Un nuevo Ecopetrol

Construyendo sobre la fortaleza del grupo
para acelerar la generación sostenible de valor

Producción

9M26
726 KBPED
3T26 747 KBD
Incluye 100% consolidado de la producción de Brava

Transporte

9M26
1,112 KBD
3T26 **1,087 KBD**

Refinación

9M26
423 KBD
3T26 **412 KBD**



Adquisición de Brava el 17/08/26

Mayor participación en geografía clave como Brasil

DESEMPEÑO FINANCIERO

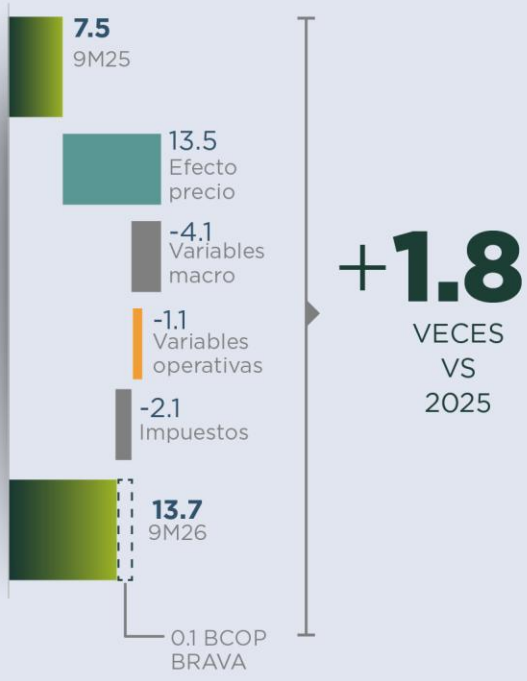
45%
+ 5pp vs 9M25
Margen Ebitda

4.4
BCOP
Eficiencias

11.4
BCOP
2026e entre 12-16 BCOP
Saldo FEPC

16.3
BCOP
+ 44% vs 2T26
Caja

Utilidad Neta (BCOP)



INFORMACIÓN DE CONTACTO investors@ecopetrol.com.co



UN NUEVO ECOPETROL

Disciplina financiera • Soberanía energética • Creación de valor

"Asumo la responsabilidad de liderar Ecopetrol en un momento decisivo para la compañía. Iniciamos una etapa enfocada en fortalecer la competitividad del negocio, recuperar la confianza del mercado y ejecutar una estrategia orientada a la generación sostenible de valor."

DISCIPLINA FINANCIERA	RESERVAS Y GAS	CONFIANZA E INVERSIÓN
• Retornos competitivos • Mayor flujo de caja libre • Endeudamiento sostenible • Eficiencia y austeridad en costos	• Incorporación de reservas • Soluciones competitivas de gas • Soberanía energética • Reactivación exploratoria	• Atracción de capital • Alianzas estratégicas • Credibilidad y ejecución

MENSAJE DEL PRESIDENTE

Asumo la responsabilidad de liderar Ecopetrol en un momento decisivo para la compañía. Iniciamos una etapa enfocada en fortalecer la competitividad del negocio, recuperar la confianza del mercado y ejecutar una estrategia orientada a la generación sostenible de valor. Para lograrlo, avanzamos en la conformación de un equipo directivo de alto nivel que nos permitirá capturar oportunidades en exploración, producción y gas, y potenciar el desempeño de nuestros negocios principales.

Nuestro compromiso es claro: administrar el capital con disciplina, maximizar la rentabilidad de las inversiones y generar retornos competitivos. Trabajaremos en fortalecer el flujo de caja libre para respaldar el crecimiento y los dividendos, mantener niveles adecuados de endeudamiento, promover una cultura permanente de austeridad, eficiencia y disciplina en costos, y garantizar información financiera oportuna, confiable y transparente.

En el frente operativo, nuestro enfoque buscará aumentar las reservas priorizando los barriles rentables, retomar la exploración y evaluar nuevas oportunidades de crecimiento dentro y fuera de Colombia. Asimismo, contribuir a las soluciones que requiere el país para atender los retos de abastecimiento y confiabilidad de energía y gas a precios competitivos, incluyendo el aseguramiento de los proyectos offshore, al tiempo que impulsamos la atracción de inversión, las alianzas estratégicas y la dinamización de la industria de petróleo y gas bajo el liderazgo de Ecopetrol.

Somos conscientes de los desafíos del entorno; la volatilidad geopolítica, el aumento de los costos logísticos y de financiamiento, así como la declinación natural de los campos, exigen una ejecución disciplinada, apoyada en las ventajas de nuestro modelo integrado, el desarrollo de proyectos de crecimiento de largo plazo, nuestra ventaja competitiva en la comercialización de crudos pesados y una estrecha articulación con el Gobierno Nacional para recuperar la soberanía energética del país.

Nuestro compromiso es convertir esta visión en resultados concretos. Actuaremos con disciplina financiera, excelencia operativa y rigor en la asignación de capital para fortalecer la competitividad de Ecopetrol, recuperar la confianza del mercado y construir valor para todos nuestros accionistas.

Joaquín Gutiérrez
Presidente Ecopetrol S.A.

ECP-INFORMACION PUBLICA

I. Resumen Ejecutivo

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Principales Indicadores de resultados	3T 2026	3T 2025	Δ ($)	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ ($)	Δ (%)
Variables Externas								
Brent USD/Bl	91	68	23	33.9%	89	70	19	27.2%
Brent Peso	292	273	19	7.0%	311	289	22	7.6%
Cifras Financieras MMCOP								
Ingresos	35,064	29,840	5,224	17.5%	103,887	90,875	13,012	14.3%
Ebitda	15,871	12,326	3,545	28.8%	47,003	36,720	10,283	28.0%
Margen EBITDA	45.3%	41.3%	-	4.0 pp	45.2%	40.4%	-	4.8 pp
Utilidad Neta	4,758	2,563	2,195	85.6%	13,709	7,502	6,207	82.7%
Cifras Operativas Kbp/kbped								
Ventas Totales	937	955	(18)	-1.9%	940	966	(26)	-2.7%
Producción Consolidada*	747	751	(4)	-0.5%	726	751	(25)	-3.3%
Crudo	595	584	11	1.8%	578	584	(6)	-1.0%
Gas y Blancos	153	167	(14)	-8.6%	148	167	(19)	-11.3%
Cargas a Refinerías	412	429	(17)	-3.9%	423	413	10	2.3%
Volúmenes Transportados	1,087	1,118	(31)	-2.7%	1,112	1,098	14	1.2%

* Incluye la consolidación al 100% de la producción en Brava a partir del 18 de agosto de 2026. Producción neta de Ecopetrol (restando participación no controlante en Brava al 3T26 fue 728 kbped y 9M26 720 kbped.

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

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

Aspectos relevantes del periodo

- **Resultados Financieros**: En el 3T26, el entorno de precios favoreció los resultados, permitiendo mitigar las presiones operativas derivadas de la menor producción y mantenimientos programados en la Refinería de Barrancabermeja. Durante los 9M26, Ecopetrol mejoró en un 83% la utilidad del mismo periodo de 2025, impulsados principalmente por un buen entorno de mercado que, con mayores cargas a Refinerías, han permitido mitigar una mayor carga tributaria (impuesto al patrimonio y mayor sobretasa de renta – 15%) y menor tasa de cambio.
- **Adquisición de Brava:** En agosto de 2026 Ecopetrol completó la adquisición del 51% de Brava Energía, iniciando su consolidación financiera en los resultados del Grupo Ecopetrol a partir de septiembre. En su primer mes de consolidación, Brava aportó COP 0.6 billones al EBITDA y COP 0.1 billones a la utilidad neta.
- **Producción:** El Grupo Ecopetrol cerró el 3T26 con 747 kbped. La consolidación de Brava fortaleció la producción del Grupo durante el 3T26, compensando los efectos de la menor producción en Estados Unidos, la declinación natural de los campos locales y las restricciones de manejo de agua en los Llanos.
- **Flujo de Caja:** Al cierre del 3T26, el Grupo Ecopetrol alcanzó una caja consolidada de COP 16.3 billones, incluyendo COP 3.1 billones aportados por Brava.
- **Inversiones:** En los 9M26, el Grupo Ecopetrol realizó inversiones orgánicas por USD 4,766 millones (COP 16.7 billones); 65% se ejecutaron en Colombia y el 35% restante en operaciones internacionales.

  Se realizaron inversiones inorgánicas por USD 1.4 mil millones, correspondientes a la adquisición de Brava en Brasil (USD 1.2 mil millones), la adquisición de la participación en Madeira en ISA Brasil (USD 0.2 mil millones) y el pago del ticket de entrada de un proyecto de energía renovable de Ecopetrol.

ECP-INFORMACION PUBLICA

II. Resultados Financieros y Operativos

Ingresos por Ventas

Los ingresos por ventas en el 3T26 totalizaron COP 35.1 billones, +17.5% equivalente a COP +5.2 billones frente al 3T25, por efecto neto entre:

- Las ventas de crudo, gas y productos, antes de incorporar Brava Energía, aumentaron COP +4.5 billones, principalmente por el efecto favorable del precio promedio ponderado de venta de la canasta que se ubicó en 105.6 USD/Bl +36.0 USD/Bl del periodo comparable. Se generó un impacto positivo de COP +11.4 billones, en línea con el mayor Brent y márgenes de productos históricamente altos, que compensó el deterioro de los diferenciales negociados de crudos. Este efecto fue parcialmente contrarrestado por una menor tasa de cambio promedio (COP -5.9 billones) y un menor volumen de ventas (-55.5 kbped), equivalentes a COP -1 billón, asociado a la menor producción.
- La consolidación de los resultados de septiembre de Brava Energía, que aportó COP +1.1 billón a los ingresos del Grupo.
- Disminución de ingresos por servicios (COP -0.4 billones), principalmente por menor efecto de los indexadores de los contratos en tarifas de energía en ISA Brasil.

Los ingresos por ventas acumulados a septiembre totalizaron COP 103.9 billones, +14.3% equivalente a COP +13.0 billones frente al mismo periodo del año anterior, como resultado neto entre: i) mayores ventas de crudo, gas y productos sin Brava Energía (COP +11.2 billones), principalmente por los factores de precio, tasa y volumen descritos para el trimestre, ii) incorporación de los ingresos de septiembre de Brava Energía (COP +1.0 billón) y iii) mayores ingresos por servicios de transmisión de energías y vías (COP +0.7 billones), principalmente por el avance de proyectos de energía y vías, el desempeño de las concesiones viales y el crecimiento de telecomunicaciones en ISA.

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	3T 2026	3T 2025	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ (%)
Destilados Medios	191.1	187.0	2.2%	187.2	186.2	0.5%
Gasolinas	132.9	129.3	2.8%	131.7	129.5	1.7%
Gas Natural	53.9	69.4	(22.3%)	53.3	69.1	(22.9%)
Industriales y Petroquímicos	19.2	20.2	(5.0%)	18.8	19.2	(2.1%)
GLP y Propano	10.6	11.8	(10.2%)	10.8	12.7	(15.0%)
Crudo	0.0	(0.1)	(100%)	0.0	0.0	-
Combustóleo	0.5	0.2	150.0%	0.3	0.2	50.0%
Total Volúmenes Locales	**408.2**	**417.7**	**(2.3%)**	**402.2**	**416.9**	**(3.5%)**

Volumen de Exportación - kbped	3T 2026	3T 2025	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ (%)
Crudo	396.6	403.1	(1.6%)	407.2	421.9	(3.5%)
Productos	112.7	117.3	(3.9%)	113.8	110.0	3.5%
Gas Natural*	19.8	17.2	15.1%	16.9	17.2	(1.7%)
Total Volúmenes de Exportación	**529.1**	**537.5**	**(1.6%)**	**537.9**	**549.0**	**(2.0%)**
Total Volúmenes Vendidos	**937.3**	**955.4**	**(1.9%)**	**940.1**	**966.0**	**(2.7%)**

* Las exportaciones de gas natural corresponden a ventas locales de Ecopetrol América LLC, Ecopetrol Permian LLC y Brava Energía

Durante el 3T26, el volumen total vendido refleja una disminución del 1.9% frente al 3T25 (-18.1 kbped), principalmente por menores exportaciones de crudo y productos, así como menores ventas de gas en el mercado local compensado parcialmente por mayores ventas de gasolina y destilados medios en el mercado local y mayores exportaciones de gas natural. El 3T26 incorpora la participación de Ecopetrol en Brava Energía a partir del 18 de agosto de 2026.

ECP-INFORMACION PUBLICA

Las ventas internacionales disminuyeron el 1.6% (-8.4 kbped) versus el 3T25, principalmente por:

- **Disminución de 1.6% (-6.5 kbpd) en las exportaciones de crudo.** La consolidación de Brava Energía aportó 23 kbpd, compensado con la menor producción y realización de volumen de crudo en tránsito proveniente de trimestres anteriores.

- **Disminución de 3.9% (-4.6 kbped) en las exportaciones de productos.** La consolidación de Brava Energía aportó 9.7 kbped de productos, compensado con menor disponibilidad de barriles para el mercado internacional especialmente en productos como gasolina y destilados medios, por la priorización del mercado nacional.

- **Incremento de 15.1% (+2.6 kbped) en las ventas de gas natural,** principalmente por la consolidación de Brava que aportó 4.7 kbped

Las ventas en Colombia disminuyeron 2.3% (-9.5 kbped) versus el 3T25, principalmente por:

- **Incremento de +7.7 kbped en las ventas de gasolina y destilados medios**, principalmente por la mayor demanda de gasolina, ante la reducción de las importaciones directas de terceros en un entorno de alta volatilidad del mercado, y por el aumento de los requerimientos de diésel, asociado al mayor dinamismo del segmento de carga en el país y a la activación de la generación térmica durante el 3T26.

- **Disminución de 5% (-1 kbped) en las ventas de productos petroquímicos**, impulsada principalmente por menor demanda nacional de asfalto, que se destina a exportación.

- **Disminución de 22.3% (-15.5 kbped) en las ventas de gas natural,** principalmente por menores cantidades contratadas en Cusiana-Cupiagua, el vencimiento de contratos y menor disponibilidad de producción. Este efecto fue parcialmente compensado por la normalización de las entregas de Gibraltar y mayores entregas en Floreña.

Durante los 9M26, el volumen total vendido disminuyó 2.6% frente a los 9M25 (-25.9 kbped), principalmente por menores ventas de gas natural en el mercado local y menores exportaciones de crudo, compensadas parcialmente por mayores exportaciones de productos y mayores ventas locales de gasolina y destilados medios.

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

USD/Bl	3T 2026	3T 2025	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ (%)
Brent	91.3	68.2	33.9%	88.9	69.9	27.2%
Canasta de Venta Combinada Crudo y Productos	110.3	73.6	49.9%	101.3	74.2	36.5%
Canasta de Venta de Crudo	82.2	64.3	27.8%	80.6	65.3	23.4%
Canasta de Venta de Productos	134.2	81.7	64.3%	119.4	82.3	45.1%
Canasta de Venta de Gas	41.8	28.8	45.1%	37.4	28.2	32.6%

*3T26 incorpora la participación de Ecopetrol en Brava Energía a partir del 18 de agosto de 2026

Canasta combinada crudos y productos: En el 3T26, el precio de la canasta total de crudos y productos aumentó en USD 36.7/Bl (+49.9%) frente al 3T25, con un diferencial frente al Brent de USD 19.0/Bl en 3T26, su nivel más alto desde 2015 a nivel Grupo.

Crudos: En el 3T26, el precio de la canasta de venta de crudos se incrementó en USD 17.9/Bl (+27.8%) frente al 3T25. Este resultado reflejó: i) un fortalecimiento del Brent en USD 23.1/Bl (+33.9%); y ii) un deterioro del diferencial de USD 5.2/Bl, al pasar de USD -3.9/Bl en el 3T25 a USD -9.1/Bl en el 3T26. El entorno de mercado estuvo marcado por una mayor prima de riesgo geopolítico asociada a las tensiones en Medio Oriente y las preocupaciones sobre la seguridad de los flujos de exportación desde la región del Golfo, una mayor oferta de crudos venezolanos y canadienses en mercados estratégicos y un incremento significativo de los costos de flete para las entregas en destino, con mayor presión sobre la flota disponible y menor flexibilidad logística.

Productos Refinados: En el 3T26, el precio de la canasta de productos aumentó USD 52.5/Bl frente al 3T25, impulsado por el fortalecimiento de los indicadores de mercado respecto al Brent, especialmente para los

ECP-INFORMACION PUBLICA

destilados medios —diésel y jet— y la gasolina. Este comportamiento respondió a una menor oferta global, asociada a las disrupciones de suministro por el conflicto en Oriente Medio, la reducción de inventarios mundiales y los ataques y paradas de refinerías en Rusia.

Gas Natural: En el 3T26, el precio de venta del gas aumentó de 28.8 USD/Bl a 41.8 USD/Bl (+45.1%), reflejando un contexto de mayor estrechez entre oferta y demanda y mayores requerimientos de contratación en firme. A partir de la estrategia comercial implementada se incrementó la frecuencia de negociación y se diversificaron las modalidades contractuales.

Costo de Ventas

El costo de ventas incrementó +5.4%, equivalente a COP +1.1 billones en el 3T26 versus el 3T25, por efecto neto de:

- Mayor costo de compras de crudos y productos, asociado al incremento nivel de precios de referencia internacionales (COP +3.7 billones).
- Mayores volúmenes de compras de COP +1.0 billones, principalmente por: i) mayor importación de combustibles (COP +0.6 billones, +19.4 kbped), para atender la demanda nacional durante mantenimientos mayores en la refinería de Barrancabermeja y ii) aumento en operaciones de compra y venta de crudo con terceros (COP +0.5 billones, +19.6 kbped).
- Incorporación del costo de ventas de Brava Energía de septiembre por COP + 0.5 billones.
- Aumento en los costos operacionales y otros (COP +0.1 billones), principalmente por el efecto inflacionario en tarifas y servicios, compensado parcialmente por las eficiencias capturadas durante el periodo.
- Estos efectos fueron compensados por el impacto positivo de una menor tasa de cambio promedio sobre los costos en moneda extranjera (COP -3.1 billones).
- Fluctuación de inventarios (COP -1.1 billones) por menores entregas de crudos y acumulación de inventario de productos para atender futuros compromisos comerciales.

Los costos de ventas acumulados a septiembre totalizaron COP 62.5 billones, +1.3%, equivalente a COP +0.8 billones frente al mismo periodo del año anterior. Esta variación estuvo explicada principalmente por mayores precios en las compras de crudos y productos (COP +7.1 billones), la consolidación de costos de Brava (+COP 0.5 billones) y el incremento de los costos operacionales y otros (COP +0.2 billones), en línea con los factores explicados para el trimestre. Estos impactos fueron compensados en gran medida, por el efecto favorable de la menor tasa de cambio sobre los costos denominados en moneda extranjera (COP -7.0 billones).

Gastos Operacionales y Exploratorios

Los gastos operacionales y exploratorios del 3T26 aumentaron +17.5%, equivalente a COP +0.5 billones frente al 3T25, principalmente por: i) el reconocimiento del impuesto al patrimonio por COP +0.3 billones, ii) pérdidas de combustible COP +0.2 billones, iii) El efecto de la consolidación de los gastos de Brava COP +0.1 billones. Lo anterior se compensó parcialmente por la utilidad en la combinación de negocios asociada a la adquisición de Madeira por parte de ISA COP -0.1 billones.

En el acumulado, los gastos operacionales y exploratorios aumentaron 15.4%, equivalente a COP +1.2 billones, frente al mismo periodo de 2025, principalmente por: i) el reconocimiento del impuesto al patrimonio por COP +0.9 billones; ii) mayores gastos asociados a pérdidas de combustible y reparaciones a la infraestructura de transporte por COP +0.4 billones; iii) mayor actividad exploratoria por COP +0.3 billones por baja de activos; y iv) el efecto de la consolidación de Brava por COP +0.1 billones. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores impuestos, principalmente los asociados a las medidas de conmoción interior aplicables en 2025, por COP -0.3 billones, y por la utilidad derivada de la combinación de negocios asociada a la adquisición de Madeira por parte de ISA y otros efectos por COP -0.2 billones.

ECP-INFORMACION PUBLICA

Resultado Financiero (No Operacional)

El resultado financiero no operacional del 3T26 se mantuvo en niveles similares a los del 3T25, principalmente por el efecto neto entre la incorporación del gasto financiero de Brava por COP +0.2 billones compensado con un menor gasto por intereses asociados a la deuda en moneda extranjera por COP -0.2 billones, favorecidos por una menor tasa de cambio frente al dólar.

En el acumulado, el resultado financiero neto no operacional disminuyó un 1.5%, equivalente a COP -0.1 billones frente al mismo periodo de 2025, explicado principalmente por un efecto neto entre:

- Mayor ingreso por diferencia en cambio COP -0.5 billones, dado el efecto combinado entre la posición pasiva del Grupo Ecopetrol en dólares y una revaluación del peso frente al dólar.
- Menores gastos por intereses de la deuda en moneda extranjera COP -0.5 billones, principalmente por la menor tasa de cambio frente al dólar.
- El reconocimiento del costo financiero asociado a una operación estructurada de gestión de liquidez ejecutada en enero de 2026 que consistió en la venta de derechos económicos sobre saldos a favor de IVA COP +0.5 billones.
- Menor ingreso por valoración de portafolio de inversiones y otros COP +0.3 billones.
- Consolidación de los gastos financieros de Brava por COP +0.2 billones.

Impuesto a las ganancias

En el 3T26, la tasa efectiva de tributación alcanzó 37.7%, comparada con 31.2% en el 3T25 y para los 9M26 se ubicó en 37.3%, frente a 32.1% en 9M25. El incremento se explica principalmente al reconocimiento del impuesto al patrimonio, no deducible del impuesto de renta, y por la mayor sobretasa del impuesto de renta aplicable a Ecopetrol S.A. y Hocol S.A., que pasó de 0% en 2025 a 15% en 2026, de acuerdo con la proyección del precio del Brent al cierre. Estos efectos fueron parcialmente compensados por los mejores resultados de compañías con régimen tributario especial, como la Refinería de Cartagena.

Estado de Situación Financiera

Los **activos** aumentaron 10.9% en el 3T26, un incremento de COP+31.1 billones frente a junio principalmente por la incorporación de Brava (COP +27.5 billones), las inversiones de ISA asociadas a la adquisición del 49% de la participación restante en Madeira y el proyecto en Chile de Ruta de los Lagos (COP +5.6 billones), la mayor causación, neto de pago del FEPC por el entorno de precios (COP +3.5 billones) y una mayor generación de caja (COP +1.9 billones). Este crecimiento fue parcialmente compensado por el efecto de la menor TRM de cierre sobre los activos de filiales denominados en dólares (COP -3.0 billones) y por compensaciones de impuestos y otros de (COP -4.4 billones).

Los **pasivos** aumentaron 13.6% en el 3T26, un incremento de COP +23.7 billones frente a junio principalmente por la incorporación de Brava (COP +19.8 billones), reconocimiento de pasivos en ISA asociados a la compra de participación de Madeira y el proyecto Ruta de los Lagos (COP +4.7 billones), adquisición de deuda incremental en el Grupo (COP +5.5 billones), principalmente para financiar la adquisición de Brava y nueva deuda en ISA. Los incrementos, fueron parcialmente compensados por el efecto de la menor TRM de cierre sobre la deuda denominada en moneda extranjera (COP -3.3 billones), la compensación de impuestos realizada durante el periodo y otros (COP -3.0 billones).

El **patrimonio** al cierre del 3T26 fue de COP +117.0 billones, un incremento de COP +7.4 billones frente a junio, principalmente a la utilidad generada durante el trimestre y el reconocimiento del interés no controlante del 49% en Brava tras su adquisición, lo anterior compensado con el efecto de reexpresión de activos y pasivos filiales con moneda funcional USD. El 75% del patrimonio correspondió a los accionistas de Ecopetrol y el 25% restante al interés no controlante.

ECP-INFORMACION PUBLICA

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

A la fecha, Ecopetrol y Refinería de Cartagena han radicado ante los Tribunales Administrativos de Cundinamarca y Bolívar, 2 y 6 demandas de nulidad y restablecimiento del derecho, respectivamente, en contra de la DIAN por la reclamación del IVA en la importación de combustibles. Los litigios han surtido el trámite procesal y 7 de los 8 procesos, han sido admitidos por el Tribunal del caso.

Adicionalmente, la DIAN emitió el 13 de octubre de 2026, el Concepto No. 100202208-1829 mediante el cual reconsideró parcialmente doctrina anterior y confirmó que el IVA causado en la importación de bienes corporales es un asunto de carácter tributario y, por ende, si el contribuyente interpone demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, la autoridad tributaria no puede ejecutar cobros coactivos en su contra ni ejecutar medidas cautelares, tales como el embargo.

En consecuencia, mientras los jueces no decidan definitivamente lo pretendido en las demandas instauradas por Ecopetrol y Refinería de Cartagena, las sumas en discusión (IVA, sanción e intereses) no son exigibles y la DIAN no puede cobrarlas. Estarían por tanto descartados los embargos de bienes de las Compañías demandantes como la compensación de las sumas en discusión con sus saldos a favor mientras la controversia continue en instancias judiciales.

Adquisición de Brava Energia S.A.

El 17 de agosto de 2026, el Grupo Ecopetrol completó la adquisición de una participación controlante del 51% de Brava Energía, por una contraprestación total de USD 1,123 millones. La adquisición se realizó mediante dos operaciones: una oferta pública voluntaria por aproximadamente el 25% de las acciones y la compra de una participación adicional cercana al 26% a accionistas significativos, conforme al acuerdo suscrito el 23 de abril de 2026.

Para efectos de la consolidación de resultados, a partir de septiembre se incorpora el 100% de sus ingresos, costos y gastos, reconociendo separadamente la porción del resultado atribuible a la participación no controlante. En el estado de situación financiera, los activos y pasivos de Brava se consolidan línea a línea al 100%, reconociendo en el patrimonio la participación no controlante correspondiente al 49%.

Los resultados de Brava se incorporan en el segmento de Exploración, Desarrollo y Producción del Grupo, en línea con la naturaleza estratégica y operativa de la adquisición, su integración al modelo de gestión del negocio y los criterios aplicables de las NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera) para el reporte por segmentos.

El 5 de agosto de 2026, Ecopetrol Capital AG contrató una facilidad de crédito de corto plazo, bajo la cual se desembolsaron USD 1.2 mil millones. Los recursos fueron otorgados mediante un crédito intercompañía a Ecopetrol Investimentos Do Brasil LTDA. para financiar la adquisición del 51% de participación accionaria en Brava

Los principales efectos de la consolidación de Brava se describen a continuación:

Estado de resultados: La consolidación de Brava en el 3T26 incluye un mes de operación, correspondiente a septiembre, con un aporte del 100% de sus resultados, representado en ingresos por COP 1.1 billones, generados principalmente por ventas de crudo en Brasil y exportaciones, un EBITDA de COP 0.6 billones y una contribución a la utilidad neta de COP 0.1 billones.

Estado de situación financiera: Como resultado de la consolidación de Brava, se incorporaron activos por COP 27.5 billones y pasivos por COP 19.8 billones, así como una participación no controlante por COP 3.7 billones. Estos valores son provisionales y podrán ajustarse una vez finalice el proceso de valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos.

Esta transacción constituye un hito en la estrategia de crecimiento y diversificación del portafolio, donde esperamos fortalecer la presencia del Grupo en Brasil e incorporar una base relevante de reservas y producción que respalde la creación de valor sostenible en el largo plazo. Adicionalmente, a través del proceso de integración, se espera apalancar capacidades complementarias para acelerar la incorporación de reservas, mejorar la eficiencia operativa y maximizar el desempeño de los activos.

Posterior al cierre de la adquisición, se inició el proceso de integración, el cual incluye diversas actividades estratégicas y operativas de corto, mediano y largo plazo, enmarcadas en la transferencia de mejores prácticas. Adicional a lo mencionado anteriormente, durante el trimestre, avanzamos en el análisis de certificación de reservas sustentadas en procesos robustos de estimación, control y reporte bajo criterios SEC, así como el acompañamiento en la construcción de un plan de progresión de reservas y maduración de proyectos. También avanzamos, en iniciativas orientadas a la optimización de costos y en la alineación de una visión de sostenibilidad de largo plazo, para contribuir al fortalecimiento operativo y la generación de valor de la compañía.

Flujo de Caja, Deuda y FEPC

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2026	3T 2025	9M 2026	9M 2025
Efectivo y equivalentes inicial	**8,745**	**10,118**	**10,694**	**14,054**
(+) Flujo de la operación	7,865	8,878	22,004	25,047
(-) CAPEX	(4,775)	(5,073)	(13,197)	(14,063)
(-) Contraprestación pagada en adquisición de subsidiarias, neto de efectivo	(1,996)	(65)	(1,996)	(65)
(-) Contraprestación pagada en adquisición de activos	0	0	0	(1,109)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	(359)	1,249	(1,005)	(1,009)
(+) Otras actividades de inversión	427	762	1,393	1,567
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	3,232	(4,858)	1,806	(2,427)
(-) Pagos de dividendos	(313)	(329)	(6,351)	(11,024)
(+) Capitalizaciones	728	0	728	0
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(264)	(318)	(786)	(607)
Efectivo y equivalentes final	**13,290**	**10,364**	**13,290**	**10,364**
Portafolio de inversiones	2,962	3,700	2,962	3,700
Caja total	**16,252**	**14,064**	**16,252**	**14,064**

Flujo de Caja

Al cierre del 3T26, el Grupo Ecopetrol alcanzó una caja consolidada de COP 16.3 billones, incluyendo COP 3.1 billones aportados por Brava. La liquidez del trimestre estuvo soportada principalmente por la generación de caja de la operación, el recaudo del FEPC correspondiente al 3T25 y 4T25 y un mayor financiamiento. Estos recursos permitieron financiar la adquisición de Brava, la ejecución del CAPEX, la adquisición del 100% de Madeira por parte de ISA y el pago de intereses de la deuda.

Deuda

El saldo de la deuda al cierre de septiembre del 2026 fue de COP 119.5 billones (COP +14.6 billones frente a junio del 2026), equivalentes a USD 36,076 millones, de los cuales USD 10,601 millones corresponden a ISA. La variación se generó principalmente por:

- La incorporación de la deuda de Brava Energía (COP +12.3 billones).
- Deuda adquirida con la banca internacional para financiar la adquisición de Brava (USD 1,173 valorados a cierre de septiembre en COP +3.9 billones).
- Nueva deuda en compañías del Grupo para (COP +1.7 billones) principalmente en ISA para desarrollo de sus proyectos.

Lo anterior fue compensado parcialmente con el efecto de la re-expresión de las obligaciones financieras en moneda extranjera a tasa de cierre (COP -3.3 billones), reconocida principalmente en el patrimonio a través de la contabilidad de coberturas.

El indicador Deuda Bruta/EBITDA del Grupo Empresarial fue de 2.1 veces, inferior al límite superior establecido para el 2026 (2.5 veces). El indicador Deuda Neta/EBITDA fue 1.9 veces. La incorporación de Brava incrementó el indicador Deuda Bruta/EBITDA en aproximadamente 0.2 veces, reflejando tanto la deuda incorporada con la adquisición como su EBITDA asociado.

Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles (FEPC)

Al cierre de septiembre de 2026, la cuenta por cobrar al FEPC se ubicó en COP 11.4 billones, un incremento de COP +3.5 billones frente a junio del 2026. Este aumento se explica por la causación del periodo por COP 4.1 billones, parcialmente compensado con el pago recibido por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público correspondiente a los saldos correspondientes al 3T25 y 4T25 por COP 0.7 billones.

Eficiencias

El programa de eficiencias aportó COP 4.4 billones a los resultados financieros y operativos del Grupo Ecopetrol al 3T26, de los cuales el 64% tuvieron impacto en EBITDA, el 20% en CapEx y 16% en capital de trabajo. A continuación, se resumen los principales logros:

EBITDA COP 2.8 billones: (COP 2.2 billones de la línea de negocio de Hidrocarburos, COP 0.5 billones de áreas Corporativas y de Soporte y COP 0.1 billones en otros), de las cuales se destacan las siguientes acciones:

- ✓ Eficiencias en energía, en soluciones e infraestructura digital, control de demanda de servicios regionales a personas (alimentación, transporte y catering), estrategias de mantenimiento de subsuelo y superficie en el segmento de Exploración, Desarrollo y Producción, entre otros por ~COP 0.8 billones.
- ✓ Optimizaciones en las operaciones de refinación que apalancaron la mejora en la calidad del combustóleo, así como la mayor producción de aromáticos en la refinería de Barrancabermeja y la optimización de la dieta de la refinería de Cartagena por ~COP 0.7 billones.
- ✓ Maximización y optimización de los sistemas de transporte y logísticos por ~COP 0.6 billones.
- ✓ Maximización de márgenes de crudos y productos por estrategias comerciales por ~COP 0.5 billones.
- ✓ Optimización en nuevas contrataciones por estrategias de abastecimiento de bienes y servicios por ~COP 0.2 billones.

Producto de las eficiencias en costos en el segmento de Exploración, Desarrollo y Producción se logró optimizar el costo de levantamiento en -2,331 COP/Bl (-0.67 USD/Bl), lo cual ha contribuido a compensar parcialmente el impacto de elementos exógenos como la tasa de cambio, la inflación y precios del crudo principalmente.

CapEx COP 0.9 billones: eficiencias distribuidas de la siguiente manera:

Segmento de Exploración, Desarrollo y Producción (64%, COP 0.6 billones):

- Palancas de sinergias por integración de proyectos, optimización de costos en facilidades, mejoras en diseño/ingeniería y eficiencia en movilización de equipos, principalmente en Dina T-Palogrande, Rubiales, Akacias y Chichimene - COP 0.4 billones.
- Aprovechamiento de materiales sobrantes y optimizaciones de diseño en Caño Sur, Castilla y Akacias principalmente - COP 0.1 billones.
- En la operación directa de perforación y completamiento la implementación de iniciativas de diseño e ingeniería, la adopción tecnológica y estrategias de abastecimiento permitieron superar las metas de costo.

Segmento Downstream (18%, COP 0.15 billones): Concentrado en el proyecto Línea Base Calidad de Combustibles[1], donde se implementaron mejoras en diseños y optimización de facilidades operativas.

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

Capital de Trabajo COP 0.7 billones: eficiencias fundamentadas en la optimización de inventarios, la gestión fiscal y tributaria mediante la recuperación de IVA de combustibles a través del FEPC[2], beneficios tributarios en operaciones comerciales por implementación del plan vallejo y del certificado OEA (Operador Económico Autorizado) y beneficios tributarios por eficiencia energética y la optimización de recursos para el abandono de pozos.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Inversiones Orgánicas por Negocio	Total 9M 2026		
	MUSD	BCOP Equivalente	% Participación
Hidrocarburos*	3,077	10.8	65%
Transmisión y Vías	1,284	4.5	27%
Energías para la Transición**	405	1.4	8%
Total	**4,766**	**16.7**	**100%**

* Incluye el monto total de inversiones en transporte de hidrocarburos de cada una de las Compañías del Grupo Ecopetrol (Participación Ecopetrol S.A. e interés no controlante). TRM Promedio: 3.500 **Incluye inversiones en gas y eficiencia energética.

En los 9M26, el Grupo Ecopetrol realizó inversiones orgánicas por USD 4,766 millones (COP 16.7 billones); 65% se ejecutaron en Colombia y el 35% restante en operaciones internacionales.

Adicionalmente, se realizaron inversiones inorgánicas por USD 1.4 mil millones, correspondientes a la adquisición de Brava en Brasil (USD 1.2 mil millones), la adquisición de la participación en Madeira en ISA Brasil (USD 0.2 mil millones) y el pago del ticket de entrada de un proyecto de energía renovable de Ecopetrol.

Hidrocarburos: Las inversiones en esta línea de negocio representaron el 65% del total de inversiones del Grupo Ecopetrol, alcanzando USD 3,077 millones (COP 10.8 billones) de los cuales USD 2,495 millones (COP 8.7 billones) se destinaron a actividades de exploración y producción, principalmente en el Departamento del Meta, en activos como Caño Sur Rubiales y Castilla. A nivel internacional, las inversiones se concentraron en el Permian y en Brasil con el proyecto Orca, así como la consolidación de las inversiones orgánicas de Brava durante el mes de septiembre por USD 91 millones.

En el segmento de refinación, se invirtieron USD 349 millones (COP 1.2 billones) para garantizar la continuidad operativa de las refinerías, así como en proyectos estratégicos como Línea Base de Calidad de Combustibles en la Refinería de Barrancabermeja, mantenimientos mayores y paradas de planta en ambas refinerías.

En el segmento de transporte, las inversiones ascendieron a USD 192 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.

Adicionalmente, se destinaron USD 31 millones (COP 0.1 billones) para otras inversiones, entre ellas de áreas de Soporte y Corporativas a la operación.

Transmisión y Vías: En los 9M26, se invirtieron USD 1,284 millones (COP 4.5 billones) en la línea de negocio de Transmisión y Vías, que corresponden al 27% del total de inversiones del Grupo Ecopetrol. Las inversiones estuvieron enfocadas principalmente en el fortalecimiento y expansión de la infraestructura de transmisión de energía y concesiones viales.

Energías para la Transición: En los 9M26, el Grupo Ecopetrol destinó USD 405 millones (COP 1.4 billones) asociado al 8% del total de las inversiones enfocados en la transición energética y diversificación de su portafolio.

Las inversiones para el fortalecimiento de la cadena de valor y el abastecimiento de gas ascendieron a USD 323 millones (COP 1.1 billones), principalmente en el bloque GUA OFF-0, ubicado en el Caribe Offshore colombiano,

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

donde se destacan los pozos Copoazú y Sandía. Así mismo, en el Piedemonte Llanero se avanzó en el proyecto gasífero del campo Floreña, localizado en el departamento de Casanare.

Por último, se invirtieron USD 82 millones (COP 0.29 billones) enfocados en proyectos de eficiencia energética y energías renovables como granjas solares, proyecto eólico Windpeshi y mantenimientos de térmicas en Colombia.

III. Resultados Líneas de Negocio

1. HIDROCARBUROS

1.1 Exploración, Desarrollo y Producción

Exploración

En el 3T26 finalizó la perforación del pozo Sandía-1, para un total de nueve pozos perforados en los 9M26, con los siguientes resultados:

Tres pozos exitosos: i) Copoazú-1 y ii) Sandía-1 ubicados en el Contrato E&P GUAOFF-0, operado por Petrobras (44.44%), Ecopetrol (55.56%) y, iii) Bisbita Sur-1 ST2, ubicado en el Contrato E&P Llanos 123, operado por Geopark (50%) en asociación con nuestra filial Hocol (50%). Un pozo se encuentra en evaluación: Chupadero-1 ST, en el contrato de asociación Casanare, con operación e inversión 100% por parte de la asociada Perenco.

Cinco pozos fueron declarados no exitosos: i) Drago-1E, en el Convenio de Explotación Espinal operado por Hocol (100%); ii) Vencejo Norte-1, en el Contrato E&P Llanos 104, operado por GeoPark (50%) en asociación con Hocol (50%); iii) Andina Limón-1, en el Convenio de Explotación Capachos, operado por el socio Parex (50%) y Ecopetrol (50%) iv) Manacus-1, en el Contrato E&P CPO-9 y iv) Floreña N18Y ST1, ubicado en el Convenio de Explotación Piedemonte, estos dos últimos operados por Ecopetrol (100%).

Actividad exploratoria Costa Afuera

Durante el 3T26 se destacan los siguientes avances:

- El pozo exploratorio Sandía-1, fue declarado exitoso en gas natural, reforzando el potencial gasífero del offshore colombiano y su aporte a la seguridad energética del país. El volumen potencial de hidrocarburos actualmente se encuentra en proceso de evaluación.

- El proyecto Sirius continúa avanzando en las actividades necesarias para respaldar la Decisión Final de Inversión (FID) y el desarrollo de una nueva fuente de gas para Colombia. El operador registra progresos en ingeniería, estudios de campo y caracterización ambiental; el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la línea de flujo submarina alcanzó un avance del 65%; y, en el frente social, se formalizó el inicio del proceso de consulta previa con el 98% de las 121 comunidades certificadas por las autoridades competentes (de las cuales 114 (95%) cuentan con evaluación de impactos y 73 (60%) culminaron la protocolización de acuerdos).

Estos resultados reflejan el trabajo articulado entre comunidades, autoridades y el proyecto para construir acuerdos mediante el diálogo y la participación. De manera paralela, la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) avanza en la certificación de procedencia de la inclusión de nuevas comunidades en cumplimiento de decisiones judiciales. Si bien aún restan etapas relevantes por completar, el proyecto mantiene una evolución favorable y continúa avanzando de manera coordinada con las autoridades y las comunidades, con el objetivo de radicar los Estudios de Impacto Ambiental del campo y de la línea de flujo submarina durante el primer trimestre de 2027.

ECP-INFORMACION PUBLICA

Actividad exploratoria Colombia Costa Adentro

- Con la subsidiaria Hocol se adelantan las obras civiles para la perforación de tres pozos exploratorios ubicados en los bloques: LLA-86 operado por Geopark, La Punta en el Departamento de Casanare y LLA-100 en el Departamento del Meta, estos dos últimos 100% de Hocol, los cuales se esperan iniciar su perforación en el 4T26.
- En conjunto con Parex, se prepara el inicio de perforación en el 4T26 de un pozo en el área del Piedemonte, 100% a cargo del socio.

Actividad internacional

El 7 de agosto, la ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis de Brasil) aprobó el Plan de Desarrollo del campo Orca en Brasil, hito que, junto con los avances en la construcción del FPSO (Floating Production Storage and Offloading) y componentes del sistema submarino SURF (Subsea Umbilicals, Risers and Flowlines), continúa respaldando el desarrollo de este proyecto estratégico en la Cuenca de Santos. Orca tiene el potencial de aportar más de 33 mil barriles diarios netos de producción de crudo liviano para Ecopetrol durante su primer año de operación, previsto a partir del 2029.

Producción

Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	3T 2026	3T 2025	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ (%)
Crudo	496.6	499.7	(0.6%)	495.4	497.1	(0.3%)
Gas Natural	93.2	102.3	(8.9%)	92.4	103.8	(11.0%)
Total Ecopetrol S.A.	**589.9**	**602.1**	**(2.0%)**	**587.8**	**600.9**	**(2.2%)**
Crudo	19.5	21.5	(9.3%)	20.0	21.5	(7.0%)
Gas Natural	11.3	13.7	(17.5%)	11.9	14.2	(16.2%)
Total Hocol	**30.8**	**35.2**	**(12.5%)**	**31.9**	**35.6**	**(10.4%)**
Crudo	6.5	7.9	(17.7%)	7.7	7.9	(2.5%)
Gas Natural	1.0	1.0	0.0%	1.4	0.9	55.6%
Total Ecopetrol America	**7.5**	**8.9**	**(15.7%)**	**9.1**	**8.8**	**3.4%**
Crudo	42.2	54.9	(23.1%)	44.8	57.3	(21.8%)
Gas Natural	38.4	50.1	(23.4%)	39.6	48.2	(17.8%)
Total Ecopetrol Permian	**80.6**	**105.0**	**(23.2%)**	**84.4**	**105.5**	**(20.0%)**
Crudo	29.8	0.0	-	10.0	0.0	-
Gas Natural	8.8	0.0	-	3.0	0.0	-
Total Brava 100% (incluyendo PNC)	**38.6**	**0.0**	**-**	**13.0**	**0.0**	**-**
Crudo	594.6	584.1	1.8%	577.9	583.7	(1.0%)
Gas Natural	152.7	167.1	(8.6%)	148.3	167.1	(11.3%)
Total Grupo Ecopetrol (incluyendo PNC)	**747.3**	**751.2**	**(0.5%)**	**726.2**	**750.9**	**(3.3%)**
Crudo	(14.6)	0.0	-	(4.9)	0.0	-
Gas Natural	(4.3)	0.0	-	(1.5)	0.0	-
Brava 49% (excluyendo PNC)	**(18.9)**	**0.0**	**-**	**(6.4)**	**0.0**	**-**
Crudo	580.0	584.1	(0.7%)	573.0	583.7	(1.8%)
Gas Natural	148.4	167.1	(11.2%)	146.8	167.1	(12.1%)
Total Grupo Ecopetrol (Participación Neta)*	**728.4**	**751.2**	**(3.0%)**	**719.8**	**750.9**	**(4.1%)**

PNC: Participación No Controladora
Nota 1: La producción bruta incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada Compañía. El dato de Gas Natural incluye Gas y Blancos (GLP, propano y butano).
Nota 2: Datos consolidados presentan cifras redondeadas.
Nota 3: Cifras de producción trimestral sujetas a actualizaciones menores por formas ministeriales a la ANH de campos asociados y cierres en filiales internacionales.
Nota 4: A partir del 27 de abril, por finalización contrato de asociación Rio Páez, el activo la Hocha fue entregada por Hocol a Ecopetrol S.A.
Nota 5: Las cifras de gas de Brava incluyen el volumen total producido, considerando el gas reinyectado, quemado y consumido en las operaciones.
*Incorpora la participación del 51% de Ecopetrol en Brava Energía a partir del 18 de agosto de 2026, excluyendo las Participaciones No Controladoras (PNC).

La producción del Grupo Ecopetrol del 3T26 fue de 747.3 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped), una disminución en la producción de -3.9 kbped comparada con el 3T25.

Las cifras del 3T26 incorporan la contribución de +38.6 kbped por la consolidación del 100% de la producción de Brava Energía a partir del 18 de agosto de 2026, la variación restante se explica por:

ECP-INFORMACION PUBLICA

i) **Internacional (-25.8 kbped)** principalmente por una menor producción en Permian, asociada a la disminución de la actividad de perforación como resultado de la reducción del número de taladros activos.
ii) **Gas y blancos (-11.5 kbped)** menor producción asociada principalmente a la declinación natural de los campos del Piedemonte y Guajira, así como a actividades de mantenimiento en Bonga-Mamey.
iii) **Crudo nacional (-5.2 kbped)** que refleja la recuperación gradual de CPO-09 tras los eventos de entorno, el buen desempeño de los campos del sur de Colombia con la entrada de nuevos pozos, y los ajustes de precio altos de petróleo (PAP) en la Cira, Quija y Sur Oriente, que compensaron parcialmente la declinación natural de los campos y las restricciones operativas asociadas al manejo de agua en Caño Sur, Chichimene y Castilla. En el 4T26 se espera la entrada en operación de nuevas facilidades de tratamiento de agua y la perforación de nuevos pozos de desarrollo.

La producción diferida por eventos de entorno disminuyó 91% en el 3T26 (0.1 millones de barriles) frente al trimestre anterior, mejora que refleja la normalización de las condiciones operativas y que ha favorecido la recuperación gradual de la producción nacional. En los 9M26 se ubicó en 1.4 millones de barriles acumulados, concentrado principalmente en los meses de mayo y junio por bloqueos en CPO-9, Chichimene y Castilla.

En términos de perforación a corte de septiembre, se completaron 261 pozos de desarrollo, con un promedio de utilización de 22 taladros activos durante el periodo (excluyendo Brava).

Costo de Levantamiento y Dilución

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

USD/Bl	3T 2026	3T 2025	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento* COP/Bl	47,090	48,755	(3.4%)	47,192	48,800	(3.3%)	23.4%
Costo de Levantamiento* USD/Bl	14.75	12.18	21.1%	13.48	11.81	14.1%	23.4%
Costo de Dilución**	7.02	4.76	47.5%	6.66	4.85	37.3%	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos propiedad. Cifras con actualizaciones menores en periodos anteriores por cierres oficiales. Incluye el mes de septiembre Brava 100%
** Calculado con base en barriles vendidos de Ecopetrol S.A.

Costo de Levantamiento 3T26 vs 3T25: El costo de levantamiento cerró en 47,090 COP/Bl, registrando una reducción del 3.4% frente al 3T25.

Al expresar el indicador en dólares, se ubicó en 14.75 USD/Bl, +2.6 USD/Bl frente al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por la apreciación del peso colombiano de 4,004 a 3,193 pesos por dólar, que generó un efecto exógeno de +3.0 USD/Bl (sin el efecto TRM el indicador estaría en 11.75 USD/Bl).

Las iniciativas en reducción de costos y volúmenes contribuyeron con -0.4 USD/Bl frente al periodo anterior principalmente por:

- Iniciativas de eficiencia como el reúso de materiales y la reducción de tiempos de intervención en las actividades de mantenimiento de subsuelo.
- Incremento de soluciones digitales soportadas en inteligencia artificial y eficiencias en la gestión y administración de infraestructura digital.
- Control de la demanda de los servicios operativos en las regiones.
- Gestión Energética en las operaciones para lograr un menor consumo de energía por barril producido.

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

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

- Impactos macroeconómicos, principalmente derivados del efecto inflación y precio del crudo.
- Incremento en los precios de combustibles para autogeneración de energía.

El costo de levantamiento (Sin Brava) cerró en 47,325 COP/Bl[3] registrando una reducción del 3% en 1,430 COP/Bl.

[3] Al expresarlo en dólares en indicador sin Brava fue de 14.82 USD/Bl

Costo de Levantamiento 9M26 vs 9M25: El costo de levantamiento cerró en 47,192 COP/Bl, registrando una reducción del 3.3% frente al 9M25.

Al expresarlo en dólares, se ubicó en 13.48 USD/Bl, +1.7 USD/Bl frente al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por la apreciación del peso colombiano de 4,132 a 3,500 pesos por dólar, que generó un efecto exógeno de +2.1 USD/Bl (sin el efecto TRM el indicador estaría en 11.4 USD/Bl).

Las iniciativas en reducción de costos y volúmenes contribuyeron con -0.4 USD/Bl, en línea con la explicación trimestral.

El costo de levantamiento (Sin Brava) cerró en 47,272 COP/Bl[4] registrando una reducción del 3% en 1,528 COP/Bl.

Costo de Dilución 3T26 vs 3T25: El costo de dilución aumentó 2.3 USD/Bl principalmente por:

- **Efecto costo (+1.61 USD/Bl):** mayor precio de compra de nafta asociado al precio Brent en +31.2 USD/Bl.
- **Efecto volumen (+0.65 USD/Bl):** menores barriles comercializados en Ecopetrol S.A. (-6 kbped).

Costo de Dilución 9M26 vs 9M25: El costo de dilución aumentó 1.8 USD/Bl principalmente por:

- **Efecto costo (+1.50 USD/Bl):** mayor precio de compra de nafta asociado al precio Brent en +24.3 USD/Bl.
- **Efecto volumen (+0.31 USD/Bl):** menores barriles comercializados en Ecopetrol S.A. (-2 kbped).

El factor de dilución mejoró frente al año anterior, pasando de 11.22% a 11.13%, como resultado de las iniciativas de optimización del uso de diluyente y un menor volumen de crudo pesado.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	3T 2026	3T 2025	Δ ($)	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ ($)	Δ (%)
Ingresos por ventas	18,338	17,378	960	5.5%	57,552	53,884	3,668	6.8%
EBITDA	7,403	6,242	1,161	18.6%	23,583	19,363	4,220	21.8%
Margen EBITDA	40.4%	35.9%	-	4.5%	41.0%	35.9%	-	5.1%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,423	1,393	30	2.2%	5,964	4,318	1,646	38.1%

Ver el Estado de Resultados Consolidado por Segmentos
https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/Inversionistas/InformacionFinanciera/ResultadosTrimestrales

El **EBITDA** del 3T26 y los 9M26 aumentó frente al 3T25 y los 9M25, principalmente por: i) una mejor canasta de crudo favorecida por el incremento del Brent, pese al deterioro de los diferenciales asociado a la mayor oferta de crudos pesados en el mercado, y ii) la contribución de los resultados financieros de Brava de septiembre. Estos efectos compensaron la menor tasa de cambio promedio y la reducción en los volúmenes de venta, asociada a una menor producción de crudo y gas.

Asimismo, se registró una disminución en los costos operativos debido a: i) menores actividades de mantenimiento; ii) la implementación de estrategias de optimización de materiales para el mantenimiento de pozos y equipos estáticos de superficie; y iii) menores costos de transporte.

La **utilidad neta** del 3T26 y los 9M26 incrementó frente al 3T25 y los 9M25, debido a los efectos operacionales anteriormente mencionados, compensando una mayor sobretasa al impuesto de renta, el reconocimiento del gasto del impuesto al patrimonio y el mayor gasto financiero.

[4] Al expresarlo en dólares en indicador sin Brava fue de 13.51 USD/Bl

1.2 Transporte y Logística

Tabla 9: Volúmenes Transportados - Grupo Ecopetrol

kbd	3T 2026	3T 2025	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ (%)
Crudo	797.4	814.7	(2.1%)	813.1	801.5	1.4%
Productos	290.0	303.0	(4.3%)	298.4	296.4	0.7%
Total	**1,087.4**	**1,117.7**	**(2.7%)**	**1,111.5**	**1,097.9**	**1.2%**

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

Al cierre del 3T26, el segmento transportó 1,087.4 Kbd, una disminución de 2.7% (-30 Kbd) frente al 3T25, principalmente por el impacto de los mantenimientos de la Refinería de Barrancabermeja[5] y la menor producción nacional de crudo. Pese a esta dinámica trimestral, el volumen acumulado alcanzó 1,111.5 Kbd, con un crecimiento de 1.2% (+14 Kbd) frente a 9M25.

Crudos: En el 3T26, el volumen transportado disminuyó 2.1% frente al 3T25, principalmente por la menor producción nacional, la reducción de entregas de crudo Castilla Norte asociada a los mantenimientos de la Refinería de Barrancabermeja y el efecto comparativo de la liberación de inventarios registrada en el mismo periodo de 2025[6]. En el acumulado 9M26, el volumen creció 1.4% frente a 9M25, gracias a las estrategias operativas y comerciales que permitieron incorporar barriles previamente fuera de la red y al mayor transporte de crudo hacia la Refinería de Barrancabermeja (GRB), mediante la reversión del oleoducto Coveñas–Ayacucho, compensando el impacto de la menor producción nacional.

Durante el 3T26, la red de oleoductos fortaleció la flexibilidad logística y amplió las alternativas de abastecimiento a las refinerías del país. En agosto, el corredor Coveñas–Ayacucho–Galán alcanzó un récord mensual de 504 Kbls de crudo importado movilizado hacia la Refinería de Barrancabermeja (GRB), consolidándose como una alternativa estratégica para el suministro a refinación.

Finalmente, durante el trimestre se mantuvo activa la ruta alterna Orito–Santana, como alternativa logística frente al entorno tarifario competitivo, preservando la continuidad operativa de los campos del sur del país y facilitando la movilización de crudos hacia OAM (Oleoducto Alto Magdalena) y Vasconia.

Durante el 3T26 el 89.5% del volumen de crudo transportado fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Productos Refinados: En el 3T26, el volumen transportado disminuyó 4.3% frente al 3T25, principalmente por las menores entregas de productos derivadas de los mantenimientos de la Refinería de Barrancabermeja. En el acumulado 9M26, los volúmenes se mantuvieron estables respecto a 9M25, con un crecimiento de 0.7%, favorecido principalmente por la ampliación de la capacidad de evacuación del sistema Galán–Bucaramanga.

Durante los mantenimientos de refinación, la red de poliductos mantuvo la continuidad del abastecimiento de combustibles para el país mediante soluciones logísticas complementarias. En Pozos Colorados se atendieron 55 buques, el mayor registro trimestral, y en agosto se alcanzó un récord de entregas en el llenadero de Pozos Colorados de 24 Kbd.

Afectaciones de terceros a la infraestructura de transporte: En el 3T26 se registraron 5 eventos, 12 acumulados en 9M26, frente a los 6 eventos en el 3T25 y 26 eventos en 9M25. Por su parte, en el 3T26 aumentó en 56% el retiro de válvulas ilícitas, y en 66% para los 9M26.

La instalación de válvulas ilícitas afectó la operación en distintos sistemas, especialmente en Pozos–Galán, restringiendo cerca de 11 kbd durante el 9M26. Frente a esta situación, el Gobierno Nacional y Ecopetrol priorizaron conjuntamente la atención del hurto de hidrocarburos y las conexiones ilícitas, destacándose la reactivación de la Fuerza de Tarea Conjunta Urano, bajo el liderazgo del Ministerio de Defensa Nacional, como parte de una estrategia para combatir las economías ilícitas y proteger la infraestructura energética del país. Esta iniciativa, junto con el fortalecimiento de las acciones de inteligencia, control territorial y judicialización de

[5] El efecto de comparabilidad responde a la diferente programación de los mantenimientos de la Refinería de Barrancabermeja, concentrados en el primer semestre de 2025, frente al tercer trimestre de 2026.
[6] En el 3T25 se liberaron inventarios de crudo del campo Caño Limón, tras la normalización de operaciones en la ruta de evacuación afectada por terceros.

ECP-INFORMACION PUBLICA

estructuras criminales, así como de las capacidades de seguridad física de Cenit en los tramos críticos, contribuyó a revertir la tendencia creciente del hurto en septiembre, con una reducción del 42% frente a agosto (equivalente a 83.4 kbls), reflejando avances en la protección de la infraestructura y la continuidad operativa.

Tabla 10: Costo por Barril Transportado - Grupo Ecopetrol

USD/Bl	3T 2026	3T 2025	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado USD/Bl	4.70	3.36	39.9%	4.14	3.21	29.0%	17.5%
Costo por Barril Transportado COP/Bl	15,003	13,449	11.5%	14,491	13,256	9.3%	17.5%

Costo por Barril Transportado: En el 3T26, el costo por barril transportado, excluyendo depreciaciones, impuesto al patrimonio y gastos por atención de emergencias, se ubicó en COP 13,595/Bl (+1.08% frente al 3T25), reflejando gestión sobre los costos operativos recurrentes, pese a los efectos inflacionarios y los menores volúmenes transportados. Al incorporar estos conceptos, el indicador alcanzó COP 15,003/Bl, frente a COP 13,449/Bl en 3T25, con un incremento del 12%.

En dólares, el indicador alcanzó USD 4.70/Bl, frente a USD 3.36/Bl en 3T25, un incremento del 40% (+USD 1.34/Bl), explicado en un 64% por la apreciación del peso colombiano. La variación trimestral responde a los siguientes factores:

- **Efecto tasa de cambio (+USD 0.85/Bl):** asociado a la reducción de COP 811 en la tasa de cambio promedio, que pasó de COP 4,004 a COP 3,193 por dólar.
- **Efecto costos (+USD 0.36/Bl):** explicado principalmente por el impuesto al patrimonio (+USD 0.17/Bl), atención de emergencias (+USD 0.14/Bl) y mayores depreciaciones (+USD 0.13/Bl).
- **Efecto volumen (+USD 0.13/Bl):** derivado de la disminución del 2.7% en los barriles transportados, por menor producción nacional y mantenimientos en las refinerías.

En el acumulado de 9M26, el costo por barril transportado, excluyendo los mismos conceptos, se ubicó en COP 13,255/Bl, prácticamente estable frente al mismo periodo de 2025, confirmando la contención de los costos operativos recurrentes. Al incorporar estos conceptos, el indicador alcanzó COP 14,491/Bl, frente a COP 13,256/Bl en 9M25 (+9%).

En dólares, el costo unitario alcanzó USD 4.14/Bl, frente a USD 3.21/Bl en 9M25 (+29%, +USD 0.93/Bl), explicado en un 62% por la apreciación del peso colombiano. La variación acumulada responde a los siguientes factores:

- **Efecto tasa de cambio (+USD 0.58/Bl):** asociado a la reducción de COP 632 en la tasa de cambio promedio, que pasó de COP 4,132 a COP 3,500 por dólar.
- **Efecto costos (+USD 0,40/Bl):** explicado principalmente por el impuesto al patrimonio (+USD 0.17/Bl), mayores depreciaciones (+USD 0.10/Bl), atención de emergencias (+USD 0.08/Bl) y mayores costos variables (+USD 0.08/Bl), particularmente por tarifas de gas.
- **Efecto volumen (-USD 0.05/Bl):** efecto favorable derivado del crecimiento del 1.2% en los barriles transportados.

Resultados Financieros

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	3T 2026	3T 2025	Δ ($)	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ ($)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,347	3,836	(489)	(12.7%)	10,318	11,684	(1,366)	(11.7%)
EBITDA	2,342	2,796	(454)	(16.2%)	7,387	8,826	(1,439)	(16.3%)
Margen EBITDA	70.0%	72.9%	-	(2.9%)	71.6%	75.5%	-	(3.9%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	926	1,182	(256)	(21.7%)	2,995	3,774	(779)	(20.6%)

Ver el Estado de Resultados Consolidado por Segmentos
https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/Inversionistas/InformacionFinanciera/ResultadosTrimestrales

ECP-INFORMACION PUBLICA

El **EBITDA** del 3T26 y los 9M26 disminuyó frente al 3T25 y los 9M25 principalmente por menores ingresos asociados a una TRM más baja, la liberación de capacidad "Ship or Pay" en el Oleoducto Caño Limón – Coveñas[7], el aumento en costos variables por el incremento en los precios del gas y mayores gastos de atención de emergencias. Efectos parcialmente compensados con la actualización de tarifas y la estrategia de coberturas cambiarias desarrollada por el segmento que ha permitido mitigar el impacto de la TRM sobre sus ingresos y costos. Adicionalmente, durante el 3T26, se reconocieron indemnizaciones de aseguradoras y menores provisiones que aportaron al resultado.

La **utilidad neta** del 3T26 y los 9M26 comparada con el 3T25 y los 9M25 disminuyó por los efectos operacionales antes mencionados, sumado a una mayor depreciación asociada a la entrada en operación de nuevos proyectos y la actualización de vidas útiles; y el reconocimiento del impuesto al patrimonio. Estos impactos fueron parcialmente compensados por un mejor resultado financiero explicado por el efecto positivo de las coberturas cambiarias y por la gestión sobre la posición neta del segmento.

1.3 Refinación y Petroquímica

La carga consolidada de refinación alcanzó 411.8 kbd durante el 3T26, reflejando la ejecución de mantenimientos mayores en la refinería de Barrancabermeja. En comparación, con una menor carga frente al 2T26 (438.6 kbd) y al 3T25 (428.7 kbd), se logró capturar valor gracias a la gestión coordinada de los activos y al extraordinario entorno de márgenes observado durante el trimestre.

El margen bruto integrado de refinación alcanzó 45.6 USD/Bl, constituyéndose en un récord histórico trimestral y superando en 53% el registrado en el 2T26 (29.8 USD/Bl) y en 219% el observado en el 3T25 (14.3 USD/Bl). Este desempeño estuvo soportado principalmente por la expansión de los diferenciales de combustibles, especialmente diésel, jet y gasolina, favorecidos por restricciones de oferta y condiciones geopolíticas internacionales.

Las principales acciones que soportaron estos resultados fueron: i) optimización de dietas de crudo, ii) captura de diferenciales favorables de mercado, iii) aprovechamiento de sinergias entre Barrancabermeja y Cartagena, iv) maximización de disponibilidad en Cartagena, v) gestión operativa para mitigar los impactos asociados a mantenimientos programados en Barrancabermeja, e vi) implementación de iniciativas de eficiencia operativa, logística, energética y comercial.

Refinería de Cartagena

Durante el 3T26 la carga de crudo de la Refinería de Cartagena alcanzó 208.3 kbd, la segunda mayor carga trimestral en la historia de la refinería, 4% superior al 3T25 y 8% al 2T26, mientras que el factor de utilización se ubicó en 90.8%, impulsado por una operación con carga óptima y una mayor disponibilidad operacional. La producción de refinados alcanzó 200.3 kbd, 5% superior al 3T25 y en 7% al 2T26. El margen bruto alcanzó 55.8 USD/Bl, récord histórico trimestral, favorecido por mejores diferenciales de combustibles, una estrategia de dieta enfocada en incrementar la participación de crudos nacionales de mayor rentabilidad, particularmente Caño Limón y Rubiales, así como mejora en la producción de medios (diésel y jet).

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

Refinería de Cartagena	3T 2026	3T 2025	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ (%)
Carga* (kbd)	208.3	200.2	4.0%	195.6	194.3	0.7%
Factor de Utilización (%)	90.8%	84.8%	7.1%	80.1%	82.8%	(3.3%)
Producción Refinados (kbd)	200.3	190.9	4.9%	188.9	185.8	1.7%
Margen Bruto (USD/Bl)	55.8	12.8	335.9%	36.3	11.4	218.4%

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

Refinería de Barrancabermeja

Durante el 3T26 la carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja fue 203.6 kbd, 11% inferior al 3T25 y en 17% al 2T26, principalmente por la ejecución de los mantenimientos programados en la unidad de crudo U2000

[7] Aproximadamente 1,4 billones de pesos de estos efectos se reflejan en menores costos de transporte para el segmento Upstream, con un impacto neutral para la línea de hidrocarburos.

ECP-INFORMACION PUBLICA

e Hidrotratadora de Diésel. El factor de utilización se ubicó en 66.9%, mientras la producción de refinados alcanzó 203.4 kbd.

El margen bruto alcanzó 35.3 USD/Bl, constituyéndose en un récord histórico trimestral, superior en 126% al 3T25 y en 24% al 2T26. El resultado fue impulsado por la expansión de los cracks de gasolina, diésel y jet asociada al entorno geopolítico global y a restricciones en la oferta internacional de combustibles.

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

Refinería de Barrancabermeja	3T 2026	3T 2025	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ (%)
Carga* (kbd)	203.6	228.6	(10.9%)	227.0	218.6	3.8%
Factor de Utilización (%)	66.9%	81.3%	(17.8%)	78.2%	74.1%	5.6%
Producción Refinados (kbd)	203.4	231.6	(12.2%)	228.6	221.0	3.4%
Margen Bruto (USD/Bl)	35.3	15.6	126.3%	26.3	13.7	92.0%

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

Esenttia

Durante el 3T26, Esenttia registró ventas por 96.4 KTon, 18% menos que en 3T25 y 17% frente al 2T26, afectadas principalmente por menores exportaciones de polipropileno y polietileno, en un entorno de demanda internacional débil, particularmente en Brasil, donde altos niveles de inventario limitaron las compras.

En este contexto, se priorizó la protección del margen y el EBITDA sobre el crecimiento en volumen, observándose además una recuperación gradual de pedidos desde Brasil hacia el cierre del trimestre.

Tabla 14: Ventas – Esenttia

Esenttia	3T 2026	3T 2025	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	96.4	118.1	(18.4%)	333.5	325.2	2.6%

Costo de Caja de Refinación

Tabla 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/Bl	3T 2026	3T 2025	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación USD/Bl	6.98	5.56	25.5%	6.50	5.62	15.7%	12.6%
Costo de Caja de Refinación COP/Bl	22,302	22,261	0.2%	22,750	23,213	(2.0%)	0.0%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

El costo de caja de refinación del 3T26 fue 22,302 COP/Bl, manteniéndose estable frente al 3T25 y disminuyendo 2.0% frente a los 9M25, este último apalancado por eficiencias operativas y el incremento en carga de las refinerías que deriva en menores costos por barril procesado.

En dólares, el costo de caja de refinación aumentó 1.42 USD/Bl durante el 3T26, explicado por:

- **Efecto tasa de cambio (+1.41 USD/Bl)**: Impacto por menor tasa de cambio en -811 pesos por dólar (de 4,004 a 3,193 pesos por dólar).
- **Efecto volumen (+0.28 USD/Bl)**: Por menor carga de crudo de -16.9 kbd en refinerías.
- **Efecto costo (-0.27 USD/Bl)**: Menores costos por menor actividad operacional (-1.03 USD/Bl), asociados a la disminución de cargas, mayores costos asociados a efecto inflacionario (+0.57 USD/Bl) y mayor costo del gas (+0.19 USD/Bl) por efecto precios.

ECP-INFORMACION PUBLICA

Resultados Financieros

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	3T 2026	3T 2025	Δ ($)	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ ($)	Δ (%)
Ingresos por ventas	21,970	16,631	5,339	32.1%	64,060	49,589	14,471	29.2%
EBITDA	4,125	783	3,342	426.8%	9,118	1,930	7,188	372.4%
Margen EBITDA	18.8%	4.7%	-	14.1%	14.2%	3.9%	-	10.3%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	2,247	(178)	2,425	1,362.4%	4,225	(970)	5,195	535.6%

Ver el Estado de Resultados Consolidado por Segmentos
https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/Inversionistas/InformacionFinanciera/ResultadosTrimestrales

El segmento de Refinación reportó un desempeño sobresaliente, alcanzando en el 3T26 y en los 9M26 un **EBITDA** cinco veces superior al registrado en los mismos períodos de 2025. El sólido resultado se sustentó en la combinación de un entorno de precios favorable, los mayores rendimientos de productos de alto valor en las refinerías y en la estrategia de maximización de cargas. Estos factores compensaron parcialmente el efecto de una menor tasa de cambio sobre los ingresos, el mayor costo de la materia prima y los efectos de la parada integral programada de la Refinería de Barrancabermeja durante el 3T26.

En términos de **utilidad neta**, el segmento registró un resultado significativamente superior frente al 3T25 y a los 9M25, impulsado por los factores previamente mencionados y por menores gastos financieros, principalmente por diferencia en cambio e intereses, los cuales compensaron la mayor carga tributaria por el impuesto al patrimonio.

1.4 Gestión comercial

Durante el 3T26, la gestión comercial respondió de manera efectiva a un entorno de alta volatilidad, articulando acciones para asegurar el abastecimiento y la continuidad operativa, diversificando mercados, clientes y destinos, fortaleciendo las capacidades de trading y ampliando la opcionalidad logística. Se destaca que los crudos de Ecopetrol alcanzaron una mejor realización frente a los crudos competidores, pese a la volatilidad del mercado. En logística marítima, los esquemas de Time Charter, contratos COA y viajes consecutivos aseguraron la continuidad operativa, generaron eficiencias de mitigación en un entorno de tarifas elevadas y volátiles (que han aumentado en un rango entre 30% y 50% según el tipo de buque.

En materia de diversificación, se consolidó la presencia de los crudos Castilla, Apiay, Vasconia y Mares en Estados Unidos, China, India, Jamaica y África. Además, se reposicionaron Vasconia y Apiay en Asia. En cuanto a operaciones con terceros, se obtuvo un beneficio en el 3T26 de USD 1.4 millones y se amplió la base de crudos comercializados, incorporando la compra y venta de Kutubu Blend. Por otra parte, se realizaron las primeras operaciones de relet (venta de servicios de fletamento a terceros) y se realizó la primera recepción y transferencia de crudo Castilla en el Puerto Terminal de Panamá (PTP) diversificando rutas marítimas hacia Asia y reduciendo tiempos de transporte. Adicionalmente en petroquímicos, se inició el programa exportador de azufre sólido con entregas a Brasil, Perú y Tanzania; se realizó la primera exportación de bases lubricantes a Chile y Lituania; y se registró la marca Ecospirit 40 por diez años.

2. Energías para la Transición

Gas Natural

Para el 3T26, Ecopetrol continuó fortaleciendo la seguridad de abastecimiento de gas natural en Colombia, manteniéndose como el único productor que ofreció y asignó gas natural en firme en los procesos comerciales realizados, con productos orientados prioritariamente a la atención de la demanda.

- En julio, se comercializaron 12.5 Gbtud en firme con entrega desde Cupiagua para el periodo septiembre-noviembre de 2026, así como entre 37 y 50 Gbtud bajo la modalidad de Opción de Compra de Gas para el mismo periodo. Esta gestión permitió poner a disposición del mercado volúmenes adicionales,

ECP-INFORMACION PUBLICA

contribuyendo a la atención de una demanda creciente y al fortalecimiento de la seguridad energética del país.

- Durante el mantenimiento programado de la Planta de Regasificación de Cartagena SPEC (30 de julio al 3 de agosto), se comercializaron 97 Gbtud de gas natural, contribuyendo a los requerimientos de la demanda térmica y esencial abastecida con gas importado, mitigando los impactos sobre el sistema.
- Adicionalmente, mediante un incremento de 5 Gbtud en la disponibilidad desde Cusiana y Cupiagua, Ecopetrol apoyó durante seis días la atención de la contingencia operativa reportada por SPEC el 24 de septiembre en uno de sus trenes de procesamiento, contribuyendo a mitigar impactos sobre la demanda regulada y el sistema de transporte.
- Durante septiembre, se adelantaron dos procesos de comercialización de gas natural proveniente de ocho fuentes de producción del Huila, asignando 2.1 Gbtud interrumpibles para octubre-noviembre de 2026 y 1.5 Gbtud en modalidad CF95 para el periodo diciembre de 2026 a noviembre de 2027. Estos volúmenes permitieron incorporar nueva oferta al mercado, maximizando la producción disponible y contribuyendo a la confiabilidad del abastecimiento nacional.

Opcionalidad de Gas Natural

Ecopetrol avanzó en dos procesos públicos, competitivos y vinculantes de adquisición de Gas Natural Licuado (GNL) bajo modalidad DES (Delivered Ex Ship) para Puerto Bahía y Buenaventura. El primero, lanzado el 9 de julio de 2026 para respaldar los contratos de suministro de gas regasificado en Puerto Bahía y el segundo, lanzado el 23 de julio de 2026, para respaldar los contratos de venta de gas firmados con la demanda en Buga.

Estos procesos fueron declarados desiertos después de concluir que las ofertas recibidas no permitían estructurar negocios competitivos, rentables y con un perfil de riesgo adecuado y por ende las ofertas no fueron adjudicadas. Sin embargo, Ecopetrol continúa analizando opciones de suministro en los mercados nacional e internacional, junto con condiciones de demanda que permitan respaldar operaciones técnica, comercial y financieramente viables.

El índice de precio internacional TTF[8], referencia del GNL en el mercado europeo, aumentó en promedio el 6% los primeros 9 meses del 2026, impulsados por el conflicto entre EE. UU. e Irán. Este entorno elevó en 53% los costos de las compras spot trimestrales realizadas por SPEC[9], incrementando el costo marginal del gas para el mercado nacional, lo cual representa mayores costos en la adquisición de gas para los proyectos de regasificación de Buenaventura y Puerto Bahía. La presión sobre los precios responde a una reducción cercana al 20% de la oferta mundial de GNL, asociada a restricciones en el tránsito por el estrecho de Ormuz. Se prevé que esta situación persista durante el invierno 2026-2027, con una posible normalización gradual en 2027.

Iniciativas de regasificación

Las iniciativas de Logística Integral y Regasificación contratadas por Ecopetrol avanzan en su fase de Permisos, Construcción y Montaje, así:

- **Regasificación Pacifico** (capacidad de 60 Gbtud): reporta un avance del 90% en su plan de implementación, con fecha probable de inicio de operación para finales de noviembre de 2026.
- **Regasificación Caribe** (capacidad de entre 150 y 300 Gbtud): reporta un avance del 53.5% en su plan de implementación con fecha probable de inicio de operación febrero de 2027.

Estrategia de abastecimiento a corto y mediano plazo

Ecopetrol avanza en acciones para responder a la declinación de la producción de gas para los próximos años; una primera etapa (2026-2030) de soluciones de corto y mediano plazo para atender la demanda vía Regasificación y una segunda etapa (2030-2040), donde la respuesta al abastecimiento viene dada por los desarrollos de Gas Offshore. En este sentido, las alternativas de regasificación adelantadas tienen como objetivo contribuir con la oferta de gas mientras los proyectos offshore se materializan, al tiempo que la infraestructura

[8] Title Transfer Facility - Referente de precio del gas natural en Europa
[9] Análisis de Ecopetrol a partir de la información publicada del Gestor del Mercado de Gas

será valiosa para el respaldo a la oferta futura del gas offshore. La complementariedad de estos proyectos fortalece la seguridad energética y el abastecimiento país.

Gas Licuado de Petróleo

El 31 de agosto se suscribió la Oferta Pública de Cantidades de GLP para el periodo entre septiembre 2026 - febrero 2027, con un volumen de ~22,000 ton/mes. La oferta contratada para el 3T26 fue de ~28,600 ton/mes. Con lo anterior, para el 2026 se logra en promedio un abastecimiento de la demanda del ~33% (~26,000 ton/mes).

Cobertura de la demanda eléctrica del Grupo Ecopetrol

La demanda de energía del Grupo creció 6.1% versus el acumulado al 9M25, con un consumo de 6,816 GWh al cierre de septiembre de 2026. Este consumo se abasteció principalmente mediante autogeneración (56.5%), compuesta entre autogeneración convencional (50.6%) y Fuentes No Convencionales Renovables (5.9%) y las compras al Sistema Interconectado Nacional - SIN (43.5%), no regulada mediante contratos y bolsa (43.4%) y regulada (0.1%). El 83% de las compras del SIN corresponden a contratos en el Mercado de Energía Mayorista y 17% en bolsa.

La gestión realizada durante el 3T26 ha permitido mantener el promedio de las tarifas liquidadas en contratos para la atención de la demanda de energía del Grupo Ecopetrol un 8.5% más bajas que las tarifas del mercado regulado y un 6.4% más bajas en comparación con el mercado no regulado publicadas por XM. En complemento, se destaca la gestión de cobertura en precios para reducción del costo de la energía expuesta a bolsa.

Energías renovables

Al cierre del 3T26, el Grupo Ecopetrol alcanzó una capacidad de 1,210 MW en su portafolio de renovables, compuesta por 414 MW en operación, 298 MW a compras en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), 223 MW en construcción y 275 MW en ejecución. El incremento de la capacidad se da con la firma del contrato de Fiducia Proyectos JK1 & JK2 entre Ecopetrol, AES Colombia y Fiduciaria Bancolombia.

Windpeshi alcanzó un progreso general del 25% durante el trimestre. Se destaca la construcción de cinco cimentaciones, el montaje de cinco torres de la línea de interconexión, la contratación de la subestación elevadora y la liberación de 46 de los 54 predios requeridos. Adicionalmente, la línea de media tensión alcanzó un avance del 23%, superior a lo previsto, respaldado por el trabajo articulado con las comunidades Wayuu y la estrategia de construcción implementada. Estos avances mantienen la expectativa de entrada en operación durante el 4T28.

En agosto, AES y Ecopetrol acordaron avanzar hacia una Decisión Final de Inversión (FID) conjunta para los proyectos JK1 y JK2, una vez se obtenga la aprobación de financiación por los comités de crédito de la banca, actualmente proyectada para el primer trimestre de 2027.

En septiembre, la Asamblea de Tenedores de Bonos aprobó el proceso de fusión por absorción del Parque Solar Portón del Sol por parte de Ecopetrol, requisito para la formalización de dicha fusión.

Al cierre del 3T26, la operación de las granjas solares La Iguana, Pozos Colorados y Quifa, generó eficiencias por aproximadamente COP 6.1 mil millones, como resultado del menor costo de la energía consumida frente a las tarifas de compra de energía no regulada a la red.

Eficiencia energética

A septiembre de 2026 se alcanzó una optimización energética acumulada de 2.66 PJ con un impacto de ~ 329 mil toneladas de CO2e y un ahorro de COP ~68 mil millones en las operaciones del Grupo Ecopetrol. Con este avance, el ahorro total acumulado llega a 27,466 PJ desde 2018.

ECP-INFORMACION PUBLICA

3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

3.1 Transmisión de Energía

Proyectos adjudicados

Durante el 3T26, ISA y sus empresas fueron adjudicatarias en el negocio de transmisión de energía por ~ COP 1,260 millones:

- ISA ENERGÍA BRASIL completó la adquisición del 49% restante de IE Madeira, con una inversión neta de BRL 1,167 millones (~ COP 720 mil millones) y la transferencia de participación en IE Garanhuns[10] y fue adjudicataria de 16 proyectos de refuerzos y mejoras y un proyecto de conexión por USD 152 millones (COP 531 mil millones).

- En Perú, ISA fue adjudicataria de la Ampliación 22, con un capex de referencia de USD 2 millones (COP 8 mil millones).

Entrada en operación de proyectos durante el trimestre

- En Colombia, fueron puestos en operación proyectos que, en conjunto, tuvieron una inversión de USD 29.6 millones (~COP 103 mil millones). Se destacan, un nuevo reactor trifásico de repuesto para la subestación Banadía, el traslado de *SmartValves*[11] a Termoguajira y la renovación de la subestación Betania.

- En Brasil, entraron en operación 13 refuerzos, mejoras y proyectos de conexión a la red, con una inversión de referencia de USD 81 millones (COP 285 mil millones).

3.2 Vías

- Ruta del Este, en Panamá, continúa en su etapa constructiva. El próximo hito es la finalización de la construcción esperada para febrero de 2027.

- Orbital Sur, en Chile, avanza el desarrollo de los estudios de ingeniería al 85%, de acuerdo con lo programado. La construcción iniciaría en 2028.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	3T 2026	3T 2025	Δ ($)	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ ($)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,817	4,158	(341)	(8.2%)	12,412	11,512	900	7.8%
EBITDA	1,985	2,492	(507)	(20.3%)	6,874	6,572	302	4.6%
Margen EBITDA	52.0%	59.9%	-	(7.9%)	55.4%	57.1%	-	(1.7%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	162	167	(5)	(3.0%)	525	377	148	39.3%

Ver el Estado de Resultados Consolidado por Segmentos
https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/Inversionistas/InformacionFinanciera/ResultadosTrimestrales

El **EBITDA** del 3T26 disminuyó frente al 3T25, debido principalmente: i) al efecto por menor tasa de cambio, ii) al menor impacto de los escaladores contractuales en las tarifas de energía en Brasil, iii) al ajuste de ciclo tarifario en Brasil con regularización de proyectos en 2025 y un menor aumento de tasas regulatorias de remuneración de capital, iv) el incremento en los costos y gastos operacionales asociados al efecto inflacionario y v) un ingreso

[10] La Información Relevante publicada con respecto al descruce de participación en IE Madeira e IE Garanhuns se encuentra en: https://isa.co/wp-content/uploads/2026/07/info-relevante-isa-energia-brasil-completa-descruce-axia.pdf.
[11] *SmartValves* son dispositivos de control avanzado de flujo de potencia que se instalan en las líneas de transmisión de energía eléctrica, que abren o cierran el paso de la electricidad en la red. Esta nueva tecnología permite maximizar la capacidad de la infraestructura existente.

ECP-INFORMACION PUBLICA

extraordinario reconocido en 2025 por el fallo judicial a favor de ISA en la Concesión Paulista. Estos efectos se compensan parcialmente por la mayor utilidad en el negocio de construcción y la puesta en operación de proyectos de energía y vías.

En los 9M26 frente a los 9M25, el EBITDA aumentó principalmente por: i) la mayor utilidad en construcción y la puesta en operación de proyectos de energía y vías, ii) los mayores rendimientos de los activos financieros de las concesiones, iii) nuevos contratos en telecomunicaciones en Colombia y iv) adicionalmente, el efecto neto positivo de eventos no recurrentes reconocidos en 2025, relacionados con la actualización de la metodología de pago del componente financiero ("Ke") de la RBSE en Brasil y el fallo judicial favorable a ISA en la Concesión Paulista. Estos se compensan parcialmente por el efecto de la menor tasa de cambio, el menor ajuste ciclo tarifario en Brasil y el incremento en los costos y gastos operacionales asociados al efecto inflacionario.

La **utilidad neta** del 3T26 disminuyó frente al 3T25 principalmente por los efectos operacionales antes mencionados, mayores amortizaciones por la puesta en operación de Ruta de los Lagos en Chile; estos parcialmente compensados con la ganancia en combinación de negocios derivada de la toma del 100% de control sobre la compañía IE Madeira en Brasil y el efecto de la corrección monetaria de la deuda.

Con respecto a los 9M26 frente a los 9M25, la **utilidad neta** aumentó principalmente por los resultados operativos, la ganancia en combinación de negocios sobre IE Madeira en Brasil, compensado parcialmente por el efecto de mayores gastos por intereses debido a un mayor nivel de deuda para el desarrollo de proyectos, el efecto de la corrección monetaria de la deuda y el reconocimiento del impuesto al patrimonio en Colombia.

4. GOBIERNO CORPORATIVO Y ÓRGANOS SOCIALES

Asamblea Extraordinaria de Accionistas

El 15 de septiembre de 2026 se realizó la reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol S.A., en la cual se sometieron a consideración, entre otros, los siguientes asuntos: i) la reforma parcial del artículo 20 de los Estatutos Sociales, relativa a la integración, renovación y elección de la Junta Directiva; ii) la instrucción a la Junta Directiva para armonizar la Política de Sucesión de sus integrantes y los demás instrumentos internos de gobierno corporativo con la reforma estatutaria del artículo 20 de los Estatutos Sociales. Asimismo, determinó que, mientras se efectuaba dicha armonización, las disposiciones internas incompatibles con el artículo reformado no serían aplicables ni constituirían requisito previo, condición suspensiva o impedimento para la elección integral de la Junta Directiva; y iii) la elección integral de los nueve miembros de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. para lo que resta del período institucional 2025-2029.

La Junta Directiva elegida está integrada por 6 miembros independientes. Esta cifra supera el mínimo requerido por la ley y los estatutos sociales. La Junta Directiva cuenta con tres mujeres y con tres integrantes que formaban parte de la Junta Directiva anterior. Asimismo, los miembros cumplen los requisitos estatutarios y complementarios aplicables y aportan competencias y trayectorias diversas que, en conjunto, dotan a la Junta Directiva, como órgano colegiado, de las capacidades necesarias para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Gobierno Corporativo - Junta Directiva

La Junta Directiva de Ecopetrol S.A. adoptó durante el 3T26, entre otras, las siguientes decisiones:

- Aprobó los Estados Financieros separados de Ecopetrol S.A. y consolidados del Grupo Empresarial Ecopetrol (GEE) al 30 de junio de 2026.

- Decidió designar como presidente encargado a Juan Carlos Hurtado Parra, primer suplente del presidente, a partir del 31 de julio de 2026, hasta que se surtiera un nuevo proceso de selección para la presidencia de la Compañía, de conformidad con la Política de Sucesión vigente teniendo en cuenta que Ricardo Roa Barragán, regresó de su licencia el 27 de julio y estaría al frente de Ecopetrol S.A. hasta el 30 de julio de 2026.

ECP-INFORMACION PUBLICA

- En sesión del 23 de julio de 2026, eligió al Doctor Luis Felipe Henao Cardona y al Doctor Hildebrando Vélez Galeano como Presidente y Vicepresidente de la Junta Directiva respectivamente. Adicionalmente, aprobó la conformación de sus comités de apoyo y los siguientes encargos:

    - Ernesto Alfonso Gómez Cabarcas, quedó encargado de la Vicepresidencia Ejecutiva de Energías para la Transición a partir del 1º de agosto de 2026, hasta que se efectúe la designación del cargo en propiedad.
    - Juan Pablo Amaya Ibañez, quedó encargado de la Vicepresidencia Corporativa de Talento Organizacional a partir del 1º de septiembre de 2026, hasta que se efectúe la designación del cargo en propiedad.

- En sesión del 27 de agosto de 2026 decidió adoptar las siguientes decisiones:

    - Sandra Lucía Rodríguez Rojas, Vicepresidenta Corporativa de Transformación Territorial y HSE, desempeñó sus funciones hasta el 30 de agosto de 2026. Miguel Ángel Cortés Angarita, quedó encargado de esta Vicepresidencia a partir del 31 de agosto de 2026.
    - Jaime Andrés García Cuello, Vicepresidente Administrativo y de Servicios, desempeñó sus funciones hasta el 30 de agosto de 2026. Álvaro Iván Saavedra Barón, asumió el encargo de esta Vicepresidencia a partir del 31 de agosto de 2026.
    - Diana Marcela Jiménez Rodríguez, Directora Corporativa de Relacionamiento Institucional y Comunicaciones, desempeñó sus funciones hasta el 30 de agosto de 2026. Juliana Perdomo Valencia, asumió el encargo de esta Dirección a partir del 31 de agosto de 2026.
    - Julián Fernando Lemos Valero, Vicepresidente Corporativo de Estrategia y Nuevos Negocios, desempeñó sus funciones hasta el 30 de agosto de 2026. Adrián Santiago Coral Pantoja, asumió el encargo de esta Vicepresidencia a partir del 31 de agosto de 2026.
    - Felipe Trujillo López, Vicepresidente de Refinación y Procesos Industriales, desempeñó sus funciones hasta el 30 de agosto de 2026. Ana Carolina Ríos Junco, asumió el encargo de esta Vicepresidencia a partir del 31 de agosto de 2026.

- En sesión del 31 de agosto de 2026 decidió adoptar la siguiente decisión:

    - Sergio Andrés Moreno Acevedo, Vicepresidente Corporativo de Ciencia, Tecnología e Innovación, desempeñó sus funciones hasta el 31 de agosto de 2026. Diana Marcela Acero Rojas, actual Gerente de Innovación y Portafolio CT+i, quedó encargada de esta Vicepresidencia a partir del 1 de septiembre de 2026.

- En sesión del 14 de septiembre de 2026 adoptó entre otras, las siguientes decisiones:

    - Juan Carlos Hurtado Parra estará vinculado a la Compañía hasta el 15 de septiembre de 2026 fecha en la cual se hace efectivo el plan de retiro.
    - Designó a Alfonso Camilo Barco Muñoz como presidente encargado a partir del 15 de septiembre de 2026.
    - Julio César Herrera Martínez, Vicepresidente Comercial y de Mercadeo, desempeñó sus funciones hasta el 15 de septiembre de 2026. Graford Santamaría Valbuena, quedó encargado de esta Vicepresidencia a partir del 16 de septiembre.

- Designó como representante principal para fines de abastecimiento y servicios de Ecopetrol a Álvaro Iván Saavedra Barón.

- En sesión del 17 de septiembre de 2026, eligió a Carlos Augusto Suárez Rojas y a Claudia Margarita Lafaurie Taboada como Presidente y Vicepresidenta de la Junta Directiva, respectivamente. Adicionalmente, aprobó la conformación de sus comités de apoyo y la Política de Sucesión del Presidente de Ecopetrol.

- En sesión del 24 de septiembre de 2026 designó como presidente y representante legal principal de la Empresa a Joaquín Gutiérrez Caballero, quien asumió el cargo en propiedad a partir del lunes 28 de septiembre del 2026. Por tanto, el encargo de Alfonso Camilo Barco Muñoz, culminó el domingo 27 de septiembre.

- En su sesión del 30 de septiembre de 2026 aprobó los siguientes nombramientos:

    - Mónica Jiménez González como Vicepresidente Corporativa Jurídica y Secretaria General.
    - Mauricio Gutiérrez Dangond como Vicepresidente Corporativo de Estrategia y Nuevos Negocios.
    - Camilo Andrés Rojas Castro como Vicepresidente Administrativo y de Servicios

Adicionalmente Cristina Toro Restrepo, Vicepresidenta Corporativa Jurídica y Secretaría General, desempeñó sus funciones en la compañía hasta el 30 de septiembre de 2026.

IV. Presentación de Resultados

El viernes 13 de noviembre de 2026 la administración ofrecerá una única conferencia virtual con transmisión en español e inglés, para comentar los resultados obtenidos por Ecopetrol S.A.. A continuación, se informan los horarios y datos de conexión para participar en la conferencia:

Conferencia
10:00 a.m. Hora Colombia
10:00 a.m. Hora Nueva York

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

https://xegmenta.co/ecopetrol/registro-conferencia-de-resultados-3t-2026/

Una vez reciba la invitación encontrará el enlace para la transmisión en español y el enlace para la transmisión en inglés.

Para realizar sus preguntas podrá acceder a través de la plataforma una vez inicie la transmisión de la llamada.

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

Información de Contacto:

Departamento de Relacionamiento con Inversionistas
Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)
Correo electrónico: _noticias@ecopetrol.com.co

Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2026	3T 2025	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	19,001	14,590	30.2%	53,533	44,158	21.2%
Exterior	16,063	15,250	5.3%	50,354	46,717	7.8%
Total ingresos	**35,064**	**29,840**	**17.5%**	**103,887**	**90,875**	**14.3%**
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	**3,721**	**3,954**	**(5.9%)**	**10,883**	**12,042**	**(9.6%)**
Depreciación, amortización y agotamiento variable	2,435	2,697	(9.7%)	7,153	8,270	(13.5%)
Depreciación fijo	1,286	1,257	2.3%	3,730	3,772	(1.1%)
Costos variables	**11,761**	**10,509**	**11.9%**	**35,484**	**33,812**	**4.9%**
Productos importados	6,305	4,449	41.7%	18,551	15,296	21.3%
Compras nacionales	3,532	4,457	(20.8%)	11,770	13,594	(13.4%)
Servicio de transporte hidrocarburos	578	488	18.4%	1,516	1,405	7.9%
Variación de inventarios y otros	1,346	1,115	20.7%	3,647	3,517	3.7%
Costos fijos	**5,460**	**5,407**	**1.0%**	**16,161**	**15,882**	**1.8%**
Servicios contratados	1,204	1,256	(4.1%)	3,528	3,559	(0.9%)
Servicios de construcción	1,061	987	7.5%	3,423	2,779	23.2%
Mantenimiento	1,171	1,266	(7.5%)	3,445	3,748	(8.1%)
Costos laborales	1,172	1,112	5.4%	3,464	3,299	5.0%
Otros	852	786	8.4%	2,301	2,497	(7.8%)
Total costo de ventas	**20,942**	**19,870**	**5.4%**	**62,528**	**61,736**	**1.3%**
Utilidad bruta	**14,122**	**9,970**	**41.6%**	**41,359**	**29,139**	**41.9%**
Gastos operacionales	**3,097**	**2,635**	17.5%	**8,987**	**7,787**	15.4%
Gastos de administración	2,811	2,452	14.6%	8,113	7,220	12.4%
Gastos de exploración y proyectos	286	183	56.3%	874	567	54.1%
Utilidad operacional	**11,025**	**7,335**	**50.3%**	**32,372**	**21,352**	**51.6%**
Resultado financiero, neto	**(2,044)**	**(2,046)**	(0.1%)	**(6,448)**	**(6,549)**	(1.5%)
Diferencia en cambio, neto	71	(17)	(517.6%)	631	147	329.3%
Intereses, neto	(1,375)	(1,678)	(18.1%)	(4,266)	(4,802)	(11.2%)
Ingresos (gastos) financieros	(740)	(351)	110.8%	(2,813)	(1,894)	48.5%
Resultados de participación en compañías	**95**	**187**	(49.2%)	**514**	**585**	(12.1%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**9,076**	**5,476**	65.7%	**26,438**	**15,388**	71.8%
Provisión impuesto a las ganancias	(3,424)	(1,710)	100.2%	(9,874)	(4,933)	100.2%
Utilidad neta consolidada	**5,652**	**3,766**	**50.1%**	**16,564**	**10,455**	**58.4%**
Interés no controlante	(894)	(1,203)	(25.7%)	(2,855)	(2,953)	(3.3%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**4,758**	**2,563**	**85.6%**	**13,709**	**7,502**	**82.7%**
EBITDA	**15,871**	**12,326**	**28.8%**	**47,003**	**36,720**	**28.0%**
Margen EBITDA	**45.3%**	**41.3%**	**4.0%**	**45.2%**	**40.4%**	**4.8%**

ECP-INFORMACION PUBLICA

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

Miles de Millones (COP)	3T 2026	2T 2026	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	13,290	8,745	52.0%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	24,389	20,251	20.4%
Inventarios	11,289	10,576	6.7%
Activos por impuestos corrientes	12,007	14,580	(17.6%)
Otros activos financieros	2,215	2,447	(9.5%)
Otros activos	3,285	2,993	9.8%
Total activos corrientes	**66,475**	**59,592**	**11.6%**
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	5,866	7,998	(26.7%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	40,030	36,086	10.9%
Propiedades, planta y equipo	108,209	103,990	4.1%
Recursos naturales y del medio ambiente	54,613	47,860	14.1%
Activos por derecho de uso	3,471	1,094	217.3%
Intangibles	19,744	13,018	51.7%
Activos por impuestos no corrientes	7,043	6,974	1.0%
Otros activos financieros	3,498	1,362	156.8%
Goodwill y otros activos	6,209	6,125	1.4%
Total activos no corrientes	**248,683**	**224,507**	**10.8%**
Total activos	**315,158**	**284,099**	**10.9%**
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	17,323	11,063	56.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	19,253	19,561	(1.6%)
Provisiones por beneficios a empleados	3,319	3,054	8.7%
Pasivos por impuestos corrientes	3,220	3,073	4.8%
Provisiones y contingencias	1,463	1,284	13.9%
Otros pasivos	2,769	1,395	98.5%
Total pasivos corrientes	**47,347**	**39,430**	**20.1%**
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	102,192	93,855	8.9%
Provisiones por beneficios a empleados	10,325	10,442	(1.1%)
Pasivos por impuestos no corrientes	15,818	14,081	12.3%
Provisiones y contingencias	17,754	15,214	16.7%
Otros pasivos	4,771	1,477	223.0%
Total pasivos no corrientes	**150,860**	**135,069**	**11.7%**
Total pasivos	**198,207**	**174,499**	**13.6%**
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	88,070	84,938	3.7%
Interés no controlante	28,881	24,662	17.1%
Total patrimonio	**116,951**	**109,600**	**6.7%**
Total pasivos y patrimonio	**315,158**	**284,099**	**10.9%**

ECP-INFORMACION PUBLICA

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2026	3T 2025	9M 2026	9M 2025
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	**4,758**	**2,563**	**13,709**	**7,502**
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	894	1,203	2,855	2,953
Cargo por impuesto a las ganancias	3,424	1,710	9,874	4,933
Depreciación, agotamiento y amortización	3,861	4,070	11,320	12,454
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(71)	17	(631)	(147)
Costo financiero reconocido en resultados	2,258	2,541	7,297	7,768
Pozos secos	630	126	745	394
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	22	(5)	20	2
Impairment de activos de corto y largo plazo	76	71	226	265
Ganancia por valoración de activos financieros	(349)	(636)	(1,006)	(1,423)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	150	(6)	164	(3)
Ganancia en Combinación de negocios	(100)	0	(100)	0
Ganancia por venta de activos	2	2	(14)	3
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(96)	(187)	(514)	(585)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e inefectividad	(1,142)	(16)	(2,039)	111
Provisiones y contingencias	103	233	257	478
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(4,965)	(1,199)	(12,881)	(1,946)
Impuesto de renta pagado	(1,590)	(1,609)	(7,278)	(7,712)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	**7,865**	**8,878**	**22,004**	**25,047**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en negocios conjuntos	0	1	(71)	0
Adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido	(1,996)	(65)	(1,996)	(65)
Inversión en propiedad, planta y equipo	(2,411)	(2,408)	(6,178)	(6,216)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,160)	(2,547)	(6,430)	(7,510)
Adquisiciones de intangibles	(204)	(118)	(518)	(337)
Contraprestación pagada en adquisición de activos	0	0	0	(1,109)
(Compra) venta de otros activos financieros	(359)	1,249	(1,005)	(1,009)
Intereses recibidos	367	293	986	945
Dividendos recibidos	34	433	285	554
Ingresos por venta de activos	26	35	122	68
Efectivo neto usado en actividades de inversión	**(6,703)**	**(3,127)**	**(14,805)**	**(14,679)**
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	5,316	(2,214)	8,143	4,440
Pago de intereses	(1,890)	(2,500)	(5,841)	(6,432)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(194)	(144)	(496)	(435)
Capitalizaciones	728	0	728	0
Dividendos pagados	(313)	(329)	(6,351)	(11,024)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	**3,647**	**(5,187)**	**(3,817)**	**(13,451)**
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(264)	(318)	(786)	(607)
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	**4,545**	**246**	**2,596**	**(3,690)**
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	8,745	10,118	10,694	14,054
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	**13,290**	**10,364**	**13,290**	**10,364**

ECP-INFORMACION PUBLICA

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2026	3T 2025	9M 2026	9M 2025
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	4,758	2,563	13,709	7,502
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,861	4,071	11,320	12,454
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	0	0	3
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	(100)	0	(100)	0
(+/-) Resultado financiero, neto	2,044	2,046	6,448	6,549
(+) Provisión impuesto a las ganancias	3,424	1,710	9,874	4,933
(+) Impuestos y otros	990	733	2,897	2,326
(+/-) Interes no controlante	894	1,203	2,855	2,953
EBITDA Consolidado	**15,871**	**12,326**	**47,003**	**36,720**

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Transmisión de Energía y Vías	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	1,423	2,247	926	162	0	4,758
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,658	451	376	376	0	3,861
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	0	0	0	(100)	0	(100)
(+/-) Resultado financiero, neto	1,129	184	30	685	16	2,044
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,742	777	656	249	0	3,424
(+) Otros Impuestos	403	417	93	77	0	990
(+/-) Interés no controlante	48	49	261	536	0	894
EBITDA Consolidado	**7,403**	**4,125**	**2,342**	**1,985**	**16**	**15,871**

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 9M 2026	% Participación
Hidrocarburos	**2,430**	**982**	**3,412**	**72%**
Producción	1,951	659	2,610	54.8%
Exploración	221	8	229	4.8%
Refinación y Petroquímica	227	122	349	7.3%
Transporte*	0	193	193	4.1%
Corporativo	31	0	31	0.6%
Energías para la Transición**	**45**	**25**	**70**	**1.5%**
Transmisión y Vías	**0**	**1,284**	**1,284**	**26.9%**
Transmisión de Energía	0	1,052	1,052	22.1%
Vías	0	206	206	4.3%
Telecomunicaciones	0	27	27	0.6%
Total	**2,475**	**2,291**	**4,766**	**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).

ECP-INFORMACION PUBLICA

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 2026	3T 2025	Δ (%)	9M 2026	9M 2025	Δ (%)
Nacionales	17,603	13,888	26.7%	50,369	42,402	18.8%
Exterior	10,265	9,633	6.6%	32,459	29,384	10.5%
Total ingresos	**27,868**	**23,521**	**18.5%**	**82,828**	**71,786**	**15.4%**
Costos variables	18,804	15,939	18.0%	54,275	48,474	12.0%
Costos fijos	3,419	3,836	(10.9%)	9,899	11,549	(14.3%)
Costo de ventas	**22,223**	**19,775**	**12.4%**	**64,174**	**60,023**	**6.9%**
Utilidad bruta	**5,645**	**3,746**	**50.7%**	**18,654**	**11,763**	**58.6%**
Gastos operacionales	1,697	1,371	23.8%	4,554	3,940	15.6%
Utilidad operacional	**3,948**	**2,375**	**66.2%**	**14,100**	**7,823**	**80.2%**
Ingresos (gastos) financieros	(1,368)	(1,470)	(6.9%)	(4,405)	(4,610)	(4.4%)
Resultados de participación en compañías	3,837	1,972	94.6%	9,163	5,446	68.3%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**6,417**	**2,877**	**123.0%**	**18,858**	**8,659**	**117.8%**
Provisión impuesto a las ganancias	(1,659)	(314)	428.3%	(5,149)	(1,157)	345.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**4,758**	**2,563**	**85.6%**	**13,709**	**7,502**	**82.7%**
EBITDA	**6,663**	**5,097**	**30.7%**	**21,794**	**15,443**	**41.1%**
Margen EBITDA	**23.9%**	**21.70%**	**2.2%**	**26.30%**	**21.50%**	**4.8%**

ECP-INFORMACION PUBLICA

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	3T 2026	2T 2026	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	2,697	2,440	10.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	18,573	16,301	13.9%
Inventarios	7,529	7,380	2.0%
Activos por impuestos corrientes	5,160	8,643	(40.3%)
Otros activos financieros	234	1,211	(80.7%)
Otros activos	1,684	1,543	9.1%
Total activos corrientes	**35,877**	**37,518**	**(4.4%)**
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	82,310	81,367	1.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	771	715	7.8%
Propiedades, planta y equipo	43,350	42,365	2.3%
Recursos naturales y del medio ambiente	30,732	31,142	(1.3%)
Activos por derecho de uso	1,135	1,206	(5.9%)
Intangibles	457	489	(6.5%)
Activos por impuestos diferidos	186	913	(79.6%)
Otros activos financieros	687	7	9,714.3%
Goodwill y otros activos	1,129	1,111	1.6%
Total activos no corrientes	**160,757**	**159,315**	**0.9%**
Total activos	**196,634**	**196,833**	**(0.1%)**
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	8,459	7,933	6.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	14,545	16,519	(11.9%)
Provisiones por beneficios a empleados	2,841	2,747	3.4%
Pasivos por impuestos corrientes	1,334	1,653	(19.3%)
Provisiones y contingencias	781	882	(11.5%)
Otros pasivos	1,226	535	129.2%
Total pasivos corrientes	**29,186**	**30,269**	**(3.6%)**
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	56,181	58,509	(4.0%)
Provisiones por beneficios a empleados	9,891	10,005	(1.1%)
Pasivos por impuestos no corrientes	549	549	0.0%
Provisiones y contingencias	12,498	12,301	1.6%
Otros pasivos	259	262	(1.1%)
Total pasivos no corrientes	**79,378**	**81,626**	**(2.8%)**
Total pasivos	**108,564**	**111,895**	**(3.0%)**
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	88,070	84,938	3.7%
Total patrimonio	**88,070**	**84,938**	**3.7%**
Total pasivos y patrimonio	**196,634**	**196,833**	**(0.1%)**

Tabla 9: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Vencejo Norte-1	A3	LLA 104	Llanos Central	Geopark 50%(operador) -Hocol 50%	Seco	Enero/2026
2	Primero	Drago-1E	A3	Espinal	Valle Superior del Magdalena	Hocol 100% (operador)	Seco	Enero/2026
3	Primero	Bisbita Sur-1 ST2	A2c	LLA 123	Llanos Central	Geopark 50%(operador) -Hocol 50%	Exitoso	Enero/2026
4	Primero	Copoazu-1	A3	Gua Off 0	Caribe Offshore	Petrobras 44% (operador) - Ecopetrol 56%	Exitoso	Marzo/2026
5	Primero	Andina Limón-1	A3	Capachos	Llanos Central	Parex 50% (Operador)- Ecopetrol 50%	Seco	Marzo/2026
6	Segundo	Floreña N18Y ST1	A3	Piedemonte	Piedemonte	Ecopetrol 100%	Seco	Abril/2026
7	Segundo	Manacus-1	A3	CPO9	Llanos Sur	Ecopetrol 100%	Seco	Junio/2026
8	Tercero	Sandia-1	A3	Gua Off 0	Caribe Offshore	Petrobras 44% (operador) - Ecopetrol 56%	Exitoso	Julio/2026
Pozos perforados con inversión 100% a cargo de la asociada								
1	Segundo	Chupadero-1 ST	A3	Casanare	Llanos Norte	Perenco	En evaluación	Mayo/2026

ECP-INFORMACION PUBLICA