refinería de Barrancabermeja alcanzó una carga récord histórica de 244.9 kbd (+11.4% vs 2T25), aproximadamente 5% superior al 1T26 (232.9 kbd) y un factor de utilización de 85.9%, impulsados por una mayor disponibilidad de las unidades de proceso, la optimización de esquemas de refinación y la gestión de confiabilidad operacional. La producción alcanzó 247.7 kbd, favorecida por una mayor disponibilidad de crudos livianos nacionales e importados.

El margen bruto de refinación se ubicó en 28.4 USD/BI, constituyéndose en un récord histórico trimestral para la refinería. Este resultado estuvo soportado por los altos niveles de conversión hacia productos valiosos, la mayor disponibilidad de unidades, la optimización de esquemas de refinación y el aprovechamiento de corrientes provenientes de Cartagena, que permitieron maximizar la producción de combustibles de mayor valor agregado, en especial diésel, jet y gasolinas. Adicionalmente, el envío de corrientes intermedias hacia Cartagena contribuyó a fortalecer la captura de valor del sistema integrado. Estas acciones operativas fueron favorecidas por un entorno internacional positivo para los combustibles durante el trimestre.

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

Refinería de Barrancabermeja	2T 2026	2T 2025	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (%)
Carga* (kbd)	244.9	219.9	11.4%	239.0	213.5	11.9%
Factor de Utilización (%)	85.9%	69.5%	23.6%	83.9%	70.4%	19.2%
Producción Refinados (kbd)	247.7	221.3	11.9%	241.5	215.6	12.0%
Margen Bruto (USD/BI)	28.4	13.9	104.3%	22.4	12.6	77.8%

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

Esenttia

Durante el 2T26, Esenttia registró ventas por 115.9 KTon, superiores en 21% frente al 2T25, impulsadas por la fortaleza del negocio de polipropileno y una mayor participación en mercados estratégicos.

Las ventas de polipropileno aumentaron frente al 2T25, favorecidas por la captura de nuevos clientes en Colombia y Brasil y por una mayor participación en mercados estratégicos.

El entorno comercial estuvo respaldado por restricciones en la oferta asiática, menor disponibilidad de producto importado en Latinoamérica y el fortalecimiento de los precios internacionales del polipropileno y del propileno grado polímero, permitiendo capturar oportunidades de mercado y fortalecer el posicionamiento comercial de la compañía.

Tabla 14: Ventas – Esenttia

Esenttia	2T 2026	2T 2025	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	115.9	95.8	21.0%	237.1	207.1	14.5%

Costo de Caja de Refinación

Tabla 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	2T 2026	2T 2025	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación USD/BI	6.65	5.74	15.90%	6.24	5.66	10.20%	15.60%
Costo de Caja de Refinación COP/BI	24,006	24,112	-0.40%	22,820	23,731	-3.80%	0.00%

* Incluye refinерías de Barrancabermeja, Cartagena y Esentia

El costo de caja de refinación cerró en 24,006 COP/BI, registrando una reducción de 0.4% frente al 2T25 y de 3.8% frente a los 6M25, apalancado por eficiencias operativas y el incremento en carga de las refinерías que deriva en menores costos por barril procesado.

Al analizar el indicador en dólares, se evidencia un comportamiento contrario, ya que el costo de caja de refinación aumentó en 0.9 USD/BI durante el 2T26, explicado por:

- **Efecto tasa de cambio (+0.93 USD/BI):** Impacto por menor tasa de cambio en -87 pesos por dólar (de 4,199 a 3,612 pesos por dólar).
- **Efecto volumen (-0.42 USD/BI):** Menor costo principalmente por mayor carga de crudo de 25.1 kbd en refinерías.
- **Efecto costo (+0.39 USD/BI):** Mayor costo del gas (+0.04 USD/BI), mayores costos por mayor actividad operacional (0.09 USD/BI), asociados al aumento de cargas y mayores costos asociados a efecto inflacionario (+0.26 USD/BI).

Resultados Financieros

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de millones (COP)	2T 2026	2T 2025	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos	24,875	15,682	9,193	58.6%	42,090	32,958	9,132	27.7%
EBITDA	3,091	665	2,426	364.8%	4,992	1,147	3,845	335.2%
Margen EBITDA	12.4%	4.2%		8.2%	11.9%	3.5%		8.4%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,531	(379)	1,910	(504.0%)	1,978	(792)	2,770	(349.7%)

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 un desempeño excepcional, alcanzando en el 2T26 y en los 6M26 un **EBITDA** superior en más de tres veces al obtenido en los mismos períodos de 2025. Este resultado fue impulsado por la maximización de las cargas en las refinерías, que alcanzaron niveles récord para un trimestre, junto con márgenes de refinación históricamente altos. Adicionalmente, se destacaron los mayores rendimientos de productos de alto valor, especialmente diésel y jet en la Refinería de Cartagena. Estos factores permitieron compensar parcialmente el efecto de una menor tasa de cambio sobre los ingresos y el incremento en el costo de la materia prima.

En términos de **Utilidad Neta**, el segmento presentó un resultado superior frente al 2T25 y frente a los 6M25, explicado principalmente por el impacto positivo de la operación y de mercado, así como los menores gastos financieros por diferencia en cambio asociados a la posición pasiva en dólares y la revaluación del peso colombiano. Lo anterior compensó una mayor carga tributaria generada por el impuesto al patrimonio.

1.4 Gestión comercial

Durante el 2T26, el Grupo Ecopetrol registró uno de los mejores desempeños en ventas de los últimos años, reflejo de una gestión ágil para capturar oportunidades derivadas de la dinámica del mercado internacional y una estrategia enfocada en la diversificación de mercados y clientes. Como resultado, los ingresos alcanzaron USD 9.1 mil millones, con un crecimiento de 49% frente al trimestre anterior y de 56% respecto al 2T25, consolidándose como el segundo mejor resultado trimestral desde 2022.

Así mismo, durante el 2T26, Ecopetrol consolidó la nueva estrategia comercial PetCoke, pasando de un modelo centrado en la evacuación operativa de producción a una estrategia de comercialización internacional orientada a maximizar valor. Por tanto, este modelo ha contribuido a fortalecer nuestras capacidades propias de trading, conocimiento especializado de los mercados globales y relacionamiento directo con consumidores finales preparando al Grupo Ecopetrol para asumir gradualmente la comercialización de hasta el 100% de la producción a partir del 2030, capturando mayor valor a lo largo de la cadena.

2. Energías para la Transición

Gas natural

Durante el 2T26, Ecopetrol S.A. continuó participando activamente en el mercado de gas natural, adelantando procesos de comercialización de gas de fuentes nacionales como resultado de las optimizaciones operativas en sus consumos internos. Se ofrecieron cantidades en firme entre 15 y 47 GBTUD para los meses de junio a noviembre de 2026 y, en modalidad con interrupciones, cantidades mensuales entre 16 y 35 GBTUD que contribuyeron a la atención de la demanda esencial de abril a junio de 2026, de acuerdo con la regulación vigente.

Opcionalidad de gas natural

En el 2T26, Ecopetrol S.A. avanzó en el proceso público, competitivo y vinculante de compra de Gas Natural Licuado (GNL) bajo la modalidad DES⁷ Buenaventura, cuyos volúmenes estarán destinados a la planta de recepción, almacenamiento y regasificación del suroccidente colombiano para atender los compromisos de venta de gas regasificado en el municipio de Buga. Durante el periodo se surtieron las etapas de habilitación y clasificación de las compañías participantes, el proceso de preguntas y respuestas y la recepción de ofertas vinculantes, las cuales fueron recibidas a mediados de junio de 2026 conforme al cronograma establecido. A partir de entonces, la Compañía adelanta la fase de evaluación y calificación de las ofertas.

Así mismo, Ecopetrol consolidó en tiempo récord, los proyectos de regasificación estratégicos para el abastecimiento de gas natural en el corto plazo; se espera que el proyecto de Buenaventura aporte 60 GBTUD a partir de noviembre de 2026, mientras que Puerto Bahía incorpore hasta 300 GBTUD durante el 1T27, equivalentes al 35% de la demanda nacional. Esta nueva oferta energética permitirá tener atención total de la demanda de gas natural y abastecer hasta 1,000 MW de generación de energía termoeléctrica adicional, para mitigar riesgos de racionamiento de energía eléctrica.

Ecopetrol suscribió contratos de venta de gas regasificado sujetos al cumplimiento de condiciones precedentes con 18 agentes que atienden la demanda.

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Durante el 2T26, Ecopetrol mantuvo una oferta de GLP al mercado del orden de 27,300 toneladas por mes, con la cual abasteció cerca del 34% de la demanda nacional.

⁷ Delivered Ex Ship

Cobertura de la demanda eléctrica del Grupo Ecopetrol

La demanda de energía del Grupo Ecopetrol continuó creciendo a tasas del 5%, frente a los 6M25, con un consumo cercano a 4,495 GWh durante el 6M26. Este consumo se abasteció principalmente mediante autogeneración (54%), compuesta por autogeneración convencional (49%) y Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (5%), y a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante contratos, compras en bolsa y energía regulada (46%).

La gestión realizada durante el 2T26 permitió mantener el promedio de las tarifas liquidadas en los contratos para la atención de la demanda de energía del Grupo Ecopetrol en un 9.9% por debajo de las tarifas del mercado regulado publicadas por XM. De manera complementaria, se destaca la gestión de cobertura en precios orientada a reducir el costo de la energía expuesta a bolsa. En particular, para el segundo semestre del año, donde se espera un incremento en los precios de bolsa producto de los impactos del Fenómeno del Niño, se prevé un nivel de cobertura promedio en el Mercado de Energía Mayorista mayor al 90%, bajo el escenario medio de demanda, lo que permitirá contar con estabilidad en los precios de energía eléctrica para las operaciones.

La demanda nacional durante el 2T26 se ubicó alrededor de 256.2 GWh-día, dentro de la cual, la demanda del Grupo Ecopetrol representó cerca del 9.6%.

En el marco del Plan Integral de Autoabastecimiento de Energía (PIE), durante el primer semestre de 2026, el Grupo avanzó en el fortalecimiento de la generación y el suministro de energía. Entre los hitos operativos del periodo se destaca la puesta en servicio de TERMOCOA (10 de mayo de 2026), con una generación promedio de 39 MW, así como la recuperación del sistema de generación GTB-80001 (TermoCusiana) tras más de seis años fuera de servicio.

Energías renovables

Al cierre del segundo trimestre de 2026, el Grupo Ecopetrol mantuvo una capacidad de 951 MW en su portafolio de energías renovables, compuesta por 414 MW en operación, 298 MW asociados a compras en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), 223 MW en construcción y 16 MW en ejecución.

Durante el trimestre se completó satisfactoriamente la instalación de la Granja Solar Quifa, con una capacidad de 50.1 MWp. En el proyecto Windpeshi se alcanzaron hitos relevantes para su ejecución: el 27 de mayo de 2026 se radicó la solicitud de beneficios tributarios para los contratos suscritos a la fecha y se completó la adjudicación de los principales contratos del proyecto, correspondientes a la construcción de la línea de conexión, las obras civiles del parque eólico y la construcción de la subestación. El 11 de junio se reiniciaron las obras de construcción de la línea de conexión.

En mayo de 2026 se materializó la adquisición del 49% de participación en los proyectos eólicos JK1 y JK2, aportada por el socio AES Colombia al Patrimonio Autónomo JK1–JK2. Estos proyectos cuentan con una capacidad asignada de 259 MWp e incluyen una línea de transmisión de 35 kilómetros que los conecta con la subestación colectora.

Durante el primer semestre de 2026, la operación conjunta de las granjas solares La Iguana, Pozos Colorados y Quifa, junto con la Pequeña Central Hidroeléctrica Cantayús, generó eficiencias por aproximadamente COP 3.7 mil millones, como resultado del menor costo de la energía consumida frente a las tarifas de compra de energía no regulada a la red.

Hidrógeno

El Proyecto Coral, con una capacidad de producción de 800 toneladas por año de hidrógeno verde, alcanzó un 90% de avance físico en las instalaciones de la Refinería de Cartagena, superando en 8 puntos porcentuales el avance registrado al corte del primer trimestre. El comisionamiento del sistema interno (ISBL) presentó un avance del 54% y la emisión de certificados de completamiento mecánico por parte del contratista EPC superó el 92%.

Durante el 2T26 se produjo 60 kg de hidrógeno de alta pureza (>99.99%) en el Piloto de Movilidad con Hidrógeno para el sistema SITP–Transmilenio en Bogotá, alcanzando un acumulado en el año cercano a 200 kg. En lo corrido del año se han entregado 44 kg de hidrógeno de alta pureza al bus, que permiten adelantar las pruebas de comisionamiento de la celda de combustible por parte del aliado Superpolo.

Eficiencia energética

Al cierre del 2T26 se logró una optimización energética acumulada de 1.6 PJ (vs meta 2026 de 3.14 PJ), con impacto en 210,483 toneladas de CO₂e y un ahorro de COP 48.53 mil millones, alcanzando un total acumulado de 26.4 PJ desde 2018, mediante los aportes de las siguientes iniciativas:

- Eficiencia Energética en Refinería de Cartagena (0.1684 PJ).
- Optimización del Desempeño Energético en los Procesos de Transporte de Hidrocarburos-CENIT (0.1508 PJ).
- Eficiencia energética por Intervención de WO/WS-GAA⁸ (0.1502 PJ).

Fenómeno de El Niño

Ante la alta probabilidad de que Colombia enfrente un Fenómeno de El Niño de intensidad fuerte durante el segundo semestre de 2026, con posibles efectos que podrían extenderse hasta el primer semestre de 2027, Ecopetrol ha implementado un plan integral orientado a fortalecer la continuidad de sus operaciones y contribuir a la confiabilidad del sistema energético nacional.

La estrategia contempla iniciativas de eficiencia energética que nos han permitido alcanzar anticipadamente la meta de 25 PJ y proyectar una optimización adicional de 3.14 PJ en 2026. Asimismo, incluye el incremento de la disponibilidad de gas natural mediante proyectos de regasificación por hasta 360 GBTUD; el fortalecimiento de la autogeneración, con una capacidad instalada de 1,962 MW; y la optimización de la gestión del recurso hídrico, donde el 84% del agua utilizada en nuestras operaciones proviene de procesos de reutilización y recirculación, reduciendo la dependencia de fuentes superficiales durante períodos de sequía.

De igual forma, hemos definido acciones preventivas para mitigar riesgos asociados a incendios forestales y otros impactos climáticos en las regiones donde operamos. Adicionalmente, las refinerías de Ecopetrol continuarán respaldando la confiabilidad energética del país mediante el suministro de combustibles líquidos, como diésel y combustóleo, fundamentales para la generación térmica en escenarios de mayor exigencia del sistema.

El propósito de la Compañía no es únicamente garantizar la continuidad de nuestras operaciones. Se busca aportar capacidades concretas que fortalezcan la resiliencia energética de Colombia y contribuyan a mantener un suministro confiable de energía frente a un escenario climático desafiante.

INVERCOLSA

En materia de expansión del servicio de Gas Natural, las distribuidoras realizaron 24,829 instalaciones durante el semestre, alcanzando una base de 1,602,897 usuarios al cierre de junio, equivalente a un crecimiento del 3.4% frente al mismo período del año anterior.

Las sociedades distribuidoras bajo el control de Invercolsa continúan consolidando su aporte a la inclusión financiera y digital de poblaciones que históricamente han tenido acceso limitado a este tipo de servicios. Durante el primer semestre de 2026 se realizó el lanzamiento de Wuki, la marca que identifica su modelo de financiación no bancaria, orientado a facilitar el acceso a bienes y servicios mediante soluciones de crédito incluyentes, mediante el cual, se colocaron COP 58.6 mil millones durante el semestre, alcanzando una cartera acumulada de COP 117.7 mil millones al cierre de junio. Asimismo, se mantuvo una adecuada calidad de cartera, reflejada en un Índice de Cartera Vencida (ICV) mayor a 90 días de 1.89%.

⁸ Workovers/wellservices en la Gerencia Apiay Castilla

3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

3.1 Transmisión de Energía

Proyectos adjudicados

Durante el 2T26, ISA y sus empresas tuvieron adjudicaciones en el negocio de transmisión de energía:

En Brasil:

- ISA ENERGÍA BRASIL fue adjudicataria de un proyecto de conexión por USD 5 millones.
- ISA ENERGÍA BRASIL obtuvo en julio las autorizaciones para completar la transacción que permitiría la consolidación y control del 100% de IE Madeira. La transacción consiste en la adquisición de las participaciones accionarias mantenidas por Axia Energia y Axia Nordeste en IE Madeira, equivalentes al 49% del capital de dicha subsidiaria; y ii) la venta de la participación accionaria del 51% que posee la Compañía en IE Garanhuns a Axia Nordeste. Con lo anterior ISA ENERGÍA BRASIL capturará de manera integral el valor de este activo, que cuenta con 2,385 kilómetros de infraestructura de transmisión de energía y es el primer proyecto de ISA con tecnología HVDC. Se espera que el cierre de la transacción se dé en el tercer trimestre, con una inversión de referencia de BRL 1,174 millones (COP ~1.8 billones).
- TAESA, empresa en la que ISA tiene control compartido en Brasil (14.88% de participación accionaria), celebró un contrato de compraventa de acciones con Energisa, para la adquisición del 100% de cinco concesiones de transmisión que se encuentran en operación comercial, ubicadas en los estados de Goiás, Bahía, Pará y Tocantins.

Los activos aportarán ingresos anuales permitidos (RAP) de aproximadamente BRL 291 millones (COP ~206 mil millones) para el ciclo 2025-2026, con un plazo promedio de concesión de 22 años, 1,305 km de líneas de transmisión, 12 subestaciones y 4,494 MVA de capacidad de transformación.

Entrada en operación de proyectos

En el 2T26, entraron en operación los siguientes proyectos:

- En Colombia, fueron puestas en operación dos renovaciones que, en conjunto, tuvieron una inversión de USD 10 millones. Ambas renovaciones aportan confiabilidad y disponibilidad al sistema de transmisión.
- En Brasil, ISA ENERGÍA BRASIL energizó el 100% del proyecto Piraquê. Un proyecto con más de 1,000 kilómetros de circuitos que habilitan la entrada de energía limpia, segura y accesible al sistema eléctrico brasileiro. Este proyecto tuvo una inversión de USD 775 millones, con una puesta en operación 16 meses antes de la fecha establecida por el regulador, habilitando a la compañía a recibir la totalidad de los Ingresos Anuales Permitidos (RAP) equivalentes a BRL 343.1 millones (COP ~243 mil millones) para el ciclo tarifario 2025-2026.
- Entraron en operación 16 refuerzos, mejoras y proyectos de conexión a la red.

3.2 Vías

El Ministerio de Obras Públicas de Chile publicó el decreto supremo a través del cual adjudicó a ISA VÍAS la concesión Río Bueno – Puerto Montt, proyecto que contempla la modernización de 129 km al sur de Chile y tiene un CAPEX de referencia de USD 821 millones (COP ~3 billones).

Resultados Financieros

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

Miles de millones (COP)	2T 2026	2T 2025	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos	4,735	3,343	1,392	41.6%	8,595	7,354	1,241	16.9%
EBITDA	2,668	1,644	1,024	62.3%	4,889	4,081	808	19.8%
Margen EBITDA	56.3%	49.2%		7.2%	56.9%	55.5%		1.4%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	208	49	159	324.5%	365	212	153	72.2%

Ver el Estado de Resultados Consolidado por Segmentos

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

El **EBITDA** del 2T26 y los 6M26 aumentó frente al 2T25 y los 6M25, principalmente por: i) la mayor utilidad en los márgenes de construcción y la puesta en operación de proyectos de energía en Brasil y vías Panamá, ii) el mayor crecimiento de los indexadores contractuales en las tarifas de energía, iii) los mayores rendimientos de los activos financieros de las concesiones de vías y energía, iv) nuevos contratos en telecomunicaciones en Colombia y v) el evento no recurrente que disminuyó los ingresos en el 2T25 y los 6M25 asociado a la actualización de la metodología del pago del componente financiero (“ke”) de la RBSE en Brasil. Estos efectos se compensan parcialmente con el incremento en los costos y gastos operacionales asociados al efecto inflacionario.

La **Utilidad Neta** del 2T26 y los 6M26 incrementó frente al 2T25 y los 6M25 por los efectos operacionales antes mencionados, compensados parcialmente por el reconocimiento del gasto de impuesto al patrimonio en Colombia y los mayores gastos por intereses asociados a un mayor nivel de deuda para el desarrollo de proyectos.

4. GOBIERNO CORPORATIVO Y ÓRGANOS SOCIALES

Gobierno Corporativo - Junta Directiva

La Junta Directiva de Ecopetrol S.A. adoptó durante el 2T26, entre otras, las siguientes decisiones:

- Aprobó los estados financieros del Grupo Empresarial Ecopetrol (GEE) bajo la normatividad Full IFRS con corte a diciembre de 2025, para ser incorporados en el informe 20F del 2025.
- Aprobó el Reporte 20F y su publicación ante la Securities and Exchange Commission (SEC) en la jurisdicción norteamericana.
- Aprobó los estados financieros separados de Ecopetrol y consolidados del Grupo Empresarial Ecopetrol correspondientes al primer trimestre de 2026.
- Efectuó la designación de Juan Carlos Hurtado Parra como Presidente encargado de Ecopetrol, a partir del 6 de abril de 2026.

IV. Presentación de Resultados

El martes 4 de agosto 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
10:30 a.m. Hora Colombia
11:30 a.m. Hora Nueva York

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

<https://xegmenta.co/ecopetrol/registro-conferencia-de-resultados-2t-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.

Información de Contacto:

Departamento de Relacionamento con Inversionistas

Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)

Marcela Ulloa Beltrán

Teléfono: +57 310 315 8600 / Correo electrónico: marcela.ulloa@ecopetrol.com.co

Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2026	2T 2025	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	19,964	14,355	39.1%	34,530	29,567	16.8%
Exterior	20,234	15,314	32.1%	34,293	31,467	9.0%
Total ingresos	40,198	29,669	35.5%	68,823	61,034	12.8%
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	3,605	4,349	(17.1%)	7,161	8,087	(11.5%)
Depreciación, amortización y agotamiento variable	2,382	3,057	(22.1%)	4,718	5,572	(15.3%)
Depreciación fijo	1,223	1,292	(5.3%)	2,443	2,515	(2.9%)
Costos variables	14,891	11,382	30.8%	23,722	23,303	1.8%
Productos importados	7,042	4,676	50.6%	12,246	10,848	12.9%
Compras nacionales	5,180	4,210	23.0%	8,238	9,136	(9.8%)
Servicio de transporte hidrocarburos	500	433	15.5%	938	917	2.3%
Variación de inventarios y otros	2,169	2,063	5.1%	2,300	2,402	(4.2%)
Costos fijos	5,584	5,431	2.8%	10,703	10,476	2.2%
Servicios contratados	1,175	1,227	(4.2%)	2,325	2,304	0.9%
Servicios de construcción	1,385	907	52.7%	2,362	1,792	31.8%
Mantenimiento	1,189	1,316	(9.7%)	2,274	2,482	(8.4%)
Costos laborales	1,186	1,122	5.7%	2,292	2,187	4.8%
Otros	649	859	(24.4%)	1,450	1,711	(15.3%)
Total costo de ventas	24,080	21,162	13.8%	41,586	41,866	(0.7%)
Utilidad bruta	16,118	8,507	89.5%	27,237	19,168	42.1%
Gastos operacionales	3,335	2,870	16.2%	5,890	5,151	14.3%
Gastos de administración	2,853	2,583	10.5%	5,301	4,767	11.2%
Gastos de exploración y proyectos	482	287	67.9%	589	384	53.4%
Utilidad operacional	12,783	5,637	126.8%	21,347	14,017	52.3%
Resultado financiero, neto	(1,733)	(2,085)	(16.9%)	(4,404)	(4,503)	(2.2%)
Diferencia en cambio, neto	497	213	133.3%	560	164	241.5%
Intereses, neto	(1,365)	(1,575)	(13.3%)	(2,891)	(3,124)	(7.5%)
Ingresos (gastos) financieros	(865)	(723)	19.6%	(2,073)	(1,543)	34.3%
Resultados de participación en compañías	233	189	23.3%	418	398	5.0%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	11,283	3,741	201.6%	17,361	9,912	75.2%
Provisión impuesto a las ganancias	(4,193)	(1,285)	226.3%	(6,449)	(3,224)	100.0%
Utilidad neta consolidada	7,090	2,456	188.7%	10,912	6,688	63.2%
Interés no controlante	(1,026)	(645)	59.1%	(1,961)	(1,750)	12.1%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	6,064	1,811	234.8%	8,951	4,938	81.3%
EBITDA	17,676	11,136	58.7%	31,133	24,394	27.6%
Margen EBITDA	44.0%	37.5%	6.5%	45.2%	40.0%	5.2%

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

Miles de Millones (COP)	Al 30 de junio, 2026	Al 31 de marzo, 2026	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	8,745	12,880	(32.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	20,251	17,354	16.7%
Inventarios	10,576	10,390	1.8%
Activos por impuestos corrientes	14,580	12,171	19.8%
Otros activos financieros	2,447	912	168.3%
Otros activos	2,993	3,157	(5.2%)
Total activos corrientes	59,592	56,864	4.8%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	7,998	8,244	(3.0%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	36,086	36,089	(0.0%)
Propiedades, planta y equipo	103,990	105,612	(1.5%)
Recursos naturales y del medio ambiente	47,860	48,603	(1.5%)
Activos por derecho de uso	1,094	977	12.0%
Intangibles	13,018	13,680	(4.8%)
Activos por impuestos no corrientes	6,974	9,914	(29.7%)
Otros activos financieros	1,362	1,403	(2.9%)
Goodwill y otros activos	6,125	6,218	(1.5%)
Total activos no corrientes	224,507	230,740	(2.7%)
Total activos	284,099	287,604	(1.2%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	11,063	12,207	(9.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	19,561	23,085	(15.3%)
Provisiones por beneficios a empleados	3,054	3,132	(2.5%)
Pasivos por impuestos corrientes	3,073	3,378	(9.0%)
Provisiones y contingencias	1,284	1,524	(15.7%)
Otros pasivos	1,395	1,853	(24.7%)
Total pasivos corrientes	39,430	45,179	(12.7%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	93,855	95,917	(2.1%)
Provisiones por beneficios a empleados	10,442	10,865	(3.9%)
Pasivos por impuestos no corrientes	14,081	14,293	(1.5%)
Provisiones y contingencias	15,214	14,949	1.8%
Otros pasivos	1,477	1,602	(7.8%)
Total pasivos no corrientes	135,069	137,626	(1.9%)
Total pasivos	174,499	182,805	(4.5%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	84,938	79,746	6.5%
Interés no controlante	24,662	25,053	(1.6%)
Total patrimonio	109,600	104,799	4.6%
Total pasivos y patrimonio	284,099	287,604	(1.2%)

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2026	2T 2025	6M 2026	6M 2025
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	6,064	1,811	8,951	4,938
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	1,026	645	1,961	1,750
Cargo por impuesto a las ganancias	4,193	1,285	6,449	3,224
Depreciación, agotamiento y amortización	3,748	4,494	7,459	8,384
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(497)	(213)	(560)	(164)
Costo financiero reconocido en resultados	2,591	2,647	5,039	5,228
Pozos secos	52	252	115	268
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	4	(6)	(2)	7
Impairment de activos de corto y largo plazo	94	89	150	194
Ganancia por valoración de activos financieros	(401)	(454)	(657)	(787)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	10	28	14	3
Ganancia por venta de activos	(15)	5	(16)	1
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(232)	(189)	(418)	(398)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	(561)	51	(897)	126
Provisiones y contingencias	83	202	155	243
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(5,429)	3,687	(7,916)	(746)
Impuesto de renta pagado	(3,769)	(4,288)	(5,688)	(6,103)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	6,961	10,046	14,139	16,168
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en negocios conjuntos	(70)	0	(71)	(1)
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,874)	(2,191)	(3,767)	(3,808)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,048)	(2,692)	(4,270)	(4,963)
Adquisiciones de intangibles	(215)	(148)	(314)	(219)
Contraprestación pagada en adquisición de activos	0	0	0	(1,109)
(Compra) venta de otros activos financieros	(1,523)	(1,456)	(646)	(2,258)
Intereses recibidos	373	347	619	652
Dividendos recibidos	191	98	251	121
Ingresos por venta de activos	64	(42)	96	33
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(5,102)	(6,084)	(8,102)	(11,552)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	1,916	3,826	2,827	6,654
Pago de intereses	(1,746)	(1,702)	(3,951)	(3,932)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(149)	(144)	(302)	(291)
Dividendos pagados	(5,536)	(9,672)	(6,038)	(10,695)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(5,515)	(7,692)	(7,464)	(8,264)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(479)	(253)	(522)	(288)
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(4,135)	(3,983)	(1,949)	(3,936)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	12,880	14,101	10,694	14,054
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	8,745	10,118	8,745	10,118

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2026	2T 2025	6M 2026	6M 2025
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	6,064	1,811	8,951	4,938
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,748	4,494	7,459	8,384
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	3	0	3
(+/-) Resultado financiero, neto	1,733	2,085	4,404	4,503
(+) Provisión impuesto a las ganancias	4,193	1,285	6,449	3,224
(+) Impuestos y otros	912	813	1,909	1,592
(+/-) Interés no controlante	1,026	645	1,961	1,750
EBITDA Consolidado	17,676	11,136	31,133	24,394

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento

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	3,308	1,531	1,018	208	(1)	6,064
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,537	478	381	352	0	3,748
(+/-) Resultado financiero, neto	667	(8)	(88)	1,144	18	1,733
(+) Provisión impuesto a las ganancias	2,619	646	754	174	0	4,193
(+) Otros Impuestos	339	397	100	76	0	912
(+/-) Interés no controlante	(18)	47	283	714	0	1,026
EBITDA Consolidado	9,452	3,091	2,448	2,668	17	17,676

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Inversiones Grupo Ecopetrol	Total 6M 2026				
	Millones (USD) Negocio	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	MUSD	BCOP Equivalente % Participación
Hidrocarburos		1,523.6	563.3	2,086.9	7.6 70%
Producción		1,240.4	371.8	1,612.2	5.8 54%
Exploración		148.4	3.6	152.0	0.6 5%
Refinación y Petroquímica		115.2	77.4	192.6	0.7 6%
Transporte*		-	110.5	110.5	0.4 4%
Corporativo		19.6	-	19.6	0.1 1%
Energías para la Transición**		19.6	12.9	32.5	0.1 1%
Transmisión y Vías		-	865.8	865.8	3.2 29%
Transmisión de Energía		-	711.9	711.9	2.6 24%
Vías		-	132.9	132.9	0.5 4%
Telecomunicaciones		-	21.0	21.0	0.1 1%
Total		1,543.2	1,442.0	2,985.2	10.9

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

Anexos Ecopetrol S.A.

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

Tabla 7: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	2T 2026	2T 2025	Δ (%)	6M 2026	6M 2025	Δ (%)
Nacionales	19,129	13,717	39.5%	32,768	28,515	14.9%
Exterior	12,154	9,542	27.4%	22,193	19,750	12.4%
Total ingresos	31,283	23,259	34.5%	54,961	48,265	13.9%
Costos variables	20,676	15,741	31.4%	35,471	32,534	9.0%
Costos fijos	3,244	3,991	(18.7%)	6,481	7,715	(16.0%)
Costo de ventas	23,920	19,732	21.2%	41,952	40,249	4.2%
Utilidad bruta	7,363	3,527	108.8%	13,009	8,016	62.3%
Gastos operacionales	1,690	1,512	11.8%	2,856	2,569	11.2%
Utilidad operacional	5,673	2,015	181.5%	10,153	5,447	86.4%
Ingresos (gastos) financieros	(1,247)	(1,505)	(17.1%)	(3,037)	(3,142)	(3.3%)
Resultados de participación en compañías	3,757	1,516	147.8%	5,326	3,475	53.3%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	8,183	2,026	303.9%	12,442	5,780	115.3%
Provisión impuesto a las ganancias	(2,119)	(215)	885.6%	(3,491)	(842)	314.6%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	6,064	1,811	234.8%	8,951	4,938	81.3%
EBITDA	6,842	4,656	47.0%	6,842	10,345	(33.9%)
Margen EBITDA	21.9%	20.00%	1.9%	12.40%	21.40%	(9.0%)

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Al 30 de junio, 2026	Al 31 de marzo, 2026	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	2,440	4,886	(50.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	16,301	16,263	0.2%
Inventarios	7,380	6,936	6.4%
Activos por impuestos corrientes	8,643	7,866	9.9%
Otros activos financieros	1,211	688	76.0%
Otros activos	1,543	1,547	(0.3%)
Total activos corrientes	37,518	38,186	(1.7%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	81,367	81,710	(0.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	715	687	4.1%
Propiedades, planta y equipo	42,365	41,569	1.9%
Recursos naturales y del medio ambiente	31,142	30,852	0.9%
Activos por derecho de uso	1,206	1,173	2.8%
Intangibles	489	452	8.2%
Activos por impuestos diferidos	913	2,986	(69.4%)
Otros activos financieros	7	8	(12.5%)
Goodwill y otros activos	1,111	1,109	0.2%
Total activos no corrientes	159,315	160,546	(0.8%)
Total activos	196,833	198,732	(1.0%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	7,933	7,574	4.7%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	16,519	19,341	(14.6%)
Provisiones por beneficios a empleados	2,747	2,762	(0.5%)
Pasivos por impuestos corrientes	1,653	1,576	4.9%
Provisiones y contingencias	882	1,036	(14.9%)
Otros pasivos	535	563	(5.0%)
Total pasivos corrientes	30,269	32,852	(7.9%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	58,509	62,818	(6.9%)
Provisiones por beneficios a empleados	10,005	10,428	(4.1%)
Pasivos por impuestos no corrientes	549	549	0.0%
Provisiones y contingencias	12,301	12,071	1.9%
Otros pasivos	262	268	(2.2%)
Total pasivos no corrientes	81,626	86,134	(5.2%)
Total pasivos	111,895	118,986	(6.0%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	84,938	79,746	6.5%
Total patrimonio	84,938	79,746	6.5%
Total pasivos y patrimonio	196,833	198,732	(1.0%)

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%	Exitoso	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%	Seco	Marzo/2026
6	Segundo	Floreña N18Y ST1	A3	Piedemonte	Piedemonte	Ecopetrol 100%	En evaluación	Abril/2026
7	Segundo	Manacus-1	A3	CPO9	Llanos Sur	Ecopetrol 100%	Seco	Junio/2026
Pozos perforados con inversión 100% a cargo de la asociada								
1	Segundo	Chupadero-1 ST	A3	Casanare	Llanos Norte	Perenco	En evaluación	Mayo/2026