

Resultados 2025 | CUARTO TRIMESTRE

Gestión operacional y ejecución financiera en línea con lo planeado

Factores de mercado	Plan 2025	Real 2025	
Brent	73	68 (-6.6%)	⬇️
TRM	4,150	4,053 (-2.3%)	⬇️

Gestión Financiera	Plan 2025	Real 2025	
Inversiones MMUSD	5.8 - 6.7	6.3	✅
Margen EBITDA%	39%	39% (100%)	✅
Eficiencias BCOP	5.0	6.6 (132%)	✅

Gestión Operativa	Plan 2025	Real 2025	
Pozos perforados	10	16 (160%)	✅
Producción kbped	740 - 750	745	✅
Transporte kbd	1,130 - 1,170	1,102	⬇️
Refinación kbd	415 - 420	417	✅
MW Incorporados	900	951 (106%)	✅

Producción
kbped

121%

Índice de Reposición de Reservas.

517 Kbd

Producción de crudo nacional. La más alta de los últimos 5 años

Transporte
kbd

★ Reversión sistema Coveñas-Ayacucho

+122 Kbd

Ampliación de capacidad de evacuación en rutas estratégicas de oleoductos

Refinación
kbdRécord trimestral de carga
430 kbdMargen bruto del 13.1 usd/bi
Optimización de dietas

Energías para la transición

249 GBTUD
Comercialización conjunta del gas de Sirius

Opcionalidad superior a 800 GBTUD para importación de gas

951 MW Incorporados
Ahorros por 55 MMCOPisa
CONEXIONES QUE INSPIRAN

USD 283 millones

Adjudicados en proyectos de transmisión de energía

19% Aporte al Ebitda del Grupo Empresarial

Desempeño financiero

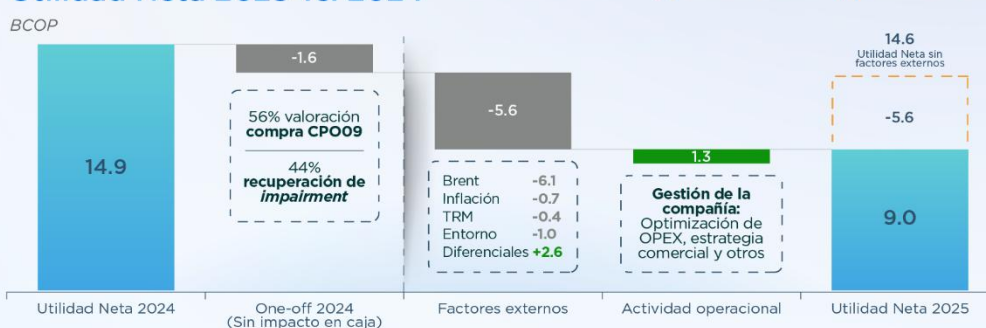
6.6 BCOP

Nivel histórico de gestión de Eficiencias

Transferencias a la nación

~35 BCOP

Utilidad Neta 2025 vs. 2024





En el Grupo Ecopetrol trabajamos en el propósito de mantener fortaleza operativa y disciplina de capital como los pilares que reflejan nuestra capacidad para cumplir los retos, metas y compromisos. Durante 2025 operamos en entornos desafiantes, marcados por la volatilidad del mercado y pudimos reaccionar de

manera oportuna ante eventos externos, fuera de nuestro control.

El año anterior, logramos el cumplimiento del plan de inversiones, priorizando proyectos estratégicos y extrayendo el máximo valor del portafolio existente. Esta capacidad de adaptación, combinada con la excelencia operacional, nos permitió mantener la continuidad operativa, asegurar nuestra competitividad y entregar los resultados que presentamos a continuación.

En la **línea de Hidrocarburos**, continuamos fortaleciendo la gestión de nuestras reservas, alcanzando un índice de reposición de 121%, apalancado principalmente en la ejecución de proyectos de recobro, con un aporte histórico a nuestro balance. El nivel de producción promedio fue de 745 kbd, en línea con la meta del año 2025 y de los niveles en 2024. Se destaca el aporte de la producción de crudo nacional, que alcanzó 517 kbd, el mayor nivel de los últimos 5 años.

En el 2025 avanzamos en la maduración de descubrimientos hacia su fase de desarrollo, destacando la declaración comercial de cuatro áreas exploratorias: Orca Brasil, Lorito, Toritos y Saltador.

El segmento de **transporte** demostró una alta capacidad de adaptación, gracias a las inversiones estratégicas y ajustes operativos que ampliaron de forma relevante las opciones de evacuación del sistema de oleoductos en 122 kbd que permitieron capturar ingresos adicionales, respondiendo de manera ágil a las necesidades del Grupo Empresarial y del mercado. Como resultado, el segmento alcanzó una utilidad neta de COP 5 billones en el año, registrando su segundo mejor desempeño de la historia.

En **refinación** alcanzamos cargas de 417 kbd en 2025 y logramos un récord histórico en el 4T25 de 430 kbd. La disponibilidad de las unidades, la optimización de las dietas y las oportunidades comerciales estratégicas, permitieron capturar

márgenes competitivos fortaleciendo la rentabilidad del negocio.

La gestión de **comercialización** basada en la estrategia de internacionalización y diversificación combinada con el comportamiento del mercado nos permitió alcanzar el mejor diferencial de crudos de los últimos cuatro años de 4.6 USD/BI, 2 USD/BI por encima del año 2024.

En la **línea de energías para la transición** logramos hitos importantes de cara a nuestra estrategia corporativa. Sobre cumplimos la meta de autogeneración, llegando a 951 megavatios (MW), por encima de la meta fijada para el 2030, impulsados por la incorporación de los proyectos solares Portón del Sol y el parque eólico Windpeshi, hechos que reducirán nuestra exposición al mercado de energía regulado y optimizará nuestra estructura de costos.

Comercializamos anticipadamente, junto con Petrobras, 249 GBTUD de gas de Sirius, enviando señales claras de largo plazo al mercado. Estos volúmenes que contribuirán significativamente al abastecimiento nacional de este energético a partir del 2030

En cuanto, al abastecimiento de gas, desarrollamos alternativas rentables y ampliamos el portafolio de oportunidades en Buenaventura, Coveñas y Puerto Bahía, habilitando capacidades potenciales de importación superiores a 800 GBTUD en los próximos años, esenciales para atender el déficit de gas del país en los próximos años

La **línea de Transmisión de Energía y Vías** consolida su aporte al Grupo Ecopetrol en 2025 con la adjudicación de proyectos de transmisión de energía por USD 353 millones e inicio de operación de proyectos en Latinoamérica por USD 664 millones.

Estos resultados operativos, junto con una rigurosa disciplina financiera, un plan de eficiencias que alcanzó cifras históricas por 6.6 BCOP y nuestra riqueza humana y capacidad de ejecución fueron determinantes para los **resultados financieros** obtenidos en 2025 con un EBITDA de 46.7 BCOP, margen EBITDA del 39%, una utilidad neta de 9.0 BCOP y un aporte total a la Nación de COP 34.6 billones entre dividendos, impuestos y regalías en el 2025 Lo anterior, respalda la propuesta de un dividendo de COP 110 por acción para 2026.

Ricardo Roa Barragán
Presidente Ecopetrol S.A.

El Grupo Ecopetrol generó en 2025 un EBITDA de 46.7 billones, una utilidad neta de 9.0 billones y margen EBITDA de 39%. Los resultados están soportados por un aumento en la producción de crudo, el programa de eficiencias y mejores diferenciales de crudos y productos vs Brent, factores que permitieron compensar el efecto de menores precios de mercado, desafíos de entorno y nuevos impuestos

Tabla 1: Resumen Financiero y Operativo – Grupo Ecopetrol

Principales Indicadores de resultados	4T 2025	4T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Variables Externas								
Brent USD/BI	63	74	(11)	(14.7%)	68	80	(12)	(14.6%)
Brent Peso	241	322	(81)	(25.2%)	276	325	(49)	(15.1%)
Cifras Financieras MMCOP								
Ingresos	28,819	34,792	(5,973)	(17.2%)	119,694	133,328	(13,634)	(10.2%)
Ebitda	9,956	11,877	(1,921)	(16.2%)	46,676	54,143	(7,467)	(13.8%)
Margen EBITDA	34.5%	34.1%	-	0.40%	39.0%	40.6%	-	(1.60%)
Utilidad Neta	1,527	3,898	(2,371)	(60.8%)	9,029	14,935	(5,906)	(39.5%)
Cifras Operativas Kbp/kbped								
Ventas Totales	984.1	1,051.7	(67.6)	(6.4%)	970.5	1,011.6	(41.1)	(4.1%)
Producción	729.2	730.1	(0.9)	(0.1%)	745.3	745.8	(0.5)	(0.1%)
Crudo	574.8	558.2	16.6	3.0%	581.4	569.8	11.6	2.0%
Gas y Blancos	154.4	171.9	(17.5)	(10.2%)	163.9	176.0	(12.1)	(6.9%)
Cargas a Refinerías	429.7	401.4	28.3	7.1%	417.1	413.8	3.3	0.8%
Volúmenes Transportados	1,115.6	1,096.2	19.4	1.8%	1,102.4	1,118.7	(16.3)	(1.5%)

Ver Tabla 1 de los Anexos el Estado de Resultados Consolidado

Las cifras incluidas en este reporte son auditadas y se encuentran expresadas en miles de millones de pesos colombianos (COP), o dólares estadounidenses (USD), en 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 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 otros países donde la Compañía tiene operaciones y la industria, entre otros factores; por lo tanto, están sujetas a cambios sin aviso previo.

I. Resultados Financieros y Operativos

Ingresos por Ventas

Los ingresos por ventas acumulados al cierre de 2025 de COP 119.7 billones, presentaron una disminución de 10.2% correspondientes a COP -13.6 billones versus 2024, como resultado neto entre:

- Menor precio promedio ponderado de venta de -6.1 USD/BI (COP -9.7 billones), por la caída del Brent compensado parcialmente con el fortalecimiento de los cracks de productos y mejores diferenciales negociados de crudos.
- Disminución en el volumen de ventas (COP -3.9 billones, -41.1 kbped), principalmente por: i) menores ventas nacionales de gas y GLP, ii) mayor realización de crudo al exterior en el 2024 por la incorporación de volúmenes que venían en tránsito desde el cierre de 2023, mientras que en 2025 no se registraron tránsitos provenientes del periodo anterior y iii) menor disponibilidad de productos refinados para exportación.
- Disminución de la tasa de cambio promedio, con un efecto negativo en los ingresos de COP -0.4 billones.
- Mayores ingresos por servicios (COP +0.4 billones).

Los ingresos por ventas en el 4T25 totalizaron COP 28.8 billones, una disminución de 17.2% equivalente a COP -6.0 billones frente al 4T24, debido a:

- Impacto cambiario en los ingresos (COP -2.8 billones), por menor tasa de cambio promedio.
- Menor precio promedio ponderado de venta de -3.9 USD/BI (COP -1.8 billones), por los factores explicados en el párrafo anterior.
- Menor volumen de ventas (COP -1.6 billones, -67.6 kbped), principalmente por: i) menores ventas nacionales de gas, destilados medios y GLP, ii) menor disponibilidad de crudo para incrementar cargas en la Refinería de Barrancabermeja y iii) menor disponibilidad de combustóleo para exportación.
- Mayores ingresos por servicios de transmisión de energías y vías (COP +0.2 billones).

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)
Destilados Medios	190.6	201.0	(5.2%)	187.3	188.1	(0.4%)
Gasolinas	133.9	133.2	0.5%	130.6	130.2	0.3%
Gas Natural	63.0	80.4	(21.6%)	67.5	84.9	(20.5%)
Industriales y Petroquímicos	19.7	19.2	2.6%	19.4	18.5	4.9%
GLP y Propano	10.3	13.3	(22.6%)	12.1	15.0	(19.3%)
Crudo	0.0	(0.1)	(100%)	0.0	0.0	-
Combustóleo	0.0	0.2	(100.0%)	0.2	0.2	0.0%
Total Volúmenes Locales	417.5	447.2	(6.6%)	417.1	436.9	(4.5%)

Volumen de Exportación - kbped	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)
Crudo	450.5	463.3	(2.8%)	429.1	445.9	(3.8%)
Productos	99.4	127.0	(21.7%)	107.3	114.8	(6.5%)
Gas Natural*	16.7	14.2	17.6%	17.0	14.1	20.6%
Total Volúmenes de Exportación	566.6	604.4	(6.3%)	553.4	574.7	(3.7%)
Total Volúmenes Vendidos	984.1	1,051.7	(6.4%)	970.5	1,011.6	(4.1%)

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

El total de volumen vendido durante el 4T25 se ubicó en 984 kbped, 6.4% menor frente al 4T24 equivalente a -67.6 kbped, detallados de la siguiente manera:

Las ventas en Colombia mostraron una disminución de 6.6% (-29.7 kbped) por:

- Disminución del 21.6% (-17.4 kbped) en ventas de gas explicada por menores cantidades contratadas en Cusiana - Cupiagua por finalización de contratos con terceros.
- Disminución del 22.6% (-3.0 kbped) en ventas de GLP y Propano por menores cantidades ofertadas, principalmente en Cusiana y Cupiagua por menor producción de blancos.
- Disminución en venta de combustibles del 2.9% (-9.7 kbped) debido a menores ventas de diésel asociado a menor demanda de grandes consumidores y quemadores industriales.



- Aumento en venta de productos petroquímicos en 2.6% (+0.5 kbped) debido a mayor demanda de asfalto, polipropileno y otros químicos.

Las ventas internacionales evidenciaron una disminución del 6.3% (-37.8 kbped) por:

- Disminución del 21.7% en la exportación de productos (-27.6 kbped), principalmente explicada por la reducción en los volúmenes de venta de combustóleo durante el 4T25 (-15 kbped). Esta variación obedece a que en el 4T24 se ejecutaron mantenimientos que generaron mayores volúmenes de este producto para exportación.
- Disminución del 2.8% en la exportación de crudos (-12.8 kbped), explicada por mayores cargas a refinería (+28 kbped), lo que reduce la disponibilidad de crudo para exportación.

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

USD/BI	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)
Brent	63.1	74.0	(14.7%)	68.2	79.9	(14.6%)
Canasta de Venta de Gas	30.0	29.3	2.4%	28.6	27.8	2.9%
Canasta de Venta de Crudo	59.1	67.5	(12.4%)	63.6	73.4	(13.4%)
Canasta de Venta de Productos	79.3	80.0	(0.9%)	81.6	86.8	(6.0%)

Crudos: En el 4T25, frente al 4T24, los precios de la canasta de crudos registraron una disminución de 8.4 USD/BI, una caída menor a la observada en el Brent (-10.9 USD/BI). Esta dinámica reflejó la capacidad de la compañía para capturar mejores precios y mejorar el diferencial en 2.5 USD/BI, resultado directo de la estrategia comercial desplegada durante el periodo.

Estos resultados se apalancaron en el fortalecimiento de la diversificación de mercados y en la consolidación de relaciones de largo plazo con clientes que valoran en la canasta de crudos de Ecopetrol un suministro confiable, altos estándares de calidad y flexibilidad operativa.

Productos Refinados: A pesar de la caída del Brent, en el 4T25 versus 4T24, la canasta de venta de productos se debilitó únicamente en 0.7 USD/BI. Dicha variación fue mitigada gracias al fortalecimiento de los indicadores versus Brent, especialmente en gasolina y diésel generados por inventarios bajos, demanda de combustibles estable, interrupciones en refinerías, nuevas sanciones de la Unión Europea sobre Rusia, así como la venta de productos más valiosos dentro de la canasta de productos del grupo.

Gas Natural: El precio de las ventas de gas se fortaleció 0.7 USD/BI, pasando de 29.3 USD/BI a 30.0 USD/BI debido principalmente al fortalecimiento de los precios nacionales en línea con las condiciones de mercado y la negociación de nuevos contratos.

Costo de Ventas

El costo de ventas disminuyó 5.1% en COP -4.4 billones al cierre de 2025 y 16.0% en COP -3.9 billones en el 4T25 versus los mismos periodos del año anterior.

Costos Variables: Los costos variables disminuyeron 12.2% en COP -6.2 billones en el 2025 frente al 2024, explicado por:

- Disminución en las compras de crudo, gas y productos (COP -6.8 billones), por: i) menor precio promedio ponderado de -7.9 USD/BI en línea con el Brent (COP -4.5 billones) y ii) menor volumen comprado (COP -2.3 billones, -21.8 kbped), por menores requerimientos de crudo dada la mayor producción nacional, así como la finalización de algunos contratos de crudo a nivel nacional.
- Incremento de otros costos variables (COP +0.6 billones), principalmente por efecto inflacionario en costos y mayor uso de materiales para la operación.

Los costos variables disminuyeron 25.1% en COP -3.5 billones en el 4T25 frente al 4T24, por: i) menor volumen comprado (COP -2.2 billones, -69.2 kbped), principalmente de combustibles ante la mejor operación en las Refinerías, que permitió atender la demanda nacional con mayor participación de producto propio, ii) menor precio promedio ponderado de compras de -9.7 USD/BI (COP -1.1 billones) y iii) efecto positivo en compras por menor tasa de cambio promedio (COP -0.9 billones). Lo anterior se compensó parcialmente con: iv) menor valoración de inventarios en línea con la disminución de precios de referencia en el 4T25.

Costos Fijos: Los costos fijos en 2025 frente a 2024, aumentaron 4.1% en COP +0.9 billones, por: i) mayor actividad de construcción de ISA y ii) incremento en los costos laborales, de mantenimiento, servicios contratados, generales y otros, principalmente por efecto inflacionario, compensados parcialmente con iii) control y captura de eficiencias en costos.

Los costos fijos en el 4T25 mantuvieron un nivel similar al 4T24. La captura del programa de eficiencias en el Opex, junto con un efecto cambiario positivo por la menor TRM promedio, permitieron contener el impacto inflacionario.

Depreciación y Amortización: Aumento de 6.0% (COP +0.9 billones) en el 2025, por incremento en la producción de crudo y mayor nivel de inversión de capital. Lo anterior fue compensado parcialmente con un mayor nivel de reservas que se traduce en una menor tasa de depreciación.

La depreciación y amortización disminuyó 8.0% equivalente a COP -0.3 billones en el 4T25 frente al 4T24, principalmente por efecto cambiario positivo en la depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada menor tasa de cambio promedio.

Gastos Operacionales y Exploratorios, neto de Otros Ingresos (antes de impairment de activos de largo plazo)

Los gastos operacionales, neto de otros ingresos (antes de impairment de activos de largo plazo), presentaron un incremento del 18.7% equivalente a COP +1.7 billones en el 2025 frente al 2024 explicado principalmente por el efecto neto entre:

- Ingreso no recurrente en 2024 de COP +1.7 billones (antes de impuestos), relacionado con la adquisición de Ecopetrol a Repsol del 45% de participación en el contrato de asociación CPO-09, que generó un efecto positivo en el resultado del 2024 por la valoración a precios de mercado tanto de la porción adquirida como de la preexistente en Ecopetrol S.A.
- Mayores gastos operacionales por COP +0.8 billones principalmente por la mayor carga tributaria dados los nuevos impuestos de conmovión interior (COP +0.6 billones), efecto inflacionario y mayor provisión de cartera en Air-e en ISA (COP +0.2 billones).
- Menores gastos exploratorios de -0.8 billones COP dadas las menores bajas de activos exploratorios en 2025 frente a las de 2024 que fueron principalmente Pau Brasil y Milonga.

Respecto al 4T25 vs 4T24 los gastos operacionales aumentaron en un +92.9% equivalente a COP 1.5 billones, explicado principalmente por: i) la valoración de la adquisición de CPO-09 por COP +1.7 billones registrado como ingreso en el 4T24, ii) la mayor carga tributaria dados los nuevos impuestos de conmovión interior (COP +0.2 billones), lo anterior compensado con menores gastos exploratorios y otros por COP -0.4 billones.

Impairment de activos de largo plazo

Como resultado del ejercicio anual de comparar valores en libros de los activos frente a valores del mercado bajo las normas IFRS, para el 2025 se presenta una recuperación de impairment de activos de largo plazo por COP +23 mil millones antes de impuestos. Este resultado corresponde al efecto compensado entre una recuperación de impairment en el segmento de transporte y un gasto por impairment en el segmento de exploración y producción así:

- Transporte y logística: recuperación por COP +0.3 billones principalmente por la reducción en la tasa de descuento, la actualización tarifaria por ajuste de variables macroeconómicas y la disminución de los costos proyectados.
- Exploración y producción: gasto por COP -0.3 billones por efecto de la disminución de precios futuros de hidrocarburos que fue compensado parcialmente por la ejecución de los planes de gestión de rentabilidad de los activos y una disminución en la tasa de descuento.

Resultado Financiero (No Operacional)

El gasto financiero (no operacional) de 2025 vs 2024 se mantuvo en los mismos niveles, dado el efecto neto entre: i) mayores intereses de deuda, ii) menores rendimientos de portafolio, iii) actualización financiera de pasivos de largo plazo y provisiones y liii) mayor ingreso por diferencia en cambio dado la posición neta pasiva en dólares y la revaluación del peso frente al dólar.

En el 4T25 versus 4T24, el resultado financiero presenta un efecto de menor gasto de 16.7% equivalente a COP - 0.4 billones, explicado principalmente por actualización financiera de pasivos de largo plazo y provisiones.

Impuesto a las Ganancias

La Tasa Efectiva de Tributación (TET) para el 2025 se ubicó en 31.4% vs el 36.1% de 2024, y en 28.6% en el 4T25 vs el 34.7% del 4T24. La menor TET en los dos periodos se debe principalmente a la menor sobretasa de renta que equivale al 0% en 2025 vs el 10% en 2024, compensado por el impacto en los resultados de las compañías con tasas de impuestos diferenciales.

Estado de Situación Financiera

Los Activos disminuyeron un 5.7% versus diciembre de 2024 equivalente a COP -17.2 billones, principalmente por: i) el efecto de conversión de las filiales con moneda de origen diferente al peso colombiano, ii) consumo de caja iii), menores cuentas por cobrar por el pago del FEPC del 2024 vs lo causado en 2025 y iv) mayor CAPEX compensado parcialmente con la depreciación del año.

Los pasivos disminuyeron un 9% versus diciembre de 2024 (COP -16.5 billones), por el neto de: i) menores obligaciones financieras principalmente por efecto de la revaluación del peso frente al dólar, ii) disminución de cuentas por pagar, iii) menor provisión de cálculo actuarial por mayor tasa de descuento, iv) menores pasivos por impuestos corrientes y otros pasivos, lo anterior compensado con v) mayor provisión de abandono.

El patrimonio disminuyó 1%, comparado con el año 2024 por el efecto neto entre el pago de dividendos, el efecto de reexpresión de filiales con moneda funcional USD y las utilidades del periodo.

Flujo de Caja, Deuda y FEPC

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2025	4T 2024	12M 2025	12M 2024
Efectivo y equivalentes inicial	10,364	14,099	14,054	12,336
(+) Flujo de la operación	8,295	9,580	33,342	45,128
(-) CAPEX	(6,764)	(6,869)	(20,827)	(20,928)
(-) Contraprestación pagada en adquisición de activos	0	(880)	(1,109)	(880)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	3,274	782	2,265	(2,455)
(-) Adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido	(301)	0	(366)	(158)
(+) Otras actividades de inversión	558	740	2,125	2,387
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	(3,203)	(3,028)	(5,630)	(7,092)
(-) Pagos de dividendos	(693)	(632)	(11,717)	(15,565)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(818)	272	(1,425)	1,313
(-) Restitución de capital	(18)	(10)	(18)	(31)
Efectivo y equivalentes final	10,694	14,054	10,694	14,054
Portafolio de inversiones	2,014	4,141	2,014	4,141
Caja total	12,708	18,195	12,708	18,195

Flujo de Caja

Al cierre del 2025, el Grupo Ecopetrol finalizó con una caja de COP 12.7 billones (27% COP y 73% USD). Durante el 2025 el principal movimiento que generó liquidez para el Grupo fue el proveniente del flujo de la operación por COP +33.3 billones, asociado principalmente al recaudo del FEPC y la venta de títulos de portafolio. Las principales salidas de efectivo en el periodo fueron: i) los desembolsos de CAPEX, ii) pago del 100% de los dividendos a accionistas de Ecopetrol decretados sobre utilidades del año 2024 y accionistas no controlantes y iii) el pago de los intereses de la deuda.

Deuda

Al cierre del año 2025, el saldo de la deuda en el balance es de COP 109.2 billones, equivalentes a USD 29,065 millones (la deuda consolidada de Grupo ISA aporta USD 9,046 millones), presentando una disminución neta de COP -10.8 billones frente al año 2024. La disminución de la deuda es explicada principalmente por el efecto derivado de la reexpresión de las obligaciones financieras en dólares a tasa de cierre, reconocida principalmente en el patrimonio a través de la contabilidad de coberturas.

El indicador Deuda Bruta/EBITDA al cierre del año fue de 2.3 veces, inferior al nivel establecido para el 2025 (2.5 veces). El indicador Deuda Neta/EBITDA cerró en 2.1 veces y la relación Deuda/Patrimonio al cierre de diciembre fue de 1.0 veces.

Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles (FEPC)

Al cierre del 2025 la cuenta por cobrar al FEPC es de COP 3.0 billones, siendo el saldo más bajo desde el cierre del 2020. En el 2025 se presentó una disminución de COP -4.6 billones frente al 2024, explicado principalmente por los pagos recibidos por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público por COP -7.6 billones correspondientes al saldo de 2024, compensado parcialmente con la causación del 2025 por COP +3.0 billones.

Eficiencias

El Programa de Rentabilidad y Eficiencias se consolidó como una de las estrategias clave para contribuir a mejoras operativas que favorecen la rentabilidad y la posición de caja del Grupo Ecopetrol.

En 2025 el Grupo Ecopetrol estableció un plan de eficiencias cercano a 5 BCOP. El resultado al cierre de 2025 **se ubicó en una cifra récord de 6.6 BCOP** (+1.3 BCOP vs 2024). **Las eficiencias con impacto en EBITDA ascendieron a 3.6 BCOP**, logrando un sobrecumplimiento de ~1.0 BCOP que contribuyeron a:

- Contener el efecto de menor Brent-Peso y menores ingresos de la línea de Hidrocarburos.
- Reducir la base de costos gestionables de la línea de Hidrocarburos.
- Mantener una sólida posición de caja y aporte a la utilidad neta para el GE.

Las eficiencias con impacto en EBITDA a destacar fueron: menor costo de energía, ahorro en consumo energético en donde se lograron eficiencias por 182 MMCOP (reducción de costo de energía por 134 MMCOP y 2.68 PetaJulios y menor uso de gas disponible para la venta por 48 MMCOP y 2.12 Peta Julios), reducción del costo de mantenimiento, sostenimiento del índice de conversión de ~91% en la refinería de Barrancabermeja, reúso de materiales, control de demanda en operaciones regionales (modelos de prestación de servicios de infraestructura no industrial y servicios relacionados con personal, transporte, catering, alimentación) estrategias de eficiencia para aumento de producción, mayores márgenes en comercialización de crudos y productos y ampliación de capacidad del sistema de transporte.

Por su parte, **las eficiencias en CapEx en 2025 fueron ~2.0 BCOP** logrando un sobrecumplimiento del reto planteado en ~0.6 BCOP que contribuyeron a: 1) la reducción anunciada del plan de inversiones en -500 MUSD sin afectar el nivel de actividad, 2) contener impactos por variación de precios de materiales y 3) fortalecer la posición de caja del GE.

Entre las palancas de mayor impacto se destacan: Diseño e ingeniería en facilidades de superficie y perforación y completamiento, Lean Construction (uso de materiales sobrantes y optimización de mano de obra en la etapa constructiva de proyectos) y negociaciones de contratos de bienes y servicios.

Finalmente, **las eficiencias con impacto en Capital de Trabajo se ubicaron en ~1 BCOP**. Se destacan en este frente eficiencias tales como: gestión de pagos anticipados FEPC, reducción del nivel de inventarios de materiales y gestión fiscal.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Línea de Negocio	Millones USD	BCOP Equivalente	% Participación
Hidrocarburos	3,933	15.9	63%
Energías para la Transición**	750	3.0	12%
Transmisión de Energía y Vías	1,572	6.4	25%
Total Inversiones Orgánicas	6,255	25.3	100%

* Incluye el monto total de inversiones en transporte de hidrocarburos de cada una de las Compañías del Grupo Ecopetrol (Participación Ecopetrol S.A. e interés no controlante).
TRM Promedio: 4,052.71

** Incluye inversiones en gas y Transición Energética

En 2025 el Grupo Ecopetrol realizó inversiones de capital orgánicas por USD 6,255 millones (COP 25.3 billones), cumpliendo con lo presentado en el plan financiero 2025 (rango entre COP 24 y 28 billones), principalmente en Colombia con una participación del 71% y el restante 29% a nivel internacional, en Brasil (19%) y Estados Unidos (10%).

Adicionalmente, se realizaron inversiones inorgánicas por USD 349 millones (COP 1.4 billones) incluyendo el pago restante por adquisición de la participación del 100% en CPO-09 y adquisición de proyectos de energías renovables, entre ellas solar y eólica, para un total de inversiones del Grupo Ecopetrol por USD 6,604 millones (COP 26.7 billones).

Hidrocarburos

Las inversiones en la línea de hidrocarburos representaron el 63% del total de las inversiones orgánicas del Grupo, ascendiendo a USD 3,933 millones (COP 15.9 billones). En actividades de Exploración y Producción se destinaron USD 3,173 millones (COP 12.9 billones), principalmente concentradas en el Departamento del Meta en activos como Caño Sur, Rubiales, Castilla y Chichimene, mientras que a nivel internacional las inversiones se enfocaron en Brasil con el proyecto Orca Brasil y en Midland en la cuenca del Permian en Estados Unidos.

En el segmento de Refinación se invirtieron USD 389 millones (COP 1.6 billones), enfocados en la continuidad operativa para garantizar la disponibilidad de las refinerías (94%), y en proyectos como Control de Emisiones SOX y Línea Base de Calidad de Combustibles en la Refinería de Barrancabermeja, en mantenimientos mayores y paradas de planta en ambas refinerías.

Por su parte, en el segmento de transporte, las inversiones del año 2025 ascendieron a USD 294 millones (COP 1.2 billones) principalmente enfocadas en continuidad operativa de los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos en actividades de cruces, reparaciones mecánicas y geotecnia.

Energías para la Transición

En 2025 el Grupo Ecopetrol sostuvo su compromiso con la transición energética realizando inversiones por USD 750 millones (COP 3.0 billones) con una participación del 12% frente al total de las inversiones orgánicas del Grupo. En el crecimiento de la cadena y abastecimiento de gas se invirtieron USD 587 millones (COP 2.4 billones) principalmente en el bloque GUAOFF-0 en el Caribe del offshore colombiano y en el Piedemonte llanero en campos como Floreña y Cupigua concentradas en el Departamento de Casanare.

De igual manera, se realizaron inversiones en eficiencia energética y energías renovables por USD 163 millones (COP 0.6 billones) de los cuales se destacan proyectos de energía solar como el Ecoparque solar la Iguana e hidrógeno verde con el proyecto Coral en la Refinería de Cartagena.

Transmisión de Energía y Vías

Durante el 2025 en la línea de negocio de Transmisión de Energía y Vías, se ejecutaron inversiones por USD 1,572 millones (COP 6.4 billones) con una participación del 25% del total de inversiones orgánicas del Grupo, principalmente en el negocio de transmisión de energía (92%) en Brasil, Perú y Colombia, seguidas por Vías con una participación de 7% en proyectos relevantes como Ruta del Este en Panamá y en Chile proyectos Ruta del Maipo y Ruta de los ríos, y el 1% restante en el negocio de Telecomunicaciones en Colombia.

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

1. En opinión de la DIAN, formalizada mediante el concepto No. 100202208-2305 del 19 de diciembre de 2024 y ratificado en julio de 2025, la importación y nacionalización de gasolina y ACPM se encuentra gravada con el Impuesto sobre las Ventas (IVA) a la tarifa general del 19%, considerando el valor de los productos en aduanas como base para la liquidación del impuesto.
2. Respecto del IVA en la importación de combustibles para los períodos gravables 2022 (parcial) a 2024, y en aplicación de la doctrina atrás referenciada, a la fecha, la DIAN notificó a la Refinería de Cartagena seis Liquidaciones Oficiales de Corrección por valor de COP 1.96 billones entre IVA, sanción e intereses. Frente a todas estas Liquidaciones Oficiales de Corrección, Refinería de Cartagena interpuso los recursos de reconsideración, oponiéndose al cobro de la DIAN. En dos de estos procesos, cuya cuantía conjunta asciende a \$1.37 billones (IVA, sanción e intereses), la DIAN ya resolvió los recursos, confirmando y manteniendo la posición inicial de obligatoriedad del pago. Con esta actuación y frente a estos dos procesos en particular, se agotó la etapa administrativa y, en ejercicio de la acción de nulidad y restablecimiento del derecho, Refinería de Cartagena interpuso las respectivas demandas contra la DIAN ante la jurisdicción contencioso-administrativa. Los otros cuatro procesos aún se encuentran pendientes de que la DIAN resuelva los recursos.

Por su parte, Ecopetrol fue notificado con dos Liquidaciones Oficiales de Corrección, por valor de COP 9.45 billones entre IVA, sanción e intereses. Contra estas Liquidaciones Oficiales de Corrección Ecopetrol interpuso los recursos de reconsideración y, en enero de 2026 la DIAN confirmó su posición inicial frente a uno de los procesos por valor de \$7.64 billones (IVA, sanción e intereses), respecto del cual se habría agotado la vía administrativa y Ecopetrol se encuentra en término de interponer la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho contra la DIAN. El otro proceso aún se encuentra pendiente de que la DIAN resuelva el recurso.

3. Sin embargo, Ecopetrol y la Refinería de Cartagena difieren de la interpretación de la DIAN que propende por el cobro retroactivo del IVA, previamente referidas, por las razones que oportunamente han sido expuestas a la DIAN en las respuestas a los Requerimientos Especiales Aduaneros (REA's), en los recursos de reconsideración en contra de las Liquidaciones Oficiales de Corrección y en las demandas de nulidad y restablecimiento del derecho. Adicionalmente, la Refinería de Cartagena y Ecopetrol, han involucrado a entes de control como la Procuraduría General de la Nación y a la Contraloría General de la República con el fin de que acompañen el proceso de fiscalización de la DIAN y el proceso de revisión de los conceptos y doctrina de la DIAN según fuera solicitado por las Compañías.
4. En su interpretación, la DIAN podrá continuar con el proceso de cobro conforme a las normas procedimentales del régimen aduanero y del Estatuto Tributario que incluye procedimientos de cobro coactivo, sin perjuicio de que la Refinería de Cartagena y Ecopetrol ejerzan los recursos administrativos o judiciales que correspondan, de acuerdo con la misma normativa. Aunque la Refinería de Cartagena y la Compañía planean ejercer esos recursos, un eventual cobro coactivo podría implicar un efecto material adverso en las operaciones, liquidez y posición financiera de la Refinería y la Compañía, dependiendo del monto de éste y su respectiva duración, razón por la cual se habilitó la alternativa de interponer una acción de tutela con fines preventivos para garantizar los derechos de las compañías. No obstante, esta acción fue negada por el juez de tutela que determinó que la naturaleza de la controversia es tributaria y debe ser la respectiva jurisdicción quien la resuelva.
5. En términos generales, frente a los cuestionamientos de la DIAN y con base en los conceptos emitidos por nuestros asesores externos en los cuales consideran que la probabilidad de éxito es superior al 50%, la Compañía considera que existen argumentos para no constituir una provisión contable. Ecopetrol y la Refinería reiteran su compromiso de cumplir a cabalidad con sus obligaciones aduaneras y tributarias, y serán respetuosas de las decisiones que se resuelvan sobre esta controversia ante las instancias correspondientes.

II. Resultados Líneas de Negocio

Para este informe anual, la información financiera se presenta organizada en los siguientes segmentos: (i) exploración y producción, (ii) transporte y logística, (iii) refinación y petroquímica y (iv) transmisión de energía y vías. Esta segmentación es consistente con los informes anuales previos de la Compañía y continuará aplicándose hasta que la Administración de la Compañía finalice la reestructuración del modelo operativo y de reporte financiero, con el fin de alinearlos de manera más efectiva con la Estrategia 2040.

1. HIDROCARBUROS

1.1 Exploración, Desarrollo y Producción

Reservas

Al cierre de 2025, las reservas probadas netas del Grupo Ecopetrol fueron de 1,944 millones de barriles de petróleo equivalente (MBPE), 91% ubicadas en Colombia y 9% en Estados Unidos. El índice de reemplazo de reservas fue 121%, con una vida media de reservas equivalente de 7.8 años (líquidos 8.2 años y gas 6.3 años).

La incorporación neta de reservas probadas fue de 300 MBPE, de las cuales 314.3 MBPE corresponden a crudo y -14.7 MBPE a gas, con una producción total acumulada en el año de 248 MBPE.

La incorporación de reservas estuvo impulsada principalmente por: i) La ejecución de proyectos de recobro mejorado, que alcanzaron la mayor incorporación histórica con 143 MBPE, destacándose los resultados de la inyección de agua en Castilla, Chichimene, Yarigui, La Cira, Palogrande y Acacias, ii) La eficiencia en la gestión operativa aportando 19 MBPE, y iii) de manera complementaria, se incorporaron 100 MBPE con la expedición de la Resolución 977 de 2025, que establece el recaudo de regalías en dinero para los campos Castilla, Acacias, Caño Sur Este, Chichimene, Rubiales y Yarigui–Cantagallo, de acuerdo con lo establecido en la Ley 2056 de 2020 y la Resolución 164 de 2015, alineado con las prácticas avaladas por la SEC y la aplicación vigente en las regalías de gas, de acuerdo con la Resolución 877 de 2013, así como los derechos económicos en Tello - La Jagua fruto del acuerdo comercial entre las partes.

Los anteriores factores permitieron mitigar principalmente: i) los factores exógenos como la disminución del 14% en el precio Brent, los efectos inflacionarios y la tasa de cambio, ii) la declinación natural de los campos de gas Cusiana, Gibraltar y Guajira, generada por la irrupción de agua, situación que ha sido parcialmente compensada por el mejor desempeño de los campos Pauto y Cupiagua, donde se implementaron técnicas de reducción de presión en cuellos de botella y mejoras hidráulicas que extendieron la vida útil de los pozos.

Tabla 6: Reservas Probadas – Grupo Ecopetrol

Concepto (cifras en mbpe)	2025	2024	2023
Reservas Probadas Iniciales	1,893	1,883	2,011
Revisiones	140.8	84.4	9
Recobro Mejorado	142.6	97	93
Compras	-	35	-
Ventas	-	(6)	-
Extensiones y Descubrimientos	16.1	49.2	17
Producción	(248)	(250)	(248)
Reservas Probadas Cierre Año	1,944	1,893	1,883

Exploración

Al cierre del 2025 se perforaron 16 pozos exploratorios, superando la meta anual de 10 pozos. De este total 2 fueron perforados con inversión 100% a cargo de la Asociada en el marco de Contratos de Asociación.

Los resultados exploratorios incluyen siete pozos exitosos, cinco en evaluación y cuatro que no presentaron manifestaciones comerciales de hidrocarburos, lo cual representó una tasa de éxito del 44%, superior al promedio de la industria. (ver anexos - Tabla 11: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol).

Durante el año se alcanzaron cuatro declaraciones de comercialidad (Orca Brasil y Lorito en el bloque CPO-09 por parte de Ecopetrol, y Toritos y Saltador por parte de su filial Hocol y su socio, estos últimos tres en los Llanos Orientales), avanzando en la maduración de descubrimientos hacia la fase de desarrollo.

Adicionalmente, con el éxito del Pozo Cosecha GNE-1, perforado con inversión 100% del socio Sierracol, se aprobó la ampliación de la comercialidad del Campo Terecay en el Contrato de Asociación Cosecha.

De la actividad exploratoria en tierra se destaca:

- Durante el 4T25 se finalizó la perforación de 5 pozos, de los cuales 2 fueron declarados éxitos: Toritos Este-1 y Rajú-1. Al 31 de diciembre 2025 los pozos Tinamu-2, Currucutú-2 e Infantas 3340 se encontraban en evaluación. Durante el mes de enero de 2026 fue declarado exitoso el pozo Currucutú-2 y falla el pozo Infantas 3340.
- El pozo Rajú-1 verificó exitosamente la extensión norte del Campo Cohembí ubicado en el Putumayo, en el marco del Contrato de Producción Incremental entre Ecopetrol (53%) y Gran Tierra (47%, operador)
- El fortalecimiento del portafolio de Hocol mediante la adquisición de 68km² de sísmica 3D en el Contrato E&P LLA-100, durante el primer trimestre del año, obteniendo información que permitirá avanzar en la identificación y maduración de nuevas oportunidades exploratorias.

De la actividad exploratoria costa afuera se resalta:

- Durante el 2025 se culminó con éxito la etapa de delimitación del descubrimiento Sirius, evidenciando una alta productividad del reservorio. Los resultados se sustentan en la perforación del pozo Sirius-2 ST2 y en la ejecución satisfactoria de las pruebas Drill Steam Test (DST).
- La ANH aprobó la cesión de la participación y el rol de operador de Shell a Ecopetrol en los contratos E&P COL5, Fuerte Sur y Purple Angel, con lo cual Ecopetrol quedó con el 100% de la participación y avanza en la maduración de su plan de desarrollo.

En temas contractuales se han tenido los siguientes avances con la ANH:

- Extensión del período exploratorio y/o del programa de evaluación en diez contratos y convenios de exploración y Producción (E&P), con plazos entre uno y cuatro años. Esta aprobación permitirá a Ecopetrol continuar con las actividades exploratorias en dichas áreas. La extensión aplica a ocho contratos E&P: LLA 4-1, LLA 141, LLA 121, COL-1, GUA OFF 0, COL-5, Fuerte Sur y Purple Angel y a dos convenios E&P: Farallones y Piedemonte.
- Cesión del 50% de la participación y el título de Operador de Ecopetrol a Parex Resources Colombia en el Convenio E&P Farallones, permitiendo viabilizar las actividades exploratorias a ejecutar en 2026 y 2027.
- Aprobación de extensión de área adicional al Convenio de Exploración y Producción del Piedemonte y posterior suscripción en diciembre de nuevo acuerdo (BCA¹) entre Ecopetrol y Parex Resources, para desarrollar actividades de exploración y producción de hidrocarburos en dicha área, con el compromiso por parte de Parex de perforar un pozo en el marco del programa de evaluación.

En el ámbito internacional, respecto al desarrollo del campo Orca en Brasil, se avanza en la construcción del buque flotante (FPSO) y se finalizó la selección del taladro para realizar la campaña de desarrollo. Así mismo continúa en trámite la aprobación del plan de desarrollo por parte de la ANP, requisito para la incorporación de reservas, atendiendo los requerimientos solicitados por la entidad para su aprobación.

¹ Business Collaboration Agreement (BCA)

Producción

Tabla 7: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)
Crudo	492.1	486.6	1.1%	495.8	491.4	0.9%
Gas Natural	97.2	114.2	(14.9%)	102.1	118.3	(13.7%)
Total Ecopetrol S.A.	589.3	600.8	(1.9%)	597.9	609.6	(1.9%)
Crudo	21.6	18.3	18.0%	21.5	18.0	19.4%
Gas Natural	12.6	15.7	(19.7%)	13.8	16.9	(18.3%)
Total Hocol	34.2	34.0	0.6%	35.3	34.9	1.1%
Crudo	9.4	5.2	80.8%	8.3	6.7	23.9%
Gas Natural	1.6	0.6	166.7%	1.1	0.8	37.5%
Total Ecopetrol America	11.0	5.8	89.7%	9.4	7.5	25.3%
Crudo	51.6	48.0	7.5%	55.9	53.7	4.1%
Gas Natural	43.1	41.6	3.6%	46.9	40.1	17.0%
Total Ecopetrol Permian	94.7	89.6	5.7%	102.8	93.8	9.6%
Crudo	574.8	558.2	3.0%	581.4	569.8	2.0%
Gas Natural	154.4	171.9	(10.2%)	163.9	176.0	(6.9%)
Total Grupo Ecopetrol	729.2	730.1	(0.1%)	745.3	745.8	(0.1%)

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

Nota 2: Datos consolidados presentan cifras redondeadas.

Nota 3: En 2025, la producción bruta total en Colombia incluye el 100% de la producción del campo Arauca (0.3 mboed). Aunque Ecopetrol S.A. y Parex presentaron en diciembre de 2024 una solicitud para transferir a Parex la participación de Ecopetrol del 50% en el Acuerdo del campo Arauca, la aprobación por parte de la ANH fue otorgada mediante un adendo fechado el 15 de diciembre de 2025.

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

Nota 5: Las cifras 2025 incorporan la producción de los campos El Niño, Guando y Guando SW (4.15 kbped) en la filial Hocol, dada la transferencia realizada de Ecopetrol S.A. a finales de 2024, en línea con la estrategia de presencia del Grupo Ecopetrol en el Departamento del Tolima a través de esta filial.

En 2025 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 745.3 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped), cumpliendo con la meta establecida en el plan comunicado al mercado de entre 740 y 750 kbped.

En comparación con el 2024 se tuvieron niveles similares de producción debido principalmente a:

- (+24.8 kbped) Contribución Crecimiento de Caño Sur y adquisición del 45% de participación en CPO-09.
- (+10.9 kbped) Mejor desempeño de Permian y Ecopetrol América.
- (-16.2 kbped) Menor producción de gas y blancos por declinación natural del nodo Cusiana-Cupiagua, Recetor (Piedemonte Llanero) e intrusión de agua superior al esperado en los campos Guajira y Gibraltar.
- (-20.0 kbped) en crudo nacional por eventos eléctricos en el Meta y Magdalena Medio, afectación por orden público, declinación natural de los campos y mayores tiempos en proyectos y perforación, asociados a bloqueos de comienzos de año.

La producción del Grupo Ecopetrol en el 4T25 fue de 729.2 kbped versus 751.2 kbped del 3T25 debido principalmente a:

- Menor aporte de Filiales (-9.3 kbped) generada principalmente por disminución de actividad incremental en Permian, en línea con lo esperado en el plan del año.
- Menor producción en crudo nacional (-7.6 kbped) por eventos eléctricos y operativos en Rubiales y Llanos Norte.
- Menores ventas de gas y blancos (-5.1 kbped) asociada a menor consumo de clientes por temporada de fin de año y declinación de activos de gas.

En el 4T25, los eventos de entorno generaron un impacto acumulado de 364 mil barriles en la producción, concentrado principalmente en el departamento del Meta por los bloqueos en CPO-09. No se registraron afectaciones en el oleoducto Caño Limón, gracias a la continuidad de las estrategias de mitigación implementadas entre el Grupo Ecopetrol y Sierracol. En total, la producción diferida acumulada del año alcanzó 2.5 millones de barriles.

En términos de perforación, al cierre del año se completaron 439 pozos de desarrollo en línea con los niveles del 2024 (437) y del plan 2026 (380- 430), con un promedio de 22 equipos de perforación activos durante el periodo.

Permian

Ecopetrol y Oxy acordaron extender el plan de desarrollo en la subcuenca de Midland, en el área del Permian (Texas, Estados Unidos), dentro del contrato suscrito entre ambas empresas en julio de 2019. El acuerdo contempla la perforación de 39 pozos de desarrollo entre julio de 2026 y julio de 2027 y una inversión estimada de USD 235 millones.

El acuerdo permite a los socios evaluar en el futuro una nueva extensión del plan de desarrollo, en función de las condiciones del entorno macroeconómico, de la situación de la industria y de los intereses de los socios.

La actividad incorporada mediante este acuerdo, en conjunto con los pozos actualmente en ejecución, representa para el año 2026 una producción promedio del orden de 75 a 78 mil barriles de petróleo equivalente por día e inversiones estimadas para Ecopetrol Permian de alrededor de 300 millones de dólares para este año.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 8: Costos de levantamiento y de Dilución – Grupo Ecopetrol

USD/BI	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	13.70	13.06	4.9%	12.20	12.45	(2.0%)	25.1%
Costo de Dilución**	3.83	3.87	(1.0%)	4.59	4.77	(3.8%)	100.0%

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

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

Costo de Levantamiento

2025 vs 2024

El costo de levantamiento 2025 disminuyó en 0.25 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior, apalancado principalmente por las eficiencias capturadas así:

Efecto costo (-0.31 USD/BI):

- Optimización energética: i) Reducción de tarifas de energía autogenerada en campos críticos como Rubiales y Caño Sur, ii) menor consumo de energía mediante masificación de tecnologías eficientes y control operacional estricto en facilidades de inyección y producción.
- Eficiencias de subsuelo y mantenimiento: i) optimización de los sistemas de levantamiento artificial y, ii) reúso de materiales en operaciones de subsuelo y eficiencias en el mantenimiento de pozos.

Estas eficiencias permitieron compensar parcialmente los siguientes incrementos en costos:

- Aumento en un 8% la producción de agua (+760 KBWPD)² lo cual eleva el costo variable asociado a su tratamiento.
- El impacto macroeconómico de la inflación acumulada afectando directamente en tarifas de los servicios contratados.
- Mayores actividades de mantenimiento derivadas de la entrada en operación de nuevas facilidades de tratamiento y producción.

Efecto Tasa de cambio (+0.06 USD/BI): efecto negativo por la conversión del costo de pesos a dólares dada la menor tasa de cambio promedio que pasó de 4,071 a 4,053 pesos/dólar. Considerando que el 75% de los costos se encuentran en pesos, el indicador en pesos se redujo 2% pasando de 50,708 COP/BI a 49,449 COP/BI.

4T25 vs 4T24

El costo de levantamiento al 4T25 aumentó en +0.64 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior, principalmente por el efecto de la tasa de cambio (+1.66 USD/BI) dada la conversión del costo de pesos a dólares debido a la menor tasa de cambio promedio que pasó de 4,347 a 3,819 pesos/dólar. Considerando que el 77% de los costos se encuentran en pesos, el indicador en pesos se redujo 8% pasando de 56,753 COP/BI a 52,318 COP/BI. Las optimizaciones operacionales lograron compensar parcialmente este efecto en -0.96 USD/BI.

² Incremento en la producción de agua 2025 vs 2024 en campos de operación directa de Ecopetrol S.A.

Costo de Dilución

El costo de dilución del 2025 disminuyó 0.18 USD/BI principalmente por:

Efecto costo (-0.29 USD/BI): menor precio de compra de nafta asociado al precio Brent en -9.3 USD/BI.

Efecto volumen (+0.11 USD/BI): Menores barriles de crudo comercializados.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	4T 2025	4T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	17,168	20,396	(3,228)	(15.8%)	71,052	81,085	(10,033)	(12.4%)
Depreciación, amortización y agotamiento	2,371	2,667	(296)	(11.1%)	11,083	10,356	727	7.0%
Costos variables	8,069	8,413	(344)	(4.1%)	29,740	30,550	(810)	(2.7%)
Costos fijos	3,283	3,756	(473)	(12.6%)	13,127	13,957	(830)	(5.9%)
Costo de ventas	13,723	14,836	(1,113)	(7.5%)	53,950	54,863	(913)	(1.7%)
Utilidad bruta	3,445	5,560	(2,115)	(38.0%)	17,102	26,222	(9,120)	(34.8%)
Gastos operacionales y exploratorios	1,688	147	1,541	1,048.3%	5,956	4,925	1,031	20.9%
Utilidad operacional	1,757	5,413	(3,656)	(67.5%)	11,146	21,297	(10,151)	(47.7%)
Ingresos (gastos) financieros	(814)	(996)	182	(18.3%)	(3,806)	(3,946)	140	(3.5%)
Resultados de participación en compañías	4	5	(1)	(20.0%)	21	30	(9)	(30.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	947	4,422	(3,475)	(78.6%)	7,361	17,381	(10,020)	(57.6%)
Provisión impuesto a las ganancias	51	(2,177)	2,228	(102.3%)	(2,112)	(7,830)	5,718	(73.0%)
Utilidad neta consolidada	998	2,245	(1,247)	(55.5%)	5,249	9,551	(4,302)	(45.0%)
Interés no controlante	21	24	(3)	(12.5%)	87	86	1	1.2%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	1,019	2,269	(1,250)	(55.1%)	5,336	9,637	(4,301)	(44.6%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(325)	(481)	156	(32.4%)	(325)	(481)	156	(32.4%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	107	118	(11)	(9.3%)	107	118	(11)	(9.2%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	801	1,906	(1,105)	(58.0%)	5,118	9,274	(4,156)	(44.8%)
EBITDA	4,559	6,626	(2,067)	(31.2%)	23,921	31,083	(7,162)	(23.0%)
Margen EBITDA	26.6%	32.5%	-	(5.9%)	33.7%	38.3%	-	(4.6%)

Los **ingresos por ventas** disminuyeron en el 2025 y el 4T25 frente al 2024 y el 4T24, principalmente por: i) menor precio de referencia Brent, ii) menor volumen de ventas de gas nacional asociado a la menor producción, iii) en crudo por manejo logístico de inventarios desde el año 2024 y iv) la menor tasa de cambio que afecta en mayor medida el último trimestre del año; lo anterior compensado parcialmente por el fortalecimiento del diferencial de crudos.

El **costo de ventas** disminuyó en el 2025 y el 4T25 comparado con el 2024 y el 4T24 debido al efecto neto de:

- Menores compras a terceros generadas por: i) menor precio de referencia Brent y ii) menores volúmenes comprados principalmente por el crudo de regalías a la ANH.
- Menores costos operativos por eficiencias alcanzadas en energía, optimización del modelo de operación y mantenimiento y disminución en tarifas de contratos de servicios, a pesar del aumento asociado al efecto inflacionario.
- Para el periodo comparativo 2025 frente al 2024 se presenta un incremento en los costos de transporte generado por: i) aumento en las tarifas, ii) mayor operación contingente Banadía-Araguaney, compensado parcialmente con iii) menor tasa de cambio promedio y iv) menor volumen transportado.

Para el 4T25 frente al 4T24, se presenta una disminución por el mayor impacto en el efecto cambiario, a pesar de los aumentos mencionados anteriormente.

Los **gastos operacionales y exploratorios** en el 2025 y el 4T25 frente al 2024 y el 4T24 aumentaron principalmente por el ingreso no recurrente por la valoración a precios de mercado derivado de la compra del bloque CPO-09 en 2024, el cual fue compensado parcialmente con: i) menor gasto de activos exploratorios y ii) menores gastos administrativos.

Los **gastos financieros netos** en el 2025 y el 4T25 y frente al 2024 y el 4T24 disminuyeron principalmente por la reversión del costo financiero asociado a provisiones, compensado parcialmente por menores rendimientos asociados a la rentabilidad del portafolio y menores saldos en caja.

La disminución en el **gasto por impuesto a las ganancias** en el 2025 y el 4T25 y frente al 2024 y el 4T24 se generó por efecto de una menor sobretasa de renta dada la perspectiva actual de precios del Brent y el menor resultado del segmento.

1.2 Transporte y Logística

Tabla 10: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)
Crudo	811.5	790.1	2.7%	804.1	815.2	(1.4%)
Productos	304.0	306.1	(0.7%)	298.3	303.5	(1.7%)
Total	1,115.6	1,096.2	1.8%	1,102.4	1,118.7	(1.5%)

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

Crudos: Los volúmenes de crudo transportado crecieron 2.7% en 4T25 frente al 4T24, gracias a la incorporación al sistema de transporte de volúmenes de terceros como el campo Acordionero, internación de crudo importado hacia la Refinería de Barrancabermeja mediante la reversión Coveñas–Ayacucho, asegurando disponibilidad de crudo liviano y mayores entregas de crudo Castilla Norte. Durante los 12M25, los volúmenes se redujeron 1.4% frente a 12M24 a pesar de los efectos positivos antes mencionados, por menor producción de terceros, bloqueos y afectaciones a la infraestructura principalmente en el primer semestre del año.

Durante el 4T25, se alcanzó un récord de evacuación por el corredor VASCONIA–GRB³, con un máximo mensual de 226 kbd y un promedio de 211 kbd, atendiendo los requerimientos de mayor carga de la Refinería de Barrancabermeja, alineados con las necesidades del Grupo y del mercado y siguiendo el objetivo de maximizar el uso de la infraestructura existente.

En línea con la flexibilidad operativa del sistema, se incrementó el despacho de crudo importado a GRB mediante los corredores Coveñas–Ayacucho y Ayacucho–Galán, alcanzando volúmenes de hasta 14 kbd, lo que permitió compensar menores entregas desde el área Llanos.

Adicionalmente, durante el 2025 se realizaron pruebas exitosas de segregación de crudos, ampliando la capacidad del sistema para atender requerimientos de mercado en cuanto a calidad y dietas específicas para nuestros clientes. En particular, se realizaron pruebas operativas de segregación de crudo Flamenco y se incrementó la segregación de crudo Caño Limón, pasando a 36 kbd vs. 30 kbd, con baches de segregación total para aprovechamiento en el segmento de refinación. En lo corrido del 2025 el 90.6% del volumen de crudo transportado fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Productos Refinados: Los volúmenes transportados disminuyeron 0.7% durante 4T25 frente al 4T24, principalmente por la menor demanda de productos. En los 12M25, se redujeron 1.7% por menores entregas desde refinarias, por mantenimientos programados con impactos principalmente en el primer semestre del año. En 2025, los productos de Ecopetrol S.A. representaron el 31.5% del volumen total transportado por poliductos.

Afectaciones de terceros a la infraestructura de transporte: En los 12M25 se registraron 31 eventos (5 en el 4T25), frente a 41 en los 12M24 (11 en el 4T24). Por su parte, en el 4T25 aumentó en 36% el retiro de válvulas ilícitas frente al 4T24, y en 17% para los 12M25 frente a los 12M24.

La instalación de válvulas ilícitas afectó la operación en distintos sistemas, especialmente en el poliducto Pozos–Galán, restringiendo cerca de 14.3 kbd durante los 12M25 (+5.5 kbd frente a 12M24). 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.

Las afectaciones en el sistema Caño Limón–Coveñas (suspendido en el tramo Banadía – Ayacucho desde el 3T24), y en la ruta alterna vía Banadía–Araguaney (suspendido por 97 días durante 12M25) limitó la producción y el transporte de ~4 kbd durante los 12M25. No obstante, se garantizó la continuidad logística mediante la activación de rutas de evacuación alternas, uso de tecnología, pronta reparación de tramos afectados, fortalecimiento del

³ Corredor Vasconia – Refinería de Barrancabermeja.

relacionamiento interinstitucional y esquemas operativos que preservaron la calidad del crudo y la capacidad de transporte. Como resultado, se movilizaron ~15.2 millones de barriles por la ruta alterna Banadía–Araguaney (vs. ~7 millones de barriles en 12M24), gracias al aumento en la capacidad de evacuación por esta ruta y a la implementación de esquemas de redireccionamiento temporal de crudos para priorizar la producción afectada, permitiendo sostener el suministro a refinerías, cumplir compromisos de exportación y mitigar diferidas de producción.

Avances Estratégicos en Iniciativas de Gas: Durante el 4T25, el Grupo Ecopetrol, a través de Cenit, consolidó avances clave en proyectos estratégicos orientados a fortalecer la seguridad energética del país y maximizar el uso de la infraestructura de transporte de gas natural:

Programa de Internación de Gas Caribe:

El Programa de Internación de Gas Caribe se encuentra en fase de desarrollo y avance técnico–regulatorio, enfocado en la conversión de infraestructura existente con capacidad de movilizar hasta 400 MPCD desde el Terminal Marítimo de Cenit en Coveñas, hasta el sistema Nacional de Transporte.

Entre los principales hitos se destaca la autorización ambiental otorgada por la ANLA para operaciones de una FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) y su conexión a las facilidades existentes en el Terminal Marítimo de Coveñas. En paralelo, se han registrado avances relevantes en ingeniería conceptual y básica, estudios metoceanicos, batimétricos y geofísicos que confirman la viabilidad técnica del área, y en la gestión regulatoria y contractual con entidades como Dirección General Marítima (DIMAR), Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) y Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG).

El avance del programa hacia etapas posteriores continuará sujeto a la obtención de las aprobaciones regulatorias, ambientales y contractuales correspondientes, así como al cierre de los análisis técnicos y económicos en curso con miras a su fecha puesta en operación en el 2029.

Tabla 11: Costo por Barril Transportado - Grupo Ecopetrol

USD/BI	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	4.06	4.03	0.7%	3.41	3.39	0.6%	17.0%

Durante el 2025 el segmento priorizó la eficiencia operativa y la optimización de infraestructura, logrando reducir los costos y gastos que inciden en el costo por barril transportado en un 2%, a pesar del impacto del efecto inflacionario y los mayores gastos en atención de emergencias.

El costo por barril transportado del 4T25 presentó un leve aumento respecto al 4T24 ubicándose en 4.06 USD/BI, principalmente ligado al efecto de la menor TRM en la re-expresión del indicador de pesos a dólares.

Efecto Tasa de Cambio (+0.56 USD/BI): Efecto negativo por la menor tasa de cambio promedio -528 pesos/dólar pasando de 4,347 a 3,819 pesos por dólar para la conversión del indicador de pesos a dólares.

Efecto Volumen (-0.07 USD/BI): Mayor volumen transportado en un 1.8% equivalente a 19.4 kbd

Efecto Costo (-0.46 USD/BI): Asociado principalmente a la menor ejecución de actividades de mantenimiento, sumado a las estrategias de control y optimización de costos antes señaladas.

Acumulado a diciembre de 2025 el costo por barril se ubicó en 3.41 USD/BI, en niveles similares al mismo periodo del año anterior:

Efecto Volumen (+0.06 USD/BI): Menor volumen transportado por 1.5% equivalente a 16.3 kbd.

Efecto Tasa de Cambio (+0.01 USD/BI): Efecto negativo por la menor tasa de cambio promedio -19 pesos/dólar pasando de 4,071 a 4,053 pesos/dólar para la conversión del indicador de pesos a dólares.

Efecto Costo (-0.05 USD/BI): Principalmente por medidas de control y optimización de costos antes indicadas.

Resultados Financieros

Tabla 12: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	4T 2025	4T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,653	4,165	(512)	(12.3%)	15,337	15,134	203	1.3%
Depreciación, amortización y agotamiento	346	327	19	5.8%	1,341	1,280	61	4.8%
Costos variables	207	228	(21)	(9.2%)	823	848	(25)	(2.9%)
Costos fijos	638	726	(88)	(12.1%)	2,158	2,250	(92)	(4.1%)
Costo de ventas	1,191	1,281	(90)	(7.0%)	4,322	4,378	(56)	(1.3%)
Utilidad bruta	2,462	2,884	(422)	(14.6%)	11,015	10,756	259	2.4%
Gastos operacionales	364	590	(226)	(38.3%)	1,226	1,288	(62)	(4.8%)
Utilidad operacional	2,098	2,294	(196)	(8.5%)	9,789	9,468	321	3.4%
Ingresos (gastos) financieros	(109)	31	(140)	(451.6%)	(355)	213	(568)	(266.7%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,989	2,325	(336)	(14.5%)	9,434	9,681	(247)	(2.6%)
Provisión impuesto a las ganancias	(717)	(794)	77	(9.7%)	(3,434)	(3,362)	(72)	2.1%
Utilidad neta consolidada	1,272	1,531	(259)	(16.9%)	6,000	6,319	(319)	(5.0%)
Interés no controlante	(290)	(334)	44	(13.2%)	(1,243)	(1,232)	(11)	0.9%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	982	1,197	(215)	(18.0%)	4,757	5,087	(330)	(6.5%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	346	127	219	172.4%	346	127	219	172.4%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(120)	(45)	(76)	169.7%	(120)	(45)	(76)	169.7%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,208	1,280	(72)	(5.6%)	4,983	5,170	(187)	(3.6%)
EBITDA	2,489	2,668	(179)	(6.7%)	11,314	10,960	354	3.2%
Margen EBITDA	68.1%	64.1%	-	4.0%	73.8%	72.4%	-	1.4%

Los **ingresos por ventas** del 2025 en comparación con el 2024 aumentaron, debido a: i) actualización de tarifas y ii) mayor operación contingente en oleoductos; lo anterior fue parcialmente compensado por: i) menores ingresos asociados a la liberación de capacidad “Ship or Pay” en los oleoductos Bicentenario y Caño Limón-Coveñas, ii) menores volúmenes transportados por impactos de entorno, iii) menor producción nacional de crudo de terceros y iv) mantenimientos mayores en la Refinería de Barrancabermeja realizados durante el primer semestre. Por su parte, los ingresos para el 4T25 frente al 4T24 disminuyeron, a pesar de los mayores volúmenes transportados, principalmente por el impacto de una menor tasa de cambio promedio.

El **costo de ventas** del 2025 y el 4T25 disminuyó frente al 2024 y el 4T24, por la menor ejecución de actividades de mantenimiento, así como el resultado positivo de las estrategias de control y optimización de costos implementadas en el segmento, las cuales lograron mitigar el impacto del efecto inflacionario.

Los **gastos operacionales, netos** del 2025 comparados con el 2024 disminuyeron principalmente por: i) menores deterioros de inventarios, ii) menores bajas y desmantelamiento de activos, iii) mayores indemnizaciones recibidas por reclamaciones a las aseguradoras; lo anterior compensado con el ingreso generado en 2024 por el reconocimiento de la venta del volumen excedente del lleno de línea. Para el 4T25 frente al 4T24 adicional a los factores mencionados, se generó una disminución en los gastos asociados a la atención de emergencias.

Los **gastos financieros, netos** del 2025 y el 4T25 incrementaron frente al 2024 y el 4T24, principalmente por: i) el efecto de la revaluación del peso frente al dólar sobre la posición neta activa en dólares del segmento, y ii) menores rendimientos financieros asociados al comportamiento de las tasas de interés sobre los depósitos e inversiones.

1.3 Refinación y Petroquímica

En el 4T25, la carga consolidada del segmento alcanzó 429.7 kbd, lo que representa un crecimiento del 7% frente al mismo periodo de 2024 (401.4 kbd), consolidando el trimestre con la mayor carga en la historia del segmento. En el acumulado 2025, la carga promedio fue de 417.1 kbd.

Por su parte, el margen bruto de refinación integrado se ubicó en USD 14.8 por barril, un 72% superior al registrado en el 4T24 (USD 8.6 por barril), explicado por la fortaleza de los diferenciales de precios internacionales de gasolina, diésel y jet, así como por una gestión operativa orientada a la optimización de la dieta y la maximización de la carga, que permitió incrementar la producción de refinados de mayor valor en ambas refinerías.

El desempeño en el 4T25 fue respaldado por acciones tácticas y comerciales que permitieron: i) Maximizar carga en la Refinería de Barrancabermeja logrando capturar márgenes saludables apalancado en importaciones de

crudo liviano a través del sistema de oleoducto Coveñas-Ayacucho, ii) materialización de la disponibilidad de las unidades operativas después de los mantenimientos del primer semestre, iii) continuar con la estrategia de reducción de fuel oil, iv) fortalecer la diversificación comercial con nuevas rutas logísticas e iniciativas de menor huella de carbono y v) capturar eficiencias en ingresos, costos e inversiones, mediante iniciativas operativas y comerciales.

En este contexto de resultados, el Grupo Ecopetrol avanzó en iniciativas estratégicas de sostenibilidad, eficiencia y expansión comercial que refuerzan la competitividad del Downstream y su posicionamiento regional como:

- **Nueva ruta de exportación petroquímica:** primera exportación de xileno y tolueno por el puerto de Buenaventura, ampliando el acceso a mercados del Pacífico suramericano y fortaleciendo la diversificación logística y comercial.
- **Iniciativas de Hidrógeno Verde y autogeneración renovable,** que son ampliadas en la sección de Energías para la transición en este documento.

Refinería de Cartagena

En el 4T25, la Refinería de Cartagena alcanzó una carga de 187.5 kbd, ligeramente superior al mismo periodo del año anterior, mientras que en el acumulado 2025 la carga promedio fue de 192.6 kbd, en línea con 2024. Este desempeño se explicó principalmente por una dieta enfocada en crudo nacional, que compensó los menores recibos de Caño Limón, así como por una mayor estabilidad operativa durante el trimestre, asociada a una menor actividad de mantenimientos mayores y acciones que permitieron reducir riesgo eléctrico.

El margen bruto de refinación fue de 14.2 USD/BI en el 4T25, un 77.5% superior al registrado en el 4T24, impulsado por: i) diferenciales internacionales de precios de gasolina, diésel y jet (84%), ii) desempeño operativo y confiabilidad de unidades (14%) y iii) optimización de la dieta (2%). En el acumulado 2025, el margen alcanzó 11.9 USD/BI, un 26.6% superior a 2024, explicado en 64% por diferenciales internacionales de precios de refinados y en 36% por optimización de la dieta.

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

Refinería de Cartagena	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)
Carga* (kbd)	187.5	185.4	1.1%	192.6	192.2	0.2%
Factor de Utilización (%)	80.2%	78.2%	2.6%	82.2%	80.5%	2.1%
Producción Refinados (kbd)	179.4	176.8	1.5%	184.2	183.8	0.2%
Margen Bruto (USD/BI)	14.2	8.0	77.5%	11.9	9.4	26.6%

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

Refinería de Barrancabermeja

En el 4T25, la Refinería de Barrancabermeja alcanzó una carga récord de 242.2 kbd, un 12.1% superior al 4T24, impulsada por una mayor disponibilidad de crudo liviano tras la entrada en operación de la reversión de la línea de 16" Coveñas–Ayacucho. En el acumulado 2025, la carga promedio fue de 224.5 kbd, el segundo mayor nivel anual histórico y un 1.3% superior a 2024, apoyada además por un mejor desempeño en el suministro de crudo a través del corredor Vasconia–Galán (20").

El margen bruto de refinación en el 4T25 fue de 15.2 USD/BI, un 67% superior al 4T24, explicado principalmente por: i) los diferenciales internacionales de precios de refinados, en particular gasolinas y diésel, así como por la menor producción de combustóleo, el incremento en la producción de asfaltos y la mejora en la calidad de productos, que permitió un mejor posicionamiento en el mercado (97%); y ii) por mejoras operativas asociadas a mayores rendimientos de productos más valiosos (3%). En el acumulado 2025, el margen alcanzó 14.1 USD/BI, un 36.9% superior a 2024, sustentado en condiciones favorables de precios internacionales (97%) y optimización de la dieta de crudos (3%).

**Tabla 14: Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen de Refinación
– Refinería de Barrancabermeja**

Refinería de Barrancabermeja	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)
Carga* (kbd)	242.2	216.0	12.1%	224.5	221.6	1.3%
Factor de Utilización (%)	83.8%	75.9%	10.4%	76.5%	78.4%	(2.4%)
Producción Refinados (kbd)	245.4	218.3	12.4%	227.2	225.0	1.0%
Margen Bruto (USD/BI)	15.2	9.1	67.0%	14.1	10.3	36.9%

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

Esenttia

Durante el 4T25, Esenttia operó en un entorno comercial desafiante, caracterizado por una mayor presión competitiva en los mercados internacionales y ajustes estratégicos en la mezcla de clientes y destinos. Este contexto estuvo adicionalmente impactado por restricciones operativas que limitaron la disponibilidad de productos de polipropileno.

A pesar de estas condiciones, la compañía alcanzó ventas por 108.1 KTon, lo que representa un crecimiento de 3.6% frente al 4T24, resultado de la ejecución disciplinada del plan comercial y de la priorización de mercados y segmentos estratégicos, preservando la calidad del portafolio y la rentabilidad del negocio.

En el acumulado del año, Esenttia registró ventas por 433.3 KTon, evidenciando un crecimiento de 10% frente a 2024, impulsado por la gestión activa del portafolio, la diversificación geográfica y el fortalecimiento de la presencia en mercados de mayor valor.

En materia de eficiencia, durante 2025 la compañía capturó ahorros por USD 9.2 millones, derivados principalmente de iniciativas de optimización del gasto operativo, incluyendo eficiencias energéticas, priorización de sus inversiones y mejoras en los costos logísticos y de entrega.

Tabla 15: Ventas – Esenttia

Esenttia	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	108.1	104.3	3.6%	433.3	393.8	10.0%

Tabla 16: Costo de Caja de Refinación

USD/BI	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	6.20	6.07	2.1%	5.75	5.70	0.9%	16.0%

* Incluye refinерías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

El costo de caja de refinación aumentó en 0.13 USD/BI en el 4T25 frente al 4T24, explicado por:

- **Efecto tasa de cambio (+0.75 USD/BI):** Impacto por menor tasa de cambio en -528 pesos por dólar, pasando de 4,347 a 3,819 pesos por dólar.
- **Efecto volumen (-0.41 USD/BI):** Menor costo principalmente por mayor carga de crudo de 28.3 kbd en refinерías.
- **Efecto costo (-0.21 USD/BI):** Menor costo del gas por efecto precio y disminución del consumo de gas por el uso de sustitutos, aumentando disponibilidad para abastecimiento país (-0.34 USD/BI), menores costos derivados de optimizaciones en mantenimiento (-0.10 USD/BI), compensando mayores costos asociados al efecto inflacionario (+0.23 USD/BI).

El costo de caja de refinación del año 2025 se mantuvo en niveles similares al 2024.

Resultados Financieros

Tabla 17: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	4T 2025	4T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	15,110	17,780	(2,670)	(15.0%)	64,699	69,220	(4,521)	(6.5%)
Depreciación, amortización y agotamiento	478	507	(29)	(5.7%)	1,958	1,907	51	2.7%
Costos variables	13,073	16,265	(3,192)	(19.6%)	57,528	62,838	(5,310)	(8.5%)
Costos fijos	921	891	30	3.4%	3,319	2,973	346	11.6%
Costo de ventas	14,472	17,663	(3,191)	(18.1%)	62,805	67,718	(4,913)	(7.3%)
Utilidad bruta	638	117	521	445.3%	1,894	1,502	392	26.1%
Gastos operacionales	814	654	160	24.5%	2,705	2,394	311	13.0%
Utilidad (Pérdida) operacional	(176)	(537)	361	(67.2%)	(811)	(892)	81	(9.1%)
Ingresos (gastos) financieros	(241)	(558)	317	(56.8%)	(1,035)	(1,689)	654	(38.7%)
Resultados de participación en compañías	41	45	(4)	(8.9%)	194	194	0	0.0%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	(376)	(1,050)	674	(64.2%)	(1,652)	(2,387)	735	(30.8%)
Provisión impuesto a las ganancias	(133)	501	(634)	(126.5%)	325	1,090	(765)	(70.2%)
Utilidad neta consolidada	(509)	(549)	40	(7.3%)	(1,327)	(1,297)	(30)	2.3%
Interés no controlante	(46)	(41)	(5)	12.2%	(198)	(198)	0	0.0%
Utilidad (pérdida) neta antes de impairment	(555)	(590)	35	(5.9%)	(1,525)	(1,495)	(30)	2.0%
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	0	1,271	(1,271)	(100.0%)	0	1,266	(1,266)	(100.0%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	(255)	255	(100.0%)	0	(254)	254	(100.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	(555)	426	(981)	(230.3%)	(1,525)	(483)	(1,042)	215.7%
EBITDA	770	247	523	211.7%	2,700	2,247	453	20.2%
Margen EBITDA	5.1%	1.4%	-	3.7%	4.2%	3.2%	-	1.0%

Los **ingresos por ventas** en el acumulado de 2025 frente a 2024, registraron una disminución por menores precios y volúmenes de venta. Estos factores fueron parcialmente compensados por el fortalecimiento del crack spread de destilados medios y gasolina. Para el 4T25 frente al 4T24 disminuyeron debido a una menor tasa de cambio promedio y a la reducción en los precios de los productos.

El **costo de ventas** para el año 2025 frente a 2024, disminuyó principalmente por:

- La caída en el precio del Brent y el efecto de tasa de cambio en compra de crudo.
- Menores volúmenes de compras de crudo relacionadas con la gestión de inventarios en las refinerías.
- Eficiencias que contribuyeron a reducir costos, entre las que se destacan: i) menor costo energético apalancado por iniciativas de eficiencia y sustitución de gas con GLP, ii) optimización de los costos logísticos de crudo mediante la maximización del uso del muelle TNP (Terminal Néstor Pineda) y iii) optimización en los consumos de materiales de proceso.

En cuanto al 4T25 frente al 4T24, la disminución en el costo de ventas se explica por:

- Efecto de los indicadores internacionales y tasa de cambio a la baja
- Reducción en el costo de la materia prima, derivada de la caída en el precio del Brent y el efecto de tasa de cambio.
- Se incorporaron eficiencias que permitieron reducir los costos de consumo de gas gracias al mayor uso de sustitutos.
- Incrementos asociados a: i) los costos laborales, como resultado de la reducción de la jornada laboral y ii) mayores impuestos asumidos debido a los cambios normativos previstos para 2025.

Los **gastos operacionales** del 2025 frente al 2024 y del 4T25 frente al 4T24 presentaron un incremento por actualización de las provisiones y mayores impuestos.

Los **gastos financieros** del 2025 frente al 2024 y del 4T25 frente al 4T24 presentaron disminución generada principalmente por efecto de la diferencia en cambio en la valoración de la posición neta del segmento y la revaluación del peso frente al dólar.

1.4 Gestión Comercial

Durante 2025 se destacó el sólido desempeño de las oficinas comerciales en Houston y Singapur —Ecopetrol US Trading (EUST) y Ecopetrol Trading Asia (ECPTA)— que comercializaron 155 millones de barriles de crudo y productos, equivalentes al 39% de las ventas totales del Grupo Empresarial. Este resultado aportó un EBITDA de USD 242 millones, consolidando el rol estratégico de ambas oficinas en la internacionalización del negocio.

La compañía reafirmó su liderazgo como principal exportador de asfalto en Latinoamérica, con participación en los segmentos de asfalto líquido y sólido. En el 4T25 se exportaron 137 KTon de asfalto líquido, frente a 116 KTon en el mismo periodo de 2024, lo que representó un crecimiento del 18%. En el acumulado del año, las exportaciones totalizaron 482 KTon, superiores a las 385 KTon registradas en 2024, para un crecimiento anual del 25%.

Durante el 4T25 se avanzó de manera significativa en la estrategia de internacionalización y diversificación comercial del Grupo Empresarial. En el marco del crecimiento del trading de terceros, se concretó una venta directa de crudo Vasconia a una refinería en Jamaica por 320 Kbls y se ejecutaron las primeras operaciones de trading 3P de soda cáustica y metanol hacia República Dominicana, Perú y Chile, fortaleciendo la presencia en mercados regionales. Asimismo, se dio el inicio de exportaciones por el Pacífico —con el primer envío de xileno y tolueno desde Buenaventura hacia Chile y Perú, por 1,450 toneladas— lo que habilita el acceso eficiente a mercados que permiten una mejor realización de los barriles.

2. ENERGÍAS PARA LA TRANSICIÓN

Gas natural

En diciembre de 2025, Ecopetrol y Petrobras cerraron el proceso de comercialización del gas del campo Sirius que ambas compañías ofrecieron al mercado logrando la venta del 100% del gas, lo cual asciende hasta 249 millones de pies cúbicos diarios. La venta del gas se realizó exitosamente con la firma de 66 contratos firmes sujetos a condiciones con 17 agentes. La comercialización del gas de Sirius es un paso clave para avanzar en la entrada en operación de este proyecto la cual se estima sea en 2030.

Al cierre del 4T de 2025, Ecopetrol S.A. cuenta con contratos de venta en firme que, en promedio, comprometen entregas de gas a nuestros clientes entre 250 y 323 GBTUD durante el 2026. Estos contratos son el resultado de los procesos de comercialización adelantados durante 2025 y en años anteriores.

Adicionalmente, desde noviembre de 2025, Ecopetrol ofreció para la venta entre 44 y 75 GBTUD de sus campos del Piedemonte Llanero. Estas cantidades equivalen aproximadamente al 20% de la demanda residencial, comercial y de Gas Natural Vehicular (GNV) del país. El gas adicional, que está disponible desde el 1 de diciembre de 2025 hasta el 31 de mayo de 2026, se ofreció bajo las modalidades contractuales definidas en la regulación vigente.

Opcionalidad de gas natural

En noviembre de 2025 se lanzó el proceso para contratar los servicios logísticos integrales y de regasificación en los activos del Grupo Empresarial ubicados en el Caribe colombiano. En el proceso manifestaron interés más de 40 compañías y se habilitaron 15 para que siguieran a la fase de envío y evaluación técnica de ofertas vinculantes, posterior al proceso de respuesta de comentarios e inquietudes de las contrapartes.

Cabe mencionar que el Grupo Empresarial está impulsando soluciones de importación de gas natural tendientes a generar valor y contribuir al suministro en el corto, mediano y largo plazo del país. En línea con lo anterior, Ecopetrol cerró el 2025, con la comercialización de 60 GBTUD, mediante contratos sujetos a condiciones y entregas programadas para el segundo semestre de 2026, y continuó evaluando alternativas eficientes de importación y regasificación de GNL en el Caribe con el objetivo de ofrecer y aportar gas natural competitivo en el corto plazo, considerando las necesidades de la demanda nacional, las disposiciones regulatorias y la coyuntura del mercado actual.

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Durante el 2025, la oferta de GLP de Ecopetrol en promedio fue de 32,600 ton/mes, equivalente a 12.4 kbde, la cual representó un abastecimiento del ~50% de la demanda nacional. Ecopetrol es el único agente del mercado con precio regulado para la comercialización de GLP. Durante 2025, el mencionado precio regulado estuvo en promedio un 5% por debajo del precio del 2024.

Cobertura de la demanda eléctrica del Grupo Ecopetrol

Durante el 4T25, el consumo de energía eléctrica del Grupo Ecopetrol fue de 2,219 GWh (equivalente a 24.1 GWh-día), cifra que representa un incremento de 6.8% frente al mismo trimestre del año inmediatamente anterior. Por otro lado, la demanda del 4T25, se cubrió en un 53% por medio de autogeneración propia y contratada y el 47% por medio de compras de energía en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). Del total de compras en el MEM en el último trimestre, el 85.9% correspondieron a contratos en el periodo, contribuyendo a la estabilización y competitividad de los costos de suministro de energía de largo plazo.

Así las cosas, El Grupo Ecopetrol sigue consolidándose como el principal consumidor de energía eléctrica en el país. La demanda total del 2025 fue de 8,599 GWh (equivalente a 23.6 GWh-día), cifra que es equivalente a aproximadamente el 10.2% de la demanda total del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

De igual forma, con corte a diciembre de 2025, la gestión realizada ha permitido mantener el promedio de las tarifas liquidadas en contratos para la atención de la demanda de energía del Grupo Ecopetrol en un 5.5% más bajas que la referencia de precios de las tarifas del mercado regulado publicadas por XM, permitiendo obtener eficiencias en costos alrededor de los COP 21,180 millones en el 4T25 y de hasta COP 68,704 millones en el acumulado del año.

Energías renovables

Al cierre del año, el Grupo Ecopetrol alcanzó 950.6 MW de capacidad en su portafolio de energías renovables, superando la meta establecida para 2025 de 900 MW. Esta capacidad se compone de 381.3 MW en operación, 297.9 MW asociados a compras en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), 221.0 MW en ejecución y 50.4 MW en etapa de construcción.

Al cierre del 4T25, con el cierre y materialización de la adquisición de los activos de Statkraft (antes Enerfín), se incorporó un nuevo activo de energía solar en operación en el Grupo Ecopetrol, la Granja Solar Portón del Sol. Este activo, con capacidad de 128 MW, es el primer activo que operará bajo el esquema de autogeneración remota en el país.

En este periodo también se alcanzó la Decisión Final de Inversión (FID) del Parque Eólico Windpeshi, ubicado en La Guajira, con una capacidad de 205 MW, una producción estimada de 1,006 GWh/año y una reducción proyectada de más de 140,000 toneladas de CO₂ anuales, equivalente a retirar de circulación cerca de 90,000 vehículos a combustión durante un año. Será el primer parque eólico desarrollado y operado en su totalidad por Ecopetrol, y uno de los más grandes del país, con el potencial de multiplicar por cinco la capacidad eólica instalada en Colombia.

De igual manera, se avanzó en hitos claves, desde el aspecto social, para garantizar el desarrollo de este proyecto, logrando un 93% de socialización con comunidades del área de influencia, un 91% en la ratificación y transferencia de acuerdos de consulta previa, y un 70% de avance en preacuerdos con comunidades en la vía de acceso para el uso compartido del corredor vial.

Asimismo, la Granja Solar La Cira logró su entrada total en operación, alcanzando 19.8 GWh de generación en el cuarto trimestre y 77.97 GWh en el año, equivalente a un 102.2% de cumplimiento frente a la promesa de valor de 76.3 GWh/año.

El 4 de diciembre se inauguró la Granja Solar La Iguana, que entró en operación con 26 MW instalados. Este activo generará alrededor de 42.2 GWh/año a partir de 42,840 paneles solares en un área de 26 hectáreas. Solo en diciembre generó 2.29 GWh. La granja abastecerá la Refinería de Barrancabermeja y los campos Casabe y Llanito, contribuyendo a la eficiencia energética, a la descarbonización de operaciones y a la sustitución parcial

de energía comprada al Sistema Interconectado Nacional. Además, permitirá evitar el consumo de 1.09 GBTUD de gas natural, aportando la disponibilidad del recurso para el mercado nacional.

Al finalizar 2025, la operación combinada de las granjas solares Brisas, Castilla, San Fernando, Refinería de Cartagena, La Cira, la Pequeña Central Hidroeléctrica Cantayús y los activos solares del segmento midstream permitió alcanzar una reducción acumulada de aproximadamente 47,976 tCO₂e, junto con ahorros en costos de energía por cerca de COP 54,615 millones. Estos resultados consolidan el aporte de las iniciativas renovables del Grupo Ecopetrol a la eficiencia operativa y a la reducción de la huella de carbono durante el año.

Hidrógeno

Durante el 4T25 se recibieron en las instalaciones de la Refinería de Cartagena la totalidad de los equipos del electrolizador y la subestación SS-20 del proyecto Coral. Este proyecto se posiciona como el proyecto de producción de H₂ con tecnología de Membrana de Intercambio de Protones (PEM, por sus siglas en inglés) más grande de Latinoamérica y contará con una capacidad de producción de 800 ton/año de H₂ verde, lo que equivaldría a una reducción de emisiones de cerca de 7,700 ton CO₂e/año.

Eficiencia energética

Al cierre de 2025, se logró una optimización energética acumulada de 4.79 Petajulios (PJ), superando la meta anual de 2.94 PJ. Este desempeño representó una reducción de 397,573 toneladas de CO₂e y ahorros superiores a COP 182,000 millones en las operaciones del Grupo Ecopetrol.

Los resultados fueron impulsados por iniciativas de optimización de procesos en las facilidades de producción del piedemonte llanero, la implementación de sistemas de gestión de energía en el segmento de transporte de hidrocarburos y mejoras de control operacional en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

Desde 2018, la optimización de consumo energético acumulada alcanza 24.8 PJ, equivalente al 99% de la meta de 25 PJ proyectada para 2030. Este ahorro es comparable con el consumo anual de electricidad de aproximadamente 3.7 millones de hogares colombianos.

Invercolsa

Durante 2025 se conectaron 144,724 nuevos usuarios en las distribuidoras controladas y no controladas, alcanzando un total acumulado de 4,257,594 usuarios. Asimismo, en las distribuidoras controladas se realizaron 169,023 revisiones periódicas.

En materia de financiación no bancaria, uno de los principales motores de crecimiento de la filial, se lograron colocaciones por COP 110,775 millones durante el año, con una cartera acumulada de COP 104,681 millones al cierre, distribuida entre 59,558 clientes, y un índice de cartera vencida (>90 días) de 2.32%.

3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

3.1 Transmisión de Energía

Proyectos adjudicados

Durante el 4T25, ISA ENERGÍA Brasil fue adjudicataria de 71 refuerzos, mejoras y ampliaciones a la red, con un CAPEX referencial de USD 101 millones. Con esto, ISA consolida su presencia en 2025 en los países donde tiene presencia, con un total adjudicado de inversiones por USD 283 millones, con 94 proyectos de refuerzos, mejoras y ampliaciones a la red en Brasil, un contrato de conexión y dos ampliaciones en Colombia y un proyecto en Chile adjudicado en el 1T25.

Entrada en operación de proyectos

En el 4T25 entraron en operación los siguientes proyectos:

- En Colombia:
 - Fueron energizados el proyecto de implementación del segundo transformador en la Subestación Primavera y el cuarto transformador en la subestación Sogamoso, dos proyectos que buscan aumentar la capacidad de intercambios de energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la confiabilidad y disponibilidad de la red.
 - Segundo circuito Cuestecitas Copey a 500 mil voltios, un circuito que consta de 218 kilómetros de longitud sobre el proyecto Cuestecitas Copey y Copey Fundación, así como la ampliación de la nueva subestación Cuestecitas.
 - Estos tres proyectos, cuentan en conjunto, con una inversión de COP 50 mil millones.
- En Brasil:
 - El proyecto Riacho Grande en el estado de Sao Paulo, con una inversión de USD 160 millones, cuenta con la línea de transmisión subterránea más larga de Brasil de 44.6 km y la instalación de un transformador de potencia de 400 MVA. Este proyecto, refuerza la seguridad y flexibilidad del suministro de energía en la región para más de dos millones de personas en la región metropolitana de Sao Paulo.
 - El Bloque 1 del proyecto Piraqué en el norte de Minas Gerais, con la puesta en marcha de tres subestaciones, dos líneas de transmisión de doble circuito que totalizan 142 km se comenzaron a recibir el 30% de los Ingresos Anuales Permitidos por BRL 343.1 millones.
 - Por último, entraron en operación comercial 24 refuerzos, mejoras y proyectos de conexión a la red con una inversión de USD 107 millones.
- En Chile:
 - Aumento de capacidad de la línea de transmisión a 220 kilovoltios Maitencillo – Nueva Maitencillo con una inversión de USD 8.4 millones.
- En Perú:
 - La línea de transmisión a 220 kilovoltios en el proyecto San Gabriel, con una inversión por USD 27 millones en la que se destaca la ampliación de una subestación, la instalación de 49.9 km de líneas de y la construcción de la subestación San Gabriel.

ISA cierra un 2025 con proyectos energizados en Brasil, Colombia, Perú y Chile, proyectos que tuvieron una inversión de USD 664 millones y que ingresaron a la base de ingresos anuales de la compañía.

3.2 Vías

En Panamá, el proyecto de rehabilitación de la Carretera Panamericana Este logró el cierre financiero del proyecto por USD 281 millones, asegurando los recursos suficientes para avanzar en la ejecución del proyecto sobre los más de 240 km en los que se está desarrollando la rehabilitación.

Al hito anterior, se le suma el acuerdo alcanzado en 2025 por ISA Intervial en Chile con el Ministerio de Obras Públicas (MOP) para la implementación de un sistema Free Flow en Ruta del Maipo.

3.3 Telecomunicaciones

En 2025, InterNexa fue reconocida como un Centro de Innovación y Productividad por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación. Este reconocimiento reafirma su compromiso con la transformación digital del país y con el desarrollo de capacidades tecnológicas.

En Colombia, InterNexa continúa trabajando con el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (MinTIC) en el proyecto “ConectVIDA para Cambiar Vidas”, que busca llevar conectividad a zonas remotas del país y contribuir al cierre de la brecha digital.

Resultados Financieros

Tabla 18: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transmisión de energía y vías

Miles de Millones (COP)	4T 2025	4T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	4,521	4,315	206	4.8%	16,033	15,806	227	1.4%
Depreciación, amortización y agotamiento	289	288	1	0.3%	1,144	1,103	41	3.7%
Costos fijos	2,147	1,851	296	16.0%	6,748	5,849	899	15.4%
Costo de ventas	2,436	2,139	297	13.9%	7,892	6,952	940	13.5%
Utilidad bruta	2,085	2,176	(91)	(4.2%)	8,141	8,854	(713)	(8.1%)
Gastos operacionales	479	416	63	15.1%	1,651	1,153	498	43.2%
Utilidad (Pérdida) operacional	1,606	1,760	(154)	(8.8%)	6,490	7,701	(1,211)	(15.7%)
Ingresos (gastos) financieros	(802)	(849)	47	(5.5%)	(3,291)	(3,085)	(206)	6.7%
Resultados de participación en compañías	83	213	(130)	(61.0%)	495	540	(45)	(8.3%)
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	887	1,124	(237)	(21.1%)	3,694	5,156	(1,462)	(28.4%)
Provisión impuesto a las ganancias	(180)	(30)	(150)	500.0%	(693)	(820)	127	(15.5%)
Utilidad neta consolidada	707	1,094	(387)	(35.4%)	3,001	4,336	(1,335)	(30.8%)
Interés no controlante	(638)	(781)	143	(18.3%)	(2,553)	(3,336)	783	(23.5%)
Utilidad (pérdida) neta antes de impairment	69	313	(244)	(78.0%)	448	1,000	(552)	(55.2%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	5	(41)	46	(112.2%)	2	(45)	47	(104.4%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(1)	10	(11)	(109.7%)	0	11	(11)	(100.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	73	282	(209)	(74.1%)	450	966	(516)	(53.4%)
EBITDA	2,125	2,324	(199)	(8.6%)	8,699	9,833	(1,134)	(11.5%)
Margen EBITDA	47.0%	53.9%	-	(6.9%)	54.3%	62.2%	-	(7.9%)

Los **ingresos por servicios** del 2025 y el 4T25 aumentaron frente al 2024 y el 4T24 por: i) el avance en la construcción y la puesta en operación de proyectos, ii) el efecto positivo de los escaladores contractuales, iii) los mayores ingresos por mantenimientos remunerados y rendimientos de las concesionarias de vías, iv) nuevos contratos en telecomunicaciones, v) el Ciclo Anual de Revisión RAP - Receita Anual Permitida en Brasil, vi) el fallo judicial a favor de ISA en Brasil por la concesión paulista y vii) el ajuste en el valor residual de los activos contractuales. Este incremento se compensa parcialmente por el efecto positivo de la Revisión Tarifaria Periódica - RTP reconocida en 2024 y el efecto negativo en 2025 del ajuste de la Red Básica del Sistema Existente - RBSE en Brasil.

Los **costos de ventas** del 2025 y el 4T25 aumentaron frente al 2024 y el 4T24, principalmente por el efecto inflacionario, la mayor actividad en construcción y la entrada en operación de nuevos proyectos.

Los **gastos operacionales** del 2025 crecieron frente al 2024 por: i) el mayor deterioro de cartera reconocido durante 2025 en el negocio de transmisión de energía en Colombia, principalmente del cliente Air-E y ii) el efecto positivo en 2024 por actualización de la provisión de mantenimiento mayor en el negocio de transmisión de energía en Perú.

Los **gastos financieros, netos** del 2025 y el 4T25 incrementaron frente al 2024 y el 4T24, debido a los mayores gastos por intereses generados por el aumento en el endeudamiento y un mayor efecto inflacionario de la deuda indexada a IPCA en ISA Energía Brasil.

III. Gobierno Corporativo y Órganos Sociales

El 29 de octubre de 2025 se realizó el segundo “Encuentro de Presidentes e Integrantes de Juntas Directivas del Grupo Ecopetrol”, un espacio que, en el marco del gobierno corporativo del Grupo, fortaleció la articulación estratégica entre las juntas directivas y la alta dirección en torno a la visión de largo plazo, la generación de valor y la sostenibilidad del Grupo Ecopetrol. Entre los temas centrales se analizaron la gestión de riesgos geopolíticos y la toma de decisiones empresariales, lo cual se sumó a todo el ejercicio el cual contribuyó a fortalecer las capacidades de los líderes del Grupo para anticipar escenarios y adoptar decisiones informadas en un entorno internacional cada vez más complejo.

Asamblea General de Accionistas

En cumplimiento de la decisión adoptada por la Asamblea General de Accionistas en su reunión ordinaria del 28 de marzo de 2025, el 11 de noviembre de 2025 se celebró una reunión extraordinaria del máximo órgano social, en la cual se aprobó una reforma estatutaria. Dicha reforma incluyó, entre otros aspectos, la incorporación en el séptimo renglón de la lista de candidatos y candidatas a la Junta Directiva de la Compañía, presentada por la Nación-Ministerio de Hacienda y Crédito Público, de una persona trabajadora elegida previamente por votación de los trabajadores y trabajadoras de Ecopetrol.

Junta Directiva

La Junta Directiva de Ecopetrol S.A. adoptó durante el 4T25, entre otras, las siguientes decisiones:

- Aprobó los estados financieros separados de Ecopetrol y consolidados del Grupo Empresarial Ecopetrol correspondientes al tercer trimestre de 2025.
- Aprobó el Plan Anual de Inversiones del Grupo para el 2026.
- Aprobó la conformación de sus Comités de Apoyo.
- En materia de compensación, aprobó el incremento general de salarios 2026, el modelo de compensación variable con respecto a Ecopetrol y el tablero balanceado de gestión (TBG) 2026 del Grupo Ecopetrol.
- Efectuó las siguientes designaciones:
 - Juan Carlos Hurtado Parra, como Vicepresidente Ejecutivo de Hidrocarburos, a partir del 16 de noviembre de 2025 y como representante legal y comercial suplente de Ecopetrol S.A. en el primer renglón, a partir del 18 de noviembre de 2025.
 - Rodolfo Mario García Paredes, en propiedad, como Director Corporativo de Cumplimiento y Oficial de Cumplimiento, a partir del 16 de noviembre de 2025.
 - Ángela María Robledo Gómez y a Álvaro Torres Macías como Presidenta y Vicepresidente de la Junta Directiva, respectivamente, a partir del 27 de noviembre de 2025.

IV. Presentación de Resultados

El jueves 5 de marzo de 2026 la administración ofrecerá una única conferencia virtual con transmisión en español e inglés, para presentar los resultados obtenidos por Ecopetrol S.A. A continuación, se informan los horarios y datos de conexión para participar en la conferencia:

Conferencia
9:00 a.m. Hora Colombia
9:00 a.m. Hora Nueva York

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

<https://xegmenta.co/ecopetrol/conferencia-de-resultados-4t-2025/>

Una vez reciba la invitación encontrará los enlaces para la transmisión en español e 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)	4T 2025	4T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	28,819	34,792	(5,973)	(17.2%)	119,694	133,328	(13,634)	(10.2%)
Depreciación y amortización	3,485	3,789	(304)	(8.0%)	15,525	14,646	879	6.0%
Costos variables	10,558	14,092	(3,534)	(25.1%)	44,371	50,545	(6,174)	(12.2%)
Costos fijos	6,278	6,313	(35)	(0.6%)	22,161	21,290	871	4.1%
Costo de ventas	20,321	24,194	(3,873)	(16.0%)	82,057	86,481	(4,424)	(5.1%)
Utilidad bruta	8,498	10,598	(2,100)	(19.8%)	37,637	46,847	(9,210)	(19.7%)
Gastos operacionales y exploratorios	3,197	1,657	1,540	92.9%	10,981	9,254	1,727	18.7%
Utilidad operacional	5,301	8,941	(3,640)	(40.7%)	26,656	37,593	(10,937)	(29.1%)
Ingresos (gastos) financieros, neto	(1,979)	(2,376)	397	(16.7%)	(8,528)	(8,519)	(9)	0.1%
Participación en resultados de compañías	125	262	(137)	(52.3%)	710	764	(54)	(7.1%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	3,447	6,827	(3,380)	(49.5%)	18,838	29,838	(11,000)	(36.9%)
Provisión impuesto a las ganancias	(985)	(2,502)	1,517	(60.6%)	(5,919)	(10,921)	5,002	(45.8%)
Utilidad neta consolidada	2,462	4,325	(1,863)	(43.1%)	12,919	18,917	(5,998)	(31.7%)
Interés no controlante	(953)	(1,132)	179	(15.8%)	(3,905)	(4,680)	775	(16.6%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	1,509	3,193	(1,684)	(52.7%)	9,014	14,237	(5,223)	(36.7%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	26	876	(850)	(97.0%)	23	867	(844)	(97.3%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(8)	(171)	163	(95.3%)	(8)	(169)	161	(95.3%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,527	3,898	(2,371)	(60.8%)	9,029	14,935	(5,906)	(39.5%)
EBITDA	9,956	11,877	(1,921)	(16.2%)	46,676	54,143	(7,467)	(13.8%)
Margen EBITDA	34.5%	34.1%	-	0.4%	39.0%	40.6%	-	(1.6%)

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

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2025	Diciembre 31, 2024	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	10,694	14,054	(23.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	14,880	20,426	(27.2%)
Inventarios	8,609	10,028	(14.2%)
Activos por impuestos corrientes	14,514	11,438	26.9%
Otros activos financieros	1,838	851	116.0%
Otros activos	2,910	3,845	(24.3%)
Total activos corrientes	53,445	60,642	(11.9%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,048	8,652	(7.0%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	35,130	32,136	9.3%
Propiedades, planta y equipo	106,104	107,455	(1.3%)
Recursos naturales y del medio ambiente	48,407	47,666	1.6%
Activos por derecho de uso	994	980	1.4%
Intangibles	14,041	16,413	(14.5%)
Activos por impuestos diferidos	10,227	16,269	(37.1%)
Otros activos financieros	1,458	4,389	(66.8%)
Goodwill y otros activos	6,283	6,742	(6.8%)
Total activos no corrientes	230,692	240,702	(4.2%)
Total activos	284,137	301,344	(5.7%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	10,080	11,288	(10.7%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	15,759	19,302	(18.4%)
Provisiones por beneficios a empleados	3,481	3,369	3.3%
Pasivos por impuestos corrientes	2,368	2,769	(14.5%)
Provisiones y contingencias	1,647	1,620	1.7%
Otros pasivos	1,179	1,286	(8.3%)
Total pasivos corrientes	34,514	39,634	(12.9%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	99,120	108,677	(8.8%)
Provisiones por beneficios a empleados	10,472	14,008	(25.2%)
Pasivos por impuestos no corrientes	14,218	13,969	1.8%
Provisiones y contingencias	14,801	12,736	16.2%
Otros pasivos	1,766	2,344	(24.7%)
Total pasivos no corrientes	140,377	151,734	(7.5%)
Total pasivos	174,891	191,368	(8.6%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	83,760	83,697	0.1%
Interés no controlante	25,486	26,279	(3.0%)
Total patrimonio	109,246	109,976	(0.7%)
Total pasivos y patrimonio	284,137	301,344	(5.7%)

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)		12M 2025	12M 2024
Flujos de efectivo de las actividades de operación			
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.		9,029	14,935
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones			
Participación de accionistas no controlantes		3,905	4,680
Cargo por impuesto a las ganancias		5,927	11,091
Depreciación, agotamiento y amortización		16,107	15,197
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio		(159)	(52)
Utilidad en reversión de campos		0	(28)
Costo financiero reconocido en resultados		10,160	9,843
Pozos secos		717	1,108
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes		(32)	50
Impairment de activos de corto y largo plazo		323	(605)
Ganancia por valoración de activos financieros		(1,486)	(1,675)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados		(2)	26
Ganancia en Combinación de negocios		0	(1,699)
Ganancia por venta de activos		1	21
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos		(710)	(764)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad		(136)	246
Provisiones y contingencias		195	311
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos		(1,468)	2,662
Impuesto de renta pagado		(9,029)	(10,219)
Efectivo neto generado por las actividades de operación		33,342	45,127
Flujos de efectivo de las actividades de inversión			
Inversión en negocios conjuntos		(6)	(20)
Adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido		(65)	(158)
Contraprestación pagada en combinación de negocios, neto de efectivo		(301)	0
Inversión en propiedad, planta y equipo		(9,773)	(9,521)
Inversión en recursos naturales y del ambiente		(10,552)	(10,541)
Adquisiciones de intangibles		(502)	(866)
Contraprestación pagada en adquisición de activos		(1,109)	(880)
(Compra) venta de otros activos financieros		2,265	(2,455)
Intereses recibidos		1,246	1,627
Dividendos recibidos		772	425
Ingresos por venta de activos		113	355
Efectivo neto usado en actividades de inversión		(17,912)	(22,034)
Flujo de efectivo en actividades de financiación			
Captaciones (pagos) de préstamos		3,210	997
Pago de intereses		(8,199)	(7,526)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)		(641)	(563)
Restitución de capital		(18)	(30)
Dividendos pagados		(11,717)	(15,565)
Efectivo neto usado en actividades de financiación		(17,365)	(22,687)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo		(1,425)	1,312
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo		(3,360)	1,718
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo		14,054	12,336
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo		10,694	14,054

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2025	4T 2024	12M 2025	12M 2024
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	1,527	3,898	9,029	14,935
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,653	3,906	16,107	15,197
(+/-) Impairment activos a largo plazo	(26)	(876)	(23)	(867)
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	0	(1,721)	0	(1,721)
(+/-) Resultado financiero, neto	1,979	2,376	8,528	8,519
(+) Provisión impuesto a las ganancias	993	2,673	5,927	11,090
(+) Impuestos y otros	877	489	3,203	2,310
(+/-) Interés no controlante	953	1,132	3,905	4,680
EBITDA Consolidado	9,956	11,877	46,676	54,143

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (4T25)

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	801	(555)	1,208	73	0	1,527
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,386	554	351	362	0	3,653
(+/-) Impairment activos a largo plazo	325	0	(346)	(5)	0	(26)
(+/-) Resultado financiero, neto	814	241	109	802	13	1,979
(+) Provisión impuesto a las ganancias	(158)	133	837	181	0	993
(+) Otros Impuestos	412	351	40	74	0	877
(+/-) Interés no controlante	(21)	46	290	638	0	953
EBITDA Consolidado	4,559	770	2,489	2,125	13	9,956

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 12M 2025	% Participación
Hidrocarburos	3,022	1,591	4,597	73%
Producción	2,397	1,102	3,499	55.9%
Refinación y Petroquímica	255	135	391	6.2%
Exploración	281	54	335	5.4%
Transporte*	0	299	299	4.8%
Corporativo	72	0	73	1.2%
Energías para la Transición**	69	17	86	1.4%
Transmisión y Vías	0	1,572	1,572	25.1%
Transmisión de Energía	0	1,439	1,439	23.0%
Vías	0	108	108	1.7%
Telecomunicaciones	0	24	24	0.4%
Total	3,091	3,180	6,255	100.0%

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

** Incluye solo el total de inversiones orgánicas

Anexos Ecopetrol S.A.

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

Tabla 7: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)
Nacionales	12,485	15,612	(20.0%)	54,887	62,345	(12.0%)
Exterior	9,270	10,901	(15.0%)	38,654	43,089	(10.3%)
Total ingresos	21,755	26,513	(17.9%)	93,541	105,434	(11.3%)
Costos variables	15,016	17,716	(15.2%)	63,488	67,280	(5.6%)
Costos fijos	3,959	4,437	(10.8%)	15,510	16,265	(4.6%)
Costo de ventas	18,975	22,153	(14.3%)	78,998	83,545	(5.4%)
Utilidad bruta	2,780	4,360	(36.2%)	14,543	21,889	(33.6%)
Gastos operacionales	(1,512)	(336)	350.0%	(5,452)	3,025	(280.2%)
Utilidad operacional	1,268	4,696	(73.0%)	9,091	18,864	(51.8%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,295)	(1,766)	(26.7%)	(5,907)	(6,391)	(7.6%)
Resultados de participación en compañías	1,603	2,572	(37.7%)	7,050	8,489	(17.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,576	5,502	(71.4%)	10,234	20,962	(51.2%)
Provisión impuesto a las ganancias	162	(1,571)	(110.3%)	(994)	(5,993)	(83.4%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,527	3,897	(60.8%)	9,029	14,935	(39.5%)
EBITDA	3,592	5,210	(31.1%)	19,035	25,817	(26.3%)
Margen EBITDA	16.5%	19.70%	(3.2%)	20.30%	24.50%	(4.2%)

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2025	Septiembre 30, 2025	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	2,796	4,141	(32.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	9,496	13,634	(30.4%)
Inventarios	5,829	6,933	(15.9%)
Activos por impuestos corrientes	10,947	9,743	12.4%
Otros activos financieros	2,349	1,274	84.4%
Otros activos	1,461	1,838	(20.5%)
Total activos corrientes	32,878	37,563	(12.5%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	85,889	94,495	(9.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	685	594	15.3%
Propiedades, planta y equipo	40,799	36,891	10.6%
Recursos naturales y del medio ambiente	30,381	28,043	8.3%
Activos por derecho de uso	2,367	2,573	(8.0%)
Intangibles	494	590	(16.3%)
Activos por impuestos diferidos	3,410	9,535	(64.2%)
Otros activos financieros	76	2,695	(97.2%)
Goodwill y otros activos	1,132	1,262	(10.3%)
Total activos no corrientes	165,233	176,678	(6.5%)
Total activos	198,111	214,241	(7.5%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	7,686	7,784	(1.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	12,094	16,102	(24.9%)
Provisiones por beneficios a empleados	3,088	2,991	3.2%
Pasivos por impuestos corrientes	903	831	8.7%
Provisiones y contingencias	1,119	1,135	(1.4%)
Otros pasivos	450	392	14.8%
Total pasivos corrientes	25,340	29,235	(13.3%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	66,239	76,871	(13.8%)
Provisiones por beneficios a empleados	10,040	13,544	(25.9%)
Pasivos por impuestos no corrientes	549	524	4.8%
Provisiones y contingencias	11,912	10,081	18.2%
Otros pasivos	271	289	(6.2%)
Total pasivos no corrientes	89,011	101,309	(12.1%)
Total pasivos	114,351	130,544	(12.4%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	83,760	83,697	0.1%
Total patrimonio	83,760	83,697	0.1%
Total pasivos y patrimonio	198,111	214,241	(7.5%)

Tabla 9: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	4T 2025	4T 2024	% Part.	12M 2025	12M 2024	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	142.6	186.7	31.7%	166.8	183.6	38.9%
Asia	289.7	207.2	64.3%	213.3	220.2	49.7%
América Central / Caribe	8.0	0.0	1.8%	4.2	0.0	1.0%
Otros	0.0	19.4	0.0%	2.1	10.8	0.5%
Europa	0.0	22.0	0.0%	18.5	13.2	4.3%
Costa Oeste EE.UU.	4.8	16.9	1.1%	12.3	9.3	2.9%
América del Sur	0.0	0.0	0.0%	0.0	2.0	0.0%
Costa Este EE.UU.	5.4	11.1	1.2%	11.9	6.8	2.8%
Total	450.5	463.3	100.0%	429.1	445.9	100.0%

Productos - kbped	4T 2025	4T 2024	% Part.	12M 2025	12M 2024	% Part.
América Central / Caribe	18.4	43.2	18.5%	25.5	37.3	23.7%
Costa del Golfo EE.UU.	44.9	41.5	45.1%	40.8	34.3	38.1%
Asia	16.1	14.0	16.1%	16.6	15.2	15.5%
América del Sur	9.5	9.8	9.6%	9.7	8.7	9.0%
Costa Este EE.UU.	9.1	9.4	9.2%	10.3	14.6	9.6%
Europa	1.5	9.0	1.5%	3.7	4.5	3.5%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Otros	0.0	0.0	0.0%	0.6	0.2	0.6%
Total	99.4	127.0	100.0%	107.3	114.8	100.0%

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

Tabla 10: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales - kbped	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)
Crudo	182.7	215.0	(15.0%)	185.5	213.9	(13.3%)
Gas	3.2	6.1	(47.5%)	3.9	6.5	(40.0%)
Productos	3.3	3.5	(5.7%)	3.2	3.3	(3.0%)
Diluyente	0.1	0.0	-	0.1	0.0	-
Total	189.3	224.6	(15.7%)	192.6	223.7	(13.9%)

Importaciones - kbped	4T 2025	4T 2024	Δ (%)	12M 2025	12M 2024	Δ (%)
Crudo	50.0	36.2	38.1%	59.8	45.8	30.6%
Productos	64.2	113.2	(43.3%)	78.0	84.3	(7.5%)
Diluyente	25.5	24.2	5.4%	31.1	29.4	5.8%
Total	139.8	173.7	(19.5%)	168.8	159.5	5.8%

Total	329.1	398.3	(17.4%)	361.4	383.2	(5.7%)
--------------	--------------	--------------	----------------	--------------	--------------	---------------

Tabla 11: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Toritos Oeste-1	A1	LLA123	Llanos Central	Geopark 50%(operador) - Hocol 50%	En evaluación	Febrero/2025
2	Primero	Sirius-2 ST2	A1	Gua Off 0	Caribe Offshore	Petrobras 44.44% (operador) - Ecopetrol 55.56%	Exitoso	Enero/2025
3	Primero	Andina Este-1	A3	Capachos	Piedemonte	Parex 50% (operador) - Ecopetrol 50%	Seco	Febrero/2025
4	Segundo	Curucutu-1	A3	LLA123	Llanos Central	Geopark 50%(operador) - Hocol 50%	Exitoso	Abril/2025
5	Segundo	Toritos Sur-3	A1	LLA123	Llanos Central	Geopark 50% (Operador) - HOCOL 50%	Exitoso	Mayo/2025
6	Segundo	Buena Suerte-1	A3	Gua Off 0	Caribe Offshore	Petrobras 44.44% (operador) - Ecopetrol 55.56%	Seco	Junio/2025
7	Tercero	Matraquero-1	A3	LLA104	Llanos Central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	En evaluación	Agosto/2025
8	Tercero	Toritos Norte-3	A1	LLA123	Llanos Central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	Exitoso	Septiembre/2025
9	Cuarto	Toritos Este-1	A2c	LLA123	Llanos Central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	Exitoso	Octubre/2025
10	Cuarto	Papayuela-1	A3	Gua Off 0	Caribe Offshore	Petrobras 44.44% (operador) - Ecopetrol 55.56%	Seco	Octubre/2025
11	Cuarto	Infantas 3340	A2b	Cira Infantas	VMM	Sierracol 48% (ejecutor) Ecopetrol 52%	En evaluación	Noviembre/2025
12	Cuarto	Raju-1	A2c	Sur Oriente	PUT	Gran Tierra (ejecutor), Ecopetrol 100%	Exitoso	Octubre/2025
13	Cuarto	Tinamu-2	A1	CPO 09	Llanos Sur	Ecopetrol 100% (operador)	En evaluación	Diciembre/2025
14	Cuarto	Curucutu-2	A1	LLA123	Llanos Central	Geopark 50% (Operador) - HOCOL 50%	En evaluación	Diciembre/2025
Pozos perforados con inversión 100% a cargo de la asociada								
1	Primero	Guarilaque West-1	A2c	Orocue	Llanos Central	Perenco	Seco	Marzo/2025
2	Segundo	Cosecha G-NE-1	A1	Cosecha	Llanos Central	Sierracol	Exitoso	Mayo/2025

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

Indicadores HSE*	4T 2025	4T 2024	12M 2025	12M 2024
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.29	0.40	0.27	0.32
Incidentes ambientales**	1	0	4	2

* Los resultados de los indicadores están sujetos a modificación posterior al cierre del trimestre debido a que algunos de los accidentes e incidentes son reclasificados según el resultado final de las investigaciones. ** Los incidentes ambientales son aquellos derrames de hidrocarburos superiores a 1 barril, con afectación ambiental.