

Resultados 2025 TERCER TRIMESTRE

Fortalecimiento de la operación favorece el cumplimiento de las metas del año

Producción

kbped



Declaración comercial de campos Toritos y Saltador en el Meta
(Certificación de reservas 2025)

Transporte

kbd



ANLA habilita importación de gas con infraestructura de Cenit en Coveñas

Refinación

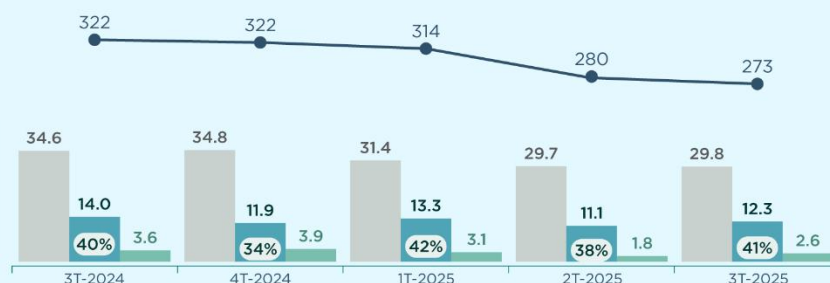
kbd



Recuperación de niveles de carga tras finalización de ciclos de mantenimiento

Cifras trimestrales

BCOP



Cifras Acumuladas Sep-25

BCOP



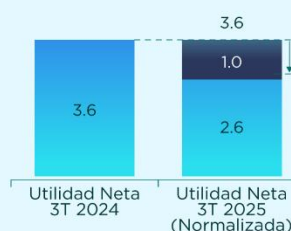
EBITDA por Segmento 3T - 2025



Exploración, Producción y Desarrollo
Transporte
Refinación
Transmisión y vías

Utilidad Neta Normalizada por Factores Externos (BCOP) 3T-2025

BCOP



-1.5 Brent & TRM
-0.2 Inflación
-0.1 Impuestos
+0.8 Diferenciales de crudo y productos

4.1 BCOP
Eficiencias 9M-2025
Proyectamos superar meta anual

4,179 MUSD
Inversiones 9M-2025
72% de la meta anual

234 MW
Total portafolio en operación
Inicio de operación de la granja solar Iguana aporta 26MW

Great Place to Work 2025
Logro extraordinario al superar en 230% la meta de ambiente laboral

Maximización del uso de la infraestructura
existente mediante la reversión del sistema Coveñas - Ayacucho



Durante los nueve meses del año, hemos concentrado esfuerzos en fortalecer la operación del negocio tradicional, mantener una rigurosa disciplina de capital y avanzar, generando valor sostenible en la

consolidación de proyectos estratégicos para la transición y la seguridad energética del país.

La solidez de estos pilares y el plan de ahorros y eficiencias que nos hemos trazado, nos han permitido enfrentar la volatilidad de los precios del crudo y de la tasa de cambio, mitigar impactos del entorno y mantenernos firmes en el propósito de cumplir las metas trazadas para el 2025.

Los **resultados financieros** reflejan la importancia de nuestra estrategia de diversificación del mercado y del portafolio, además de la búsqueda de sinergias y eficiencias en la integración del negocio de hidrocarburos. Durante el tercer trimestre obtuvimos ingresos por COP 29.8, un EBITDA de COP 12.3, un margen EBITDA del 41% y una utilidad neta de COP 2.6 billones.

En estos 9 meses de año, se alcanzaron: ingresos por COP 90.9 billones, un EBITDA de COP 36.7 billones, un margen EBITDA del 40.4% y una utilidad neta de COP 7.5 billones.

Como parte de nuestros **aportes a la seguridad energética**, avanzamos en el propósito de obtener una mayor producción de gas en nuestros campos, en el desarrollo de los recursos del offshore en el Caribe y la adaptación de la infraestructura de transporte existente para la internación de gas desde la costa hacia el interior del país. Obtuvimos la autorización ambiental por parte de la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales) para desarrollar actividades de recibo e internación de gas natural licuado (GNL), mediante adecuación de la infraestructura existente en el Terminal Marítimo de Coveñas, dentro del que esperamos instalar una unidad flotante de regasificación (FSRU); posicionando esta terminal como un nuevo HUB estratégico de gas natural en el Caribe colombiano, infraestructura clave para balancear adecuadamente la relación oferta-demanda y garantizar el abastecimiento de gas natural a nivel nacional.

En la actividad de **comercialización**, se capitalizaron oportunidades del mercado, maximizando los resultados financieros del Grupo. Al cierre del tercer trimestre, se mantuvo un sólido

diferencial de negociación de -3.9 USD/BI, reflejo de una planeada y eficiente gestión comercial.

En el negocio de **Hidrocarburos**, alcanzamos una producción de 751 kbped, impulsada por campos clave en Colombia como Caño Sur, CPO-09 y el Permian en los Estados Unidos. Los volúmenes transportados alcanzaron su mayor nivel en el último año, ubicándose en 1,118 kbd, debido a la maximización del uso de infraestructura, los mayores volúmenes de terceros transportados y la reversión del sistema Coveñas Ayacucho. Las cargas de refinación llegaron a 429 kbd, gracias a la culminación de mantenimientos mayores en Barrancabermeja y mejoras operativas en la refinería de Cartagena.

En la línea de negocios de **Energías para la Transición**, inició operación la granja solar La Iguana, un nuevo proyecto con capacidad de 26 MW que fortalecerá el suministro eléctrico de la refinería de Barrancabermeja y contribuirá a la descarbonización de sus operaciones.

Con esta incorporación, la capacidad instalada de energía renovable en operación alcanzó 234 MW al cierre del 3T25, presentando un incremento del 77% respecto de los 132 MW disponibles al tercer trimestre de 2024. Además, completamos la primera fase de comercialización de gas del campo Floreña, al suscribir 39 contratos con 22 clientes.

Estamos muy complacidos de compartir una mejora significativa en la medición del indicador de cultura y ambiente laboral del Instituto Great Place To Work, que nos ubicó en el nivel muy satisfactorio, pasando de 60 puntos en 2024 a 68 puntos en 2025, fruto de nuestro foco y orientación hacia el bienestar de los empleados y la creación de valor.

En cumplimiento de nuestro compromiso con la transparencia, la generación de valor sostenible y la transformación energética justa y equitativa, hemos sido la primera empresa colombiana en publicar de manera voluntaria nuestro primer reporte de Sostenibilidad Financiera 2024, incorporando elementos de referencia del International Sustainability Standards Board (ISSB).

Los resultados alcanzados en este periodo nos ubican en una sólida posición para cumplir nuestras metas operativas y financieras previstas para 2025. Seguiremos fortaleciendo nuestra flexibilidad operativa y manteniendo los fundamentales de cada negocio, con el propósito de enfrentar los desafíos del entorno y proteger la generación de valor para todos nuestros accionistas.

Ricardo Roa Barragán
Presidente Ecopetrol S.A.

Durante el tercer trimestre del 2025, la operación estable en el segmento de Refinación, el control de OpEx y mejores resultados en ISA impulsaron la recuperación del 42% en la utilidad neta frente a 2T25, en medio de un entorno de bajos precios y menor tasa de cambio.

Durante los 9M25, el Grupo Empresarial Ecopetrol generó una utilidad neta de COP 7.5 billones y un Ebitda de COP 36.7 billones con un margen Ebitda de 40%. Los resultados fueron apalancados por el aumento en la producción de crudo, el programa de eficiencias y mejores diferenciales de la canasta vs Brent, pese a menores precios de mercado, desafíos de entorno en la línea de Hidrocarburos y mantenimientos programados en la Refinería de Barrancabermeja.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2025	3T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	29,840	34,607	(4,767)	(13.8%)	90,875	98,536	(7,661)	(7.8%)
Depreciación y amortización	3,954	3,811	143	3.8%	12,042	10,857	1,185	10.9%
Costos variables	10,509	13,611	(3,102)	(22.8%)	33,812	36,452	(2,640)	(7.2%)
Costos fijos	5,407	5,222	185	3.5%	15,882	14,978	904	6.0%
Costo de ventas	19,870	22,644	(2,774)	(12.3%)	61,736	62,287	(551)	(0.9%)
Utilidad bruta	9,970	11,963	(1,993)	(16.7%)	29,139	36,249	(7,110)	(19.6%)
Gastos operacionales y exploratorios	2,635	2,657	(22)	(0.8%)	7,787	7,606	181	2.4%
Utilidad operacional	7,335	9,306	(1,971)	(21.2%)	21,352	28,643	(7,291)	(25.5%)
Ingresos (gastos) financieros, neto	(2,046)	(2,051)	5	(0.2%)	(6,549)	(6,143)	(406)	6.6%
Participación en resultados de compañías	187	116	71	61.2%	585	502	83	16.5%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5,476	7,371	(1,895)	(25.7%)	15,388	23,002	(7,614)	(33.1%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,710)	(2,264)	554	(24.5%)	(4,933)	(8,418)	3,485	(41.4%)
Utilidad neta consolidada	3,766	5,107	(1,341)	(26.3%)	10,455	14,584	(4,129)	(28.3%)
Interés no controlante	(1,203)	(1,458)	255	(17.5%)	(2,953)	(3,547)	594	(16.7%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	2,563	3,649	(1,086)	(29.8%)	7,502	11,037	(3,535)	(32.0%)
EBITDA	12,326	13,976	(1,650)	(11.8%)	36,720	42,266	(5,546)	(13.1%)
Margen EBITDA	41.3%	40.4%	-	0.9%	40.4%	42.9%	-	(2.5%)

Las cifras incluidas en este reporte no son auditadas y se encuentran expresadas en miles de millones de pesos colombianos (COP), o dólares estadounidenses (USD), o miles de barriles de petróleo equivalentes por día (kbped) o toneladas, y así se indica cuando corresponde. Para efectos de presentación, ciertas cifras de este informe fueron redondeadas al decimal más cercano. Los periodos de comparación corresponden al mismo del año anterior, a menos que se indique un periodo de comparación diferente.

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

I. Resultados Financieros y Operativos

Ingresos por Ventas

Los ingresos por ventas totalizaron COP 29.8 billones en el 3T25, una disminución de 13.8% o de COP -4.8 billones frente al 3T24, debido a:

- Menor volumen de ventas (COP -2.2 billones, -91.6 kbped), principalmente por: i) aumento de volúmenes de inventario de crudo, ii) menor disponibilidad de crudos, asociado a los mayores requerimientos por parte de las Refinerías y iii) disminución del volumen de ventas de gas nacional.
- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos y productos de -4.3 USD/BI (COP -1.9 billones), en línea con menor Brent, compensado parcialmente con el fortalecimiento de los diferenciales de productos y crudos.
- Efecto cambiario negativo en los ingresos (COP -0.5 billones), por menor tasa de cambio promedio.
- Menores ingresos por servicios de transmisión de energías y vías (COP -0.2 billones).

Los ingresos por ventas acumulados en los 9M25 de COP 90.9 billones, presentaron una disminución de 7.8% correspondientes a COP -7.7 billones versus los 9M24, como resultado neto entre: i) menor precio promedio ponderado de venta de crudos y productos de -6.9 USD/BI (COP -7.8 billones), por los factores anteriormente explicados, ii) disminución en el volumen de ventas (COP -2.3 billones, -32.2 kbped), por aumento de volúmenes de inventario de crudo y menores ventas nacionales de gas, iii) aumento en la TRM promedio, que favoreció los ingresos (COP +2.3 billones), y iv) mayores servicios de transmisión de energías y vías (COP +0.1 billones).

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)
Destilados Medios	186.9	184.6	1.3%	186.2	183.7	1.4%
Gasolinas	129.3	126.2	2.5%	129.5	129.2	0.2%
Gas Natural	69.4	86.4	(19.7%)	69.1	86.4	(20.0%)
Industriales y Petroquímicos	20.2	17.6	14.8%	19.2	18.2	5.5%
GLP y Propano	11.8	15.0	(21.3%)	12.7	15.6	(18.6%)
Crudo	(0.1)	0.1	(200%)	0.0	0.0	-
Combustóleo	0.2	0.2	0.0%	0.2	0.2	0.0%
Total Volúmenes Locales	417.7	430.1	(2.9%)	416.9	433.3	(3.8%)

Volumen de Exportación - kbped	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)
Crudo	403.1	477.7	(15.6%)	421.9	440.0	(4.1%)
Productos	117.2	123.8	(5.3%)	109.9	110.7	(0.7%)
Gas Natural*	17.2	15.2	13.2%	17.2	14.0	22.9%
Total Volúmenes de Exportación	537.5	616.7	(12.8%)	549.0	564.7	(2.8%)
Total Volúmenes Vendidos	955.2	1,046.8	(8.8%)	965.9	998.0	(3.2%)

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

El total de volumen vendido durante el 3T25 ascendió a 955.2 kbped, 8.8% menor frente al 3T24 (91.6 kbped), como resultado principalmente de un menor volumen de ventas de exportación.

Las ventas en Colombia, mostraron una disminución de 2.9% (-12.4 kbped) versus 3T24, debido principalmente a:

- Disminución del 20% (-17.2 kbped) en ventas de gas por menores cantidades contratadas en Cusiana - Cupiagua debido a la declinación natural de los campos.
- Disminución del 21.3% (-3.2 kbped) en ventas de GLP y Propano por menores cantidades ofertadas, principalmente en Cusiana y Cupiagua.
- Aumento en venta de combustibles en 5.4 kbped debido a mayor disponibilidad de producto.
- Aumento en venta de productos petroquímicos en 2.6 kbped por una mayor demanda de asfalto, polipropileno y bases lubricantes.

Las ventas internacionales disminuyeron 12.8% (-79.2 kbped) en el 3T25 versus el 3T24, debido principalmente a:

- Disminución del 15.6% (-74.6 kbped) en exportación de crudos debido a mayores cargas en refinerías (+28 kbped) y variación en inventarios en la cadena logística (45 kbped).

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

USD/BI	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)
Brent	68.2	78.7	(13.3%)	69.9	81.8	(14.5%)
Canasta de Venta de Gas	28.8	26.8	7.5%	28.2	27.4	2.9%
Canasta de Venta de Crudo	64.3	74.0	(13.1%)	65.3	75.4	(13.4%)
Canasta de Venta de Productos	81.8	84.1	(2.7%)	82.3	89.2	(7.7%)

Crudos: En el 3T25 versus 3T24, se observó un debilitamiento de 9.7 USD/BI en los precios de la canasta de crudo, explicado por el debilitamiento del Brent en 10.5 USD/BI, parcialmente compensado por la capacidad de la compañía para capturar un mejor diferencial (0.8 USD/BI) impulsado por la incertidumbre generada a nivel internacional por la imposición de aranceles, así como un mejor posicionamiento en mercados más rentables a través de las oficinas comerciales en Houston y Singapur.

Productos Refinados: A pesar del debilitamiento del Brent en 10.5 USD/BI, en el 3T25 versus el 3T24, la canasta de venta de productos se debilitó únicamente en 2.3 USD/BI. Dicha variación fue mitigada gracias al fortalecimiento de los indicadores versus Brent, especialmente en gasolina, diésel y fuel generados por inventarios bajos, mayor demanda e interrupciones logísticas en Medio Oriente, junto con 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 en 2.0 USD/BI, pasando de 26.8 USD/BI a 28.8 USD/BI debido principalmente por mejores precios nacionales en línea con la indexación de los contratos.

Costo de Ventas

El costo de ventas disminuyó 12.3% en COP -2.8 billones en el 3T25 y 0.9% en COP -0.6 billones en los 9M25 versus los mismos periodos del año anterior.

Costos Variables

Los costos variables disminuyeron 22.8% en COP -3.1 billones en el 3T25 frente al 3T24, explicado por:

- Disminución en las compras de crudo, gas y productos (COP -2.4 billones), por: i) menor volumen comprado (COP -1.1 billones, -40.4 kbped), principalmente de combustibles ante estabilidad operativa en las Refinerías, que permitió atender la demanda nacional con mayor producto propio, ii) menor precio promedio ponderado de compras de -7.7 USD/BI, asociado al menor precio de referencia Brent (COP -1.1 billones), y iii) efecto positivo en compras por menor tasa de cambio promedio (COP -0.2 billones).
- Mayor nivel de inventarios y otros (COP -0.7 billones), con realización de ventas en meses posteriores.

Los costos variables disminuyeron 7.2% en COP -2.6 billones en los 9M25 frente a los 9M24, por efecto neto entre: i) menor precio promedio ponderado de compras de -7.7 USD/BI, asociado al menor precio de referencia Brent (COP -3.6 billones), ii) disminución del volumen comprado (COP -0.1 billones, -5.8 kbped) y iii) efecto negativo en compras por mayor tasa de cambio promedio (COP +1.1 billones).

Costos Fijos

Los Costos Fijos aumentaron 3.5% (COP +0.2 billones) en el 3T25 frente al 3T24, por: i) mayor actividad de construcción de ISA y ii) el incremento en los costos de servicios contratados y generales, principalmente por efecto inflacionario en las tarifas de contratos, compensados parcialmente con iii) control y captura de eficiencias en costos y iv) una menor TRM promedio.

Los costos fijos en los 9M25 frente a los 9M24, aumentaron 6.0% en COP +0.9 billones, por: i) mayor actividad de construcción de ISA y ii) incremento en los costos de mantenimiento, generales y otros, asociados a mayor ejecución de actividades para dar apoyo a la operación, efecto inflacionario en las tarifas de contratos y mayor TRM promedio en costos; lo anterior fue compensado parcialmente con iii) control y captura de eficiencias en costos.

Depreciación y Amortización: Aumentó 3.8% (COP +0.1 billones) en el 3T25, impulsada por un mayor nivel de inversión de capital y producción de crudo local.

La depreciación y amortización presentó un aumento de 10.9% equivalente a COP +1.2 billones en los 9M25 frente a los 9M24; adicional a los factores explicados anteriormente, el acumulado a septiembre tiene un efecto negativo cambiario en la depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada mayor tasa de cambio promedio.

Gastos Operacionales y Exploratorios, neto de Otros Ingresos

Los gastos operacionales y exploratorios, netos de otros ingresos disminuyeron 0.8% en COP 22 mil millones en 3T25 frente al 3T24 principalmente por un efecto compensado entre: i) disminución en los gastos exploratorios por menor reconocimiento en el resultado de activos exploratorios y ii) mayores impuestos por decreto de conmoción interior, efecto inflacionario y actualización de provisiones en ISA.

Los gastos operacionales y exploratorios, netos de otros ingresos aumentaron 2.4% en COP 0.2 billones en 9M25 vs 9M24; adicional a los mensajes explicados para el trimestre, se destaca una mayor provisión de cartera en la línea de negocios de transmisión de energía y vías.

Resultado Financiero (No Operacional)

El resultado financiero del 3T25 se mantuvo en los mismos niveles del 3T24, como resultado neto entre un mejor rendimiento financiero por valoración del portafolio compensando por el incremento de los intereses de deuda dado principalmente por un mayor nivel de endeudamiento de corto plazo.

El resultado financiero neto (gasto) aumentó 6.6% en COP 0.4 billones en 9M25 frente a 9M24, explicado por el mayor costo financiero por un mayor endeudamiento de corto plazo y el efecto de la depreciación promedio del peso frente al dólar, parcialmente compensado por ingresos por diferencia en cambio dada la menor exposición cambiaria y la actualización financiera de pasivos de largo plazo.

Impuesto a las Ganancias

La Tasa Efectiva de Tributación en los 9M25 disminuyó a 32.1% desde 36.6% en los 9M24, debido principalmente a una menor sobretasa del impuesto de renta en el 2025 (0%) vs 2024 (10%) dada la proyección del precio del Brent a la fecha de cierre. Por su parte, la tasa del trimestre se ubicó en 31.2% en niveles similares con relación al 3T24.

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

1. Durante el 3T25, la DIAN ratificó el Concepto No. 100202208-2305 del 19 de diciembre de 2024 en el cual, según su interpretación, 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 ha notificado a la Refinería de Cartagena seis liquidaciones oficiales por valor de COP 1.89 billones entre IVA, sanción e intereses. Cuatro de estas liquidaciones oficiales se encuentran en etapa de interposición del recurso de reconsideración. En dos procesos, la DIAN resolvió el recurso, confirmando y manteniendo la posición inicial. Por su parte, Ecopetrol ha sido notificado con dos liquidaciones oficiales, por valor de COP 9.39 billones entre IVA, sanción e intereses. Contra estas liquidaciones oficiales Ecopetrol interpuso el recurso de reconsideración. Estos valores totales podrán ser superiores en la medida que se reciban requerimientos adicionales por parte de la DIAN.
3. Ecopetrol y la Refinería de Cartagena difieren de la interpretación de la DIAN que propende por el cobro retroactivo del IVA, por las razones que oportunamente han sido expuestas a la DIAN en las respuestas a los REA's y posteriormente en los recursos de reconsideración en contra de las LOC's. 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 Estatuto Tributario que incluye procedimientos de cobro coactivo, sin perjuicio de que la Refinería de Cartagena y la Compañía 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 habilitaría la alternativa de interponer una acción de tutela con fines preventivos para garantizar los derechos de las compañías, como en efecto ocurrió recientemente en el caso de Refinería de Cartagena que actualmente está en curso la mencionada acción.
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 ninguna provisión contable.

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

Estado de Situación Financiera

Los **activos** de Grupo Ecopetrol disminuyeron COP -2.7 billones equivalentes al -0.9% entre junio y septiembre del 2025 principalmente por: i) el efecto de reexpresión de los activos de las filiales con moneda funcional dólar a una menor tasa de cambio de cierre vs el trimestre anterior, ii) la depreciación del periodo, y iii) la actualización del impuesto diferido y otros. Lo anterior fue compensado con un mayor nivel de CAPEX, causación del FEPC del trimestre y aumento de efectivo y equivalentes, dado el efecto positivo en el flujo de operación.

Los **pasivos** disminuyeron en COP -4.2 billones equivalente a -2.2% durante el 3T25, principalmente por el efecto neto entre: i) la disminución en el saldo de obligaciones financieras por pago de deuda de corto plazo sumado al efecto de reexpresión de la deuda en dólares a tasa de cambio de cierre (COP -6.0 billones), ii) mayores impuestos corrientes del periodo (COP +0.9 billones), y iii) mayores cuentas por pagar y otros pasivos (COP +0.9 billones).

El **patrimonio** del Grupo Ecopetrol al cierre del 3T25 fue de COP 107.0 billones, un aumento de COP 1.4 billones frente al 2T25, principalmente por las utilidades generadas durante el periodo, compensado con el ajuste por conversión de filiales con moneda funcional USD a tasa de cierre. El 75% del patrimonio corresponde a los accionistas de Ecopetrol y el 25% restante al interés no controlante.

Flujo de Caja, Deuda y FEPC

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2025	3T 2024	9M 2025	9M 2024
Efectivo y equivalentes inicial	10,118	13,237	14,054	12,336
(+) Flujo de la operación	8,878	12,465	25,047	35,549
(-) CAPEX	(5,073)	(5,157)	(14,063)	(14,059)
(-) Contraprestación pagada en adquisición de activos	0	0	(1,109)	0
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	1,249	(2,552)	(1,009)	(3,237)
(-) Adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido	(65)	(159)	(65)	(158)
(+) Otras actividades de inversión	762	596	1,567	1,646
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	(4,858)	(2,150)	(2,427)	(4,064)
(-) Pagos de dividendos	(329)	(2,741)	(11,024)	(14,933)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(318)	566	(607)	1,040
(-) Restitución de capital	0	(6)	0	(21)
Efectivo y equivalentes final	10,364	14,099	10,364	14,099
Portafolio de inversiones	3,700	4,721	3,700	4,721
Caja total	14,064	18,820	14,064	18,820

Flujo de Caja

Al cierre del 3T25, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 14.1 billones (23% COP y 77% USD). El flujo de operación del trimestre y la venta de los TCO's (títulos de tesorería de corto plazo) habilitaron: i) los desembolsos de CAPEX del trimestre y ii) el pago de capital e intereses de la deuda del trimestre.

Deuda

Al corte del 3T25, el saldo de la deuda en el balance es de COP 114.3 billones, equivalentes a USD 29,124 millones (Grupo ISA con una participación de USD 8,736 millones), una disminución de COP 6.0 billones frente a 2T25, explicada por el efecto total entre: i) prepago de operaciones de financiamiento de corto plazo, y ii) la re-expresión de las obligaciones financieras en dólares a tasa de cierre, reconocida principalmente en el patrimonio a través de la contabilidad de coberturas.

El indicador Deuda Bruta/EBITDA del Grupo Empresarial al corte de septiembre 2025 fue de 2.4 veces, inferior al límite superior interno 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 septiembre se mantiene en 1.1 veces.

Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles (FEPC)

Al cierre de septiembre de 2025, la cuenta por cobrar al FEPC se ubicó en COP 3.3 billones, un incremento de COP 0.8 billones frente al 2T25, correspondiente a la causación del trimestre.

Eficiencias

En 2025 el Grupo Ecopetrol continúa materializando su estrategia integral de eficiencias y rentabilización con un aporte de COP 4.1 billones al cierre del 3T25, del cual, el 60% ha tenido un impacto directo en el **EBITDA por COP 2.45 billones** (COP 1.27 billones por eficiencias en Opex y COP 1.18 billones por generación adicional de ingresos), como se detalla a continuación:

OPEX

- Se lograron ahorros por COP 270 mil millones mediante mejoras en eficiencia energética, autogeneración y compra de energía, junto con COP 265 mil millones en mantenimiento gracias al reúso de materiales, optimización de sistemas de levantamiento artificial y estrategias de confiabilidad.
- Se alcanzaron eficiencias por COP 244 mil millones a través de iniciativas en soluciones digitales, control de demanda de servicios y gestión de seguros, complementadas por una estrategia de aprovisionamiento más eficiente que generó ahorros por COP 194 mil millones.
- Se obtuvieron ahorros por COP 165 mil millones en evacuación de crudos y dilución, principalmente por la entrada anticipada del proyecto Caño Sur Este con ODL.

Ingresos

- Estrategias de incremento de producción: mejoras operativas en Well Service y la optimización de procesos en el Piedemonte, que aportaron COP 347 mil millones.
- Captura de sinergias, en los sistemas de transporte de crudo mediante la segregación y ruteo, así como por compensaciones volumétricas por calidad, generando ingresos por COP 155 mil millones.
- Mayores márgenes por exportación de crudos (COP 105 mil millones), importación de productos (COP 99 mil millones) y el fee de compras ANH (COP 73 mil millones).
- Agregación de valor en operaciones de refinación por migración de calidad de HSFO a IFO-380 (COP 69 mil millones) y mayor producción de asfalto en la refinería de Barrancabermeja (COP 23 mil millones).

Desde el punto de vista de los costos unitarios, las eficiencias obtenidas durante los 9M25 se ven reflejadas de la siguiente manera:

- El 52% de las eficiencias en el Opex permitieron mitigar impactos en el costo de levantamiento en 0.91 USD/BI.
- Las eficiencias en el costo de caja de refinación y el costo por barril transportado permitieron su reducción en 0.10 USD/BI y 0.013 USD/BI respectivamente.

Se alcanzaron **eficiencias en Capex por COP 1.05 billones** relacionadas con la optimización del costo de las inversiones en proyectos dentro de lo cual se destaca:

- En perforación y completamiento de operación directa, mediante mejoras en diseño e ingeniería, optimización de servicios, negociación de tarifas y reducción de tiempos de proceso.
- En Permian, reducciones en tiempos y costos operativos gracias a nuevos diseños de pozos, menores presiones de fractura y tiempos de bombeo, lo que resultó en menores costos por pie perforado y por barril bombeado respecto al plan.
- En facilidades de superficie, en la optimización de alcances de diseño e ingeniería de los proyectos.

Se implementaron acciones enfocadas en mejorar el capital de trabajo, con un impacto positivo en caja por COP 0.6 billones. Esto se logró mediante la gestión anticipada de pagos con entidades, evitando endeudamientos, la optimización de inventarios y ahorros en el pago de la cuota de fiscalización.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Inversiones Grupo Ecopetrol Negocio	Total 9M 2025		% Participación
	Millones USD	Billones COP	
Hidrocarburos*	2,582	10.7	62%
Energías para la Transición**	529	2.2	13%
Transmisión y Vías	1,068	4.4	25%
Total	4,179	17.3	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: 4,131.52

** Incluye inversiones en gas y Transición Energética
Incluye solo inversiones orgánicas

Al cierre del 3T25, el Grupo Ecopetrol realizó inversiones por USD 4,179 millones (COP 17.3 billones). El 64% de estas inversiones se ejecutaron en Colombia, mientras que el 36% restante se destinó a operaciones internacionales, principalmente en Brasil (20%), Estados Unidos (12%) y otras geografías (4%).

Hidrocarburos

Al 3T25, las inversiones en hidrocarburos representaron el 62% del total del Grupo Ecopetrol, alcanzando USD 2,582 millones (COP 10.7 billones¹). De este monto, USD 2,139 millones (COP 8.8 billones) se destinaron a actividades de exploración y producción, principalmente en el departamento del Meta, en activos como Caño Sur Rubiales, Castilla y Chichimene. A nivel internacional, las inversiones se concentraron en la cuenca Pérmica (Midland, EE. UU.) y en Brasil, con el proyecto Orca (antes Gato do Mato).

En el segmento de refinación, se invirtieron USD 240 millones (COP 1.0 billón), enfocados en garantizar la continuidad operativa de las refinerías (94%), así como en proyectos estratégicos como el Control de Emisiones SOX y la Línea Base de Calidad de Combustibles en la Refinería de Barrancabermeja, además de mantenimientos mayores y paradas de planta en ambas refinerías.

En el segmento de transporte, las inversiones ascendieron a USD 162 millones (COP 0.7 billones), dirigidas principalmente a asegurar la continuidad operativa de los sistemas de oleoductos y poliductos, mediante actividades de cruces, reparaciones mecánicas y trabajos de geotecnia.

Energías para la Transición

Al 3T25, el Grupo Ecopetrol reafirmó su compromiso con la transición energética, destinando USD 529 millones (COP 2.2 billones) a inversiones en la línea de Energías para la Transición, lo que representa el 13% del total de inversiones. En el fortalecimiento de la cadena de valor y el abastecimiento de gas, se invirtieron USD 425 millones (COP 1.8 billones), principalmente en el bloque GUAOFF-0, ubicado en el Caribe offshore colombiano, y en campos del Piedemonte llanero como Floreña y Cupiagua, concentrados en el departamento de Casanare. Adicionalmente, se destinaron USD 104 millones (COP 0.4 billones) a proyectos de eficiencia energética y energías renovables.

Transmisión y Vías

Al 3T25, el Grupo Ecopetrol ejecutó inversiones por USD 1,068 millones (COP 4.4 billones) en la línea de negocio de Transmisión y Vías, lo que representa el 25% del total de inversiones. La mayor parte de estas inversiones (91%) se concentraron en el negocio de transmisión de energía, con presencia en Brasil, Perú y Colombia. El segmento de vías representó el 8%, con proyectos destacados como Ruta del Este en Panamá y en Chile, las iniciativas Ruta del Maipo y Ruta de los Ríos. El 1% restante se destinó al negocio de telecomunicaciones en Colombia.

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

II. Resultados por Líneas de Negocio

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

1. HIDROCARBUROS

1.1 Exploración, Desarrollo y Producción

Exploración

Al cierre del 3T25 se han perforado 10 pozos exploratorios: 8 pozos corresponden a actividad de Ecopetrol y su filial Hocol en conjunto con sus asociados y 2 perforados bajo la modalidad de solo riesgo por parte de nuestros socios (ver anexos - Tabla 11: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol).

De la actividad exploratoria en tierra se destaca:

- La declaración de comercialidad, el 30 de septiembre de 2025, de los descubrimientos Toritos (incluye el pozo Curucutu-1) y Saltador (incluye los pozos Bisbita Este-1, Bisbita Centro-1 y Bisbita Oeste-1) ubicados en el bloque LLA 123 en el Departamento del Meta. Operados por Geopark en asocio con Hocol, estos campos aportan al Grupo Ecopetrol una producción neta de 1.9 kbpd de crudo entre 14° y 23° API. Esta aprobación permitirá incorporar reservas probadas (1P) y recursos contingentes para el balance 2025.
- Continúa la perforación del pozo Floreña N18Y operado por Ecopetrol (100%) ubicado en el Piedemonte y Toritos Este-1 operado por Geopark (50%) en asociación con nuestra filial HOCOL (50%) ubicado en los Llanos, los cuales se espera lleguen a profundidad final en el 4T25.

De la actividad exploratoria costa afuera se resalta el avance del proyecto Sirius con el modelo de contratación y las actividades de viabilidad étnica, social y ambiental, para posteriormente continuar con el proceso de licenciamiento ambiental.

En el ámbito internacional, respecto al desarrollo del campo Orca en Brasil, se avanzó en la ejecución de ingeniería de detalle para el casco y las instalaciones superiores del buque flotante (FPSO). Adicionalmente se encuentran en trámite la aprobación del plan de desarrollo por parte de la ANP requisito para la incorporación de reservas, los licenciamientos ambientales para la instalación del sistema submarino SURF y la campaña de perforación de pozos de desarrollo planeada para 2027.

Producción

Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)
Crudo	500.0	493.0	1.4%	497.1	493.6	0.7%
Gas Natural	102.3	117.4	(12.9%)	103.8	119.6	(13.2%)
Total Ecopetrol S.A.	602.3	610.4	(1.3%)	600.9	613.2	(2.0%)
Crudo	21.5	17.9	20.1%	21.5	17.9	20.1%
Gas Natural	13.7	16.4	(16.5%)	14.2	17.3	(17.9%)
Total Hocol	35.2	34.3	2.6%	35.6	35.2	1.1%
Crudo	7.9	6.2	27.4%	7.9	7.2	9.7%
Gas Natural	1.0	0.9	11.1%	0.9	0.9	0.0%
Total Ecopetrol America	8.9	7.2	23.6%	8.8	8.1	8.6%
Crudo	54.9	58.0	(5.3%)	57.3	55.6	3.1%
Gas Natural	50.1	44.6	12.3%	48.2	39.6	21.7%
Total Ecopetrol Permian	105.0	102.6	2.3%	105.5	95.2	10.8%
Crudo	584.3	575.1	1.6%	583.7	574.3	1.6%
Gas Natural	167.1	179.3	(6.8%)	167.1	177.4	(5.8%)
Total Grupo Ecopetrol	751.5	754.4	(0.4%)	750.9	751.7	(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 la tabla del presente reporte se incluye la producción 100% de Arauca-8 tanto para las cifras 2024 como 2025. El titular del Convenio Arauca es Ecopetrol, por ende, el 100% de la titularidad de la producción del Área del Convenio Arauca se encuentra en cabeza de Ecopetrol, sin embargo, en virtud del acuerdo privado (*Business Collaboration Agreement* BCA), suscrito entre Ecopetrol y Parex, una vez producidos los hidrocarburos del Convenio Arauca, Ecopetrol transfiere inmediatamente a Parex el 50% de toda la producción obtenida en el área Contratada.

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

Nota 5: Las cifras 2025 incorporan la producción de los campos El Niño, Guando y Guando SW (4.3 kbped al 3T25) 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.

La producción del Grupo Ecopetrol del 3T25 fue de 751 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped), 3 kbped menos respecto al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a:

- (+30 kbped) Crecimiento de Caño Sur soportado en el aumento de capacidad de tratamiento de fluidos de la Estación Centauros y adquisición del 45% de la participación de Repsol en bloque CPO9, adicional a las acciones de crecimiento asociadas a la entrada progresiva de la Estación Orotoy.
- (+5 kbped) Mejor desempeño de Permian y Ecopetrol América.
- (-15 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.
- (-23 kbped) en crudo nacional por eventos eléctricos en el Meta y Magdalena Medio, afectación por orden público, declinación natural de los campos y retrasos en proyectos y perforación, asociados a bloqueos de comienzos de año.

Frente a los impactos en producción por eventos de entorno, durante el 3T25 se tuvo un impacto acumulado de 369 mil barriles, con una producción diferida acumulada 9M25 de 2.15 millones de barriles. Los impactos del 3T25 se concentraron principalmente en el departamento del Meta y Putumayo debido a: i) bloqueos permanentes en CPO-9 que se extendieron hasta el mes de octubre ii) eventos operativos y de vías de acceso en Cupiagua que afectaron la entrega de productos blancos en el mes de agosto y septiembre.

En términos de perforación, al cierre de septiembre se completaron 331 pozos de desarrollo, con un promedio de 22 equipos de perforación activos durante el periodo.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento y dilución - Grupo Ecopetrol

USD/BI	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	12.18	12.65	(3.8%)	11.81	12.25	(3.6%)	26.0%
Costo de Dilución**	4.76	4.70	1.7%	4.85	5.14	(5.6%)	100.0%

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

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

Costo de Levantamiento

El costo de levantamiento al 3T25 disminuyó en -0.48 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior, apalancado principalmente por las eficiencias capturadas así:

Efecto Tasa de cambio (+0.27 USD/BI): efecto negativo por la conversión del costo dada la menor tasa de cambio promedio que pasó de 4,094 a 4,004 pesos/dólar. Considerando que el 74% de los costos se encuentran en pesos, el indicador en pesos se redujo 6% pasando de 51,795 COP/BI a 48,755 COP/BI.

Efecto costo (-0.74 USD/BI): Se lograron optimizaciones operacionales dentro de las que se encuentran:

- Optimización al modelo operativo y mantenimiento de zonas no industriales.
- Optimización energética: optimización de tarifas de autogeneración, principalmente en Rubiales y Caño Sur y disminución del consumo de energía gracias a la masificación de tecnologías más eficientes y al control operacional de las facilidades de producción e inyección.
- Eficiencias en mantenimiento de pozos, reúso de materiales para las operaciones de subsuelo, optimización de los sistemas de levantamiento artificial y optimización de las estrategias de confiabilidad, entre otros.

Estas eficiencias permitieron compensar parcialmente los siguientes incrementos en costos:

- Impacto por inflación acumulada en servicio de la operación.
- Tratamiento de fluidos con aumento de los volúmenes tratados (+813 KBWPD)²
- Mayores actividades de superficie asociadas a nuevas facilidades de tratamiento y producción.

Costo de Dilución

El costo de dilución aumentó 0.08 USD/BI versus 3T24, explicado principalmente por:

Efecto costo (-0.02 USD/BI): menor precio de compra de nafta asociado a al indicador de referencia Brent en -11 USD/BI.

Efecto Volumen (+0.10 USD/BI): Menores barriles de crudo comercializados.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	3T 2025	3T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	17,378	20,474	(3,096)	(15.1%)	53,884	60,689	(6,805)	(11.2%)
Depreciación, amortización y agotamiento	2,846	2,794	52	1.9%	8,712	7,689	1,023	13.3%
Costos variables	6,889	7,439	(550)	(7.4%)	21,670	22,137	(467)	(2.1%)
Costos fijos	3,259	3,560	(301)	(8.5%)	9,845	10,200	(355)	(3.5%)
Costo de ventas	12,994	13,793	(799)	(5.8%)	40,227	40,026	201	0.5%
Utilidad bruta	4,384	6,681	(2,297)	(34.4%)	13,657	20,663	(7,006)	(33.9%)
Gastos operacionales y exploratorios	1,391	1,673	(282)	(16.9%)	4,267	4,778	(511)	(10.7%)
Utilidad operacional	2,993	5,008	(2,015)	(40.2%)	9,390	15,885	(6,495)	(40.9%)
Ingresos (gastos) financieros	(949)	(991)	42	(4.2%)	(2,992)	(2,951)	(41)	1.4%
Resultados de participación en compañías	3	9	(6)	(66.7%)	18	25	(7)	(28.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,047	4,026	(1,979)	(49.2%)	6,416	12,959	(6,543)	(50.5%)
Provisión impuesto a las ganancias	(674)	(1,320)	646	(48.9%)	(2,163)	(5,654)	3,491	(61.7%)
Utilidad neta consolidada	1,373	2,706	(1,333)	(49.3%)	4,253	7,305	(3,052)	(41.8%)
Interés no controlante	20	23	(3)	(13.0%)	65	63	2	3.2%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,393	2,729	(1,336)	(49.0%)	4,318	7,368	(3,050)	(41.4%)
EBITDA	6,242	8,080	(1,838)	(22.7%)	19,363	24,456	(5,093)	(20.8%)
Margen EBITDA	35.9%	39.5%	-	(3.6%)	35.9%	40.3%	-	(4.4%)

² Incremento en la producción de agua 3T25 vs 3T24 en campos de operación directa de Ecopetrol S.A.



Los **ingresos** disminuyeron durante los 3T25 y 9M25 frente a los 3T24 y 9M24 principalmente por un menor precio de referencia Brent y un menor volumen de ventas asociado a: i) aumento de volúmenes de inventario de crudo y ii) disminución del volumen de venta de gas nacional; compensado parcialmente por el fortalecimiento del diferencial de crudos. Para el 3T25 frente a 3T24 la menor tasa de cambio promedio generó un efecto negativo, mientras que para los 9M25 frente a los 9M24, este efecto fue favorable.

El **costo de ventas** para el 3T25 comparado con el 3T24 disminuyó por:

- Eficiencias alcanzadas en energía, optimización del modelo de operación y mantenimiento; y disminución en tarifas de contratos; contrarrestando el aumento asociado al efecto inflacionario.
- La disminución en compras a terceros principalmente por: i) menor precio de referencia y ii) menores volúmenes comprados.

En los 9M25 se mantiene en niveles similares a los 9M24, como resultado de:

- Por las estrategias de eficiencia antes mencionadas; contrarrestando con el efecto inflacionario.
- Disminución en compras a terceros principalmente por: i) menor precio de referencia y ii) menores volúmenes comprados de regalías a la ANH.
- Compensado por el incremento en la depreciación, amortización y agotamiento, asociado al mayor nivel de capitalización en campos y mayor producción en filiales del exterior.
- Aumento en costos de transporte por: i) mayor tasa de cambio promedio, ii) aumento en las tarifas, y iii) mayor operación contingente Banadía-Araguaney.

Los **gastos operacionales y exploratorios** durante los 3T25 y 9M25 frente a los 3T24 y 9M24, disminuyeron principalmente por menores gastos de activos exploratorios y menores gastos de comercialización.

Los **gastos financieros netos** del 3T25 frente al 3T24 presentaron un menor gasto principalmente por el incremento en los ingresos financieros, compensado por la diferencia en cambio sobre la posición neta pasiva en dólares del segmento. Para los 9M25 frente a los 9M24 se dio un mayor gasto principalmente por mayores gastos por intereses, compensado por la diferencia en cambio sobre la posición neta pasiva en dólares del segmento.

La disminución en el **gasto por impuesto a las ganancias** para los 3T25 y 9M25 frente a los 3T24 y 9M24, se generó en línea con los resultados del segmento y una menor sobretasa de renta dada la perspectiva actual de precios del Brent.

1.2 Transporte y Logística

Tabla 9: Volúmenes Transportados - Grupo Ecopetrol

kbd	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)
Crudo	814.7	808.4	0.8%	801.5	823.6	(2.7%)
Productos	303.0	299.4	1.2%	296.4	302.6	(2.0%)
Total	1,117.7	1,107.8	0.9%	1,097.9	1,126.2	(2.5%)

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

Al cierre del 3T25, el volumen total transportado fue de 1,117.7 kbd, 10.1 kbd más frente al 3T24 y 33.7 kbd frente al 2T25. Para los 9M25 se registró una disminución de 28.3 kbd frente al mismo periodo de 2024.

Crudos: Los volúmenes de crudo transportado crecieron 0.8% en 3T25 frente al 3T24 y 3.6% frente al 2T25, reflejando una recuperación progresiva tras los eventos de entorno del primer semestre. Este desempeño se explica por la operación contingente que permitió evacuar inventarios y garantizar producción del área de Llanos Norte. Adicionalmente, se incorporó el transporte de volúmenes de terceros, incluyendo la producción del campo Acordionero, antes fuera de la red de oleoductos. Durante los 9M25, los volúmenes se redujeron 2.7% por menor producción de terceros, bloqueos y afectaciones a la infraestructura.

Durante el 3T25 se inició la conexión operativa entre Coveñas y la Refinería de Barrancabermeja mediante la reversión del sistema Coveñas–Ayacucho (16”), lo que habilitó la importación de crudos livianos y optimizó el uso de la infraestructura existente. Esta primera etapa permite la importación de 6 kbd de crudos livianos a una tarifa competitiva, ampliando la canasta de crudos disponibles para la refinación y generando para el segmento de



transporte volúmenes adicionales movilizados. En lo corrido del 2025 aproximadamente el 91.1% del volumen de crudo transportado fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Productos Refinados: Los volúmenes transportados crecieron 1.2% durante 3T25 frente al 3T24, apalancados en la recuperación de entregas tras los mantenimientos de las refinerías del 1S25. En los 9M25, se redujeron 2% por menores entregas desde refinerías, compensadas parcialmente por la internación estratégica para garantizar abastecimiento en el interior del país. En lo corrido del 2025, los productos de Ecopetrol S.A. representaron el 31.9% del volumen total transportado por poliductos.

Afectaciones de terceros a la infraestructura de transporte: En los 9M25 se registraron 26 eventos (6 en el 3T25), frente a 30 en los 9M24 (28 en el 3T24). Por su parte, en el 3T25 aumentó en 40% el retiro de válvulas ilícitas frente al 3T24, y en 10% para los 9M25 frente a los 9M24.

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 90 días durante 9M25) lo que limitó la producción y el transporte de ~5 kbd durante los 9M25. 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 relacionamiento interinstitucional y esquemas operativos que preservaron la calidad del crudo y la capacidad de transporte. Como resultado, se movilizaron ~11.5 Mbbls por la ruta alterna Banadía–Araguaney (vs. ~2.5 Mbbls en 9M24), se amplió la capacidad de evacuación en Araguaey hasta ~83 kbd al cierre del 3T25 y se implementaron esquemas de redireccionamiento temporal para priorizar producción afectada, permitiendo sostener el suministro a refinerías, cumplir compromisos de exportación y mitigar diferidas de producción.

La instalación de válvulas ilícitas afectó la operación en distintos sistemas, especialmente en Pozos–Galán, restringiendo cerca de 15 kbd durante los 9M25 (+6.8 kbd frente a 9M24).

Avances Estratégicos en Iniciativas de Gas: Durante el 3T25, el Grupo Ecopetrol, a través de Cenit, consolidó avances clave en proyectos estratégicos orientados a fortalecer la seguridad energética del país y optimizar la infraestructura de transporte de gas natural:

Programa de Internación de Gas Caribe: Este programa convertirá infraestructura existente de crudo a gas para movilizar GNL (Gas Natural Licuado) importado desde la costa caribe hacia el interior del país.

Entre los principales hitos se encuentra la autorización ambiental de la ANLA para operaciones en el Terminal Marítimo de Coveñas, donde se instalará una unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU). Para el análisis y valoración del proyecto, se identificaron las ventajas competitivas frente a la disponibilidad de infraestructura existente, condiciones metaoceánicas, oportunidad y confiabilidad, posicionándolo como un nuevo HUB estratégico de gas natural en el Caribe colombiano, clave para equilibrar oferta y demanda y reforzar la seguridad del suministro nacional.

Otros Proyectos Estratégicos: Ecopetrol avanza en iniciativas para conectar los campos del Valle Inferior del Magdalena (VIM) con el Sistema Nacional de Transporte de Gas (SNT) en Vasconia, proyecto priorizado por el Ministerio de Minas y Energía dentro del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN). Aunque aún se requieren definiciones regulatorias, la compañía ha enfocado sus esfuerzos en el desarrollo técnico e ingenieril, reduciendo incertidumbres y preparando la decisión final de inversión.

Tabla 10: Costo por Barril Transportado - Grupo Ecopetrol

USD/BI	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	3.36	3.34	0.6%	3.21	3.16	1.6%	17.0%

Costo por Barril Transportado: En el 3T25 presentó un leve aumento respecto al 3T24 ubicándose en 3.36 USD/BI.

Efecto Tasa de Cambio (+0.07 USD/BI): Efecto negativo por la menor tasa de cambio promedio -90 pesos/dólar pasando de 4,094 a 4,004 pesos/dólar para la conversión del indicador de pesos a dólares.

Efecto Volumen (-0.03 USD/BI): Mayor volumen transportado en un 0.9% equivalente a 10.1 kbd derivado de las condiciones antes señaladas.

Efecto Costo (-0.02 USD/BI): Asociado principalmente a la menor ejecución de actividades de mantenimiento, sumado a las estrategias de control y optimización de costos implementadas en el segmento, que lograron mitigar el impacto del efecto inflacionario en tarifas de contratos de mantenimiento, áreas de soporte y costos laborales, así como el incremento en gastos por atención de emergencias, derivados del aumento en impacto de las afectaciones mencionadas previamente.

Resultados Financieros

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	3T 2025	3T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,836	3,775	61	1.6%	11,684	10,968	716	6.5%
Depreciación, amortización y agotamiento	330	325	5	1.5%	994	952	42	4.4%
Costos variables	204	204	0	0.0%	616	619	(3)	(0.5%)
Costos fijos	553	577	(24)	(4.2%)	1,522	1,526	(4)	(0.3%)
Costo de ventas	1,087	1,106	(19)	(1.7%)	3,132	3,097	35	1.1%
Utilidad bruta	2,749	2,669	80	3.0%	8,552	7,871	681	8.7%
Gastos operacionales	326	300	26	8.7%	862	698	164	23.5%
Utilidad operacional	2,423	2,369	54	2.3%	7,690	7,173	517	7.2%
Ingresos (gastos) financieros	(52)	0	(52)	-	(246)	183	(429)	(234.4%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,371	2,369	2	0.1%	7,444	7,356	88	1.2%
Provisión impuesto a las ganancias	(887)	(834)	(53)	6.4%	(2,717)	(2,568)	(149)	5.8%
Utilidad neta consolidada	1,484	1,535	(51)	(3.3%)	4,727	4,788	(61)	(1.3%)
Interés no controlante	(302)	(293)	(9)	3.1%	(953)	(898)	(55)	6.1%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,182	1,242	(60)	(4.8%)	3,774	3,890	(116)	(3.0%)
EBITDA	2,796	2,746	50	1.8%	8,826	8,291	535	6.5%
Margen EBITDA	72.9%	72.8%	-	0.1%	75.5%	75.6%	-	(0.1%)

Los **ingresos** del 3T25 comparado con 3T24, aumentaron por mayor operación contingente Banadía-Araguaney, así como por los mayores volúmenes transportados debido a la integración de la producción del campo Acordionero a la red de transporte, la liberación de inventarios de Caño Limón y la recuperación de entregas desde refinerías tras la finalización de mantenimientos, que compensaron parcialmente la menor producción de terceros en el país y el impacto de una menor tasa de cambio promedio.

Los ingresos de los 9M25 aumentaron frente a los 9M24, por: i) una mayor tasa de cambio promedio, ii) los factores operativos antes mencionados, y iii) actualización de tarifas. Estos efectos compensaron: i) menores ingresos asociados a la liberación de capacidad contratada bajo la modalidad “Ship or Pay” en los oleoductos Bicentenario y Caño Limón-Coveñas, y ii) menores volúmenes transportados frente al periodo anterior por impactos de entorno (bloqueos y afectaciones a la infraestructura), menor producción de terceros en el país y mantenimientos mayores en la Refinería de Barrancabermeja.

El **costo de ventas** durante el 3T25 disminuyó frente al 3T24, principalmente por menor ejecución de actividades de mantenimiento, contrarrestado parcialmente por el aumento asociado al efecto inflacionario. Para los 9M25 frente a los 9M24, se mantuvo en línea con el año anterior, reflejando la efectividad de las estrategias de control y optimización de costos implementadas en el segmento.

Los **gastos operacionales** netos de otros ingresos, del 3T25 y de los 9M25 aumentaron frente al 3T24 y los 9M24, debido principalmente a mayores gastos en atención de emergencias dados los eventos de entorno. Adicionalmente, en el 3T24 y en los 9M24 se reconoció un ingreso no recurrente de la venta del volumen excedente del lleno de línea en Ocesa a Ecopetrol S.A.

Los **(gastos) ingresos financieros** del 3T25 y de los 9M25 presentaron un mayor gasto frente al 3T24 y 9M24, principalmente por: i) el efecto cambiario sobre la posición neta activa en dólares del segmento, y ii) menores rendimientos financieros asociados al comportamiento de las tasas de interés sobre los depósitos e inversiones.



1.3 Refinación y Petroquímica

La carga consolidada del segmento alcanzó 428.7 kbd, lo que representa un crecimiento del 7% frente al mismo periodo de 2024 (401.4 kbd), posicionando al 3T25 como el segundo trimestre con la carga más alta en la historia del segmento. El margen bruto de refinación integrado se ubicó en USD 14.3 por barril, duplicando el resultado del 3T24 (USD 7.0 por barril), impulsado por un entorno favorable de precios, mayor demanda y mejoras en eficiencia operativa.

Este desempeño fue respaldado por acciones tácticas y comerciales que permitieron: i) mitigar la menor disponibilidad de crudo liviano debido a los atentados al oleoducto Caño Limón–Coveñas, ii) aprovechar la finalización de paradas para incrementar la carga y mejorar indicadores operativos, iii) avanzar en la estrategia de reducción de fuel oil, con una nueva operación logística que proyecta aumentar en 40% las exportaciones de asfalto sólido, iv) lanzar el suministro de combustible marino con biodiésel en el Caribe colombiano, alineado con la estrategia de sostenibilidad y diversificación; y v) capturar eficiencias en ingresos, costos e inversiones, mediante nuevas iniciativas y optimizaciones operativas.

Durante el 3T25, el Grupo Ecopetrol consolidó para el Downstream, avances clave en sostenibilidad, eficiencia operativa y expansión comercial, mediante iniciativas que fortalecen su posicionamiento en el mercado energético regional:

- **Combustible marino con biodiésel:** El 14 de agosto, desde la Refinería de Cartagena, se inició la distribución de 10,500 barriles diarios con mezcla de 2% de biodiésel, contribuyendo a la reducción de 27 mil toneladas de CO₂e al año y posicionando a Colombia como referente regional en soluciones energéticas bajas en carbono.
- **Reactivación de la planta UOP II:** El 2 de septiembre, se finalizó exitosamente el mantenimiento mayor de la planta de cracking UOP II en Barrancabermeja, con una inversión de USD 123 millones y la participación de más de 2,200 trabajadores.
- **Exportaciones de asfalto sólido abren nuevos mercados en América Latina.** El 17 de septiembre, Ecopetrol inició una operación logística multimodal para exportar asfalto sólido desde Barrancabermeja y el Puerto de Cartagena, dirigida a países del Caribe, Centro y Suramérica que no cuentan con infraestructura para manejar asfalto líquido. Esta nueva alternativa complementa la operación tradicional, amplía el alcance comercial de la compañía y se estima que generará beneficios cercanos a USD 1.5 millones anuales.

Refinería de Cartagena

En el 3T25, la Refinería de Cartagena alcanzó una carga de 200.2 kbd, un incremento del 8.2% frente al mismo periodo del año anterior y en los nueve primeros meses del año (9M25), la carga promedio fue de 194.3 kbd, en línea con el mismo periodo de 2024. Este desempeño se explicó por una dieta centrada en crudo nacional, que compensó los menores volúmenes de Caño Limón, y por una operación más estable en las unidades de crudo, sin las afectaciones por mantenimientos y paradas generales que se presentaron en el 3T24.

En el 3T25, el margen bruto de refinación fue de 12.8 USD/BI, casi el doble del registrado en el 3T24, impulsado por: i) mayores precios de combustibles (55%), ii) una dieta optimizada con crudo nacional pesado (7%); y iii) mejor rendimiento operativo minimizando fondos (38%). En los 9M25, el margen alcanzó 11.4 USD/BI, un 15.2% superior al mismo periodo de 2024, explicado en un 22% por el fortalecimiento de cracks y en un 78% por la optimización de la dieta.

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

Refinería de Cartagena	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)
Carga* (kbd)	200.2	185.0	8.2%	194.3	194.5	(0.1%)
Factor de Utilización (%)	84.8%	65.3%	29.9%	82.8%	81.2%	2.0%
Producción Refinados (kbd)	190.9	173.4	10.1%	185.8	186.0	(0.1%)
Margen Bruto (USD/BI)	12.8	4.6	178.3%	11.4	9.9	15.2%

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

Refinería de Barrancabermeja

En el 3T25, la Refinería de Barrancabermeja procesó una carga de 228.6 kbd, un incremento del 5.7 % frente al mismo periodo del año anterior. Este resultado fue impulsado por la recuperación de la disponibilidad operativa de la Hidrotratadora de Diésel y, una vez asegurados los mantenimientos, a la decisión estratégica de maximizar la carga para incrementar la producción de gasolina, destilados medios y petroquímicos. En los 9M25, la carga promedio fue de 218.6 kbd, un 2.2% inferior al mismo periodo de 2024, afectada por menores volúmenes de mezcla liviana y Caño Limón, así como por restricciones en el suministro de crudo debido a paros en la línea de 20" Vasconia–Galán.

En el 3T25, el margen bruto de refinación fue de 15.6 USD/BI, un 73.3% superior al 3T24, impulsado principalmente por: i) mayores precios de productos (77%), y ii) mejor rendimiento operativo (23%) gracias a mayores volúmenes de gasolinas y diésel, así como eficiencia en alquiler. En los 9M25, el margen alcanzó 13.7 USD/BI, un 28% más que en el mismo periodo de 2024, explicado en un 93% por el fortalecimiento de precios y en un 7% por la optimización de la dieta, compensando parcialmente el menor rendimiento por mantenimientos.

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

Refinería de Barrancabermeja	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)
Carga* (kbd)	228.6	216.3	5.7%	218.6	223.5	(2.2%)
Factor de Utilización (%)	81.3%	77.7%	4.7%	74.1%	77.5%	(4.4%)
Producción Refinados (kbd)	231.6	220.4	5.1%	221.0	227.2	(2.7%)
Margen Bruto (USD/BI)	15.6	9.0	73.3%	13.7	10.7	28.0%

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

Esenttia

Durante el 3T25, Esenttia enfrentó un entorno desafiante marcado por una demanda moderada de propileno y una alta competencia internacional, especialmente desde Asia, en un contexto de precios históricamente bajos. A pesar de estas condiciones, la compañía logró ventas por 118.1 Kton, lo que representa un crecimiento del 13.8 % frente al 3T24. Este resultado fue posible gracias a una ejecución disciplinada del plan comercial, que incluyó segmentación de mercados, ajustes tácticos de precios y fortalecimiento de relaciones con clientes. Se destacaron aumentos de volumen en Brasil, Colombia, Venezuela, México y Canadá.

Durante 9M25, las ventas acumuladas alcanzaron 325.2 Kton, un 12.4% más que en el mismo periodo de 2024. Para proteger la rentabilidad, se implementaron medidas de eficiencia operativa que generaron ahorros por USD 9.3 millones, mediante optimización de costos, eficiencia energética, racionalización de gastos generales y priorización de inversiones.

Tabla 14: Ventas – Esenttia

Esenttia	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)
Ventas Totales (Kton)	118.1	103.8	13.8%	325.2	289.2	12.4%

Costo de Caja de Refinación

Tabla 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	5.56	5.72	(2.8%)	5.62	5.57	0.9%	16.4%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

El costo de caja de refinación disminuyó en 0.16 USD/BI en el 3T25 frente al 3T24, explicado por:

- **Efecto volumen (-0.37 USD/BI):** Principalmente por mayor carga de crudo en refinerías de 23.7 kbd.
- **Efecto costo (+0.09 USD/BI):** Mayores costos asociados a efecto inflacionario (+0.31 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 (-0.31 USD/BI), y mayor actividad operacional por incremento en cargas (+0.09 USD/BI).

- **Efecto tasa de cambio (+0.12 USD/BI):** Impacto por menor tasa de cambio en -90 pesos por dólar, pasando de 4,094 a 4,004 pesos por dólar.

Resultados Financieros

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	3T 2025	3T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	16,631	17,061	(430)	(2.5%)	49,589	51,440	(1,851)	(3.6%)
Depreciación, amortización y agotamiento	490	415	75	18.1%	1,480	1,400	80	5.7%
Costos variables	14,691	15,967	(1,276)	(8.0%)	44,455	46,574	(2,119)	(4.5%)
Costos fijos	799	686	113	16.5%	2,398	2,081	317	15.2%
Costo de ventas	15,980	17,068	(1,088)	(6.4%)	48,333	50,055	(1,722)	(3.4%)
Utilidad bruta	651	(7)	658	(9,400.0%)	1,256	1,385	(129)	(9.3%)
Gastos operacionales	691	631	60	9.5%	1,890	1,744	146	8.4%
Utilidad (Pérdida) operacional	(40)	(638)	598	(93.7%)	(634)	(359)	(275)	76.6%
Ingresos (gastos) financieros	(230)	(345)	115	(33.3%)	(794)	(1,134)	340	(30.0%)
Resultados de participación en compañías	56	52	4	7.7%	153	150	3	2.0%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	(214)	(931)	717	(77.0%)	(1,275)	(1,343)	68	(5.1%)
Provisión impuesto a las ganancias	92	400	(308)	(77.0%)	457	591	(134)	(22.7%)
Utilidad neta consolidada	(122)	(531)	409	(77.0%)	(818)	(752)	(66)	8.8%
Interés no controlante	(56)	(59)	3	(5.1%)	(152)	(156)	4	(2.6%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	(178)	(590)	412	(69.8%)	(970)	(908)	(62)	6.8%
EBITDA	783	120	663	552.5%	1,930	2,001	(71)	(3.5%)
Margen EBITDA	4.7%	0.7%	-	4.0%	3.9%	3.9%	-	0.0%

Los **ingresos** del 3T25 frente al 3T24 disminuyeron por menores precios y menor tasa de cambio compensado por mayores cargas y fortalecimiento de los cracks. Durante los 9M25 frente a los 9M24 los ingresos disminuyeron principalmente por: i) la caída en los precios de los productos y ii) menores volúmenes de venta asociados a las paradas de planta programadas del ciclo de mantenimiento mayor en la Refinería de Barrancabermeja y eventos operaciones en la Refinería de Cartagena; parcialmente compensado por el fortalecimiento del crack y el efecto positivo de una mayor tasa de cambio promedio.

El **costo de ventas** del 3T25 disminuyó comparado con el 3T24 dada reducción del costo de la dieta por caída del precio del Brent, adicional a la menor tasa de cambio promedio. Para los 9M25 frente a los 9M24 disminuyó principalmente por: i) el factor de precio anteriormente indicado y ii) menores compras por el plan de paradas; lo anterior compensado parcialmente por: iii) efecto cambiario en las compras por mayor TRM promedio.

Los **gastos operacionales** durante los 3T25 y 9M25 se incrementaron frente a los 3T24 y 9M24 principalmente por el efecto inflacionario, el cual fue parcialmente contenido por la implementación del plan de eficiencias costos.

Los **gastos financieros, netos** del 3T25 frente al 3T24 y de los 9M25 frente a los 9M24, presentaron un menor gasto principalmente por efecto de la diferencia en cambio en la valoración de la posición neta del segmento.

1.4 Gestión Comercial

A destacar el buen desempeño de las oficinas comerciales en Houston y Singapur, Ecopetrol US Trading (EUST) y Ecopetrol Trading Asia (ECPTA), que durante el 3T25 comercializaron 33.5 millones de barriles de crudo y productos (38% del total de ventas del GE), obteniendo un EBITDA de USD 63 millones y una utilidad neta de USD 43 millones, acumulando así para 2025 un total de USD 156 millones en EBITDA y USD 128 millones en Utilidad Neta. Dichos resultados se apalancan en la suscripción de contratos a término para venta de crudo Castilla y otros productos como fuel y nafta, que permitieron eficiencias logísticas y de mercado.

La venta de asfalto ha permitido al Grupo Ecopetrol consolidarse como el principal exportador de este producto en Latinoamérica. En el 3T25 se logró un aumento del 18% versus el 3T24, pasando de 7.02 kbped a 8.26 kbped, fundamentado en una estrategia de diversificación de mercados y clientes.

Continuando con la ampliación del portafolio comercial, en productos y petroquímicos se realizó la primera exportación de toneladas sólido por el Puerto de Cartagena, modalidad de entrega FOB por 256 toneladas a Chile. Así mismo, en agosto 2025 iniciaron las entregas desde Refinería de Cartagena de diésel marino con un 2% de biodiésel a clientes nacionales. La iniciativa contribuye a la descarbonización del sector marítimo en Colombia permitiendo a Ecopetrol convertirse en referente en la región al unificar la calidad nacional, entregando la misma mezcla en el Pacífico y el Caribe.

También se destaca que, con el fin de seguir elevando la calidad de nuestros productos para aumentar su competitividad a nivel internacional, desde enero se inició la comercialización de una calidad mejorada de Fuel Oil de Barrancabermeja con una viscosidad de 380 cSt y un contenido de metales promedio de 107ppm. Esta mejora ha representado una mejor valoración respecto al HSFO que se venía comercializando.

Programa de Coberturas: Durante el tercer trimestre de 2025, Ecopetrol cubrió un volumen de 3.1 millones de barriles sobre indicadores de exportación y periodos depreciación. Desde Ecopetrol Trading Asia se ejecutaron coberturas por 7.9 millones de barriles, mientras que Ecopetrol US Trading cubrió 1.4 millones de barriles bajo esquemas similares. Por su parte, la Refinería de Cartagena no realizó coberturas tácticas durante el trimestre.

2. ENERGÍAS PARA LA TRANSICIÓN

Gas natural

En septiembre de 2025 se realizó la primera fase del proceso de comercialización de gas del campo Floreña, que tendrá entregas en el periodo comprendido entre junio 2026 y noviembre de 2028. Lo anterior se logró tras asegurar diferentes acciones que permitieron comercializar el gas producido desde esta fuente a través de la planta del campo Cusiana, que trae como beneficio incorporar cantidades adicionales al mercado del interior del país. En el proceso de comercialización se suscribieron 39 contratos con 22 clientes, los cuales están dirigidos a la atención de la demanda esencial, la operación de las estaciones de compresión del Sistema Nacional de Transporte, la demanda de usuarios residenciales y de pequeños usuarios comerciales.

Ecopetrol continúa optimizando su consumo de gas natural. En lo que va corrido del año, se ha observado una reducción del 12% de los consumos con respecto a los estimados para el periodo (alrededor de 234 GBTUD) y un aumento en el uso de energéticos sustitutos los cuales representan alrededor del 12% del consumo actual.

Opcionalidad de gas natural

El Grupo Ecopetrol obtuvo la autorización de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) para desarrollar actividades de recibo e internación de Gas Natural Licuado (GNL) mediante el uso de la infraestructura costa afuera existente en el Terminal Marítimo de Coveñas, en el departamento de Sucre, operada por la filial Cenit. Esta autorización, junto con los resultados de los estudios técnicos adelantados por Ecopetrol en conjunto con expertos internacionales durante el 2025, habilitan el desarrollo de una terminal de regasificación tipo *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU) en el mencionado terminal.

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Durante el tercer trimestre de 2025 se llevó a cabo el proceso de Oferta Pública de Cantidades (OPC) de GLP, mediante el cual se asignaron volúmenes a 83 compañías por un total aproximado de 28,000 toneladas mensuales, equivalentes a 10.8 kbped. Estas cantidades serán entregadas entre septiembre de 2025 y febrero de 2026, provenientes de los campos Cusiana, Cupiagua y Dina, así como de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.

Cobertura de la demanda eléctrica del Grupo Ecopetrol

Al 3T25, la demanda total de energía eléctrica del Grupo Ecopetrol fue, en promedio 23.46 GWh-día, cifra equivalente al 10.6% de la demanda de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia. La totalidad de la demanda del periodo fue atendida en un 59.3% a través de autogeneración y un 40.7% mediante

compras al Mercado de Energía Mayorista (MEM). Es importante señalar que el 79.2% de las compras al MEM correspondieron a contratos. Como consecuencia, la demanda del Grupo Ecopetrol se cubrió en un 91.57% mediante autogeneración y contratos, minimizando la exposición a los precios de bolsa al 8.43%.

En el mismo periodo de 2024, el porcentaje de energía atendida mediante autogeneración y contratos fue de 79.92%. El incremento en la cobertura mediante autogeneración y contratos entre 2024 y 2025 se traduce en estabilidad del costo del suministro de energía.

Energía renovable

Al cierre del 3T25, se puso en operación la Granja Solar La Iguana, un nuevo proyecto de generación fotovoltaica con una capacidad instalada de 26 MW. Esta iniciativa fortalecerá la competitividad del suministro eléctrico para la Refinería de Barrancabermeja y los campos de producción cercanos, al contribuir con ahorros estimados entre el 6% y el 15% en el costo total de energía, dependiendo del nivel de cobertura que se logre en 2026, considerando tanto la autogeneración como los contratos de suministro. Con esta incorporación, la capacidad total de energías renovables en operación en el Grupo Ecopetrol aumentó desde 132 MW al cierre del 3T24 hasta 234 MW en el 3T25.

Durante el 3T25 se realizó el relacionamiento y socialización con las comunidades involucradas del proyecto Windpeshi en la Guajira, en coordinación con entidades gubernamentales, comunidades locales y equipos especializados, lo que ha permitido un ingreso adecuado, acordado e informado de Ecopetrol al territorio, permitiendo fortalecer las relaciones de confianza con las comunidades y demás actores involucrados en el proyecto.

Con respecto a la operación de las granjas solares Brisas, Castilla, San Fernando, La Cira, la Pequeña Central Hidroeléctrica Cantayús y las solares del segmento transporte, al cierre del 3T25 se ha acumulado una disminución de alrededor de 35,700 tCO₂e y unos ahorros en el costo de la energía cercanos a los COP 41.7 mil millones. Estos ahorros económicos ascienden a 104.7 mil millones, si se incluyen las compras específicas de energía renovable en la red.

Hidrógeno

En agosto de 2025 se iniciaron las obras de construcción del proyecto Coral, que consiste en una planta de hidrógeno verde con tecnología PEM (Proton Exchange Membrane) que estará ubicada en la refinería de Cartagena. Este proyecto, que hace parte del plan estratégico de hidrógeno del Grupo Ecopetrol, será la más grande de su tipo en Latinoamérica al 2026 y contará con una capacidad de producción de 1 MPCD (800 ton/año) y una reducción de emisiones de ~7.7 kton CO₂e /año.

Eficiencia Energética

Al 3T25, se alcanzó una optimización energética acumulada de 3.52 PJ (vs meta 2025 de 2.94 PJ), con un impacto en reducción de emisiones estimado en 269,017 toneladas de CO₂e y un ahorro de COP 106.33 mil millones en las operaciones del Grupo Ecopetrol. La optimización energética acumulada desde 2018 ha alcanzado 23.43 PJ desde 2018 y es comparable al consumo de energía eléctrica y gas natural de más de 1.1 millones de hogares colombianos en un año.

Gas social

El Grupo Ecopetrol ha logrado conectar a 29,850 nuevos hogares de los estratos 1 y 2 al servicio de gas natural al 3T25. Desde el inicio de esta iniciativa en 2019, se han instalado 105,115 conexiones físicas en más de 20 departamentos del país permitiéndoles contar con energía limpia y transformando su calidad de vida.

Invercolsa

En lo corrido de 2025, en relación con la financiación no bancaria – una de las palancas de crecimiento de la filial, se realizaron colocaciones por COP 83,774 millones, alcanzando una cartera acumulada de COP 98,772 millones

al cierre de septiembre. Esta cartera está distribuida entre 55,286 clientes, con un Índice de Cartera Vencida (ICV) > 90 días de 2.12%.

3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

3.1 Transmisión de Energía

Proyectos adjudicados

En Brasil, ISA Energía ha sido adjudicataria de dos refuerzos a la red de transmisión en el 3T25, estos refuerzos y mejoras suman un CAPEX de USD 5 millones (~COP 20 mil millones). En Colombia, ISA fue adjudicataria de dos ampliaciones a la red.

Entrada en operación de proyectos

En el 3T25 entraron en operación los siguientes proyectos:

En Colombia:

- Las líneas de transmisión Copey–Cuestecitas y Copey–Fundación, que atraviesan 15 municipios en los departamentos de La Guajira y Cesar. Este proyecto incrementa la capacidad instalada del Sistema de Transmisión Nacional (STN), mejora la confiabilidad del servicio en La Guajira, Cesar y Magdalena, y facilita la conexión de los proyectos de energías renovables no convencionales que avanzan en La Guajira.
- La conexión del parque solar Guayepo III a la subestación Sabanalarga, así como la conexión de los parques solares Valledupar I, II y III en la región Caribe. Estas iniciativas fortalecen la seguridad y confiabilidad del servicio eléctrico mediante la integración de energías renovables al STN.

En Brasil:

- Se ejecutaron 22 refuerzos y mejoras en la red de ISA Energía Brasil, con una inversión estimada de USD 98 millones (~COP 384 mil millones).

3.2 Vías

Respecto a la Carretera Panamericana Este en Panamá, el proyecto avanza en su etapa de construcción conforme al plan de obras establecido. Paralelamente, se continúa trabajando en el cierre financiero, previsto para diciembre de 2025.

En Chile, la Ruta Orbital Sur progresa según el cronograma y se espera que inicie su fase de construcción en 2028. Por su parte, en la Ruta del Maipo se proyecta la finalización del sistema Free Flow en el acceso sur a Santiago durante el cuarto trimestre de 2025, mientras que las obras de normatividad, comodidad y seguridad vial concluirían en el segundo trimestre de 2027.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	3T 2025	3T 2024	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	4,158	4,396	(238)	(5.4%)	11,512	11,491	21	0.2%
Depreciación, amortización y agotamiento	287	277	10	3.6%	854	815	39	4.8%
Costos fijos	1,562	1,358	204	15.0%	4,602	3,998	604	15.1%
Costo de ventas	1,849	1,635	214	13.1%	5,456	4,813	643	13.4%
Utilidad bruta	2,309	2,761	(452)	(16.4%)	6,056	6,678	(622)	(9.3%)
Gastos operacionales	357	201	156	77.6%	1,176	741	435	58.7%
Utilidad (Pérdida) operacional	1,952	2,560	(608)	(23.8%)	4,880	5,937	(1,057)	(17.8%)
Ingresos (gastos) financieros	(804)	(711)	(93)	13.1%	(2,489)	(2,237)	(252)	11.3%
Resultados de participación en compañías	125	55	70	127.3%	411	327	84	25.7%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	1,273	1,904	(631)	(33.1%)	2,802	4,027	(1,225)	(30.4%)
Provisión impuesto a las ganancias	(241)	(510)	269	(52.7%)	(511)	(787)	276	(35.1%)
Utilidad neta consolidada	1,032	1,394	(362)	(26.0%)	2,291	3,240	(949)	(29.3%)
Interés no controlante	(865)	(1,129)	264	(23.4%)	(1,914)	(2,556)	642	(25.1%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	167	265	(98)	(37.0%)	377	684	(307)	(44.9%)
EBITDA	2,492	3,023	(531)	(17.6%)	6,572	7,511	(939)	(12.5%)
Margen EBITDA	59.9%	68.8%	-	(8.9%)	57.1%	65.4%	-	(8.3%)

Los **ingresos por servicios** del 3T25 disminuyen respecto al 3T24 por el impacto favorable de la Revisión Tarifaria Periódica - RTP en Brasil reconocido en 2024 en el negocio de transmisión de energía. Este efecto se compensa parcialmente i) los escaladores contractuales en Brasil, Chile y Colombia, ii) el avance en la construcción, iii) los mayores rendimientos de las concesionarias de energía y vías, iv) el Ciclo Anual de Revisión RAP - Receita Anual Permitida en Brasil y v) el fallo judicial a favor de ISA en Brasil por la concesión paulista.

Por su parte, los ingresos de los 9M25 aumentaron respecto a los 9M24 en los negocios de transmisión de energía y vías por i) efecto positivo en escaladores contractuales en Brasil, Colombia y Chile, ii) Ciclo Anual de Revisión RAP - Receita Anual Permitida en Brasil y iii) fallo judicial a favor de ISA en Brasil por la concesión paulista. Este incremento se compensa parcialmente por el efecto positivo de la Revisión Tarifaria Periódica - RTP reconocida en 2024 y el efecto negativo en 2025 sobre ajuste de la Red Básica del Sistema Existente - RBSE en Brasil.

Los **costos de ventas** del 3T25 y los 9M25 aumentaron frente al 3T24 y los 9M24, principalmente por el efecto inflacionario en el OPEX, la mayor actividad en construcción y la entrada en operación de nuevos proyectos.

Los **gastos operacionales** del 3T25 y los 9M25 aumentaron frente al 3T24 y los 9M24 por el mayor deterioro de cartera durante 2025 en el negocio de transmisión de energía en Colombia, principalmente el cliente Air-E y efecto positivo en 2024 por actualización de la provisión de mantenimiento mayor en el negocio de transmisión de energía en Perú.

Los **gastos financieros neto** del 3T25 y los 9M25 aumentaron frente al 3T24 y los 9M24, principalmente por mayores gastos por intereses relacionados con el incremento en el endeudamiento y mayor corrección monetaria de la deuda indexada a IPCA en ISA Energía Brasil.

III. Gobierno Corporativo y Órganos Sociales

Junta Directiva

Durante el tercer trimestre continuamos reafirmando nuestro compromiso con las buenas prácticas en Gobierno Corporativo, resaltando hitos como la realización del programa de formación en Gobierno Corporativo por parte de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. y el Comité Directivo junto a INALDE Business School, con el fin de promover conocimientos de vanguardia en prácticas de gobierno corporativo y dotar a la Junta Directiva de Ecopetrol de las herramientas necesarias para el desempeño de su rol como cuerpo colegiado.

La Junta Directiva de Ecopetrol S.A. adoptó durante el 3T25, entre otras, las siguientes decisiones:

- Aprobó los estados financieros separados de Ecopetrol y consolidados del Grupo Empresarial Ecopetrol correspondientes al segundo trimestre de 2025.
- Efectuó las siguientes designaciones:
 - Sergio Andrés Moreno, en propiedad, como Vicepresidente Corporativo de Ciencias, Tecnología e Innovación, a partir del 28 de julio del 2025
 - Bayron Triana, en propiedad, como Vicepresidente Ejecutivo de Energías para la Transición, a partir del 01 de agosto del 2025.

En cumplimiento de la Circular Externa 012 de 2022, expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia, la Compañía transmitió al Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE), a través del mecanismo de información relevante, la siguiente información relacionada con la Junta Directiva:

- El 19 de agosto de 2025 se informó que, en sesión de Junta Directiva de esa fecha, el Doctor Guillermo García Realpe presentó, por motivos personales, su renuncia voluntaria a su rol como Presidente de la Junta Directiva. No obstante, continuará ejerciendo como integrante de dicho órgano colegiado y como Presidente del Comité de Compensación Nominación y Cultura. En consecuencia, la Junta Directiva eligió a la Doctora Mónica de Greiff Lindo como nueva Presidenta y a la Doctora Angela María Robledo Gómez como Vicepresidenta de la Junta Directiva a partir del 20 de agosto de 2025.
- El 15 de octubre de 2025 se informó que, mediante comunicación del 14 de octubre de 2025, la doctora Mónica De Greiff Lindo manifestó su voluntad de renunciar a su cargo de miembro independiente de la Junta Directiva, renuncia que se hizo efectiva el día 15 de octubre de 2025. Teniendo en cuenta que la doctora De Greiff Lindo ejercía el cargo de Presidente de la Junta Directiva, su rol será asumido por la actual Vicepresidenta de dicho órgano social, la doctora Angela María Robledo Gómez, tal como lo prevé el Reglamento de la Junta Directiva vigente.

IV. Presentación de Resultados

El viernes 14 de noviembre de 2025, la administración ofrecerá una conferencia virtual con transmisión simultánea en español e inglés, para presentar los sus resultados. A continuación, se informan los horarios y datos de conexión para participar en la conferencia:

Conferencia 14 de noviembre 2025

09:00 a.m. Hora Colombia
09:00 a.m. Hora Nueva York

Para acceder al webcast, los interesados deben utilizar el siguiente enlace de conexión para escoger el idioma de la transmisión (español o inglés):

<https://xegmenta.co/ecopetrol/gracias-conferencia-de-resultados-3t-2025/>

Una vez inicie la transmisión de la llamada podrán realizar sus preguntas accediendo a través de la plataforma.

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

Recomendamos verificar con anticipación el acceso de sus navegadores al webcast y tener las últimas versiones de Internet Explorer, Google Chrome y/o Mozilla Firefox.

Información de Contacto:

Gerente de Mercado de Capitales

Carolina Tovar Aragón

Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)

Marcela Ulloa Beltrán

Correo electrónico: marcela.ulloa@ecopetrol.com.co

Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	14,590	15,198	(4.0%)	44,158	46,372	(4.8%)
Exterior	15,250	19,409	(21.4%)	46,717	52,164	(10.4%)
Total ingresos	29,840	34,607	(13.8%)	90,875	98,536	(7.8%)
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	3,954	3,811	3.8%	12,042	10,857	10.9%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	2,697	2,637	2.3%	8,270	7,280	13.6%
Depreciación fijo	1,257	1,174	7.1%	3,772	3,577	5.5%
Costos variables	10,509	13,611	(22.8%)	33,812	36,452	(7.2%)
Productos importados	4,449	5,517	(19.4%)	15,296	14,819	3.2%
Compras nacionales	4,457	5,781	(22.9%)	13,594	16,699	(18.6%)
Servicio de transporte hidrocarburos	488	426	14.6%	1,405	1,261	11.4%
Variación de inventarios y otros	1,115	1,887	(40.9%)	3,517	3,673	(4.2%)
Costos fijos	5,407	5,222	3.5%	15,882	14,978	6.0%
Servicios contratados	1,256	1,274	(1.4%)	3,559	3,658	(2.7%)
Servicios de construcción	987	824	19.8%	2,779	2,411	15.3%
Mantenimiento	1,266	1,421	(10.9%)	3,748	3,653	2.6%
Costos laborales	1,112	1,070	3.9%	3,299	3,209	2.8%
Otros	786	633	24.2%	2,497	2,047	22.0%
Total costo de ventas	19,870	22,644	(12.3%)	61,736	62,287	(0.9%)
Utilidad bruta	9,970	11,963	(16.7%)	29,139	36,249	(19.6%)
Gastos operacionales	2,635	2,657	(0.8%)	7,787	7,606	2.4%
Gastos de administración	2,452	2,226	10.2%	7,220	6,350	13.7%
Gastos de exploración y proyectos	183	431	(57.5%)	567	1,256	(54.9%)
Utilidad operacional	7,335	9,306	(21.2%)	21,352	28,643	(25.5%)
Resultado financiero, neto	(2,046)	(2,051)	(0.2%)	(6,549)	(6,143)	6.6%
Diferencia en cambio, neto	(17)	(11)	54.5%	147	34	332.4%
Intereses, neto	(1,677)	(1,398)	20.0%	(4,802)	(4,112)	16.8%
Ingresos (gastos) financieros	(352)	(642)	(45.2%)	(1,894)	(2,065)	(8.3%)
Resultados de participación en compañías	187	116	61.2%	585	502	16.5%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5,476	7,371	(25.7%)	15,388	23,002	(33.1%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,710)	(2,264)	(24.5%)	(4,933)	(8,418)	(41.4%)
Utilidad neta consolidada	3,766	5,107	(26.3%)	10,455	14,584	(28.3%)
Interés no controlante	(1,203)	(1,458)	(17.5%)	(2,953)	(3,547)	(16.7%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	2,563	3,649	(29.8%)	7,502	11,037	(32.0%)
EBITDA	12,326	13,976	(11.8%)	36,720	42,266	(13.1%)
Margen EBITDA	41.3%	40.4%	0.9%	40.4%	42.9%	(2.5%)

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

Miles de Millones (COP)	Septiembre 30, 2025	Junio 30, 2025	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	10,364	10,118	2.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	14,286	13,797	3.5%
Inventarios	10,539	10,398	1.4%
Activos por impuestos corrientes	17,185	16,927	1.5%
Otros activos financieros	3,370	4,222	(20.2%)
Otros activos	4,019	3,694	8.8%
	59,763	59,156	1.0%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	7	14	(50.0%)
Total activos corrientes	59,770	59,170	1.0%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,424	8,913	(5.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	35,021	34,566	1.3%
Propiedades, planta y equipo	104,148	104,913	(0.7%)
Recursos naturales y del medio ambiente	47,028	46,889	0.3%
Activos por derecho de uso	979	984	(0.5%)
Intangibles	14,494	15,130	(4.2%)
Activos por impuestos diferidos	12,305	13,826	(11.0%)
Otros activos financieros	3,327	3,700	(10.1%)
Goodwill y otros activos	6,376	6,519	(2.2%)
Total activos no corrientes	232,102	235,440	(1.4%)
Total activos	291,872	294,610	(0.9%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	12,455	15,640	(20.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18,256	17,624	3.6%
Provisiones por beneficios a empleados	3,163	2,988	5.9%
Pasivos por impuestos corrientes	2,783	1,938	43.6%
Provisiones y contingencias	1,289	1,408	(8.5%)
Otros pasivos	1,164	1,091	6.7%
Total pasivos corrientes	39,110	40,689	(3.9%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	101,815	104,619	(2.7%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	22	22	0.0%
Provisiones por beneficios a empleados	14,322	14,361	(0.3%)
Pasivos por impuestos no corrientes	14,284	14,246	0.3%
Provisiones y contingencias	13,550	13,140	3.1%
Otros pasivos	1,759	1,952	(9.9%)
Total pasivos no corrientes	145,752	148,340	(1.7%)
Total pasivos	184,862	189,029	(2.2%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	80,714	79,225	1.9%
Interés no controlante	26,296	26,356	(0.2%)
Total patrimonio	107,010	105,581	1.4%
Total pasivos y patrimonio	291,872	294,610	(0.9%)

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2025	3T 2024	9M 2025	9M 2024
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	2,563	3,649	7,502	11,037
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	1,203	1,458	2,953	3,547
Cargo por impuesto a las ganancias	1,710	2,264	4,933	8,418
Depreciación, agotamiento y amortización	4,070	4,004	12,454	11,291
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	17	11	(147)	(34)
Costo financiero reconocido en resultados	2,541	2,396	7,768	7,158
Pozos secos	126	342	394	947
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	(5)	11	2	26
Impairment de activos de corto y largo plazo	71	117	265	164
Ganancia por valoración de activos financieros	(636)	(1,164)	(1,423)	(1,270)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	(6)	(45)	(3)	(46)
Ganancia por venta de activos	2	6	3	22
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(187)	(116)	(585)	(502)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	(28)	69	97	29
Provisiones y contingencias	233	(30)	478	211
Otros conceptos menores	12	2	14	0
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(1,199)	1,024	(1,946)	3,274
Impuesto de renta pagado	(1,609)	(1,533)	(7,712)	(8,723)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	8,878	12,465	25,047	35,549
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en negocios conjuntos	1	0	0	(12)
Adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido	(65)	(159)	(65)	(158)
Inversión en propiedad, planta y equipo	(2,408)	(2,153)	(6,216)	(5,892)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,547)	(2,776)	(7,510)	(7,549)
Adquisiciones de intangibles	(118)	(228)	(337)	(618)
Contraprestación pagada en adquisición de activos	0	0	(1,109)	0
(Compra) venta de otros activos financieros	1,249	(2,552)	(1,009)	(3,237)
Intereses recibidos	293	432	945	1,215
Dividendos recibidos	433	30	554	243
Ingresos por venta de activos	35	134	68	201
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(3,127)	(7,272)	(14,679)	(15,807)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	(2,214)	37	4,440	1,975
Pago de intereses	(2,500)	(2,049)	(6,432)	(5,620)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(144)	(138)	(435)	(420)
Restitución de capital	0	(6)	0	(21)
Dividendos pagados	(329)	(2,741)	(11,024)	(14,933)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(5,187)	(4,897)	(13,451)	(19,019)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(318)	566	(607)	1,040
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	246	862	(3,690)	1,763
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	10,118	13,237	14,054	12,336
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	10,364	14,099	10,364	14,099

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2025	3T 2024	9M 2025	9M 2024
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,563	3,649	7,502	11,037
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	4,070	4,004	12,454	11,291
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	1	3	9
(+/-) Resultado financiero, neto	2,046	2,051	6,549	6,143
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,710	2,264	4,933	8,418
(+) Impuestos y otros	734	549	2,326	1,821
(+/-) Interés no controlante	1,203	1,458	2,953	3,547
EBITDA Consolidado	12,326	13,976	36,720	42,266

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (3T25)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Transmisión de Energía y Vías	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	1,393	(178)	1,182	167	(1)	2,563
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,863	514	333	361	(1)	4,070
(+/-) Resultado financiero, neto	949	230	52	804	11	2,046
(+) Provisión impuesto a las ganancias	674	(92)	887	241	0	1,710
(+) Otros Impuestos	383	253	40	54	4	734
(+/-) Interés no controlante	(20)	56	302	865	0	1,203
EBITDA Consolidado	6,242	783	2,796	2,492	13	12,326

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 9M 2025	% Participación
Hidrocarburos	1,980	1,074	3,054	73%
Producción	1,572	799	2,371	56.7%
Refinación y Petroquímica	165	76	241	5.8%
Exploración	201	34	235	5.6%
Transporte*	0	165	165	4.0%
Corporativo	42	0	42	1.0%
Energías para la Transición**	52	6	58	1.4%
Transmisión y Vías	0	1,067	1,067	25.6%
Transmisión de Energía	0	971	971	23.2%
Vías	0	82	82	2.0%
Telecomunicaciones	0	14	14	0.3%
Total	2,032	2,147	4,179	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)	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)
Nacionales	13,888	15,029	(7.6%)	42,402	46,733	(9.3%)
Exterior	9,633	11,165	(13.7%)	29,384	32,188	(8.7%)
Total ingresos	23,521	26,194	(10.2%)	71,786	78,921	(9.0%)
Costos variables	15,939	16,968	(6.1%)	48,473	49,564	(2.2%)
Costos fijos	3,836	4,053	(5.4%)	11,550	11,829	(2.4%)
Costo de ventas	19,775	21,021	(5.9%)	60,023	61,393	(2.2%)
Utilidad bruta	3,746	5,173	(27.6%)	11,763	17,528	(32.9%)
Gastos operacionales	1,371	1,034	32.6%	3,940	3,361	17.2%
Utilidad operacional	2,375	4,139	(42.6%)	7,823	14,167	(44.8%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,470)	(1,628)	(9.7%)	(4,610)	(4,625)	(0.3%)
Resultados de participación en compañías	1,972	1,889	4.4%	5,446	5,917	(8.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,877	4,400	(34.6%)	8,659	15,459	(44.0%)
Provisión impuesto a las ganancias	(314)	(751)	(58.2%)	(1,157)	(4,422)	(73.8%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	2,563	3,649	(29.8%)	7,502	11,037	(32.0%)
EBITDA	5,097	6,403	(20.4%)	15,443	20,712	(25.4%)
Margen EBITDA	21.7%	24.4%	(2.7%)	21.5%	26.2%	(4.7%)

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Septiembre 30, 2025	Junio 30, 2025	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	2,822	3,866	(27.0%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	10,444	11,162	(6.4%)
Inventarios	7,257	6,978	4.0%
Activos por impuestos corrientes	13,555	13,419	1.0%
Otros activos financieros	4,068	4,666	(12.8%)
Otros activos	1,782	1,762	1.1%
Total activos corrientes	39,928	41,853	(4.6%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	7	11	(36.4%)
Total activos corrientes	39,935	41,864	(4.6%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	86,398	86,169	0.3%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	656	623	5.3%
Propiedades, planta y equipo	38,913	38,260	1.7%
Recursos naturales y del medio ambiente	28,579	28,315	0.9%
Activos por derecho de uso	2,437	2,523	(3.4%)
Intangibles	527	547	(3.7%)
Activos por impuestos diferidos	5,547	7,082	(21.7%)
Otros activos financieros	1,883	2,263	(16.8%)
Goodwill y otros activos	1,133	1,207	(6.1%)
Total activos no corrientes	166,073	166,989	(0.5%)
Total activos	206,008	208,853	(1.4%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	10,024	12,543	(20.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	15,205	15,086	0.8%
Provisiones por beneficios a empleados	2,782	2,677	3.9%
Pasivos por impuestos corrientes	1,443	874	65.1%
Provisiones y contingencias	848	950	(10.7%)
Otros pasivos	454	458	(0.9%)
Total pasivos corrientes	30,756	32,588	(5.6%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	68,973	71,762	(3.9%)
Provisiones por beneficios a empleados	13,877	13,892	(0.1%)
Pasivos por impuestos no corrientes	549	560	(2.0%)
Provisiones y contingencias	10,863	10,547	3.0%
Otros pasivos	276	279	(1.1%)
Total pasivos no corrientes	94,538	97,040	(2.6%)
Total pasivos	125,294	129,628	(3.3%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	80,714	79,225	1.9%
Total patrimonio	80,714	79,225	1.9%
Total pasivos y patrimonio	206,008	208,853	(1.4%)

Tabla 9: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	3T 2025	3T 2024	% Part.	9M 2025	9M 2024	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	154.4	212.6	38.3%	172.3	188.5	40.8%
Asia	177.7	218.8	44.1%	186.1	224.2	44.1%
América Central / Caribe	3.2	0.0	0.8%	2.9	1.8	0.7%
Otros	13.3	7.7	3.3%	4.5	8.0	1.1%
Europa	20.0	21.5	5.0%	24.6	10.3	5.8%
Costa Oeste EE.UU.	8.9	8.0	2.2%	15.8	2.7	3.7%
América del Sur	0.0	3.9	0.0%	0.0	2.6	0.0%
Costa Este EE.UU.	25.6	5.3	6.4%	15.7	1.8	3.7%
Total	403.1	477.7	100.0%	421.9	440.0	100.0%

Productos - kbped	3T 2025	3T 2024	% Part.	9M 2025	9M 2024	% Part.
América Central / Caribe	30.2	23.8	25.8%	28.3	35.1	25.8%
Costa del Golfo EE.UU.	39.2	44.8	33.5%	40.0	41.0	36.4%
Asia	7.8	15.4	6.7%	8.6	15.7	7.8%
América del Sur	10.4	10.8	8.9%	9.8	7.1	8.9%
Costa Este EE.UU.	8.7	25.4	7.4%	11.0	8.5	10.1%
Europa	2.0	3.5	1.7%	4.8	3.0	4.4%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Otros	18.8	0.1	16.1%	7.3	0.3	6.6%
Total	117.1	123.8	100.0%	109.9	110.7	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	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)
Crudo	188.4	218.4	(13.7%)	186.4	213.5	(12.7%)
Gas	4.8	6.6	(27.3%)	4.1	6.6	(37.9%)
Productos	3.3	3.2	3.1%	3.2	3.3	(3.0%)
Total	196.5	228.3	(13.9%)	193.7	223.4	(13.3%)

Importaciones - kbped	3T 2025	3T 2024	Δ (%)	9M 2025	9M 2024	Δ (%)
Crudo	57.9	46.1	25.6%	63.0	49.1	28.3%
Productos	73.9	92.7	(20.3%)	82.6	74.6	10.7%
Diluyente	33.0	34.7	(4.9%)	32.9	31.1	5.8%
Total	164.8	173.5	(5.0%)	178.5	154.8	15.3%

Total	361.3	401.8	(10.1%)	372.2	378.2	(1.6%)
--------------	--------------	--------------	----------------	--------------	--------------	---------------



Tabla 11: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Toritos Oeste-1	A1	LLA123	LLanos Central	Geopark 50%(operador) - Hocol 50%	En evaluación	Febrero 10/2025
2	Primero	Sirius-2 ST2	A1	Gua Off 0	Caribe Offshore	Petrobras 44.44% (operador) - Ecopetrol 55.56%	Exitoso	Enero 7/2025
3	Primero	Andina Este-1	A3	Capachos	Piedemonte	Parex 50% (operador) - Ecopetrol 50%	Seco	Febrero 4/2025
4	Segundo	Curucutu-1	A3	LLA123	LLanos Central	Geopark 50%(operador) - Hocol 50%	Exitoso	Abril 4/2025
5	Segundo	Toritos Sur-3	A1	LLA123	Llanos Central	Geopark 50% (Operador) - HOCOL 50%	Exitoso	Abril 19/2025
6	Segundo	Buena Suerte-1	A3	Gua Off 0	Caribe Offshore	Petrobras 44.44% (operador) - Ecopetrol 55.56%	Seco	Junio 3/2025
7	Tercero	Matraquero-1	A3	LLA123	LLanos Central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	En evaluación	Agosto 18/2025
8	Tercero	Toritos Norte-3	A1	LLA123	LLanos Central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	En evaluación	Septiembre 1/2025

Pozos Perforados en Contratos de Asociación								
1	Primero	Guarilaque West-1	A2c	Orocue	Llanos Central	Perenco 100% (Operador)	Seco	Marzo 12/2025
2	Segundo	Cosecha G-NE-1	A1	Cosecha	Llanos Central	Sierracol 100% (Operador)	Exitoso	Mayo 4/2025

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

Indicadores HSE*	3T 2025	3T 2024	9M 2025	9M 2024
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.24	0.49	0.27	0.29
Incidentes ambientales**	0	2	2	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.