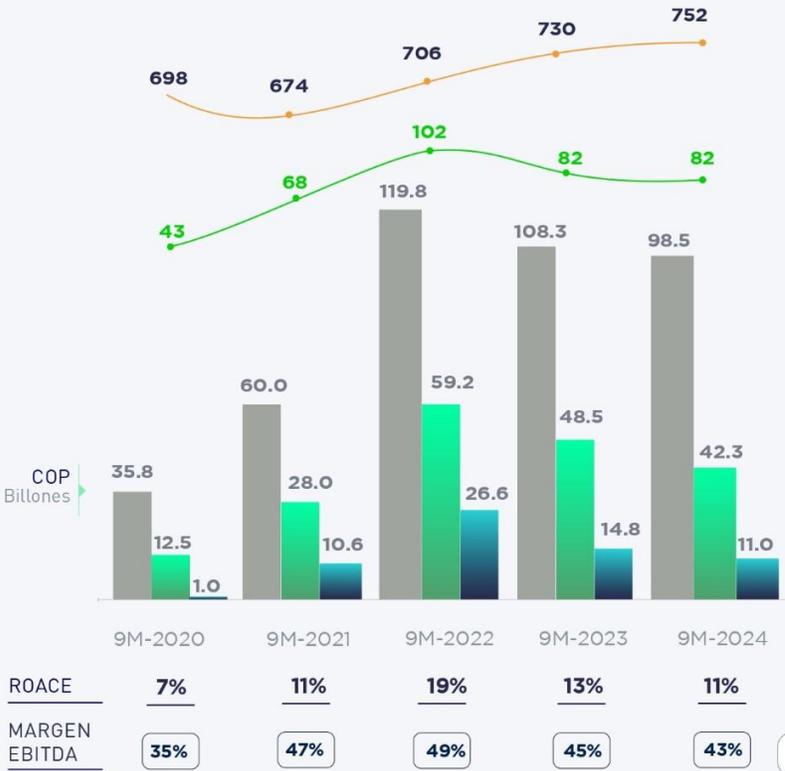


Resultados 2024 ACUMULADOS AL TERCER TRIMESTRE

RESULTADOS FINANCIEROS CONTINÚAN POR ENCIMA DEL PROMEDIO HISTÓRICO



Resultados trimestrales 3T-2024



Sensibilidad 9M-2024 sin factores externos

- 16.4 BCOP** Utilidad neta
- 13.7% ROACE**
- 45.6% MARGEN EBITDA**

Factores externos

- Efecto TRM
- Efecto precio Brent
- Efecto inflación
- Efecto diferenciales de producto

- Nivel de producción más alto** en los últimos 9 años
- Volúmenes transportados más altos** de los últimos 5 años
- Máximo nivel de carga** de la historia de las refineries

Ejecución de inversiones al cierre del 9M-2024 en línea con la meta establecida para el año (COP 16.2 billones)*

Energías para la Transición 9M-2024

Gas Natural y GLP

Aportaron el **23%** del total de la producción de hidrocarburos

En diciembre 2024 se suscribirán acuerdos para servicios de regasificación y suministro de cantidades faltantes

Hidrocarburos 9M-2024

Producción	Transporte	Refinación
752 Kbped	1,126 Kbd	418 Kbd
(+22.2 Kbped vs 9M-2023)	(+21.1 Kbd vs 9M-2023)	(+1.5 Kbd vs 9M-2023)

Exploración

- Caribe Offshore**: Sirius-2 confirmó el éxito del descubrimiento Sirius. Fallo a favor permite continuar con las operaciones
- Piedemonte Llanero**: 3 Pozos exitosos (Arauca-8, Rex NE N01, Aquila-1)

Transmisión y vías 9M-2024

Adjudicación

- Colombia**: Licitación pública de UPME para la construcción y operación de la subestación Pasacaballos. Capex -COP 83 mM
- Telecomunicaciones**: Firma y cierre del Acuerdo Específico 5 de Juntas de Internet, beneficiando a 56 mil familias

18% de aporte al EBITDA del GE

Acelerando la Transición Energética

<p>Inversiones por más de COP 341 mM para el desarrollo SosTecnible</p>	<p>80% de reutilización de agua en la operación</p>	<p>Eficiencia Energética Se alcanzó una optimización del consumo interno acumulado de 14.24 PJ* al 3T24</p>	<p>Granja Solar La Cira Infantas Capacidad instalada de 56 MW Al cierre del 2024 se espera un portafolio de energías renovables +500 MW</p>	<p>1.89 MtCO2e Reducción de emisiones de GEI* acumuladas al 3T 2024 (alcance 1 y 2)</p>
--	--	--	--	--



Para los nueve meses de 2024 (9M24) el Grupo Ecopetrol ha demostrado una vez más su capacidad para transformar los desafíos en oportunidades con determinación y resiliencia. A pesar de los retos de entorno y el panorama global desafiante, con fluctuaciones en los precios

internacionales del petróleo y ajustes en la oferta y demanda global, la Compañía continúa presentando un desempeño operativo sobresaliente con los terceros mejores resultados de la historia en cuanto a EBITDA e Ingresos.

Durante los 9M24 Ecopetrol registró ingresos por COP 98.5 billones, un EBITDA de COP 42.3 billones, una utilidad neta de COP 11 billones y un margen EBITDA del 43%. Así mismo, en los 9M24 el Grupo Ecopetrol logra un cumplimiento del 86% en la ejecución del plan anual de inversiones. Destacamos la emisión en el mercado internacional de capitales por USD 1,750 millones, cuyos recursos fueron destinados para financiar la recompra total de bonos con vencimiento en 2026 y al prepago de créditos, con una sobre suscripción de ~2.6 veces. Esto confirma la confianza del mercado internacional en la solidez financiera de la Compañía y la gestión proactiva de refinanciación de sus vencimientos de deuda.

En la línea de negocios de **Hidrocarburos**, durante los 9M24 destacamos la fortaleza operativa de nuestro negocio tradicional, cerrando con una producción de 752 kbped (+22.2), volúmenes transportados en 1,126 kbd (+21.1) y cargas de refinación en 418 kbd (+1.5) y con un fortalecimiento del diferencial de crudo en comparación con el mismo periodo del 2023.

Quiero confirmar el éxito del descubrimiento del pozo Sirius-2, así como la continuidad sin afectación en el cronograma previsto inicialmente gracias al fallo favorable del tribunal de Santa Marta. Destaco igualmente la entrada de la estación Orotoy que apalancará las reservas futuras del bloque CPO-09, así como la exitosa prueba para la producción de 32 mil barriles de jet coprocesado de SAF (Sustainable Aviation Fuel).

Así mismo, nuestros diferentes equipos de colaboradores merecen una sentida felicitación por la rápida reacción frente al blackout eléctrico presentado en la Refinería de Cartagena, logrando la normalización del sistema eléctrico 2 días después y garantizando el abastecimiento en todo momento de combustibles para el país.

Estos resultados se soportan en una efectiva **gestión comercial** que nos ha permitido diversificar mercados, llegando a nuevos destinos e implementando nuevas estrategias logísticas. En este sentido, realizamos i) la primera venta de crudo Oriente con destino a Perú y ii) la diversificación con la primera importación de gasolina desde Europa.

En la línea de **Energías para la transición Energética**, en los 9M24 hemos logrado una optimización energética acumulada de 14.24 petajulios. La Granja Solar La Cira Infantas, que cuenta con una capacidad instalada de 56 MW para autoconsumo, está planta entregará hasta 76.3 gigavatios hora año, lo que equivale al consumo promedio de 40,500 viviendas en Colombia. Para el cierre de 2024, se espera que el portafolio de energías renovables que soportan la operación de Ecopetrol cuente con más de 500 MW de capacidad en proyectos en ejecución, construcción y operación, contribuyendo a nuestra meta de reducción de emisiones.

Finalmente, en la línea de **Transmisión y Vías**, en Brasil ISA CTEEP ha sido adjudicataria de 44 refuerzos a la red de transmisión, de los cuales 8 fueron adjudicados durante el tercer trimestre del presente año.

En el frente de **Gobernanza**, resaltamos la capacidad de nuestro equipo directivo consolidado y nombrado en propiedad con amplia experiencia, donde el 65% de los directivos viene del talento interno de la empresa.

Agradezco a todos nuestros colaboradores por su contribución y esfuerzo diario, que nos permiten mantener los sólidos resultados presentados al cierre de los 9M24 en este reporte.

Quiero cerrar, resaltando la destacada participación de Ecopetrol en la COP16, organizando y participando en 33 eventos en las zonas Verde y Azul. Se instalaron tres stands que resaltaron el compromiso del Grupo Ecopetrol con la biodiversidad, atrayendo más de 3,000 visitas. Este evento resalta el compromiso de Ecopetrol con la conservación ambiental y la sostenibilidad.

Ricardo Roa Barragán
Presidente Ecopetrol S.A.

En el tercer trimestre de 2024 el Grupo Empresarial Ecopetrol generó una utilidad neta atribuible a accionistas de COP \$3.6 billones y un EBITDA de COP \$14.0 billones con un margen EBITDA del 40%. Estos resultados se apalancaron por un destacado desempeño operativo y comercial que permitió obtener récord de volumen de ventas en un trimestre, resultados sobresalientes en ISA, el fortalecimiento del diferencial de crudos y la menor tasa de tributación, pese a un entorno de menores precios, inflación en OPEX, retos de entorno y la salida a mantenimiento mayor en Refinería de Cartagena para garantizar la producción de combustibles de calidad y la integridad en sus operaciones.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2024	3T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	34,607	35,130	(523)	(1.5%)	98,536	108,284	(9,748)	(9.0%)
Depreciación y amortización	3,811	3,417	394	11.5%	10,856	9,665	1,191	12.3%
Costos variables	13,611	12,617	994	7.9%	36,452	41,682	(5,230)	(12.5%)
Costos fijos	5,222	4,571	651	14.2%	14,980	13,524	1,456	10.8%
Costo de ventas	22,644	20,605	2,039	9.9%	62,288	64,871	(2,583)	(4.0%)
Utilidad bruta	11,963	14,525	(2,562)	(17.6%)	36,248	43,413	(7,165)	(16.5%)
Gastos operacionales y exploratorios	2,657	2,709	(52)	(1.9%)	7,605	7,378	227	3.1%
Utilidad operacional	9,306	11,816	(2,510)	(21.2%)	28,643	36,035	(7,392)	(20.5%)
Ingresos (gastos) financieros, neto	(2,051)	(630)	(1,421)	225.6%	(6,143)	(4,180)	(1,963)	47.0%
Participación en resultados de compañías	116	109	7	6.4%	502	607	(105)	(17.3%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	7,371	11,295	(3,924)	(34.7%)	23,002	32,462	(9,460)	(29.1%)
Provisión impuesto a las ganancias	(2,264)	(5,307)	3,043	(57.3%)	(8,418)	(14,236)	5,818	(40.9%)
Utilidad neta consolidada	5,107	5,988	(881)	(14.7%)	14,584	18,226	(3,642)	(20.0%)
Interés no controlante	(1,458)	(902)	(556)	61.6%	(3,547)	(3,392)	(155)	4.6%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,649	5,086	(1,437)	(28.3%)	11,037	14,834	(3,797)	(25.6%)
EBITDA	13,976	16,038	(2,062)	(12.9%)	42,266	48,466	(6,200)	(12.8%)
Margen EBITDA	40.4%	45.7%	-	(5.3%)	42.9%	44.8%	-	(1.9%)

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.

I. Resultados Financieros y Operativos

Ingresos por Ventas

Los ingresos por ventas en el 3T24 disminuyeron -1.5% versus el 3T23, equivalentes a una variación de COP -0.5 billones, totalizando ingresos por COP 34.6 billones, como resultado neto entre:

- Menor precio promedio ponderado de la canasta de venta de -10.5 USD/BI (COP -3.2 billones), por disminución en el precio de referencia Brent y pérdida del diferencial de productos refinados, compensado parcialmente con el fortalecimiento del diferencial negociado de crudos.
- Mayores ingresos por servicios (COP +1.3 billones), principalmente de transmisión de energías y vías por el reconocimiento del ingreso no recurrente asociado al efecto de la revisión tarifaria de las Filiales de ISA en Brasil.
- Incremento en el volumen de ventas (COP +1.1 billones, +63.4 kbped), principalmente de crudos por: i) mayor realización de inventarios en tránsito, gracias a la gestión comercial y ii) mayor disponibilidad de crudos para exportación, dada la mayor producción de Permian y el menor requerimiento para cargas en las refinerías.
- Efecto cambiario positivo en los ingresos (COP +0.3 billones), por mayor tasa de cambio promedio.

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)
Destilados Medios	184.6	172.9	6.8%	183.7	171.3	7.2%
Gasolinas	126.2	145.9	(13.5%)	129.2	147.1	(12.2%)
Gas Natural	86.4	93.8	(7.9%)	86.4	91.1	(5.2%)
Industriales y Petroquímicos	17.6	21.7	(18.9%)	18.2	21.3	(14.6%)
GLP y Propano	15.0	17.4	(13.8%)	15.6	18.3	(14.8%)
Crudo	0.1	0.2	(50%)	0.0	1.6	(100.0%)
Combustóleo	0.2	0.3	(33.3%)	0.2	0.3	(33.3%)
Total Volúmenes Locales	430.1	452.2	(4.9%)	433.3	451.1	(3.9%)
Volumen de Exportación - kbped	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)
Crudo	477.7	406.5	17.5%	440.0	426.2	3.2%
Productos	123.8	114.9	7.7%	110.7	112.1	(1.2%)
Gas Natural*	15.2	9.8	55.1%	14.0	9.1	53.8%
Total Volúmenes de Exportación	616.7	531.2	16.1%	564.7	547.5	3.2%
Total Volúmenes Vendidos	1.046.8	983.4	6.4%	998.0	998.6	(0.1%)

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

El total de volumen vendido durante el 3T24 ascendió a 1,046.8 kbped, 6.4% mayor frente al 3T23, como resultado principalmente de mayores exportaciones, siendo un volumen récord en ventas para un trimestre.

Las ventas internacionales, que representaron el 59% del total, evidenciaron un incremento del 16.1% (+85.5 kbped) en el 3T24 versus el 3T23, debido a:

- Incremento del 17.5% (+71.2 kbped) en exportación de crudos debido a: i) mayor realización de volúmenes de crudo en tránsito gracias a estrategias comerciales y optimizaciones logísticas en la operación de fletamento, ii) mayor volumen de operaciones de trading de terceros y iii) mayor disponibilidad de crudo para exportación por disminución de las cargas a refinerías.
- Incremento del 55.1% (+5.4 kbped) en ventas de Gas Natural por éxito en la campaña de desarrollo de Permian.

- Incremento del 7.7% (+8.8 kbped) en exportación de productos principalmente de gasóleos de vacío¹, dada la mayor disponibilidad de este producto por las paradas programadas en refinerías. Respecto a diésel se tuvieron menores exportaciones dando prioridad al abastecimiento del mercado nacional.

Las ventas en Colombia, que representaron el 41% del total, mostraron una disminución de 4.9% (-22 kbped) versus 3T23, debido principalmente a:

- Disminución del 13.5% (-19.7 kbd) en ventas de gasolina explicado por: i) mayor participación de etanol en la mezcla (pasa del 5% al 10%) lo que representa menores ventas de componente fósil y ii) menor demanda nacional.
- Disminución del 7.9% (-7.4 kbped) en ventas de gas por mayor declinación natural en los campos de Cusiana, Cupiagua y Guajira principalmente y por el cierre de la planta de Gibraltar en septiembre debido a eventos de entorno
- Disminución del 18.9% (-4.1kbped) en ventas de Petroquímicos e Industriales principalmente por: i) menores ventas de polipropileno, generado por desaceleración en la demanda y altos inventarios en el mercado y ii) menores ventas de asfalto en el mercado nacional por menor ejecución de obras contratadas por INVIAS, ANI y proyectos 4G.
- Disminución del 13.8% (-2.4 kbped) en ventas de GLP y propano por menores cantidades ofertadas, principalmente en Cusiana y Cupiagua asociada a menor producción de blancos.
- Incremento del 6.8% (+11.7 kbped) en ventas de destilados medios explicado por mayor demanda para generación de energía térmica y requerimientos de quemadores industriales.

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

USD/BI	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)
Brent	78.7	85.9	(8.4%)	81.8	81.9	(0.1%)
Canasta de Venta de Gas	26.8	28.4	(5.6%)	27.4	28.8	(4.9%)
Canasta de Venta de Crudo	74.0	77.8	(4.9%)	75.4	71.7	5.2%
Canasta de Venta de Productos	84.1	102.5	(18.0%)	89.2	97.1	(8.1%)

Crudos: En el 3T24 versus 3T23, se observó un debilitamiento de 3.8 USD/BI en los precios de la canasta de crudo pasando de 77.8 USD/BI a 74.0 USD/BI, explicado principalmente por condiciones de mercado como: i) la desaceleración de la demanda de crudo global por un menor consumo de China quien es el mayor importador de crudo del mundo y ii) el conflicto de Medio Oriente. Vale la pena mencionar que el precio de la canasta de crudo disminuyó en un 4.9%, lo cual es inferior a la reducción del precio del crudo Brent de 8.4%, gracias a las sinergias generadas entre las tres oficinas comerciales (Colombia, EE.UU. y Singapur) que permitieron la diversificación de geografías, capturando las incertidumbres del mercado y aprovechando oportunidades que permitieron maximizar el beneficio para el Grupo Ecopetrol.

Productos Refinados: En el 3T24 versus 3T23, la canasta de venta de productos se debilitó en 18.4 USD/BI, pasando de 102.5 USD/BI a 84.1 USD/BI, explicado por el debilitamiento del Brent en 7.2 USD/BL y por la caída en los indicadores internacionales de precios, principalmente de gasolina debido a una mayor oferta en la cuenca del Atlántico, generada por la entrada en operación de la refinería de Dangote en Nigeria que está reduciendo las importaciones de gasolina desde Europa.

Gas Natural: El precio de las ventas de gas se debilitó 1.6 USD/BI, pasando de 28.4 USD/BI a 26.8 USD/BI debido principalmente a la indexación de precios al Índice de Precios al Productor (IPP) de EE. UU.

Programa de Coberturas: Como parte de la estrategia comercial de maximización de valor de los productos a través del uso óptimo de nuestros activos y el manejo dinámico del riesgo de precio, durante el 3T24 se continuó con la ejecución de coberturas tácticas con volúmenes que ascendieron a 3 mmbbls² sobre indicador, correspondientes a exportaciones de crudo. Adicional a esto, por parte de nuestra oficina comercial en Singapur – Ecopetrol Trading Asia (ECPTA), se ejecutaron coberturas tácticas para 11.91 mmbbls sobre indicador.

¹ Gasóleos de Vacío: Son utilizados principalmente como materia prima intermedia para aumentar la producción de gasolina y diésel en las refinerías

² mmbbls: Millones de barriles

Costo de Ventas

El costo de ventas presentó un incremento de +9.9% equivalente a COP +2.0 billones en el 3T24 versus 3T23. A continuación, los hechos más relevantes que se presentaron en cada componente del costo:

Costos Variables

Los costos variables presentaron un incremento de +7.9% equivalente a COP +1.0 billón en el 3T24 frente al 3T23, explicado por el efecto combinado entre:

- Fluctuación de inventarios (COP +1.6 billones), asociado principalmente al consumo de inventarios por la realización de ventas en tránsito y efecto de una menor valoración del stock de crudo y productos refinados en línea con la caída de los precios de referencia Brent del 3T24.
- Disminución en otros costos variables (COP -0.6 billones), principalmente por: i) menor precio promedio ponderado de compras de -8.0 USD/BI, asociado al menor precio de referencia Brent y ii) menor incidencia del fenómeno del niño sobre los costos de energía. Lo anterior fue compensado parcialmente por: i) mayor importación de destilados medios para atender la demanda nacional y ii) el efecto inflacionario del año sobre los costos variables.

Costos Fijos: Aumento de +14.2% equivalente a COP +0.6 billones en el 3T24 frente al 3T23, por: i) incremento de los costos de mantenimiento y de apoyo a la operación en campos, por mayor ejecución de actividades y efecto inflacionario en las tarifas de contratos, ii) mayor actividad de construcción de ISA en Brasil y iii) mayor costo laboral por incremento salarial frente al año anterior.

Depreciación y Amortización: Aumento de +11.5% equivalente a COP +0.4 billones en el 3T24 frente al 3T23, principalmente por mayor nivel de inversión de capital e incremento en la producción, especialmente de Permian.

Gastos Operacionales y exploratorios, neto de Otros Ingresos

Los gastos operacionales y exploratorios, netos de otros ingresos presentaron una variación de -1.9% equivalente a COP -52 mil millones en 3T24 frente al 3T23, por el efecto compensado entre: i) disminución en los gastos exploratorios por menor reconocimiento en el resultado de activos exploratorios en el 3T24 versus 3T23 y ii) menores ingresos operacionales por one-off reconocido en el 3T23 asociado a venta de activos.

Resultado Financiero (No Operacional)

El gasto financiero, neto de ingresos (no operacional) aumentó un +225.6% equivalente a COP +1.4 billones en el 3T24 frente al 3T23, como resultado principalmente de:

- Ingreso por diferencia en cambio reconocido en el 3T23, dada la mayor posición pasiva en dólar del Grupo Ecopetrol y una revaluación del peso frente al dólar en dicho trimestre (COP +1.3 billones). El Grupo Empresarial Ecopetrol controla el efecto cambiario de su posición pasiva neta en dólares mediante el uso de contabilidad de coberturas naturales y ha logrado mitigar en el acumulado año, la exposición cambiaria a nivel GEE.
- Mayor gasto por actualización de los pasivos financieros de largo plazo (COP +0.1 billón).

Impuesto a las Ganancias

La Tasa Efectiva de Tributación para el 3T24 se ubicó en 30.7% frente al 47.0% de 3T23. La disminución se debe principalmente a: i) actualización en la sobretasa del impuesto de renta del año 2024, la cual pasó del 15% al 10%, dado la disminución en la proyección del Brent a la fecha de cierre. El recálculo de los 9 meses del año se incluyó en el 3T24 y ii) la deducibilidad de las regalías según el fallo de la corte constitucional.

En mayo de 2024, la Corte Constitucional decidió mantener en firme el fallo que declaró inconstitucional el artículo 19 de la Ley de Reforma Tributaria que prohíbe tomar como deducibles las regalías. La Corte Constitucional resolvió no considerar el incidente de impacto fiscal que presentó el Ministerio de Hacienda. No obstante, el Gobierno Nacional radicó un recurso de insistencia establecido en la normatividad, el cual, la Corte Constitucional desestimó, con lo cual las regalías son deducibles y el Gobierno Nacional no tiene recursos adicionales a presentar.

Utilidad Neta

La Utilidad Neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol para el 3T24 se ubicó en COP 3.6 billones, inferior en COP -1.4 billones versus 3T23, como resultado principalmente del efecto compensado entre: i) una mejor gestión operativa y comercial que generó COP +1 billón de mayor utilidad vs 3T23 y ii) los factores externos relacionados con precios de hidrocarburos, diferenciales de productos refinados, tipo de cambio e inflación que impactaron los resultados en COP -2.4 billones vs 3T23. Sin estos factores externos que no son controlables por la Compañía, la Utilidad Neta del Grupo Ecopetrol habría cerrado en COP 6.1 billones, reflejando un incremento del 19% frente al 3T23.

Estado de Situación Financiera

Los **activos** del Grupo Ecopetrol aumentaron en el 3T24 vs el 2T24 en COP +6.4 billones, principalmente por efecto combinado entre:

- Mayores activos financieros por recibidos por pagos recibidos del FEPC (COP +2.5 billones)
- Incremento en la propiedad, planta, equipo, recursos naturales e intangibles (COP +1.8 billones), por: i) mayor CAPEX en el trimestre, principalmente en Ecopetrol y Permian y ii) el efecto positivo por conversión en las compañías con moneda funcional diferente al peso colombiano. Lo anterior fue parcialmente compensado con la depreciación del periodo.
- Mayores saldos a favor en impuestos (COP +1.1 billones), principalmente en impuestos sobre las ventas.
- Aumento de efectivo y equivalentes (COP +0.9 billones), dado el efecto positivo en el flujo de operación, compensado con el flujo de inversión y el flujo de financiación por el pago de dividendos e interés de la deuda.
- Disminución en las cuentas por cobrar (COP -0.4 billones), como resultado neto de: i) pago recibido del FEPC y ii) aumento de las cuentas por cobrar del trimestre, asociadas a la causación del FEPC y mayores cuentas por cobrar a clientes del exterior.

Los **pasivos** aumentaron en COP +0.4 billones entre el 3T24 vs el 2T24, principalmente por el efecto neto entre: i) aumento de las obligaciones financieras en moneda extranjera por re-expresión a tasa de cierre reconocida principalmente en el patrimonio por la contabilidad de coberturas (COP +1.4 billones), ii) mayor impuesto de renta asociado a los resultados del trimestre (COP +1.1 billones) y iii) incremento de otros pasivos (COP +0.6 billones). Lo anterior se compensa parcialmente con el pago de la última cuota de dividendos a la Nación (COP -\$2.2 billones) y dividendos del interés no controlante (COP -\$0.5 billones).

El **patrimonio** total del Grupo Ecopetrol al cierre del trimestre fue de COP 104.9 billones el cual aumentó COP +6.0 billones frente al 2T24, principalmente por el resultado del trimestre y los movimientos en otros resultados integrales por los efectos de conversión de activos y pasivos de Filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano. El 75% del patrimonio corresponde a los accionistas de Ecopetrol y el 25% restante al interés no controlante.

Fallo arbitral emitido a favor de Refinería de Cartagena S.A.S.

El 21 de marzo de 2024, Refinería de Cartagena S.A.S. fue notificada de la decisión del Tribunal de Países Bajos de la aprobación del plan de reestructuración financiera alternativa de Chicago Bridge & Iron Company N.V.

Dada la sanción del plan mencionado, Refinería de Cartagena fue beneficiaria de (i) US\$70 millones y US\$95 millones dispuestos bajo dos cartas de crédito diferentes y (ii) US\$9 millones correspondientes a reembolso de honorarios legales. Así mismo, por orden judicial de la Corte de Distrito de Ámsterdam del 21 de marzo de 2024, derivada de un proceso judicial de reestructuración ante dicha jurisdicción, 75.000 acciones preferenciales

redimibles Serie B sin derecho a voto (las “Acciones Preferenciales Serie B”) de McDermott International Ltd. (en adelante, “McDermott” o la “Compañía”) fueron emitidas a favor de Refinería de Cartagena. Las Acciones Preferenciales Serie B tienen prioridad sobre las acciones ordinarias y están en igualdad de condiciones en lo que respecta a dividendos y pagos en caso de liquidación con las Acciones Preferentes Serie A. Tienen derecho a dividendos trimestrales acumulativos. El titular de las Acciones Preferentes Serie B también puede exigir que se conviertan todas las Acciones Preferenciales Serie B en cualquier momento a partir del 30 de junio de 2028 en acciones ordinarias que representen hasta el 19.9% de la participación en la Compañía, sujeto a ajustes de conformidad con ciertas disposiciones anti-dilución. Las Acciones Preferentes Serie B están sujetas a requisitos de redención obligatorios en caso de liquidación o cambio de control de la Compañía y otros eventos similares.

Al 30 de septiembre de 2024, Refinería de Cartagena S.A.S. realizó la valoración de las acciones de McDermott International Ltd. considerando un enfoque de ingresos, proyectando flujos de caja descontados a valor presente y aspectos como primas de riesgos, información disponible de McDermott International Ltd., la existencia de influencia significativa y no de control por parte de Refinería de Cartagena y escenarios de reestructuración en el tiempo. Producto de la valoración a valor razonable se efectuó el registro contable como un instrumento financiero activo por USD 235 millones, lo cual representó para Refinería de Cartagena un aumento de la cuenta de activos financieros frente a un menor valor de la propiedad, planta y equipo con efecto neutro en el balance de la Compañía.

El 7 de octubre de 2024, McDermott International Ltd. anunció un acuerdo de venta de su línea de negocio de almacenamiento CB&I a un consorcio de inversores, dirigido por Mason Capital Management. McDermott International Ltd. espera que la transacción se complete en el cuarto trimestre de 2024.

Ecopetrol realiza un monitoreo continuo sobre las operaciones de McDermott International Ltd. para identificar y medir algún potencial cambio en el valor razonable de la inversión y/o primas de riesgo asociadas al modelo de valoración.

Flujo de Caja, Deuda y FEPC

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2024	3T 2023	9M 2024	9M 2023
Efectivo y equivalentes inicial	13,237	11,325	12,336	15,401
(+) Flujo de la operación	12,465	4,190	35,549	9,399
(-) CAPEX	(5,157)	(6,156)	(14,059)	(16,866)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	(2,552)	(234)	(3,237)	1,003
(+) Otras actividades de inversión	437	1,175	1,488	2,405
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	(2,150)	3,337	(4,064)	5,557
(-) Pagos de dividendos	(2,741)	(1,299)	(14,933)	(3,860)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	566	(255)	1,040	(944)
(-) Restitución de capital	(6)	(12)	(21)	(24)
Efectivo y equivalentes final	14,099	12,071	14,099	12,071
Portafolio de inversiones	4,721	1,989	4,721	1,989
Caja total	18,820	14,060	18,820	14,060

Flujo de Caja

Al cierre del 3T24, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 18.8 billones (32% COP y 68% USD). Durante el 3T24 el principal movimiento que generó liquidez para el Grupo fue el proveniente del flujo de la operación por COP +12.5 billones, asociado principalmente al recaudo del FEPC, con una mejora en el capital de trabajo. Las principales salidas de efectivo en el periodo fueron: i) el pago de la última cuota de dividendos a la Nación por COP 2.2 billones, ii) los desembolsos de CAPEX, y iii) el pago de los intereses de la deuda.

Deuda

Al cierre de septiembre de 2024, el saldo de la deuda en el estado de situación financiera es de COP 116 billones, equivalentes a USD 27,855 millones (la deuda consolidada de Grupo ISA aporta USD 8,068 millones), con un incremento de COP +1.4 billones frente a 2T24, principalmente por el efecto de la devaluación del peso frente al

dólar en el tercer trimestre de 2024. El indicador Deuda Bruta/EBITDA al cierre de septiembre de 2024 fue de 2.1 veces, dentro del rango fijado en la estrategia 2040 del Grupo Empresarial Ecopetrol (2.5 veces). La relación Deuda/Patrimonio al cierre de septiembre de 2024 es de 1.1 veces.

Como parte de su estrategia de refinanciamiento y optimización de deuda, en el mes de octubre, Ecopetrol S.A. completó con éxito una emisión de bonos internacionales por USD 1,750 millones. La transacción, será destinada a financiar la recompra total de bonos con vencimiento en 2026 y al prepagado de obligaciones.

Adicionalmente durante el 3T24, Fitch Ratings mantuvo la calificación crediticia de la Compañía en BB+ con perspectiva estable. Asimismo, ratificó la calificación nacional de largo plazo de Ecopetrol S.A. en 'AAA (col)' con perspectiva estable y la calificación nacional de corto plazo en 'F1+(col)'. El informe completo emitido por la agencia el 6 de noviembre de 2024 puede consultarse en el siguiente enlace: [Calificación Ecopetrol](#).

FEPC

Al cierre de septiembre de 2024 la cuenta por cobrar al FEPC es de COP 9.0 billones, siendo el saldo más bajo desde el cierre del año 2021. En el 3T24 se presentó una disminución de COP -3.1 billones frente al 2T24, explicado principalmente por los pagos recibidos por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público por COP -4.7 billones correspondientes al tercer trimestre de 2023, compensado con la causación del 3T24 por COP +1.6 billones.

Eficiencias

En 2024 el Grupo Ecopetrol continúa materializando su estrategia integral de eficiencias y competitividad con un aporte de COP 3.2 billones al 3T24 frente a una meta de COP 3.7 billones para el año 2024. A continuación, se resumen las principales acciones:

Acciones enfocadas en mejorar el EBITDA del Grupo, las cuales han alcanzado un valor de COP 2,260 mil millones, concentradas en:

- COP 996 mil millones por mejores márgenes e ingresos obtenidos gracias a la gestión comercial de refinación y producción.
- COP 414 mil millones por optimizado de ingresos y costos en el uso de infraestructura de transporte.
- COP 298 mil millones en energía donde se destaca:
 - La optimización en el costo de combustibles por la maquila con un tercero para la autogeneración en Rubiales.
 - La optimización de la autogeneración contratada en los campos Rubiales y Caño Sur principalmente gracias a un menor consumo de combustible y una mayor generación de energía.
 - El aumento de la eficiencia energética en las operaciones de producción, refinación y transporte con mejoras en el control operativo y con la incorporación de tecnologías más eficientes, como es el caso de aplicación de nanotecnología en pozos productores e inyectores en los campos de la Orinoquía y la masificación de motores de imanes permanentes en pozos productores.
- COP 207 mil millones por eficiencias en mantenimiento de superficie, subsuelo y tratamiento de fluidos donde se destacan (i) las estrategias de abastecimiento, (ii) reúso de materiales y eficiencia operacional en intervenciones a pozo que en conjunto con las iniciativas de eficiencia energética han permitido mitigar al 3T24 el aumento en el costo de levantamiento en 0.56 USD/BI.
- COP 240 mil millones por optimizaciones de costos en las áreas corporativas y de soporte.

Acciones enfocadas en optimizar las inversiones en proyectos han alcanzado un valor de COP 940 mil millones:

- Las estrategias de eficiencia en inversiones se han dado principalmente en la implementación de tecnologías de perforación y completamiento en Castilla, Acacias, Caño Sur, Rubiales y Permian. En

construcción de facilidades se destacan iniciativas de diseño e ingeniería, reúso de materiales en bodega en línea con la estrategia de Economía circular y estrategias de *Lean Construction* (Optimización de materiales y mano de obra en la etapa constructiva de los proyectos y mantenimientos mayores).

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Inversiones Grupo Ecopetrol Millones (USD) Negocio	Total 9M 2024		
	MUSD	BCOP Equivalente	% Participación
Hidrocarburos*	2,716	10.8	67%
Energías para la Transición**	555	2.2	14%
Transmisión y Vías	791	3.2	19%
Total	4,062	16.2	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: 3,978.76

** Incluye inversiones en gas y Transición Energética

Al cierre del 3T24 el Grupo Ecopetrol realizó inversiones por USD 4,062 millones (COP 16.2 billones) con un cumplimiento en la ejecución del 86% en línea con el plan anual de inversiones aprobado por la Junta Directiva. Las inversiones del Grupo Ecopetrol se realizaron principalmente en Colombia equivalentes al 65% y el restante 35% a nivel internacional, principalmente en Estados Unidos (19%), Brasil (11%) y otras geografías (5%).

Hidrocarburos

La línea de hidrocarburos representó el 67% del total de las inversiones del Grupo con USD 2,716 millones (COP 10.8 billones). Sin incluir inversiones en gas, ni proyectos de eficiencia energética se destinaron USD 2,128 millones (COP 8.5 billones) para las actividades de exploración y producción de crudo. Estos recursos se ejecutaron principalmente en el departamento del Meta en los campos Caño Sur, Castilla, Rubiales y Chichimene, y a nivel internacional en la cuenca del Permian en Estados Unidos.

En el segmento de Refinación se han destinado USD 326 millones (COP 1.3 billones) para garantizar la continuidad operativa de las refinerías, enfocadas principalmente en mantenimientos y proyectos de cumplimiento normativo como Control Emisiones SOX y Línea Base de Calidad de Combustibles en la Refinería de Barrancabermeja.

En el segmento de transporte, las inversiones fueron de USD 210 millones (COP 0.8 billones) principalmente enfocadas en trabajos que garantizan la integridad de los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos. Además, se continuó con el reemplazo de unidades de bombeo en el centro del país y la construcción de un tanque en Santa Marta que mejorará la confiabilidad del suministro de refinados en el país.

Energías para la Transición

En la línea de Energías para la Transición, se han invertido USD 555 millones (COP 2.2 billones) que representan el 14% frente al total de inversiones del Grupo Ecopetrol, de los cuales el 78% se destinó a inversiones para el crecimiento de gas con USD 432 millones (COP 1.7 billones) principalmente en el bloque GUA-OFF-0 en Costa afuera del caribe colombiano y en el departamento de Casanare. Adicionalmente, se realizaron inversiones por USD 123 millones (COP 0.5 billones) destinados principalmente a proyectos de eficiencia energética y energías renovables.

Transmisión y Vías

Al cierre del 3T24 se realizaron inversiones por USD 791 millones (COP 3.2 billones) en la línea de Transmisión y Vías ejecutadas por ISA, que representan el 19% del total de inversiones del Grupo, concentradas en el negocio

de transmisión de energía (84%) en Brasil, Colombia, Perú y Chile, seguidas por Vías con una participación de 14% y el 2% restante en el negocio de Telecomunicaciones.

SosTECnibilidad®

El Grupo Ecopetrol ha destinado en lo corrido del año en Sostenibilidad para sus líneas de negocio USD 377 millones (COP 1.5 billones) que incluye inversiones en eficiencia energética y calidad de combustibles, al igual que iniciativas para avanzar en la agenda de gestión integral del agua, descarbonización, economía circular, biodiversidad, investigación, salud y seguridad de procesos e industrial.

II. Resultados Líneas de Negocio

La Dirección de la Compañía se encuentra revisando detalladamente el modelo operativo y de reporte financiero por las líneas de negocio que ha establecido para alcanzar su estrategia 2040. Una vez finalice esta revisión se informará de manera oportuna. Para propósitos de este reporte continuamos presentando la información financiera por los segmentos de (i) Exploración y producción; (ii) Transporte y logística; (iii) Refinación y petroquímica y (iv) Transmisión de energía y vías.

1. HIDROCARBUROS

1.1 Exploración y Producción

Exploración

Al cierre del 3T24, se han perforado 10 pozos exploratorios de los 15 planeados en el 2024: i) uno declarado exitoso (Sirius-2), ii) cinco en evaluación (Toritos Norte-1, Guamal Profundo-1, Toritos-2, Toritos Sur-1, Caripeto-1) y iii) cuatro pozos sin manifestaciones comerciales de hidrocarburos (Milonga-1, Machin-1ST1, Rocoto-1HZ y Pau Brasil-1).

Colombia costa afuera:

- Finalizó la perforación del pozo delimitador Sirius-2 y confirmó el éxito del descubrimiento Sirius (antes Uchuva) ubicado en el bloque GUA-OFF-0 (antes Tayrona), operado por Petrobras con una participación del 55.56% de Ecopetrol. Así mismo, se inició la perforación del pozo Sirius-2 ST, para realizar las pruebas de formación y adquisición de información de subsuelo necesarias para el desarrollo del proyecto.
- Mediante sentencia del 29 de octubre de 2024, el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Santa Marta resolvió los recursos de apelación interpuestos por varias de las demandadas -entre estas Petrobras y Ecopetrol-, en contra de la sentencia de primera instancia del Juzgado Cuarto Laboral del Circuito de Santa Marta. El Tribunal en dicha sentencia, revocó la suspensión de actividades en el pozo, la actualización del estudio de impacto ambiental, y la prohibición del uso de los nombres Tayrona y Uchuva (nombres que ya fueron actualizados ante la ANH a GUA-OFF-0 y Sirius respectivamente), así mismo ordenó al Ministerio del Interior – Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa- DANCP, que, en el término de un mes contado a partir de la notificación de la sentencia, expida un acto administrativo por medio del cual estudie la procedencia de la consulta previa. Este fallo permite a Ecopetrol y Petrobras International Braspetro B.V- Sucursal Colombia continuar con las operaciones de perforación y la ejecución de sus actividades operacionales que son de vital importancia para la seguridad energética del país. Adicionalmente, en el bloque GUA-OFF-0, para el año 2025, se está evaluando la perforación de nuevos prospectos exploratorios que podrían aportar nuevos recursos al portafolio orgánico de gas del país.
- En el bloque COL 1, el proceso de licenciamiento ambiental para la perforación del pozo Komodo-1, continúa suspendido desde el 26 de julio 2024. El Operador Anadarko notificó a la ANH la decisión tomada

junto con Ecopetrol de no perforar el pozo Komodo-1 durante la ventana de tiempo 2024-2025, como estaba previsto originalmente. Actualmente, se encuentra a la espera del pronunciamiento del ANLA frente al trámite de la licencia ambiental. De otorgarse la licencia, se requiere encontrar junto al operador, una ventana climática estable que coincida con la disponibilidad del equipo de perforación para movilizarse hacia Colombia.

Colombia costa adentro:

- Se declaró el éxito de 3 pozos que fueron perforados en el 2023 y finalizaron su evaluación en el 2024, 2 en asociación con Parex y Sierracol Arauca-8 y Rex NE N01³ respectivamente y Aquila-1 operado 100% por Ecopetrol, los cuales han aportado una producción *gross*⁴ acumulada de ~1.2 MBPE⁵ a 30 de septiembre.

Al cierre del 3T24 finalizó la perforación de 4 pozos los cuales se encuentran en evaluación: i) Guamal Profundo-1, ubicado en el bloque CPO-09, en el departamento del Meta, 55% Ecopetrol (operador) y 45% Repsol; ii) Caripeto-1, ubicado en el bloque Rondon, en el departamento de Arauca, operado por Sierracol iii) Toritos-2 y iv) Toritos Sur-1, operados por Geopark en asociación con Hocol (50%), ubicados en el bloque LLA-123 en el departamento del Meta; estos 2 últimos pozos hacen parte de la evaluación del descubrimiento Toritos-1 (2023).

- Se encuentran en perforación 3 pozos: i) Arantes-1 ST4, 50% Parex (operador) y 50% Ecopetrol, ubicado en el bloque LLA-122, en el departamento de Casanare que se espera que finalice en el 4T24 y ii) Floreña N18-Z, ubicado en el bloque Piedemonte, en el Departamento de Casanare, 100% de Ecopetrol que se espera finalice la perforación en el 2T25 y iii) Bisbita Este-1, 50% Geopark (operador) y 50% Hocol ubicado en los Llanos Orientales.

Respecto a la actividad de información sísmica nuestra filial Hocol finalizó la adquisición del programa sísmica COR9 3D (84.5 km²) en la cuenca del Valle Superior del Magdalena. Con esto, el Grupo Ecopetrol finalizó 5 programas sísmicos este año, registrando más de 1,000 km² de adquisición 3D, potenciando así la exploración en cuencas costa adentro Colombia.

En temas contractuales se han tenido los siguientes avances:

- Se firmó el convenio Rio Magdalena el 31 de julio de 2024, permitiendo el acceso a prospectos exploratorios en el Magdalena Medio, luego de la finalización del contrato de asociación en etapa de producción.
- Extensión de 15 contratos, ampliando su periodo exploratorio de 2 a 5 años en regiones como los Llanos Orientales, el Valle Medio del Magdalena y el Caribe Costa Afuera.

Ámbito internacional:

- Finalizó la perforación del pozo Pau Brasil-1 por parte del consorcio conformado por BP (50%) como operador, CNOOC (30%) y Ecopetrol (20%), en la cuenca de Santos, sin manifestaciones comerciales de hidrocarburos.

³ Rex NE N01, Aquila-1 se encuentran en pruebas extensas.

⁴ Volumen *gross* incluye participación de socios.

⁵ MBPE: Millones de barriles de petróleo equivalente.

Producción

Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)
Crudo	493.0	500.7	(1.5%)	493.6	498.7	(1.0%)
Gas Natural	117.4	131.8	(10.9%)	119.6	129.6	(7.7%)
Total Ecopetrol S.A.	610.4	632.6	(3.5%)	613.2	628.3	(2.4%)
Crudo	17.9	16.8	6.5%	17.9	17.0	5.3%
Gas Natural	16.4	18.6	(11.8%)	17.3	18.5	(6.5%)
Total Hocol	34.3	35.4	(3.1%)	35.2	35.5	(0.8%)
Crudo	6.2	5.7	8.8%	7.2	5.9	22.0%
Gas Natural	0.9	0.9	0.0%	0.9	1.0	(10.0%)
Total Ecopetrol America	7.2	6.5	10.8%	8.1	6.9	17.4%
Crudo	58.0	39.6	46.5%	55.6	34.0	63.5%
Gas Natural	44.6	26.8	66.4%	39.6	24.9	59.0%
Total Ecopetrol Permian	102.6	66.3	54.8%	95.2	58.9	61.6%
Crudo	575.1	562.8	2.2%	574.3	555.6	3.4%
Gas Natural	179.3	178.1	0.7%	177.4	174.0	2.0%
Total Grupo Ecopetrol	754.4	740.8	1.8%	751.7	729.5	3.0%

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

Nota 2: Datos consolidados presentan cifras redondeadas.

Nota 3: En la tabla del presente reporte se incluye la producción 100% de Arauca-8 (1.1 kbped 9M24). El titular del Convenio Arauca es Ecopetrol, por ende, el 100% de la titularidad de la producción del Área del Convenio Arauca se encuentra en cabeza de Ecopetrol, sin embargo, en virtud del acuerdo privado (*Business Collaboration Agreement* BCA), suscrito entre Ecopetrol y Parex, Ecopetrol, una vez producidos los hidrocarburos del Convenio Arauca, transfiere inmediatamente a Parex el 50% de toda la producción obtenida en el área Contratada.

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

En 3T24 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 754.4 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped), de los cuales Ecopetrol S.A. aportó 610.4 kbped y las filiales 144.0 kbped.

En comparación con el 3T23 se logró un incremento de +13.6 kbped a través de: i) crecimiento de producción en filiales principalmente en Permian (+36.1 kbped), ii) producción incremental en campos como Caño Sur, Rubiales Rex Noreste y proyectos asociados a recobro secundario en Castilla y Chichimene (+18.8 kbped), mayores compras de gas (+1.4 kbped). Lo anterior compensó: i) los impactos por declinación propia de los campos (-37.6 kbped), ii) eventos de entorno principalmente en Caño Sur, Gibraltar, Llanos Norte, Acacias, Castilla y Tisquirama (-4.8 kbped) y por la cláusula de precios altos⁶ (-0.4 kbped)

En comparación con el 2T24 se tuvo una reducción de 5.2 kbped explicado principalmente por: i) temas de orden público incluidos efectos por el paro de camioneros, ii) menores entregas de gas asociados a eventos operacionales en Reficar y el apagado de la planta Gibraltar por eventos de entorno y iii) menores retiros de GLP de clientes.

En términos de perforación, al 3T24 en el Grupo Ecopetrol se completaron 343 pozos de desarrollo con un promedio de ocupación de 23 equipos de perforación activos.

Los campos con tecnología de recobro mejorado aportaron cerca del 41% de la producción total del Grupo Ecopetrol. Por su parte, el piloto de inyección de aire de Chichimene recibió la aprobación de la ANH y ANLA para continuar su ejecución por 3 años adicionales.

⁶ Los campos Caño Limón, Quija y la Cira Infantas manejan una cláusula de participación Ecopetrol con sus socios en función del precio del petróleo referencia Brent.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento - Grupo Ecopetrol

USD/BI	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	12.69	11.89	6.7%	12.28	10.17	20.7%	25.4%
Costo de Dilución**	4.76	4.91	(3.1%)	5.14	4.74	8.4%	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías.
** Calculado con base en barriles vendidos.

Costo de Levantamiento

El costo de levantamiento a septiembre del 2024 se incrementó en 2.1 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior. El 57% de este aumento obedeció a la conversión del indicador de pesos a dólares (+1.2 USD/BI) teniendo en cuenta que el 75% de los costos están denominados en moneda local y la inflación (+0.4 USD/BI) representó el 19% del incremento. Por su parte, los mayores niveles de producción y de eficiencias mitigaron en 0.7 USD/BI.

A continuación, el correspondiente detalle:

Efecto Tasa de cambio (+1.2 USD/BI): por la menor tasa de cambio promedio pasando de 4,411 a 3,979 pesos/dólar para la conversión del indicador de pesos a dólares. El indicador en pesos por barril tuvo un incremento del 9% versus 9M23, pasando de \$44.879 pesos/BI 9M23 a \$48.858 pesos/BI 9M24.

Efecto costo (+1.3 USD/BI): mayores volúmenes requeridos de energía y tratamiento químico dada la mayor producción de hidrocarburos y los mayores niveles de agua procesados (+234 KBW⁷) e incremento en actividades de mantenimiento de superficie y subsuelo, en línea con el programa de integridad establecido para el segundo semestre del año, donde se destacan la preparación y apoyo operacional de la puesta en marcha de la estación Orotoy y las nuevas facilidades de Caño Sur, así como los mantenimientos puntuales que se requirieron en los campos Gunflint y K2 de Ecopetrol América.

Otros factores externos (+0.3 USD/BI): mayor costo por inflación compensado parcialmente por la reducción de tarifas de energía del 3% entre periodos.

Efecto Volumen (-0.4 USD/BI): mayores niveles de producción.

Eficiencias (-0.3 USD/BI): mayores eficiencias alcanzadas entre los periodos (0.56 USD/BI 9M24 vs 0.24 USD/BI 9M23) principalmente en energía eléctrica, mantenimiento de subsuelo y tratamiento químico.

Costo de Dilución

El costo de dilución acumulado 9M24 se situó en 5.14 USD/BI, aumentando 0.4 USD/BI versus 9M23, explicado principalmente por:

Efecto Tasa de cambio (+0.50 USD/BI): Impacto de la variación del peso frente al dólar en -432 pesos/dólar.

Efecto costo (+0.14 USD/BI): Mayor precio de compra de nafta (+1.54 USD/BI) asociado al incremento en el indicador de referencia Brent y a mayor volumen de diluyente requerido tanto para la operación de los campos de crudo pesado y extrapesado como para las dietas de las refinerías. Este incremento fue mitigado parcialmente por la estrategia de evacuación de crudos pesados y extrapesados con una reducción en el factor de dilución de 0.3%, pasando de 11.7% a septiembre del 2023 a 11.4% en el mismo periodo del 2024.

Efecto Volumen (-0.24 USD/BI): Mayores barriles de crudo comercializados en el segmento dada la mayor producción y cargas en las refinerías.

⁷ KBW: Miles de barriles de agua

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	3T 2024	3T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	20,474	20,460	14	0.1%	60,689	60,595	94	0.2%
Depreciación, amortización y agotamiento	2,794	2,278	516	22.7%	7,689	6,160	1,529	24.8%
Costos variables	7,439	6,886	553	8.0%	22,137	21,927	210	1.0%
Costos fijos	3,560	3,391	169	5.0%	10,200	9,985	215	2.2%
Costo de ventas	13,793	12,555	1,238	9.9%	40,026	38,072	1,954	5.1%
Utilidad bruta	6,681	7,905	(1,224)	(15.5%)	20,663	22,523	(1,860)	(8.3%)
Gastos operacionales y exploratorios	1,673	1,704	(31)	(1.8%)	4,778	4,479	299	6.7%
Utilidad operacional	5,008	6,201	(1,193)	(19.2%)	15,885	18,044	(2,159)	(12.0%)
Ingresos (gastos) financieros	(991)	(38)	(953)	2,507.9%	(2,951)	(941)	(2,010)	213.6%
Resultados de participación en compañías	9	10	(1)	(10.0%)	25	22	3	13.6%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	4,026	6,173	(2,147)	(34.8%)	12,959	17,125	(4,166)	(24.3%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,320)	(3,530)	2,210	(62.6%)	(5,654)	(9,882)	4,228	(42.8%)
Utilidad neta consolidada	2,706	2,643	63	2.4%	7,305	7,243	62	0.9%
Interés no controlante	23	22	1	4.5%	63	75	(12)	(16.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	2,729	2,665	64	2.4%	7,368	7,318	50	0.7%
EBITDA	8,080	8,758	(678)	(7.7%)	24,456	25,022	(566)	(2.3%)
Margen EBITDA	39.5%	42.8%	-	(3.3%)	40.3%	41.3%	-	(1.0%)

Los **ingresos operacionales** aumentaron durante el 3T24 frente a 3T23 principalmente por mayores volúmenes vendidos en el exterior dado el incremento en la producción y la realización de inventarios de crudo en tránsito, compensado por el menor precio de referencia Brent.

El **costo de ventas** aumentó durante el 3T24 frente al 3T23 debido a:

- En la depreciación, amortización y agotamiento se incrementó dado la mayor producción y nivel de inversión capitalizada principalmente en Permian.
- Incremento en los costos variables por: i) mayores compras de crudos compensadas parcialmente por menor precio de referencia Brent e incremento en el consumo de diluyente importado, ii) incremento en tarifas reguladas de transporte, iii) mayor costo asociado a la realización de inventarios en tránsito y, iv) aumento de los volúmenes requeridos de energía y tratamiento químico dado el incremento de fluidos.
- Aumento en costos fijo principalmente por i) mayor actividad en servicios de mantenimiento de superficie y subsuelo en línea con el programa de integridad establecido y los mantenimientos puntuales de Ecopetrol América y, ii) efecto inflacionario principalmente sobre las tarifas de materiales y equipos.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 3T24 disminuyeron frente a 3T23 principalmente por mayores bajas en 2023 de activos exploratorios, compensado con la utilidad en ventas de activos en dicho año.

El **resultado financiero** (no operacional) del 3T24 frente al 3T23 presentó un mayor gasto principalmente por: i) efecto de la diferencia en cambio aplicada en la posición pasiva del segmento y ii) mayor gasto por intereses generado por el aumento en el costo de la deuda.

La **provisión de impuesto a las ganancias** de 3T24 frente al 3T23 presentó un menor gasto principalmente por la actualización de la sobretasa de renta del 15% al 10% de manera retroactiva para 2024 según la perspectiva actual de cierre de precios para fin de año

La **Utilidad Neta** de 3T24 frente al 3T23 aumentó el 2.4% alcanzando los 2.7 billones de pesos, gracias a los mayores niveles de producción, los mejores precios de la canasta de crudo y la menor provisión fiscal.

1.2 Transporte y Logística

Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)
Crudo	808.4	823.9	(1.9%)	823.6	801.3	2.8%
Productos	299.4	302.8	(1.1%)	302.6	303.8	(0.4%)
Total	1,107.8	1,126.7	(1.7%)	1,126.2	1,105.1	1.9%

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

El volumen total transportado al cierre del 3T24 fue de 1,107.8 kbd, registrando una disminución de 18.9 kbd frente al 3T23. No obstante, para los 9M24 el volumen total transportado aumentó en 21.1 kbd frente al 9M23.

Crudos: Los volúmenes transportados aumentaron un 2.8% en 9M24 comparado con 9M23, impulsados por: i) incremento de la producción país, principalmente en la zona Llanos, ii) mayores entregas de crudo Castilla Norte en la refinera de Barrancabermeja, y iii) un incremento en la demanda de Nafta en llanos y dilución en Monterrey. Sin embargo, durante el 3T24 se registró una disminución de 1.9% frente al mismo periodo del año anterior, asociada principalmente a afectaciones de terceros en la infraestructura de transporte, sumado a eventos de entorno como bloqueos y el paro nacional camionero. Ante estos desafíos, se implementaron diversas estrategias que permitieron asegurar la evacuación de los campos, garantizar el suministro a las refineras y cumplir con los compromisos de exportación, minimizando los impactos en la cadena logística. Aproximadamente el 90.7% del volumen de crudo transportado fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Es de mencionar que durante el 3T24 tras las afectaciones por parte de terceros al Oleoducto Caño Limón – Coveñas que forzaron la suspensión del transporte en el tramo Banadia – Ayacucho, durante 3T24 se ejecutaron 4 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario evacuando más de un millón de barriles, este esfuerzo operativo permitió asegurar la producción del campo Caño Limón. En los 9M24 se han realizado 10 ciclos de reversión, con un volumen total evacuado de aproximadamente 2.5 millones de barriles. Comparativamente, en 3T23 se llevaron a cabo 3 ciclos de reversión, con un volumen de evacuación de aproximadamente 811 barriles, mientras que en el mismo periodo de los 9M23 se registraban 13 ciclos, con más de 3.3 millones de barriles evacuados.

Como parte de la estrategia contra el apoderamiento de crudo, a partir de noviembre del 2023, el Grupo Ecopetrol implementó un ajuste operativo para transportar la producción de crudo del sur del país por los oleoductos de Ecuador, por lo cual durante los 9M24 el Sistema Trasandino se mantuvo en modo de contingencia con disponibilidad de uso en el momento en que fuese requerido. Esta medida se mantendrá en lo que resta del año 2024.

Productos Refinados: Los volúmenes transportados disminuyeron un 1.1% en 3T24 frente a 3T23 y un 0.4% en 9M24 comparado con 9M23, como resultado principalmente del efecto combinado de: i) disminución en la demanda nacional de gasolina y ii) aumento del porcentaje de etanol en la mezcla final, lo que redujo la cantidad de volumen requerido a ser transportado, compensado parcialmente por iii) mayor transporte de Nafta. Aproximadamente el 30.6% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol S.A.

Afectaciones de terceros a la infraestructura de transporte: Durante los 9M24 se han registrado 30 afectaciones causadas por terceros a los sistemas de transporte, concentradas en su mayoría en el 3T24 donde se presentaron 28 de estos incidentes. En comparación, en los 9M23 se reportaron 35 afectaciones, de las cuales 5 ocurrieron en el 3T23. Por otra parte, en 3T24 se redujo en un 54% las válvulas ilícitas retiradas en la infraestructura de transporte, en comparación con 3T23, y para los 9M24, esta reducción de las válvulas ilícitas retiradas alcanza el 43% frente a al mismo periodo del año anterior.

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	3.34	3.14	6.4%	3.16	2.87	10.1%	15.5%

Costo por Barril Transportado: Durante los 9M24 se ubicó en 3.16 USD/BI, y aumentó 0.29 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior, principalmente explicado por:

Efecto Tasa de Cambio (+0.31 USD/BI): Impacto de la revaluación promedio frente al dólar en -432 pesos/dólar, pasando de 4,411 a 3,979 pesos/dólar.

Efecto Costo (+0.05 USD/BI): Asociado principalmente a factores exógenos que incluyen el efecto combinado de: i) aumento en los costos debido al efecto inflacionario, que impacta en las tarifas globales de los contratos de mantenimiento, costos de áreas de soporte a la operación y costos de personal, contrarrestado parcialmente por ii) menores costos y gastos en Ocensa cuya moneda funcional es el dólar, gracias a una TRM promedio más baja.

Efecto Volumen (-0.07 USD/BI): Menor costo por barril por volumen adicional transportado (+1.9%) frente a 9M23 asociado principalmente a: i) incremento de la producción país; ii) mayores entregas de crudo Castilla Norte en la refinería de Barrancabermeja; y iii) el incremento en la demanda de Nafta en llanos y dilución en Monterrey.

Novedades en el Marco Regulatorio: Mediante la Resolución 00895 del 26 de agosto de 2024, el Ministerio de Minas y Energía levantó la medida de suspensión aplicada por la Resolución MME 00279 de 2023, en relación con la aplicación del factor anual de actualización tarifaria de oleoductos prevista en el artículo 15 de la Resolución MME 72146 de 2014.

Resultados Financieros

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	3T 2024	3T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,774	3,772	2	0.1%	10,968	11,824	(856)	(7.2%)
Depreciación, amortización y agotamiento	325	361	(36)	(10.0%)	952	1,075	(123)	(11.4%)
Costos variables	204	221	(17)	(7.7%)	619	629	(10)	(1.6%)
Costos fijos	577	485	92	19.0%	1,525	1,411	114	8.1%
Costo de ventas	1,106	1,067	39	3.7%	3,096	3,115	(19)	(0.6%)
Utilidad bruta	2,668	2,705	(37)	(1.4%)	7,872	8,709	(837)	(9.6%)
Gastos operacionales	299	254	45	17.7%	697	704	(7)	(1.0%)
Utilidad operacional	2,369	2,451	(82)	(3.3%)	7,175	8,005	(830)	(10.4%)
Ingresos (gastos) financieros	0	(32)	32	(100.0%)	182	(54)	236	(437.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,369	2,419	(50)	(2.1%)	7,356	7,951	(595)	(7.5%)
Provisión impuesto a las ganancias	(834)	(934)	100	(10.7%)	(2,568)	(2,912)	344	(11.8%)
Utilidad neta consolidada	1,535	1,485	50	3.4%	4,788	5,039	(251)	(5.0%)
Interés no controlante	(293)	(296)	3	(1.0%)	(898)	(979)	81	(8.3%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,242	1,189	53	4.5%	3,890	4,060	(170)	(4.2%)
EBITDA	2,746	2,863	(117)	(4.1%)	8,291	9,235	(944)	(10.2%)
Margen EBITDA	72.8%	75.9%	-	(3.1%)	75.6%	78.1%	-	(2.5%)

Los **ingresos** del 3T24 se mantuvieron en niveles similares a los del 3T23, debido al efecto de i) la actualización de tarifas y ii) una mayor tasa de cambio promedio, ambos compensados por iii) menores volúmenes transportados.

El **costo de ventas** del 3T24 aumentó frente al 3T23, impulsado por: i) el incremento en los costos debido al efecto inflacionario, que impacta las tarifas globales de los contratos de mantenimiento, costos en áreas de soporte a la operación y costos de personal, este impacto fue compensado parcialmente por ii) una menor depreciación, debido principalmente a la actualización de la vida útil del Oleoducto Bicentenario realizada durante el 1T24.

Los **gastos operacionales**, netos del 3T24 aumentaron frente al 3T23, debido principalmente a: i) el impacto inflacionario, ii) aumento de gastos relacionados con tecnología y atención de emergencias y, iii) el deterioro de inventarios de materiales reconocido en 3T24.

El **resultado financiero neto (no operacional)** en el 3T24 aumentó frente al mismo periodo del año anterior, impulsado principalmente, por el efecto cambiario sobre la posición neta activa en dólares del segmento.

1.3 Refinación y Petroquímica

Las refinerías al cerrar el 3T24 lograron un avance importante en su plan anual de paradas de planta y mantenimientos mayores principales. Cartagena culminó su plan, y Barrancabermeja intervino el 85% de las unidades, asegurando la confiabilidad de los activos.

Acumulado a septiembre del 2024, las refinerías alcanzaron un nivel de carga consolidada de 418 kbd, la máxima carga lograda en unos primeros 9 meses del año, superando los 416.5 kbd obtenidos en el mismo periodo de 2023. En el 3T24 se obtuvo una carga consolidada de 401.4 kbd y un margen bruto integrado de 7 USD/BI, frente a una carga de 409.9 kbd y un margen bruto integrado de 20.6 USD/BI en el 3T23. La disminución en el margen se explica principalmente por la caída de precios internacionales de combustibles, el mantenimiento mayor planeado de la unidad de Hidrocraqueo en la refinería de Cartagena y el blackout eléctrico en la refinería de Cartagena (16 de agosto), eventos ya superados.

Ante este entorno retador de precios internacionales, se implementaron estrategias tácticas, operativas y comerciales, que derivaron en: i) planeación integrada de la cadena logística que permitió suministrar la carga óptima a las refinerías, ii) gestión para eliminación de cuellos de botella, que se refiere a identificar y resolver problemas que ralentizan o interrumpen el flujo eficiente de los procesos de producción, iii) estrategia de evacuación de fondos en Barrancabermeja, y iv) buen desempeño en el programa de eficiencias del segmento, capturando beneficios en el frente de ingresos e inversiones.

Durante el 3T24 las refinerías entregaron gasolina con menos de 47 ppm de azufre y diésel con menos de 12 ppm de azufre en promedio, cumpliendo con la resolución 40444 del 2023 de calidad de combustibles (azufre en gasolina máximo 50 ppm y diésel máximo 15 ppm).

En este trimestre se lograron importantes hitos, dentro de los cuales se destacan los siguientes:

- Proyecto de reciclaje químico avanzado: Re-sanción de la fase 2, buscando la sostenibilidad en la inyección de aceite de pirolisis en la Cracking UOP II de la refinería de Barrancabermeja.
- El 25 de octubre se completó con éxito la prueba industrial para la producción de combustibles renovables en la refinería de Cartagena, tras una detallada preparación durante el 3T24, que incluyó la carga de un catalizador específico para este fin en la parada de la unidad de Hidrocraqueo. La prueba permitió lograr una producción de 32 mil barriles de jet coprocesado SAF – Sustainable Aviation Fuel y 52 mil barriles de diésel HVO – Hydrotreated Vegetable Oil.
- Agua neutralidad: Aprobación del inicio del proyecto Recirculación Efluente PTAR (planta de tratamiento de aguas residuales) de la refinería de Barrancabermeja.

Refinería de Cartagena

Acumulado a septiembre del 2024 el nivel de carga fue de 194.5 kbd, un 3.3% por debajo respecto al mismo periodo del año anterior. En el 3T24 se registró una carga de 185 kbd, inferior al 3T23 en un 9.8%, afectada por la falla eléctrica del día 16 de agosto, logrando la normalización del sistema eléctrico 2 días después, y la estabilización de las unidades entre el 18 y el 25 de agosto de 2024.

Es importante destacar que durante el 3T24 se ejecutó el primer mantenimiento mayor programado de la unidad de Hidrocraqueo que, desde su puesta en marcha en 2016, ha completado su primer ciclo de 8 años. Durante este mantenimiento se logró sostener el nivel de carga de crudo de la refinería mediante un esquema de maximización de esta, que incluyó la exportación de excedentes de gasóleo. Con esta parada se culminó el plan anual de mantenimientos mayores y se completó el primer ciclo de paradas mayores de las unidades de la refinería desde su puesta en marcha inicial en el 2015, acciones claves para asegurar la confiabilidad e integridad de los activos.

El margen bruto de refinación se ubicó en 4.6 USD/BI, presentando una disminución de 79.3% versus 3T23, impactado especialmente por el debilitamiento de los diferenciales de precios de combustibles (-42%), la parada

mayor programada de la unidad de Hidrocraqueo (-32%) que se ejecutó entre los meses de julio a septiembre, y el black out (-5%) ya mencionada de agosto.

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

Refinería de Cartagena	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)
Carga* (kbd)	185.0	205.2	(9.8%)	194.5	201.2	(3.3%)
Factor de Utilización (%)	65.3%	92.7%	(29.6%)	81.2%	92.5%	(12.2%)
Producción Refinados (kbd)	173.4	198.8	(12.8%)	186.0	195.3	(4.8%)
Margen Bruto (USD/BI)	4.6	22.2	(79.3%)	9.9	21.4	(53.7%)

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

Refinería de Barrancabermeja

La Refinería de Barrancabermeja alcanzó una carga de 216.3 kbd en el 3T24 y 223.5 kbd en los 9M24, creciendo un 5.7% y 3.8% respecto a los mismos períodos del año anterior, debido principalmente a la estrategia de evacuación de fondos. Lo anterior, también apalancó mejores resultados en producción de refinados, superando en la misma proporción al 2023, así como el incremento del 9.7% del factor de utilización 3T24 frente al 3T23.

El margen bruto de refinación en el 3T24 se ubicó en 9.0 USD/BI, por debajo del 3T23 en 52.6%, afectado por el debilitamiento de los diferenciales de precios de combustibles. Se destaca: i) el aumento de la capacidad de producción de asfalto, pasando de 12 a 14 kbd, contribuyendo a la disminución de emisiones Alcance 3 y ii) avance en la ejecución del plan de mantenimientos mayores, con una intervención del 85% de las unidades, y el inicio de la parada de la unidad HCM (Hidrocraqueo Moderado), donde se pondrá en marcha la mejora tecnológica para bajar a menos de 10 ppm de azufre la producción de diésel.

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

Refinería de Barrancabermeja	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)
Carga* (kbd)	216.3	204.7	5.7%	223.5	215.3	3.8%
Factor de Utilización (%)	77.7%	70.8%	9.7%	77.5%	77.8%	(0.4%)
Producción Refinados (kbd)	220.4	208.1	5.9%	227.2	218.7	3.9%
Margen Bruto (USD/BI)	9.0	19.0	(52.6%)	10.7	17.0	(37.1%)

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

Esenttia

Acumulado a septiembre del 2024 continúan los precios bajos del polipropileno, generado por la desaceleración en la demanda y desbalance de oferta en el mercado, ubicando las ventas en 289.2 Kton, por debajo del mismo período del año anterior en un 23.6%, no obstante, en el 3T24 se observa una tendencia creciente versus el 2T24, por el incremento de las ventas en Brasil, México y Venezuela.

La estrategia comercial se ha centrado en dinamizar el mercado colombiano, mejorando nuestra competitividad, a través de mayores entregas de materia prima (PGR⁸) por parte de las refinerías.

Se destaca: i) la realización por primera vez del esquema ship to ship⁹ en una terminal marítima, para disminuir el costo de abastecimiento de la Compañía y minimizar huella de carbono en el transporte de la materia prima; ii) reconocimiento como 5ª empresa más innovadora y una de las empresas inspiradoras del país, según ranking 2024 de la ANDI (Asociación Nacional de Empresarios de Colombia); iii) en alianza con entidades gubernamentales, se entregaron parques de plástico reciclado a: (1) Institución educativa Madre Gabriela de San Martín en Cartagena, (2) Retiro Nuevo en María la Baja, Departamento de Bolívar.

⁸ PGR: Propileno Grado Refinería

⁹ Ship to ship: operación innovadora en Colombia que permite el intercambio de carga de un barco de grandes dimensiones a otro más pequeño que tuviese las condiciones aptas para el descargue en un puerto de menor envergadura.

Tabla 14: Ventas – Esenttia

Esenttia	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	103.8	136.9	(24.2%)	289.2	378.4	(23.6%)

Costo de Caja de Refinación

Tabla 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	5.72	5.18	10.4%	5.57	4.32	28.9%	16.6%

* Incluye refineras de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

El costo de caja de refinación aumentó en 0.54 USD/BI en el 3T24 frente al 3T23, explicado por:

- **Efecto costo (+0.45 USD/BI):** Menores costos y gastos asociados a estrategia de rentabilidad en Esenttia (-0.05 USD/BI), mayor consumo e incremento en tarifas de gas (+0.31 USD/BI) y efecto inflacionario (+0.19 USD/BI). Las tarifas de gas han aumentado de la siguiente manera: En Barrancabermeja un 34% y en Cartagena un 31%.
- **Efecto tasa de cambio (-0.06 USD/BI):** Impacto de la devaluación promedio frente al dólar en +45.4 pesos por dólar, pasando de 4,048.6 a 4,094.0 pesos por dólar.
- **Efecto volumen (+0.15 USD/BI):** Menor carga de crudo en refineras de -8.5 kbd.

Por su parte en el acumulado a septiembre de 2024 aumenta en 1.25 USD/BI frente al acumulado a septiembre de 2023, explicado por:

- **Efecto costo (+0.69 USD/BI):** Mayor actividad operacional, mayor consumo e incremento en tarifas de gas y efecto inflacionario.
- **Efecto tasa de cambio (+0.55 USD/BI):** Impacto de la revaluación promedio frente al dólar en -432.1 pesos por dólar, pasando de 4,410.9 a 3,978.8 pesos por dólar.
- **Efecto volumen (+0.01 USD/BI):** Mayor carga de crudo en refineras de +1.5 kbd, y menor carga en Esenttia de -3.9 kbd.

Resultados Financieros

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	3T 2024	3T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	17,061	20,454	(3,393)	(16.6%)	51,440	63,062	(11,622)	(18.4%)
Depreciación, amortización y agotamiento	415	498	(83)	(16.7%)	1,400	1,583	(183)	(11.6%)
Costos variables	15,967	17,108	(1,141)	(6.7%)	46,574	53,384	(6,810)	(12.8%)
Costos fijos	686	613	73	11.9%	2,081	1,888	193	10.2%
Costo de ventas	17,068	18,219	(1,151)	(6.3%)	50,055	56,855	(6,800)	(12.0%)
Utilidad bruta	(7)	2,235	(2,242)	(100.3%)	1,385	6,207	(4,822)	(77.7%)
Gastos operacionales	631	557	74	13.3%	1,745	1,670	75	4.5%
Utilidad (Pérdida) operacional	(638)	1,678	(2,316)	(138.0%)	(360)	4,537	(4,897)	(107.9%)
Ingresos (gastos) financieros	(346)	(97)	(249)	256.7%	(1,133)	(671)	(462)	68.9%
Resultados de participación en compañías	52	58	(6)	(10.3%)	150	199	(49)	(24.6%)
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	(932)	1,639	(2,571)	(156.9%)	(1,343)	4,065	(5,408)	(133.0%)
Provisión impuesto a las ganancias	400	(575)	975	(169.6%)	592	(1,121)	1,713	(152.8%)
Utilidad neta consolidada	(532)	1,064	(1,596)	(150.0%)	(751)	2,944	(3,695)	(125.5%)
Interés no controlante	(59)	(52)	(7)	13.5%	(157)	(165)	8	(4.8%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	(591)	1,012	(1,603)	(158.4%)	(908)	2,779	(3,687)	(132.7%)
EBITDA	120	2,482	(2,362)	(95.2%)	2,001	7,092	(5,091)	(71.8%)
Margen EBITDA	0.7%	12.1%	-	(11.4%)	3.9%	11.2%	-	(7.3%)

Los **ingresos operacionales** disminuyeron durante el 3T24 frente al 3T23 principalmente por efecto precio asociado a la contracción en los diferenciales de destilados medios y gasolinas, menores volúmenes vendidos por mantenimiento mayor programado de la unidad de Hidrocraqueo y el efecto de la falla eléctrica presentada en el mes de agosto en la Refinería de Cartagena.

El **costo de ventas** disminuyó durante el 3T24 frente al 3T23, principalmente por un menor costo de la materia prima.

Los **gastos operacionales (netos de ingresos)** durante el 3T24 se incrementaron frente al 3T23, principalmente en mantenimientos.

El **resultado financiero (no operacional)** durante el 3T24 frente al 3T23, presentó un mayor gasto debido al efecto de la revaluación de la tasa de cambio sobre la posición neta del segmento.

1.4 Gestión Comercial

Durante el 3T24 a través de la Mesa de Trading de Carbono se compensaron ~835 mil toneladas de CO₂ (TCO₂e) por medio del retiro de créditos de carbono provenientes de proyectos colombianos de reducción y captura de carbono, agregando valor a las metas de compensación de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) del Grupo Ecopetrol. De este total, aproximadamente 595 mil créditos se negociaron por medio de los contratos de mandato sin representación vigentes con Cenit, Ocesa y ODC, para cumplir con los requerimientos de la certificación ICONTEC de carbono neutralidad de estas compañías filiales. 38 mil créditos fueron utilizados para compensar las emisiones directas generadas por la producción de gasolina extra y asfalto, comercializadas en Colombia por Ecopetrol S.A. Por otro lado, de acuerdo con el Mecanismo de No Causación del Impuesto Nacional al Carbono en Colombia, 170 mil créditos fueron utilizados para compensar los impactos ambientales del uso de combustibles fósiles de forma directa en las operaciones del GE. Finalmente, ventas a terceros sumaron 32 mil créditos, en operaciones realizadas con World Fuel, Ecos Petroleo y Prodexport.

Al cierre del 3T24 se observó el menor volumen de inventarios en tránsito y conectados de los últimos dos años, destacamos que para alcanzar este nivel se gestionaron optimizaciones en la cadena logística como el cambio de términos de entrega y optimizaciones en la ruta de fletamento.

Asimismo, vale la pena destacar la efectiva gestión comercial que nos ha permitido diversificar mercados, llegando a nuevos destinos e implementando nuevas estrategias logísticas. En este sentido, realizamos i) la primera venta de crudo Oriente con destino a Perú, ii) la primera importación directa de gasolina desde Europa, iii) implementamos una nueva alternativa para exportar disolventes a través de un modelo multimodal que permitirá llevar el producto vía fluvial desde Barrancabermeja hasta la costa caribe para su exportación y iv) realizamos la primera operación con Time Charter de Asfalto de Ecopetrol, gestionada entre los equipos de Bogotá y Houston.

2. Energías para la Transición

Energías Renovables

Durante el 3T24 se iniciaron las pruebas de puesta en servicio de la Granja Solar La Cira Infantas que cuenta con una capacidad instalada de 56 MW y entregará hasta 76.3 gigavatios hora año y se espera que entre completamente en funcionamiento en 2025. Esta obra ha sido una inversión 100% de Ecopetrol y permitirá diversificar la matriz energética del campo de producción La Cira Infantas, al sustituir el 14% de su demanda, que provee actualmente el Sistema Interconectado Nacional.

Por otra parte, en lo que respecta a la operación de las granjas solares Brisas, Castilla y San Fernando y la Pequeña Central Hidroeléctrica Cantayús se ha acumulado hasta el mes de agosto de 2024 una disminución de alrededor de 17.6 mil t CO₂e, lo que ha permitido ahorros cercanos a COP 30 mil millones. Finalmente, se estima que, como parte del proceso de incorporación de fuentes no convencionales de energías renovables dentro de

nuestra matriz energética, al cierre de 2024, el portafolio de energías renovables del Grupo Ecopetrol contará con más de 500 MW.

Eficiencia Energética

Con corte a septiembre de 2024 se logró una optimización energética acumulada desde el 2018 de 14.24 PJ, esto es equivalente al consumo anual de energía eléctrica de los departamentos de Boyacá, Huila y la Guajira en Colombia; de los cuáles 11.33 PJ corresponden a ahorros en energía térmica (se dejaron de consumir cerca de 10,738 GBTU en el periodo) y 2.91 PJ asociados a optimizaciones en energía eléctrica (cerca de unos 808 GWh). Esto con un impacto en 247,859 toneladas de CO₂e y un ahorro de COP 71.55 mil millones en las operaciones del Grupo Ecopetrol.

Se destacan los aportes de las siguientes iniciativas: i) Envío excedente gas ácido de Cupiagua a Cusiana (0.5 PJ), ii) Proyecto OSIG Cusiana (0.42 PJ), iii) Control desempeño energético plantas Refinería de Cartagena (0.33 PJ) y Barrancabermeja (0.18 PJ), iv) Optimización gas combustible Ballena Hocol (0,19 PJ), v) Intervenciones en Pozos productores VRO (0.14 PJ) y vi) Incremento eficiencia combustión Demex (0.08 PJ).

Hidrógeno

Durante el 3T24 se avanzó en la estructuración de nuevas iniciativas enfocadas en la producción de hidrógeno de bajas emisiones a escala industrial. En lo relativo a movilidad con hidrógeno, se trabajó en la identificación de aliados estratégicos para las evaluaciones de movilidad con hidrógeno de carga pesada, como una de las apuestas para apalancar la transición energética en Colombia.

Invercolsa

En el 3T24, Invercolsa y sus filiales, tanto controladas como no controladas, registraron un total de 4.05 millones de usuarios conectados al servicio de gas, lo que representa un aumento del 3.8% en comparación con el 3T23. Este crecimiento se atribuye principalmente a la ejecución de proyectos de redes en las filiales y gas social. De julio a septiembre se han realizado 4,995 instalaciones correspondiente a la alianza Gas Social realizada con Ecopetrol, conectando familias en Pasto, Florencia, Popayán, Girardot, Ocaña, Cúcuta, Pamplona, Floridablanca y Piedecuesta.

Despliegue de Financiación no Bancaria FNB con COP 31,959 millones colocados en 2024, en 131 municipios con una cartera actual de COP 30,143 millones, distribuidos entre 17,279 clientes, y un Índice de cartera vencida (ICV) >90 días de 0.65% lo cual se encuentra significativamente por debajo de comparables.

3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

3.1 Transmisión de Energía

Proyectos adjudicados

En Brasil, ISA CTEEP ha sido adjudicataria de 44 refuerzos a la red de transmisión, de los cuales ocho fueron concedidos durante el 3T24, con un capex de referencia del BRL¹⁰ 195 millones (~COP 149 mil millones). En conjunto estos refuerzos sumarán un capex de BRL 1,014 millones (~COP 775 mil millones).

ISA ganó en licitación pública de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), el proyecto para la construcción y operación de la subestación Pasacaballos (220 kV) y líneas asociadas en el departamento de Bolívar, con una inversión estimada de USD 20 millones (~ COP 83 mil millones), además, fue adjudicataria de una ampliación a la red de transmisión en Colombia, con un capex estimado en USD 7 millones (~COP 29 mil millones). Incluidos estos recientes logros, ISA se ha ganado en 2024 tres licitaciones públicas, una ampliación y ha firmado tres contratos privados de conexión.

¹⁰ BRL: Real brasileño

En Perú, ISA REP fue adjudicataria de la ampliación 24, de la subestación Nueva Virú con un capex estimado en USD 40 millones (~ COP 167 mil millones).

Entrada en operación de proyectos

En el 3T24 entraron en operación los siguientes proyectos:

- Colombia: el proyecto Smart Valves Nueva Barranquilla y Sabanalarga, habilitando la entrada de fuentes de energías renovables no convencionales al sistema. El proyecto habilitó más de 300 MW de capacidad de transmisión adicional, además apoya la conexión de fuentes de energía renovables que se construyen en la zona.
- Brasil: 29 refuerzos a la red de ISA CTEEP.

Con la entrada de estos proyectos, en el 2024 ISA acumula dos proyectos en Colombia, dos en Perú, dos en Chile y 56 refuerzos y mejoras en Brasil.

3.2 Vías

El 31 de julio inició formalmente la operación del Sector A de Ruta del Loa en Chile. Ruta del Loa es una carretera de 111 kilómetros de doble vía, con alta tecnología, que une a tres importantes localidades: Carmen Alto, Sierra Gorda y Calama al norte del país, impactando directamente a 180,000 personas.

3.3 Telecomunicaciones

En Colombia, se completó la firma y cierre del Acuerdo Específico 5 de Juntas de Internet (proveedores de servicios de internet), el cual contribuirá significativamente a la reducción de la brecha digital en el país. Este acuerdo permitirá proveer servicios de Internet a nivel nacional, beneficiando a 56 mil familias. Con este nuevo acuerdo, el número total de hogares beneficiados asciende a aproximadamente 262 mil en regiones apartadas del país.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	3T 2024	3T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	4,396	3,153	1,243	39.4%	11,491	10,612	879	8.3%
Depreciación, amortización y agotamiento	277	280	(3)	(1.1%)	815	847	(32)	(3.8%)
Costos fijos	1,358	1,075	283	26.3%	3,998	3,467	531	15.3%
Costo de ventas	1,635	1,355	280	20.7%	4,813	4,314	499	11.6%
Utilidad bruta	2,761	1,798	963	53.6%	6,678	6,298	380	6.0%
Gastos operacionales	201	319	(118)	(37.0%)	741	930	(189)	(20.3%)
Utilidad (Pérdida) operacional	2,560	1,479	1,081	73.1%	5,937	5,368	569	10.6%
Ingresos (gastos) financieros	(710)	(455)	(255)	56.0%	(2,237)	(2,432)	195	(8.0%)
Resultados de participación en compañías	55	41	14	34.1%	327	386	(59)	(15.3%)
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	1,905	1,065	840	78.9%	4,027	3,322	705	21.2%
Provisión impuesto a las ganancias	(510)	(268)	(242)	90.3%	(787)	(322)	(465)	144.4%
Utilidad neta consolidada	1,395	797	598	75.0%	3,240	3,000	240	8.0%
Interés no controlante	(1,129)	(576)	(553)	96.0%	(2,556)	(2,323)	(233)	10.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	266	221	45	20.4%	684	677	7	1.0%
EBITDA	3,023	1,929	1,094	56.7%	7,511	7,036	475	6.8%
Margen EBITDA	68.8%	61.2%	-	7.6%	65.4%	66.3%	-	(0.9%)

Los **ingresos operacionales** del 3T24 aumentaron frente al 3T23, principalmente por: i) en el negocio de transmisión de energía, por el reconocimiento de la Revisión Tarifaria Periódica (“RTP”)¹¹ de las Transmisoras en Brasil, la entrada en operación de nuevos proyectos en Colombia y Perú y; el efecto positivo de los escaladores contractuales en Colombia, Perú y Chile; lo anterior, compensado con la terminación de la aplicación de las disposiciones de la CREG, asociadas a la disminución voluntaria de tarifas, retornando al IPP (Índice de Precios del Productor) como escalador de los ingresos en Colombia; y ii) en el negocio de vías, por el impacto positivo de la UF (Unidad de Fomento).

Los **costos fijos** del 3T24 aumentaron frente al 3T23 por i) la mayor actividad de construcción en Ruta del Maipo y Ruta de los Ríos e inicio de construcción de las rutas Orbital Sur en Chile y Ruta del Este en Panamá y ii) el efecto inflacionario en los costos.

Los **gastos operacionales netos** del 3T24 disminuyeron frente al 3T23, principalmente por i) cambio en estimación del mantenimiento mayor en el segmento de transmisión de energía en Perú y ii) menor deterioro de cartera generado por una menor exposición a riesgo de crédito en el segmento de vías en Chile. Lo anterior se compensa parcialmente por el mayor deterioro de cartera en el segmento de transmisión de energía en Colombia.

El **resultado financiero** neto del 3T24 aumentó frente al 3T23, principalmente por el mayor impacto de la actualización financiera en los créditos indexados a UF en Chile.

El mayor **impuesto a las ganancias** del 3T24 frente al 3T23 se originó en: i) ISA, por el mayor impuesto del exterior por los juros de capital recibidos de Brasil, ii) Perú, por los mayores resultados dado el ajuste de la recuperación del mantenimiento mayor, iii) ISA CTEEP, por el reconocimiento de la RTP y iv) Aguapeí Brasil, por el incremento de la tasa de tributación la cual pasó del 4% al 34%.

III. Gobierno Corporativo y Órganos Sociales

Junta Directiva

La Junta Directiva de Ecopetrol S.A. (Ecopetrol o la Compañía) adoptó, entre otras, las siguientes decisiones:

- Aprobó los estados financieros separados de Ecopetrol y consolidados del Grupo Empresarial Ecopetrol correspondientes al segundo trimestre de 2024.
- Aprobó los Estados financieros consolidados bajo Normas Contables Internacionales de Información Financiera (en adelante Full IFRS) con corte al 30 de junio del 2024, comparativos con 30 de junio de 2023.
- Aprobó la asignación de recursos para proyectos del segmento del upstream.
- Dispuso no continuar con la oportunidad denominada “Oslo”.
- En cuanto a asuntos organizacionales:
 - Efectuó las siguientes designaciones en propiedad:
 - Camilo Barco Muñoz, como Vicepresidente Corporativo de Finanzas y Valor Sostenible a partir del 20 de agosto de 2024.
 - Alberto José Vergara Monterrosa, como Director Corporativo de Cumplimiento a partir del 1 de agosto de 2024.
 - Sandra Lucía Rodríguez Rojas, como Vicepresidenta Corporativa de Transformación Territorial y HSE a partir del 1 de agosto de 2024.
 - Jaime Andrés García Cuello, como Vicepresidente Administrativo y de Servicios a partir del 2 de septiembre de 2024.
 - Efectuó la designación de Julián Lemos Valero como Vicepresidente Corporativo de Estrategia y Nuevos Negocios encargado, a partir del 16 de septiembre de 2024 y hasta que se efectúe la designación del cargo en propiedad.
 - Efectuó las siguientes designaciones en la representación legal:

¹¹ La revisión tarifaria, considera todos los elementos que componen la remuneración: O&M, WACC y Base de Remuneración Regulatoria.

- David Alfredo Riaño Alarcón, como representante legal y comercial suplente en el primer renglón.
- Camilo Barco Muñoz, como representante legal y comercial suplente en el segundo renglón.
- Cristina Toro Restrepo, como representante legal y comercial suplente en el tercer renglón.

Gobierno Corporativo

Durante el 3T24 y por tercer año consecutivo, la Secretaría General a través de la Gerencia de Gobierno Corporativo junto con la Universidad Ecopetrol llevaron a cabo el programa de formación “Directores Juntas Directivas Grupo Ecopetrol” para el fortalecimiento del rol de los directores y las juntas directivas del Grupo. Formación realizada con la Universidad de los Andes en la cual se incluyeron temáticas relacionadas con sostenibilidad, estrategia, Inteligencia Artificial y la toma de decisiones, con el objetivo de fortalecer la efectividad de estos órganos de gobierno y el logro de la estrategia del Grupo Ecopetrol. A la fecha el Grupo Ecopetrol cuenta con más de 100 líderes certificados para desempeñarse como directores de las Juntas Directivas del GE, con el fin de profesionalizar este rol.

En línea con el fortalecimiento del rol de directores, este trimestre también se llevó a cabo la inducción a miembros de Juntas Directivas del Grupo Ecopetrol, por parte de la Secretaría General y la Gerencia de Estrategia Corporativa en donde se detalló el Modelo de Gobierno Corporativo del Grupo Ecopetrol y la Estrategia 2040 “Energía que transforma”.

En el Grupo Ecopetrol seguimos reforzando las buenas prácticas de Gobierno Corporativo, con este objetivo se han realizado tres sesiones de trabajo con las empresas del Grupo, desarrollando temas de interés y compartiendo experiencias particulares de las prácticas de gobierno corporativo de cada compañía.

IV. Presentación de Resultados

El jueves 14 de noviembre de 2024 la administración ofrecerá una única conferencia virtual con transmisión en español e inglés, para comentar los resultados obtenidos por Ecopetrol S.A. A continuación, se informan los horarios y datos de conexión para participar en la conferencia:

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

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

<https://xegmenta.co/ecopetrol/conferencia-de-resultados-3t-2024/>

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:

Gerente de Mercado de Capitales (e)

Lina María Contreras Mora

Teléfono: +57 3103158600- Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)

Marcela Ulloa Beltrán

Teléfono: +57 3103158600- Correo electrónico: marcela.ulloa@ecopetrol.com.co

Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	15,198	17,726	(14.3%)	46,372	55,202	(16.0%)
Exterior	19,409	17,404	11.5%	52,164	53,082	(1.7%)
Total ingresos	34,607	35,130	(1.5%)	98,536	108,284	(9.0%)
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	3,811	3,417	11.5%	10,856	9,665	12.3%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	2,637	2,179	21.0%	7,279	5,871	24.0%
Depreciación fijo	1,174	1,238	(5.2%)	3,577	3,794	(5.7%)
Costos variables	13,611	12,617	7.9%	36,452	41,682	(12.5%)
Productos importados	5,517	6,254	(11.8%)	14,819	19,195	(22.8%)
Compras nacionales	5,781	5,390	7.3%	16,699	16,877	(1.1%)
Servicio de transporte hidrocarburos	426	410	3.9%	1,261	1,155	9.2%
Variación de inventarios y otros	1,887	563	235.2%	3,673	4,455	(17.6%)
Costos fijos	5,222	4,571	14.2%	14,980	13,524	10.8%
Servicios contratados	1,274	1,174	8.5%	3,658	3,448	6.1%
Servicios de construcción	824	589	39.9%	2,411	1,932	24.8%
Mantenimiento	1,421	1,156	22.9%	3,653	3,149	16.0%
Costos laborales	1,070	970	10.3%	3,209	2,938	9.2%
Otros	633	682	(7.2%)	2,049	2,057	(0.4%)
Total costo de ventas	22,644	20,605	9.9%	62,288	64,871	(4.0%)
Utilidad bruta	11,963	14,525	(17.6%)	36,248	43,413	(16.5%)
Gastos operacionales	2,657	2,709	(1.9%)	7,605	7,378	3.1%
Gastos de administración	2,226	1,904	16.9%	6,349	6,075	4.5%
Gastos de exploración y proyectos	431	805	(46.5%)	1,256	1,303	(3.6%)
Utilidad operacional	9,306	11,816	(21.2%)	28,643	36,035	(20.5%)
Resultado financiero, neto	(2,051)	(630)	225.6%	(6,143)	(4,180)	47.0%
Diferencia en cambio, neto	(11)	1,259	(100.9%)	34	1,806	(98.1%)
Intereses, neto	(1,398)	(1,358)	2.9%	(4,112)	(3,773)	9.0%
Ingresos (gastos) financieros	(642)	(531)	20.9%	(2,065)	(2,213)	(6.7%)
Resultados de participación en compañías	116	109	6.4%	502	607	(17.3%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	7,371	11,295	(34.7%)	23,002	32,462	(29.1%)
Provisión impuesto a las ganancias	(2,264)	(5,307)	(57.3%)	(8,418)	(14,236)	(40.9%)
Utilidad neta consolidada	5,107	5,988	(14.7%)	14,584	18,226	(20.0%)
Interés no controlante	(1,458)	(902)	61.6%	(3,547)	(3,392)	4.6%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,649	5,086	(28.3%)	11,037	14,834	(25.6%)
EBITDA	13,976	16,038	(12.9%)	42,266	48,466	(12.8%)
Margen EBITDA	40.4%	45.7%	(5.3%)	42.9%	44.8%	(1.9%)

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

Miles de Millones (COP)	Septiembre 30, 2024	Junio 30, 2024	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	14,099	13,237	6.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	21,580	24,141	(10.6%)
Inventarios	10,907	11,369	(4.1%)
Activos por impuestos corrientes	9,218	7,893	16.8%
Otros activos financieros	3,785	2,113	79.1%
Otros activos	2,239	3,209	(30.2%)
	61,828	61,962	(0.2%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	24	136	(82.4%)
Total activos corrientes	61,852	62,098	(0.4%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,672	8,583	1.0%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	32,674	30,289	7.9%
Propiedades, planta y equipo	99,256	99,138	0.1%
Recursos naturales y del medio ambiente	47,312	46,745	1.2%
Activos por derecho de uso	854	761	12.2%
Intangibles	15,716	15,648	0.4%
Activos por impuestos diferidos	15,684	15,931	(1.6%)
Otros activos financieros	4,094	634	545.7%
Goodwill y otros activos	6,598	6,481	1.8%
Total activos no corrientes	230,860	224,210	3.0%
Total activos	292,712	286,308	2.2%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	11,831	16,039	(26.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	16,063	18,726	(14.2%)
Provisiones por beneficios a empleados	3,080	2,859	7.7%
Pasivos por impuestos corrientes	1,964	1,451	35.4%
Provisiones y contingencias	987	1,246	(20.8%)
Otros pasivos	2,996	1,539	94.7%
Total pasivos corrientes	36,921	41,860	(11.8%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	104,557	98,980	5.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	14	15	(6.7%)
Provisiones por beneficios a empleados	14,833	15,702	(5.5%)
Pasivos por impuestos no corrientes	13,699	13,064	4.9%
Provisiones y contingencias	15,301	15,172	0.9%
Otros pasivos	2,465	2,615	(5.7%)
Total pasivos no corrientes	150,869	145,548	3.7%
Total pasivos	187,790	187,408	0.2%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	78,274	73,737	6.2%
Interés no controlante	26,648	25,163	5.9%
Total patrimonio	104,922	98,900	6.1%
Total pasivos y patrimonio	292,712	286,308	2.2%

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2024	3T 2023	9M 2024	9M 2023
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	3,649	5,086	11,037	14,834
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	1,458	902	3,547	3,392
Cargo por impuesto a las ganancias	2,264	5,307	8,418	14,236
Depreciación, agotamiento y amortización	4,004	3,539	11,291	10,064
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	11	(1,259)	(34)	(1,806)
Costo financiero reconocido en resultados	2,396	2,154	7,158	6,809
Pozos secos	342	711	947	976
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	11	(277)	26	(255)
Impairment de activos de corto y largo plazo	117	11	164	71
Ganancia por valoración de activos financieros	(1,164)	(50)	(1,211)	(165)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	(45)	2	(46)	2
Ganancia por venta de activos	6	1	22	14
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(116)	(109)	(502)	(607)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	69	(138)	29	587
Provisiones y contingencias	(30)	162	211	403
Otros conceptos menores	2	14	0	19
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	1,024	(8,941)	3,215	(29,601)
Impuesto de renta pagado	(1,533)	(2,925)	(8,723)	(9,574)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	12,465	4,190	35,549	9,399
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en negocios conjuntos	(159)	0	(170)	0
Inversión en propiedad, planta y equipo	(2,153)	(2,540)	(5,892)	(6,092)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,776)	(3,560)	(7,549)	(10,298)
Adquisiciones de intangibles	(228)	(56)	(618)	(476)
(Compra) venta de otros activos financieros	(2,552)	(234)	(3,237)	1,003
Intereses recibidos	432	365	1,215	1,378
Dividendos recibidos	30	91	243	276
Ingresos por venta de activos	134	719	200	751
Efectivo neto usado (generado) en actividades de inversión	(7,272)	(5,215)	(15,808)	(13,458)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	37	4,988	1,976	10,666
Pago de intereses	(2,049)	(1,532)	(5,620)	(4,728)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(138)	(119)	(420)	(381)
Restitución de capital	(6)	(12)	(21)	(24)
Dividendos pagados	(2,741)	(1,299)	(14,933)	(3,860)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(4,897)	2,026	(19,018)	1,673
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	567	(255)	1,040	(944)
Aumento (disminución) en el efectivo y equivalentes de efectivo	863	746	1,763	(3,330)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	13,236	11,325	12,336	15,401
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	14,099	12,071	14,099	12,071

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2024	3T 2023	9M 2024	9M 2023
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	3,649	5,086	11,037	14,834
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	4,004	3,539	11,291	10,064
(+/-) Impairment activos a largo plazo	1	5	9	11
(+/-) Resultado financiero, neto	2,051	630	6,143	4,180
(+) Provisión impuesto a las ganancias	2,264	5,307	8,418	14,236
(+) Impuestos y otros	549	569	1,821	1,749
(+/-) Interés no controlante	1,458	902	3,547	3,392
EBITDA Consolidado	13,976	16,038	42,266	48,466

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (3T24)

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	2,729	(590)	1,242	265	3	3,649
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,811	497	337	359	0	4,004
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	0	0	1	0	1
(+/-) Resultado financiero, neto	991	346	0	710	4	2,051
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,320	(400)	834	510	0	2,264
(+) Otros Impuestos	252	208	40	49	0	549
(+/-) Interés no controlante	(23)	59	293	1,129	0	1,458
EBITDA Consolidado	8,080	120	2,746	3,023	7	13,976

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD) Negocio	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 9M 2024 MUSD	% Participación
Hidrocarburos*	1,961	1,310	3,271	81%
Producción	1,423	838	2,262	56%
Exploración	234	96	330	8%
Refinación y Petroquímica	194	134	328	8%
Transporte*	0	235	235	6%
Corporativo y Otros	109	7	116	3%
Transmisión y Vías	0	791	791	19%
Transmisión de energía	0	678	678	19%
Vías	0	93	93	3%
Telecomunicaciones	0	20	20	1%
Total	1,961	2,101	4,062	100%

*Para gas 432 MUSD distribuidos en 257 MUSD en producción, 168 MUSD Exploración y 6,7 MUSD en el segmento de VEE

*Energías para la Transición 123 sin Gas 58 MUSD en VEE, 38 Upstream, 25 MUSD Midstream, 2MUSD Down y 0,01 Corporativo

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

Anexos Ecopetrol S.A.

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

Tabla 7: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)
Nacionales	15,029	18,033	(16.7%)	46,733	54,639	(14.5%)
Exterior	11,165	12,067	(7.5%)	32,188	35,836	(10.2%)
Total ingresos	26,194	30,100	(13.0%)	78,921	90,475	(12.8%)
Costos variables	16,968	18,111	(6.3%)	49,564	56,862	(12.8%)
Costos fijos	4,053	3,850	5.3%	11,829	11,485	3.0%
Costo de ventas	21,021	21,961	(4.3%)	61,393	68,347	(10.2%)
Utilidad bruta	5,173	8,139	(36.4%)	17,528	22,128	(20.8%)
Gastos operacionales	1,034	1,790	(42.2%)	3,361	3,991	(15.8%)
Utilidad operacional	4,139	6,349	(34.8%)	14,167	18,137	(21.9%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,628)	(361)	351.0%	(4,625)	(2,567)	80.2%
Resultados de participación en compañías	1,889	2,733	(30.9%)	5,917	8,848	(33.1%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	4,400	8,721	(49.5%)	15,459	24,418	(36.7%)
Provisión impuesto a las ganancias	(751)	(3,635)	(79.3%)	(4,422)	(9,584)	(53.9%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,649	5,086	(28.3%)	11,037	14,834	(25.6%)
EBITDA	6,403	8,445	(24.2%)	20,712	23,893	(13.3%)
Margen EBITDA	24.4%	28.10%	(3.7%)	26.20%	26.40%	(0.2%)

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Septiembre 30, 2024	Junio 30, 2024	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,648	4,917	(5.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	15,264	20,198	(24.4%)
Inventarios	7,226	7,175	0.7%
Activos por impuestos corrientes	7,647	5,705	34.0%
Otros activos financieros	2,980	2,703	10.2%
Otros activos	1,974	1,948	1.3%
	39,739	42,646	(6.8%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	19	10	90.0%
Total activos corrientes	39,758	42,656	(6.8%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	89,046	86,574	2.9%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	564	514	9.7%
Propiedades, planta y equipo	32,687	31,912	2.4%
Recursos naturales y del medio ambiente	28,278	27,957	1.1%
Activos por derecho de uso	2,655	2,405	10.4%
Intangibles	591	511	15.7%
Activos por impuestos diferidos	9,224	9,629	(4.2%)
Otros activos financieros	2,512	23	10,821%
Goodwill y otros activos	1,231	1,351	(8.9%)
Total activos no corrientes	166,788	160,876	3.7%
Total activos	206,546	203,532	1.5%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	7,972	11,902	(33.0%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	13,156	16,480	(20.2%)
Provisiones por beneficios a empleados	2,713	2,562	5.9%
Pasivos por impuestos corrientes	660	595	10.9%
Provisiones y contingencias	620	804	(22.9%)
Otros pasivos	1,485	412	260.4%
Total pasivos corrientes	26,606	32,755	(18.8%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	74,249	69,002	7.6%
Provisiones por beneficios a empleados	14,040	14,866	(5.6%)
Pasivos por impuestos no corrientes	523	534	(2.1%)
Provisiones y contingencias	12,571	12,327	2.0%
Otros pasivos	283	311	(9.0%)
Total pasivos no corrientes	101,666	97,040	4.8%
Total pasivos	128,272	129,795	(1.2%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	78,274	73,737	6.2%
Total patrimonio	78,274	73,737	6.2%
Total pasivos y patrimonio	206,546	203,532	1.5%

Tabla 9: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	3T 2024	3T 2023	% Part.	9M 2024	9M 2023	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	212.5	172.9	44.5%	188.5	154.7	42.8%
Asia	218.8	208.0	45.8%	224.2	223.6	50.9%
América Central / Caribe	0.0	0.0	0.0%	1.8	0.0	0.4%
Otros	21.2	0.3	4.4%	12.6	19.7	2.9%
Europa	21.5	21.7	4.5%	10.3	25.2	2.3%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	1.8	0.0%
América del Sur	3.9	3.7	0.8%	2.6	1.2	0.6%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Total	477.8	406.5	100.0%	440.1	426.3	100.0%

Productos - kbped	3T 2024	3T 2023	% Part.	9M 2024	9M 2023	% Part.
América Central / Caribe	15.5	31.5	12.5%	32.3	27.8	29.2%
Costa del Golfo EE.UU.	47.9	37.7	38.7%	42.0	37.8	38.0%
Asia	17.7	21.8	14.3%	16.5	23.6	14.9%
América del Sur	42.1	6.4	34.0%	17.6	7.0	15.9%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Europa	0.1	0.1	0.1%	1.9	4.4	1.7%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Otros	0.5	17.4	0.4%	0.5	11.5	0.4%
Total	123.7	114.9	100.0%	110.7	112.1	100.0%

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

Tabla 10: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales - kbped	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)
Crudo	218.4	195.2	11.9%	213.5	203.4	5.0%
Gas	6.6	3.3	100.0%	6.6	3.7	78.4%
Productos	3.2	3.0	6.7%	3.3	3.2	3.1%
Diluyente	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Total	228.3	201.5	13.3%	223.4	210.3	6.2%

Importaciones - kbped	3T 2024	3T 2023	Δ (%)	9M 2024	9M 2023	Δ (%)
Crudo	46.1	57.8	(20.2%)	49.1	67.3	(27.0%)
Productos	92.7	91.9	0.9%	74.6	81.0	(7.9%)
Diluyente	34.7	25.5	36.1%	31.1	24.8	25.4%
Total	173.6	175.2	(0.9%)	154.7	173.2	(10.7%)

Total	401.9	376.7	6.7%	378.1	383.5	(1.4%)
--------------	--------------	--------------	-------------	--------------	--------------	---------------

Tabla 11: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Milonga-1	A3	Perdices	Colombia Norte	Hocol 100% (operador)	Seco	Enero 29/2024
2	Primero	Machin-1ST1	A3	VMM32	VMM	Ecopetrol 51% (Operador)	Seco	Febrero 29/2024
3	Segundo	Toritos Norte-1	A2c	LLA123	LLanos Central	Hocol 50% (operador) Geopark 50%	En Evaluación	Mayo 23/2024
4	Segundo	Rocoto-1HZ	A2a	Fortuna	VMM	Parex 80% (Operador) ECP 20%	Seco	Mayo 20/2024
5	Tercero	Guamal Profundo-1	A1	CPO-9	Llanos Sur	Ecopetrol 55% (Operador) - Repsol 45%	Evaluación	Julio 20/2024
6	Tercero	Sirius-2	A1	Gua Off 0	Caribe offshore	Petrobras 44,44% (operador) - Ecopetrol 55,56%	Exitoso	Agosto 06/2024
7	Tercero	Toritos-2	A1	LLA123	LLanos Central	Hocol 50% (operador) Geopark 50%	Evaluación	Julio 18/2024
8	Tercero	Toritos Sur-1	A2C	LLA123	Llanos Central	Hocol 50% (Operador) - Geopark 50%	Evaluación	Agosto 27/2024
9	Tercero	Caripeto-1	A2C	Rondon	Llanos Norte	Sierracol 35% (operador) - Ecopetrol 65%	Evaluación	Agosto 20/2024
10	Tercero	Pau Brasil	A3	Pau Brasil	Santos	BP 50% (Operador) - CNOOC 30% - Ecopetrol 20%	Seco	Agosto 8/2024

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

Indicadores HSE*	3T 2024	3T 2023	9M 2024	9M 2023
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.49	0.35	0.29	0.26
Incidentes ambientales**	8	0	8	1

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