



SÓLIDO CUMPLIMIENTO DE METAS OPERATIVAS Y FINANCIERAS



Reservas IRR del 104%



Récord en generación de flujo de caja libre 23.1BCOP



Pago total a nuestros accionistas 42 BCOP

Inversiones orgánicas e inorgánicas por 6,119 MUSD (Principalmente Colombia 65% y Estados Unidos 18%)

Energías para la Transición 12M-2024

Gas Natural y GLP

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

Hidrógeno
Aprobación "Proyecto Coral" en la Refinería de Cartagena

Hidrocarburos 12M24

Producción: **746 Kbped** (+9.2 Kbped vs 12M23)

Transporte: **1,119 Kbd** (+5.8 Kbd vs 12M23)

Refinación: **414 Kbd** (-5.8 Kbd vs 12M23)

Exploración, Desarrollo y Producción

- Permian**: Extensión del Joint Venture en Midland
- Colombia**: Acuerdos firmados con Parex para activar áreas exploratorias y de desarrollo
- Bloque CPO-09**: Adquisición del 45% restante a Repsol

Transmisión y vías 12M-2024

Adjudicación

ISA ganó la primera licitación del Plan Misión Transmisión de la UPME. Capex - USD 38.2 millones

18% de aporte al EBITDA del GE

Avanzando en las energías para la transición



Ranking DJSI

Segunda mejor calificación en el segmento de petróleo y gas integrado a nivel mundial del DJSI



611 MW

de incorporación de fuentes no convencionales de energías renovables frente a la meta de 900 MW al 2025.



Eficiencia Energética

Se alcanzó una optimización del consumo interno acumulado de 19.92 PJ* desde 2018

*Petajulios



Contribución positiva de la SosTECnibilidad®

Aporte de -183 mM COP a la Utilidad Neta del Grupo



1º certificación

"Muy Satisfactorio" Great Place to Work



Finalizamos el 2024 con resultados operativos robustos que impulsaron los logros de toda la compañía de acuerdo con las metas establecidas a inicio de año. Presentamos un sólido plan financiero y de inversiones para 2025, el cual es el resultado de un proceso de

planeación riguroso de todo el Grupo Ecopetrol, buscando generar valor sostenible para nuestros accionistas. Gracias a nuestro programa de eficiencias en EBITDA, capex y Capital de trabajo, logramos optimizaciones récord por COP 5.3 Billones.

En el 2024 se registraron ingresos por COP 133.3 billones, una utilidad neta de COP 14.9 billones, un EBITDA de COP 54.1 billones y un margen EBITDA de 41%. Por su parte, el indicador de deuda bruta/EBITDA fue de 2.2 veces y el retorno sobre el capital empleado (ROACE) fue de 10.2%. El Grupo Ecopetrol ejecutó inversiones por un total de USD 6,119 millones (COP 24.9 billones), donde USD 5,880 millones (COP 23.9 billones) corresponden a inversiones orgánicas y USD 239 millones (~COP 1 billón) corresponden a inversiones inorgánicas. Contribuimos al país con transferencias totales a nuestros accionistas por COP 42 billones.

En la línea de negocio de **Hidrocarburos**, destacamos una reposición de reservas de 104%, incorporando 260 MBPE. En el frente de crudo nuestros activos actuales lograron un índice de reposición de reservas orgánico del 111% como grupo Ecopetrol y en Colombia el 121% demostrando su potencial. De igual manera, la adquisición del campo CPO-09 a Repsol, donde obtuvimos 100% de la propiedad, añadió 32 MBPE a nuestras reservas. La vida media de las reservas se ubica en 7.6 años, de los cuáles 7.8 años corresponden a líquidos y 6.7 años a gas. Resaltamos la extensión del Joint Venture en Permian. Así mismo, destacamos el desempeño positivo de la producción, que se ubicó en 746 kbped, superando las expectativas del año, representando un incremento de 1.2% frente al año anterior. Igualmente, superamos la meta de volúmenes transportados con 1,119 kbd (+5.8) y en refinación, completamos exitosamente el plan anual de paradas de planta y mantenimientos mayores, logrando cargas de refinación en 414 kbd (-5.8) resaltando una disponibilidad operacional del 94.5%.

Los resultados se soportaron también en una efectiva **gestión comercial** donde la realización de inventarios de crudo permitió cerrar el año sin inventarios en tránsito. El diferencial contable de la canasta de crudos fue de USD 6.5/BI versus USD 8.7/BI en 2023. Esta mejora se obtuvo por la diversificación de geografías gracias a la gestión de las oficinas de trading en Colombia, Estados Unidos y Singapur, capturando las oportunidades del mercado y maximizando el beneficio para el grupo. Así mismo, durante el 4T24 se realizaron operaciones de comercialización de crudo de terceros con crudo WTI Midland, Vasconia y Oriente por un total de 1.6 mbbls, en destinos como EEUU, África y Jamaica, apalancando los objetivos estratégicos del negocio, y permitiendo incrementar el posicionamiento de Ecopetrol en los mercados de crudos intermedios y livianos.

En la línea de **Energías para la transición**, destacamos una optimización energética de 4.17 Petajulios con un impacto en 349,735 toneladas de CO₂e y un ahorro de alrededor de COP 128 mil millones en las operaciones del Grupo Ecopetrol. Así mismo, para el 4T24 destacamos la aprobación de la fase III del proyecto Coral, con una capacidad de producción de hasta 880 toneladas por día de hidrógeno verde en la Refinería de Cartagena.

Finalmente, en la línea de **Transmisión y Vías**, ISA ganó la primera licitación del Plan Misión Transmisión de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) para garantizar y asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico de la costa caribe colombiana. Así mismo, se resalta la importancia de ISA en el aporte al EBITDA del Grupo Ecopetrol.

De cara a 2025, nos posicionaremos para continuar generando valor y rentabilidad a nuestros accionistas bajo estrictos criterios de disciplina de capital, enfocados en eficiencias y fortaleciendo nuestro negocio tradicional para potenciar las energías para la transición. Todo ello en el marco de un Gobierno Corporativo sólido y bajo un esquema de institucionalidad robusto. Agradezco a todos los trabajadores del Grupo Ecopetrol por su arduo trabajo en 2024 y los animo a seguir avanzando a lo largo de este nuevo año.

Ricardo Roa Barragán
Presidente Ecopetrol S.A.

Durante 2024, el Grupo Empresarial Ecopetrol logró: i) el nivel de producción más alta de los últimos 9 años por 746 kbped, ii) un récord en volumen de ventas de 1,012 kbped, iii) altos niveles inversión de capital de USD 6.1 billones, iv) incorporación de eficiencias por COP 5.3 billones y v) un índice de incorporación de reservas del 104%. Lo anterior permitió generar un EBITDA de COP 54.1 billones, una utilidad neta atribuible a accionistas de COP 14.9 billones y margen EBITDA de 41%, en un entorno de menores precios, inflación y retos de entorno.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2024	4T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	34,792	34,794	(2)	(0.0%)	133,328	143,079	(9,751)	(6.8%)
Depreciación y amortización	3,789	3,540	249	7.0%	14,646	13,205	1,441	10.9%
Costos variables	14,092	14,224	(132)	(0.9%)	50,545	55,906	(5,361)	(9.6%)
Costos fijos	6,313	5,543	770	13.9%	21,290	19,067	2,223	11.7%
Costo de ventas	24,194	23,307	887	3.8%	86,481	88,178	(1,697)	(1.9%)
Utilidad bruta	10,598	11,487	(889)	(7.7%)	46,847	54,901	(8,054)	(14.7%)
Gastos operacionales y exploratorios	1,657	3,787	(2,130)	(56.2%)	9,254	11,155	(1,901)	(17.0%)
Utilidad operacional	8,941	7,700	1,241	16.1%	37,593	43,746	(6,153)	(14.1%)
Gastos financieros, neto	(2,376)	(1,486)	(890)	59.9%	(8,519)	(5,665)	(2,854)	50.4%
Participación en resultados de compañías	262	199	63	31.7%	764	805	(41)	(5.1%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	6,827	6,413	414	6.5%	29,838	38,886	(9,048)	(23.3%)
Provisión impuesto a las ganancias	(2,502)	(454)	(2,048)	451.1%	(10,921)	(14,692)	3,771	(25.7%)
Utilidad neta consolidada	4,325	5,959	(1,634)	(27.4%)	18,917	24,194	(5,277)	(21.8%)
Interés no controlante	(1,132)	(851)	(281)	33.0%	(4,680)	(4,243)	(437)	10.3%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	3,193	5,108	(1,915)	(37.5%)	14,237	19,951	(5,714)	(28.6%)
Recuperación (gasto) por impairment de activos de largo plazo	876	(2,087)	2,963	(142.0%)	867	(2,098)	2,965	(141.3%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(171)	1,207	(1,378)	(114.2%)	(169)	1,209	(1,378)	(114.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,898	4,228	(330)	(7.8%)	14,935	19,062	(4,127)	(21.7%)
EBITDA	11,877	12,251	(374)	(3.1%)	54,143	60,718	(6,575)	(10.8%)
Margen EBITDA	34.1%	35.2%	-	(1.1%)	40.6%	42.4%	-	(1.8%)

Las cifras incluidas en este reporte 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 acumulados al cierre de 2024 de COP 133.3 billones presentaron una disminución de 6.8% correspondientes a COP -9.8 billones versus 2023, como resultado neto entre:

- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos y productos de -4.4 USD/BI (COP -6.1 billones), por pérdida del diferencial de productos refinados y menor precio de referencia Brent, compensado parcialmente con el fortalecimiento del diferencial negociado de crudos.
- Efecto cambiario negativo en los ingresos (COP -5.2 billones), por menor tasa de cambio promedio.
- Mejor desempeño operativo (COP +1.5 billones), proveniente de las mayores ventas de hidrocarburos de +6.7 kbped y prestación de servicios de transmisión de energías, principalmente por el reconocimiento del ingreso no recurrente en agosto de la revisión tarifaria de las Filiales de ISA en Brasil.

Los ingresos por ventas totalizaron COP 34.8 billones en el 4T24 y se mantuvieron en el mismo nivel del 4T23 (COP 34.8 billones), como resultado neto entre:

- Aumento en la tasa de cambio promedio, favoreciendo los ingresos (COP +2.3 billones).
- Incremento en el volumen de ventas (COP +0.9 billones, +27.5 kbped), principalmente por: i) mayor gestión comercial para la realización de inventarios de crudo, que permitió cerrar el año sin inventarios en tránsito y ii) mayores exportaciones de combustibles y gasóleos. Lo anterior se compensó parcialmente con una menor producción de crudos y gas.
- Mayores ingresos por servicios de transmisión de energías y vías (COP +0.7 billones).
- Menor precio promedio ponderado de la canasta de venta de -9.9 USD/BI (COP -3.9 billones), por menor precio de referencia Brent y pérdida del diferencial de crudos y productos refinados.

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)
Destilados Medios	201.0	186.1	8.0%	188.1	175.0	7.5%
Gasolinas	133.2	140.6	(5.3%)	130.2	145.5	(10.5%)
Gas Natural	80.4	93.1	(13.6%)	84.9	91.6	(7.3%)
Industriales y Petroquímicos	19.2	20.8	(7.7%)	18.5	21.2	(12.7%)
GLP y Propano	13.3	16.6	(19.9%)	15.0	17.9	(16.2%)
Otros	0.1	0.1	0.0%	0.2	1.5	(86.7%)
Total Volúmenes Locales	447.2	457.3	(2.2%)	436.9	452.7	(3.5%)
Volumen de Exportación - kbped	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)
Crudo	463.3	441.0	5.1%	445.9	430.0	3.7%
Productos	127.0	113.6	11.8%	114.8	112.5	2.0%
Gas Natural*	14.2	12.3	15.4%	14.1	9.9	42.4%
Total Volúmenes de Exportación	604.5	566.9	6.6%	574.8	552.4	4.1%
Total Volúmenes Vendidos	1,051.7	1,024.2	2.7%	1,011.6	1,005.0	0.7%

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

El total de volumen vendido durante el 4T24 ascendió a 1,052 kbped, 2.7% mayor frente al 4T23, como resultado principalmente de un incremento en los volúmenes de exportación.

Las ventas internacionales, que representaron el 57% del total, evidenciaron un incremento del 6.6% (+37.6 kbped) en el 4T24 versus el 4T23, debido a:

- Incremento del 5.1% (+22.3 kbped) en exportación de crudos debido a: (i) mayor realización de volúmenes de crudo en tránsito, y (ii) mayor disponibilidad de crudo para exportación por disminución de las cargas a refinerías debido a eventos operativos y de entorno.

- Incremento del 11.8% (+13.4 kbped) en exportación de productos debido a mayores exportaciones de combustóleo y gasóleos de vacío por mayor disponibilidad, parcialmente afectados por menores exportaciones de diésel por priorización de abastecimiento del mercado nacional.
- Incremento del 15.4% (+1.9 kbped) en ventas de Gas Natural por un sólido desempeño de la campaña de desarrollo de Permian.

Las ventas en Colombia, que representaron el 43% del total, mostraron una disminución de 2.2% (-10 kbped) versus 4T23, debido principalmente a:

- Disminución del 13.6% (-12.7 kbped) en ventas de gas explicada por menor producción en los campos de Guajira, Floreña y Cusiana , lo anterior compensado parcialmente por un aumento de producción en los campos Palagua, Provincia y Lisama.
- Disminución del 19.9% (-3.3 kbped) en ventas de GLP y Propano por menor demanda para dilución de crudos pesados, principalmente en Cusiana y Cupiagua
- Disminución del 5.3% (-7.4 kbped) en ventas de gasolina explicada por menor demanda nacional asociada a incremento de precios.
- Disminución del 7.7% (-1.6kbped) en ventas industriales y petroquímicos explicada principalmente por menor demanda nacional de asfalto.
- Incremento del 8% (+14.9 kbped) en ventas de destilados medios explicado por mayores consumos de diésel para atender los requerimientos de quemadores industriales y grandes consumidores.

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

USD/BI	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)
Brent	74.0	82.9	(10.7%)	79.9	82.2	(2.8%)
Canasta de Venta de Gas	29.3	27.2	7.7%	27.8	28.4	(2.1%)
Canasta de Venta de Crudo	67.5	78.4	(13.9%)	73.4	73.5	(0.1%)
Canasta de Venta de Productos	80.0	92.9	(13.9%)	86.8	96.1	(9.7%)

Crudos: En el 4T24 versus 4T23, se observó un debilitamiento de 10.9 USD/BI en los precios de la canasta de crudo pasando de 78.4 USD/BI a 67.5 USD/BI. El indicador del crudo disminuyó principalmente por condiciones de mercado como: i) la desaceleración de la demanda de crudo global principalmente por el menor consumo del mayor importador de crudo, China ii) incertidumbre geopolítica principalmente en EEUU por elecciones presidenciales en noviembre iii) conflictos geopolíticos en Oriente Medio y Rusia – Ucrania. Se puede resaltar que a pesar de la incertidumbre de mercado aún se mantiene un diferencial fortalecido de un dígito.

Productos Refinados: En el 4T24 versus 4T23, la canasta de venta de productos se debilitó en 12.8 USD/BI, pasando de 92.9 USD/BI a 80 USD/BI, explicado por el debilitamiento del Brent en 8.9 USD/BI y por la caída en los indicadores internacionales de precios de gasolina y diésel, debido a una mayor oferta en la cuenca del Atlántico y un mercado de diésel con mayores flujos de comercio por la llegada de producto ruso a Suramérica.

Gas Natural: El precio de las ventas de gas se fortaleció 2.1 USD/BI, pasando de 27.2 USD/BI a 29.3 USD/BI debido principalmente a la indexación de precios al Índice de Precios al Productor (IPP) de EEUU.

Programa de Coberturas: Durante el 4T24 se continuó con la ejecución de coberturas tácticas con volúmenes cubiertos que ascendieron en Ecopetrol S.A. a 2.35 mbls sobre indicador, correspondientes a exportaciones de crudo. Adicionalmente, por parte de Ecopetrol Trading Asia, se ejecutaron coberturas tácticas para 3.61 mbls sobre indicador, y por parte de Refinería de Cartagena S.A., se ejecutaron coberturas tácticas para 0.75 mbls sobre indicador.

Costo de Ventas

El costo de ventas presentó una disminución de -1.9% equivalente a COP -1.7 billones acumulados al cierre de 2024 frente al 2023 y un incremento de +3.8% equivalente a COP +0.9 billones en el 4T24 versus 4T23. A continuación, los hechos más relevantes que se presentaron en cada componente del costo:

Costos Variables

Los costos variables acumulados al cierre de 2024 presentaron una disminución de -9.6% o de COP -5.3 billones versus 2023, como resultado de:

- Disminución en el valor de las compras y otros costos variables (COP -5.1 billones), por efecto neto entre: i) menor precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones de -4.3 USD/BI (COP -2.7 billones), ii) efecto positivo en compras por menor tasa de cambio promedio (COP -2.7 billones) y iii) incremento en otros costos variables (COP +0.3 billones), principalmente por mayor volumen comprado de +4.4 kbped, en especial de destilados medios para atender la demanda nacional, ante mantenimientos y eventos operativos de la Refinería de Cartagena.
- Fluctuación de inventarios (COP -0.2 billones), principalmente por la realización del 100% de inventarios en tránsito al cierre de 2024 que apalancó el mayor nivel de ventas del trimestre.

Los costos variables presentaron una disminución de -0.9% equivalente a COP -0.1 billones en el 4T24 frente al 4T23, explicado por el efecto combinado entre: i) menor precio promedio ponderado de compras de -12.0 USD/BI, asociado al menor precio de referencia Brent (COP -2.3 billones), ii) mayor volumen comprado (COP +1.5 billones, +33.9 kbped), principalmente importación de combustibles para atender la demanda nacional, ante problemas de integridad en las líneas de transporte que ocasionaron menor suministro de crudo para la Refinería de Barrancabermeja, iii) incremento de la tasa de cambio promedio en las compras (COP +0.7 billones).

Costos Fijos: Aumento de +11.7% equivalente a COP +2.2 billones en el 2024 frente al 2023 y aumento de +13.9% equivalente a COP +0.8 billones en el 4T24 frente al 4T23, por: i) mayor actividad de construcción de ISA en Brasil, ii) incremento de los costos de mantenimiento y de apoyo a la operación en campos, por efecto neto entre, mayor ejecución de actividad, inflación en tarifas de contratos y menor TRM promedio en costos y iii) mayor costo laboral, principalmente por el incremento salarial frente al año anterior.

Depreciación y Amortización:

Aumento de +10.9% equivalente a COP +1.4 billones acumulados al cierre de 2024 frente al 2023, por un mayor nivel de inversión de capital e incremento de la producción en Permian. Lo anterior, fue compensado parcialmente con un mayor nivel de reservas que se traduce en una menor tasa de depreciación y efecto cambiario en la depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada una menor tasa de cambio promedio.

En el 4T24 frente al 4T23 se presentó un aumento de +7.1% equivalente a COP +0.2 billones. Se destaca efecto cambiario en la depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada mayor tasa de cambio promedio y mayor ejecución de CAPEX.

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

Los gastos operacionales, neto de otros ingresos (antes de *impairment* de activos de largo plazo), presentaron una disminución de -17.0% equivalente a COP -1.9 billones en el 2024 frente al 2023 y de -56.2% equivalente a COP -2.1 billones en el 4T24 frente al 4T23, explicado principalmente por:

- Ingreso no recurrente de COP 1.7 billones (antes de impuestos), relacionado con la adquisición de Ecopetrol a Repsol del 45% de participación en el contrato de asociación CPO-09 con efectos económicos a partir del 31 de diciembre de 2024, que generó un efecto positivo en el resultado del 2024 por la valoración a precios de mercado tanto de la porción adquirida como de la preexistente en Ecopetrol S.A.

del 55%, en cumplimiento con las Normas Internacionales de Información Financiera de Combinación de Negocios.

- Disminución en otros gastos operacionales y exploratorios de COP -0.2 billones en el 2024 frente al 2023 y de COP -0.4 billones en el 4T24 frente al 4T23.

Impairment de activos de largo plazo

Como resultado del ejercicio anual de comparar valores en libros de los activos frente a valores del mercado bajo las normas IFRS, se presenta una recuperación de *impairment* de activos de largo plazo por COP +0.9 billones antes de impuestos para el 2024 así:

- **Refinación y petroquímica:** Recuperación por COP +1.3 billones principalmente por: i) mejora en los diferenciales de los precios de productos refinados en el mediano y largo plazo por condiciones de mercado, ii) priorización de crudos locales para Refinería de Cartagena y iii) menor tasa de descuento vs 2023.
- **Transporte y logística:** Recuperación por COP+0.1 billones principalmente por efecto de mayor tasa de cambio de cierre del 2024 vs 2023 que impacta ingresos de oleoductos que tienen tarifas en dólares y el ajuste positivo en la tarifa de oleoductos por efectos macroeconómicos dada la resolución del Ministerio de Minas y Energía de septiembre de 2024.
- **Exploración y producción:** Deterioro por COP -0.5 billones principalmente en Ecopetrol América dados los menores precios de corto y largo plazo así como la reclasificación de reservas.

Resultado Financiero (No Operacional)

El gasto financiero (no operacional) aumentó +50.4%, equivalente a COP +2.9 billones en 2024 frente al 2023, como resultado neto de:

- Menor ingreso por diferencia en cambio de COP +2.3 billones, asociado principalmente al ingreso registrado en 2023 dada la mayor exposición cambiaria y la mayor volatilidad en la tasa de cambio versus la menor exposición presentada en 2024, gestionada a través de coberturas naturales contables de tipo de cambio.
- Incremento en gastos por intereses de deuda (COP +0.5 billones), por mayores tasas de interés en las operaciones de manejo de deuda realizadas en 2024.
- Menores rendimientos y valoración del portafolio de inversiones y cuentas bancarias debido a la disminución en las tasas de mercado en el 2024 (COP +0.3 billones).
- Disminución en otros gastos financieros (COP -0.2 billones).

En el 4T24 versus 4T23, el resultado financiero presenta un efecto de mayor gasto de +60.0% equivalente a COP +0.9 billones, explicado principalmente por: i) menor ingreso por diferencia en cambio de COP +0.6 billones principalmente por el mayor ingreso registrado en el 4Q de 2023 asociado a la mayor exposición cambiaria vs la menor exposición del 4Q de 2024 y; ii) mayor gasto por intereses de deuda de COP +0.3 billones asociados a las operaciones de manejo de deuda realizadas en 2024.

Impuesto a las Ganancias

La Tasa Efectiva de Tributación para el 2024 se ubica en 36.1%, en niveles similares a la presentada en el 2023 (36.7%), para ambos periodos la sobretasa de renta equivale al 10% para las compañías de hidrocarburos en Colombia.

La Tasa Efectiva de Tributación para el 4T24 se ubicó en 34.7% frente a -17.4% en el 4T23. La variación entre dichos periodos se deriva principalmente de por los siguientes efectos positivos en resultados del 2023 reconocidos de manera retroactiva en dicho año en el 4T23: i) la actualización de la provisión por el impuesto de renta, dado el fallo de la Corte Constitucional de noviembre de 2023 que declaró inconstitucional el parágrafo 1

del Artículo 19 de la Ley 2277 de 2022 o Ley de Reforma Tributaria, el cual prohibía deducir de la renta gravable los pagos por concepto de regalías y ii) actualización de la sobretasa al impuesto de renta del 2023, pasando del 15% al 10%.

Utilidad Neta

La Utilidad Neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol para 2024 se ubicó en COP 14.9 billones, inferior en COP -4.1 billones versus 2023, como resultado del efecto compensado entre: i) destacado desempeño operativo y comercial que generó COP +1.9 billones de mayor utilidad y ii) los factores externos relacionados con precios de hidrocarburos, tipo de cambio e inflación que impactaron los resultados en COP -6.1 billones. Sin estos factores externos que no son controlables por la Compañía, la Utilidad Neta del Grupo Empresarial Ecopetrol habría cerrado en COP 21.0 billones, reflejando un incremento del 10% frente al 2023.

La Utilidad Neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol para el 4T24 se ubicó en COP 3.9 billones, inferior en COP -0.3 billones versus 4T23, como resultado principalmente del efecto compensado entre: i) una mejor gestión operativa y comercial que generó COP +0.6 billones de mayor utilidad vs 4T23 y ii) los factores externos relacionados con precios de hidrocarburos, tipo de cambio e inflación que impactaron los resultados en COP -0.9 billones vs 4T23. Sin estos factores externos que no son controlables por la Compañía, la Utilidad Neta del Grupo Empresarial Ecopetrol habría cerrado en COP 4.8 billones, reflejando un incremento del 13% frente al 4T23.

Estado de Situación Financiera

Los activos del Grupo Ecopetrol aumentaron en COP +19.1 billones o 6.8%, frente al año anterior principalmente por i) aumento en activos fijos (COP +17.6 billones), por el efecto neto entre mayor CAPEX, el efecto de conversión de las filiales con moneda de origen diferente al peso colombiano y la depreciación, ii) aumento en impuestos (COP +6.7 billones), por mayor anticipo de renta e IVA y actualización del impuesto diferido y iii) mayor efectivo atribuido a la actividad operacional, compensado parcialmente con iv) menores cuentas por cobrar por el pago del FEPC acumulado en 2023 por COP -20.5 billones versus lo causado en 2024 (COP +7.6 billones).

Los pasivos aumentaron en COP +12.2 billones o 6.8% respecto al año anterior, por el efecto neto entre: i) aumento de las obligaciones financieras principalmente por re-expresión con la tasa de cierre sobre la deuda cuya moneda de origen es diferente al peso colombiano (COP +14.2 billones), compensado parcialmente con: ii) menor provisión de abandono y otros pasivos (COP -2.0 billones).

El **patrimonio** del Grupo Ecopetrol al cierre del 2024 fue de COP 110.0 billones el cual aumentó COP +6.9 billones frente al 2023, principalmente por el resultado del periodo 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 76% del patrimonio corresponde a los accionistas de Ecopetrol y el 24% restante al interés no controlante.

Flujo de Caja, Deuda y FEPC

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de millones (COP)	4T 2024	4T 2023	12M 2024	12M 2023
Efectivo y equivalentes inicial	14,099	12,071	12,336	15,401
(+) Flujo de la operación	9,580	10,400	45,128	19,801
(-) CAPEX	(6,869)	(7,224)	(20,928)	(24,092)
(-) Adquisición de activos – CPO09	(880)	-	(880)	-
(+/-) Movimiento de Portafolio inversiones	782	(27)	(2,455)	976
(-) Inversiones en subsidiarias, neto de efectivo	-	-	(158)	-
(+/-) Otras actividades inversión	740	690	2,387	3,096
(-) Pagos de capital e intereses deuda	(3,028)	(297)	(7,092)	5,261
(-) Pago de dividendos	(632)	(1,711)	(15,565)	(5,571)
+(-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	272	(1,545)	1,312	(2,491)
(+/-) Otras actividades financiación	(10)	(21)	(31)	(45)
Efectivo y equivalentes final	14,054	12,336	14,054	12,336
Portafolio de inversiones > 3 meses	4,141	2,001	4,141	2,001
Caja total	18,195	14,337	18,195	14,337

Flujo de Caja

Al cierre del 2024, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 18.2 billones (31% COP y 69% USD). Durante el 2024 el principal movimiento que generó liquidez para el Grupo fue el proveniente del flujo de la operación por COP +45.1 billones, asociado principalmente al recaudo del FEPC, generando una mejora en el capital de trabajo. Las principales salidas de efectivo en el periodo fueron: i) los desembolsos de CAPEX, ii) adquisición del 45% de participación en el contrato CPO-09, iii) el pago de dividendos y iv) el pago de los intereses de la deuda.

Deuda

Al cierre del año 2024, el saldo de la deuda en el balance es de COP 120.0 billones, equivalentes a USD 27,208 millones (la deuda consolidada de Grupo ISA aporta USD 7,823 millones), presentando un incremento neto de COP +14.1 billones frente al año 2023. El incremento de la deuda es explicado principalmente por el efecto derivado de la devaluación del peso frente al dólar sobre las obligaciones financieras en dólares, reconocido en el patrimonio, a través de la contabilidad de coberturas.

El indicador Deuda Bruta/EBITDA al cierre del año fue de 2.2 veces, inferior al nivel establecido para el 2024 (2.5 veces). La relación Deuda/Patrimonio al cierre de diciembre fue de 1.1 veces.

Durante el 2024 se lograron refinanciar USD 4,765 millones extendiendo la vida media de la deuda y asegurando una alta proporción de los vencimientos de la compañía hasta el 2029.

FEPC

Al cierre del 2024 la cuenta por cobrar al FEPC es de COP 7.6 billones, siendo el saldo más bajo desde el cierre del 2020. En el 2024 se presentó una disminución de COP -20.5 billones frente al 2023, explicado principalmente por los pagos recibidos por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público por COP -20.5 billones correspondientes a la causación de 2023, compensado parcialmente con la causación del 2024 por COP +7.6 billones.

Eficiencias

En 2024 el Grupo Ecopetrol continuó materializando su estrategia integral de eficiencias y competitividad con un aporte récord de COP 5.3 billones, excediendo la meta del plan para 2024 de COP 3.7 billones. A continuación, se resumen las principales acciones:

Acciones enfocadas en mejorar el EBITDA del Grupo, las cuales han alcanzado un valor de COP 3.3 billones, concentradas en:

- Las estrategias de mejora de márgenes e ingresos que sumaron COP 1.4 billones.
- Las eficiencias en el costo por COP 425 mil millones y consumo de energía COP 150 mil millones aportaron para un total de COP 575 mil millones donde se destaca i) estrategias de eficiencia y optimización de uso de gas, ii) optimización en el costo de combustibles a través de la maquila con terceros que permitió una mayor autogeneración en Rubiales, iii) optimización de la autogeneración y el aumento en la eficiencia energética en las operaciones de producción, refinación y transporte con mejoras en el control operativo y con la incorporación de tecnologías (nanotecnología y motores de imanes permanentes).
- Eficiencias por COP 246 mil millones en mantenimiento y COP 32 mil millones en tratamiento de fluidos, gracias a la ejecución de: i) estrategia de abastecimiento con descuentos en contratos, mejores tarifas en tratamientos químicos y en mantenimiento civil y ambiental, ii) el reúso de materiales y iii) eficiencia operacional en servicios de mantenimiento a pozo, entre otros.
- Captura de sinergias en la cadena de Hidrocarburos para incrementar ingresos y optimizar costos en el uso de infraestructura de transporte por el orden de COP 0.5 billones.
- Las iniciativas con foco en la optimización de costos administrativos y de soporte de la operación, cuya contribución al resultado fue de COP 184 mil millones. Se destacan iniciativas de control de costos fijos

de apoyo a la ejecución de actividades en campo (servicios de alimentación, catering y transporte regional), optimización de licenciamiento, infraestructura y tecnología digital, entre otros.

Acciones enfocadas en optimizar las inversiones en proyectos (eficiencias en Capex) alcanzaron eficiencias por COP 1.5 billones.

- En perforación y completamiento se destacan iniciativas de tecnología para la reducción del tiempo de operación real vs planeado y los tiempos no productivos en las operaciones de perforación, estrategias de contratación, negociaciones y movilizaciones de equipos de taladro, optimización de materiales y servicios entre otras. Se logró 210 USD/ft frente a un plan de 221 USD/ft y un costo de completamiento de 389 KUSD/pozo de un plan de 457 KUSD/pozo.
- En Permian se destaca el desempeño en las operaciones de perforación en Delaware y de completamiento en Midland.
- En facilidades de la Línea de Negocio de Hidrocarburos se destacan eficiencias por iniciativas de negociación de tarifas de equipos y servicios con proveedores, uso 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).

Adicionalmente, se generaron acciones enfocadas a mejorar el capital de trabajo, favoreciendo la caja de la compañía en COP 0.5 billones, la reducción de inventarios a través de la gestión de materiales con alcance intercentros¹, reducción de costos en actividades de abandono y gestión tributaria apalancado principalmente en la reducción de las tarifas de autoretencción.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Inversiones Grupo Ecopetrol Millones (USD) Negocio	Total 12M 2024		
	MUSD	BCOP Equivalente	% Participación
Hidrocarburos*	3,942	16.0	67%
Energías para la Transición**	780	3.2	13%
Transmisión y Vías	1,158	4.7	20%
Total	5,880	23.9	100%

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

TRM Promedio: 4,071.35

** Incluye inversiones en gas y Transición Energética

***Incluye solo inversiones orgánicas

Al cierre del 4T24 el Grupo Ecopetrol ejecutó inversiones de capital por un total de USD 6,119 millones (COP 24.9 billones). Dentro de estas, el Grupo realizó inversiones orgánicas por USD 5,880 millones (COP 23.9 billones) e inorgánicas (adquisición de participación restante en CPO-09 y adquisición de participación accionaria en ODC llevada a cabo por parte de Ocesa) por un equivalente a USD 239 millones (~COP 1 billón). Las inversiones del Grupo Ecopetrol se realizaron principalmente en Colombia equivalentes al 65% y el restante 35% a nivel internacional, principalmente en Estados Unidos (18%), Brasil (11%) y otras geografías (6%).

Hidrocarburos

La línea de hidrocarburos representó el 67% del total de las inversiones orgánicas del Grupo con USD 3,942 millones (COP 16.0 billones). Sin incluir inversiones en gas, ni proyectos de eficiencia energética. Se destinaron USD 3,030 millones (COP 12.3 billones) para las actividades de exploración y producción de crudo. Estos recursos se ejecutaron principalmente en Colombia (70%) principalmente en el departamento del Meta en los

¹ Intercentros: Áreas de almacenamiento de inventario distribuidas en varias áreas geográficas del país.

campos Caño Sur, Castilla, Rubiales y Chichimene, y a nivel internacional en la cuenca del Permian en Estados Unidos (28%) y Brasil (2%).

En el segmento de transporte, las inversiones fueron de USD 341 millones (COP 1.4 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.

En el segmento de Refinación se destinaron USD 458 millones (COP 1.9 billones) para garantizar la continuidad operativa de las refinерías, enfocadas principalmente en mantenimientos y proyectos de cumplimiento normativo como control de emisiones SOX y línea base de calidad de combustibles en la Refinería de Barrancabermeja.

Energías para la Transición

En la línea de Energías para la Transición, se han invertido USD 780 millones (COP 3.2 billones) que representan el 13% frente al total de inversiones del Grupo Ecopetrol, de los cuales el 78% se destinó a inversiones para el crecimiento de gas con USD 611 millones (COP 2.5 billones) principalmente en costa afuera del caribe colombiano y en el departamento de Casanare. Adicionalmente, se realizaron inversiones por USD 169 millones (COP 0.7 billones) destinados principalmente a proyectos de eficiencia energética y energías renovables.

Transmisión y Vías

Al cierre del 4T24 se realizaron inversiones por USD 1,158 millones (COP 4.7 billones) en la línea de Transmisión y Vías ejecutadas por ISA, que representan el 20% del total de inversiones del Grupo, concentradas en el negocio de transmisión de energía con USD 991 millones (COP 4.0 billones) con una participación del 86%, principalmente en Brasil, Colombia, Perú y Chile, seguidas por Vías con USD 145 millones (COP 0.6 billones) con una participación de 12% y en el negocio de Telecomunicaciones con USD 22 millones (COP 0.1 billones) con una participación del 2%.

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. 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, Desarrollo y Producción

Reservas

Al cierre de 2024, las reservas probadas netas del Grupo Ecopetrol fueron de 1.893 MBPE² (+10 MBPE frente a 2023). El índice de reemplazo de reservas fue 104%³, con una vida media de reservas equivalente de 7.6 años (líquidos 7.8 años y gas 6.7 años).

En 2024, el Grupo Ecopetrol llevó a cabo la incorporación de 260 MBPE de reservas probadas, la más alta de los últimos 3 años, de las cuales 244.3 MBPE fueron de crudo y 15.3 MBPE de gas, con una producción total acumulada en el año de 250 MBPE⁴, la más alta de los últimos 9 años. Del balance total de reservas probadas, el 80% son líquidos y el 20% corresponde a gas.

² MBPE: Millones de Barriles de Petróleo Equivalente

³ El IRR correspondiente a la operación en Colombia fue de 109%.

⁴ Producción correspondiente a la participación del Grupo Ecopetrol, incluyendo consumos internos de gas para la operación y regalías de gas en Colombia, excluyendo las regalías de crudo y regalías de gas internacional.

Orgánicamente, se incorporaron 231 MBPE⁵ debido principalmente a gestión en la maduración oportuna de nuevos proyectos y a la ejecución e implementación de proyectos de desarrollo primario y de expansión de recobro mejorado en campos como Caño Sur, Rubiales, Castilla, Chichimene, Akacias, Pauto-Floreña, La CiralInfantas, Apiay-Suria, Palogrande, entre otros.

Inorgánicamente, en el neto de las adquisiciones y desinversiones realizadas por Ecopetrol, durante el 2024 se incorporaron 29 MBPE, dentro de los cuales se destaca el cierre exitoso de la negociación con Repsol para adquirir el 45% restante de su participación en el bloque CPO-09, ubicado en el departamento del Meta. Con esta transacción, Ecopetrol se convirtió en propietario del 100% de este activo estratégico en el Piedemonte Llanero, al adicionar 32 MBPE.

El incremento de reservas logrado en 2024 es uno de los pilares de la estrategia del Grupo Ecopetrol que busca garantizar su sostenibilidad a largo plazo. En el frente de gas se destaca la incorporación neta de 15 MBPE, provenientes de: i) proyectos asociados a nuevos pozos de desarrollo y la optimización de infraestructura con la reducción de presión en el Piedemonte Llanero en los campos Pauto, Floreña, ii) el plan de ejecución de actividades en el Permian, y, iii) la comercialidad de Arrecife, los cuales mitigaron parcialmente los impactos por irrupción de agua en los campos Cupiagua, Cusiana, Guajira y Gibraltar.

Por su parte Ecopetrol Permian incorporó 22 MBPE⁶ como resultado principalmente de las optimizaciones realizadas en las campañas de perforación en las subcuencas de Midland y Delaware, en Texas, Estados Unidos.

Tabla 6: Reservas Probadas – Grupo Ecopetrol

mbpe	2024	2023	2022
Reservas Probadas Iniciales	1,883	2,011	2,022
Revisiones	84.4	9	63
Recobro Mejorado	97	93	81
Compras	35	0	48
Ventas	(6)	0,0	0
Extensiones y Descubrimientos	49.2	17	57
Producción	(250)	(248)	(240)
Reservas Probadas Cierre Año	1,893	1,883	2,011

Exploración

En 2024 Ecopetrol y sus socios perforaron 16 pozos exploratorios frente a los 15 planeados, de los cuales seis fueron declarados exitosos: i) Sirius-2, en el caribe costa afuera colombiano, ii) Guamal Profundo-1, Toritos-2, Bisbita Este-1, Toritos Norte-1 y Toritos Sur-1 en los Llanos Orientales tres se encontraban en evaluación (Toritos Sur-2, Bisbita Oeste-1 y Caripeto-1⁷) y siete no presentaron manifestaciones comerciales de hidrocarburos (Milonga-1, Machin-1ST1, Rocoto-1HZ, Pau-Brasil-1, Saltador-2, Arbolito Norte-1 y Arantes-1 ST4).

De la actividad exploratoria costa afuera se destacan:

- Finalización de la perforación del pozo Sirius-2 ST2 (07 enero de 2025), ubicado en el bloque Gua-Off-0 (antes Tayrona). Actualmente se adelantan las operaciones de evaluación y pruebas iniciales de producción necesarias para el desarrollo del proyecto. Adicionalmente, se avanza con el plan de perforación de nuevos prospectos exploratorios: Buena Suerte-1 y Papayuela-1, con el objetivo de ampliar el potencial de gas y continuar con el crecimiento orgánico del portafolio costa afuera.

⁵ Incluye los cambios en revisiones, recobro mejorado y extensiones y descubrimientos.

⁶ Incorporación orgánica de 29 MBPE, factores económicos -4 MBPE, adquisiciones y desinversiones -3MBPE.

⁷ Al cierre del 2024 el pozo Caripeto-1, se encontraba en evaluación, en el mes de enero de 2025 confirmó presencia de hidrocarburos durante las pruebas iniciales.

- En el bloque COL 1, la Agencia Nacional de Licencia Ambientales (ANLA) emitió la licencia ambiental para la perforación del pozo Komodo-X1, sobre la cual, Anadarko en calidad de operador interpuso un recurso de reposición, debido a las condiciones restrictivas incluidas en el documento. Las actividades del pozo Komodo-X1 continuarán suspendidas hasta recibir respuesta por parte de la autoridad ambiental. Una vez se cuente con una licencia que sea técnica y operativamente viable, se requiere encontrar un equipo de perforación adecuado para la operación, cuya disponibilidad coincida con la época del año en la que las condiciones climáticas del área sean apropiadas para ejecutar la perforación de forma segura.

En la campaña exploratoria costa adentro se resalta:

- Hocol declaró la comercialidad del campo de Gas Arrecife a partir de marzo del 2024, compuesto hasta el momento por los pozos Arrecife-1 ST, Arrecife-3, Arrecife Norte-1 y Coralino-1 (100% Hocol), ubicados en el departamento de Córdoba, los cuales incorporaron 39 gigas pies cúbicos (6.8 MBPE) de reservas 1P.
- Se declararon los siguientes descubrimientos cercanos a acampos existentes: Arauca-8 (Parex 50% operador - Ecopetrol 50%), asociado al campo Arauca, Aquila-1, asociado al campo Pachaquiario y REX NE N-1 en asocio con Sierracol del campo REX.
- El pozo Guamal Profundo-1 comprobó la extensión del descubrimiento Lorito ubicado en el Bloque CPO-09, actualmente se encuentra en pruebas extensas con un volumen aproximado de 300 barriles de petróleo por día.
- Continúan en perforación 2 pozos exploratorios (Floreña N-18Z y Andina Este-1⁸) en el Piedemonte Llanero.

Respecto a las operaciones de adquisición sísmica:

En Colombia, Ecopetrol en conjunto con su filial Hocol y los socios, adquirieron 914.6 km² de información sísmica 3D. Adicionalmente, Ecopetrol compró 108 Km 2D y 334 km² 3D de información sísmica en el Valle Medio del Magdalena (VMM) y su filial HOCOL compró 99 Km de sísmica 2D en el Valle Inferior del Magdalena (VIM) y Valle Superior del Magdalena (VSM). Por su parte, Ecopetrol Brasil finalizó la compra de 2,173 km² de sísmica 3D del total de ~10,800km² adquiridos en la cuenca Santos Sur de Brasil.

Ámbito internacional:

En el 2024, se obtuvo la aprobación de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) para la entrada de Ecopetrol por *farm-in* en 4 bloques adicionales del Proyecto Santos Sur (bloques S-M-1707, S-M-1715, S-M-1717 y S-M-1719). Ecopetrol Brasil finalizó la compra de 2,173 km² de sísmica 3D del total de ~10,800km² adquiridos en la cuenca Santos Sur de Brasil, los cuales recubren a la totalidad de los 11 bloques contiguos operados por Shell (70%), con participación de 30% de Ecopetrol. Con base en los datos 3D, se espera detallar la prospectividad del área.

⁸ Andina Este-1 finalizó perforación en febrero 2025, se declaró pozo seco.

Producción

Tabla 7: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)
Crudo	486.6	499.1	(2.5%)	491.4	498.7	(1.5%)
Gas Natural	114.2	127.7	(10.6%)	118.3	129.2	(8.4%)
Total Ecopetrol S.A.	600.8	626.8	(4.1%)	609.6	627.9	(2.9%)
Crudo	18.3	17.1	7.0%	18.0	17.0	5.9%
Gas Natural	15.7	18.1	(13.3%)	16.9	18.4	(8.2%)
Total Hocol	34.0	35.2	(3.4%)	34.9	35.5	(1.7%)
Crudo	5.2	6.0	(13.3%)	6.7	5.9	13.6%
Gas Natural	0.6	0.9	(33.3%)	0.8	0.9	(11.1%)
Total Ecopetrol America	5.8	6.9	(15.9%)	7.5	6.8	10.3%
Crudo	48.0	52.3	(8.2%)	53.7	38.6	39.1%
Gas Natural	41.6	36.6	13.7%	40.1	27.8	44.2%
Total Ecopetrol Permian	89.6	88.9	0.8%	93.8	66.4	41.3%
Crudo	558.2	574.4	(2.8%)	569.8	560.2	1.7%
Gas Natural	171.9	183.4	(6.3%)	176.0	176.4	(0.2%)
Total Grupo Ecopetrol	730.1	757.8	(3.7%)	745.8	736.6	1.2%

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 (0.48 kbped). 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 2024 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 745.8 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped), superando la meta establecida (730-735 kbped), de los cuales Ecopetrol S.A. aportó 609.6 kbped y las filiales 136.2 kbped.

En comparación con el 2023 se logró un incremento de +9.2 kbped debido principalmente a: i) la producción incremental en Permian, ii) mejor desempeño de la producción incremental asociado al comportamiento de los pozos y a la ampliación de facilidades para el manejo de agua en el campo Caño Sur y iii) mejor desempeño de la curva básica en los campos Palagua, Apiay, Yariguí, Casabe y Nare. Lo anterior compensó: i) afectaciones de entorno principalmente en Caño Sur, Capachos, Gibraltar, Caño Limón, Suroriente, Rubiales, Quifa y campos de la Orinoquía (-6.4 kbped en 2024 vs -6.7 kbped en 2023); ii) temporada de huracanes que afectó la producción de Ecopetrol América y iii) menores ventas de gas y blancos por la declinación natural de los campos Guajira, Floreña y Cusiana.

Los niveles producción del 4T24 respecto al 3T24 presentaron una reducción de -24 kbped explicado principalmente por: i) anticipación de la actividad de Permian en los primeros 9M24 con declinación natural en el 4T24, con un balance final del año positivo respecto a la producción esperada; ii) eventos eléctricos al cierre del año por temporada de lluvias principalmente en Rubiales, Yariguí, Chichimene y Castilla; iii) menores ventas de gas por baja temporada de fin de año y iv) la estabilización de la estación Orotoy durante la puesta en marcha.

En la cuenca del Permian, se alcanzó una producción promedio en 2024 de 93.8 kbped superando la del 2023 en 27.4 kbped.

En términos de perforación, durante el 2024 en el Grupo Ecopetrol se completaron 437 pozos de desarrollo con un promedio de ocupación de 22 equipos de perforación activos.

Los campos con tecnología de recobro mejorado aportaron cerca del 41% de la producción total del Grupo Ecopetrol.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 8: Costo de Levantamiento - Grupo Ecopetrol

USD/BI	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	13.09	13.24	(1.1%)	12.49	10.91	14.5%	25.4%
Costo de Dilución**	3.87	4.93	(21.5%)	4.77	4.78	(0.2%)	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías.

** Calculado con base en barriles vendidos.

Costo de Levantamiento

Acumulado 2024 vs Acumulado 2023

El costo de levantamiento del 2024 incrementó en 1.6 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior. El 69% (1.1 USD/BI) de este aumento obedeció a la conversión del indicador de pesos a dólares y a la inflación. Por su parte, los mayores niveles de producción y eficiencias mitigaron el incremento del costo.

Efecto Tasa de cambio (+0.7 USD/BI): por menor tasa de cambio promedio pasando de 4,325 a 4,071 pesos/dólar. El 75% de los costos están denominados en moneda local. El indicador en pesos por barril tuvo un incremento del 8% versus 2023, pasando de \$53,893 COP/BI 2023 a \$56,905 COP/BI en 2024.

Efecto costo (+1.1 USD/BI): mayores volúmenes de energía y tratamiento químico dada la mayor producción de hidrocarburos y los mayores niveles de agua procesados (12.8 millones de barriles de agua día en 2024); incremento en actividades de mantenimiento de superficie y subsuelo, en línea con el programa de integridad establecido para el 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 e inflación (0.4 USD/BI). Las mayores eficiencias alcanzadas (0.60 USD/BI 2024 vs 0.33 USD/BI 2023) lograron mitigar parcialmente el incremento del costo gracias a iniciativas en energía eléctrica, mantenimiento de subsuelo, superficie en abastecimiento de inventarios y la optimización de planes de mantenimiento y tratamiento químico.

Efecto Volumen (-0.2 USD/BI): mayores niveles de producción.

4T24 vs 4T23

El costo de levantamiento al 4T24 disminuyó en -0.2 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior. Los principales factores que contribuyeron a la disminución del indicador fueron: i) la conversión del indicador de pesos a dólares (-0.9 USD/BI), y ii) las eficiencias alcanzadas de 0.71 USD/BI en 4T24 vs 0.60 USD/BI en 4T23. Lo que permitió compensar iii) incremento en costos (+0.5 USD/BI) y iv) menor nivel de producción (+0.3 USD/BI).

A continuación, el correspondiente detalle:

Efecto Tasa de cambio (-0.9 USD/BI): por la mayor tasa de cambio promedio pasando de 4,070 a 4,347 pesos/dólar para la conversión del indicador de pesos a dólares. El indicador en pesos por barril tuvo un incremento del 6% versus 4T23, pasando de \$53,893 pesos/BI en el 4T23 a \$56,905 pesos/BI en el 4T24.

Efecto costo (+0.4 USD/BI): i) incremento por efecto inflacionario, compensado parcialmente por menores tarifas de energía (+0.1 USD/BI), ii) aumento en costos, principalmente de subsuelo debido a los servicios pagados en dólares y mayor actividad de monitoreo de pozos inyectoros, así como mantenimientos de superficie en línea con el plan de integridad (+0.4 USD/BI), estos costos fueron mitigados parcialmente por las iii) eficiencias alcanzadas en energía eléctrica, mantenimiento de subsuelo y tratamiento químico (-0.1 USD/BI).

Efecto Volumen (+0.3 USD/BI): menores niveles de producción.

Costo de Dilución

El costo de dilución acumulado 2024 se situó en 4.77 USD/BI, aumentando 0.01 USD/BI versus 2023, explicado principalmente por:

Efecto Tasa de cambio (+0.28 USD/BI): Impacto de la variación del peso frente al dólar en -252.7 pesos/dólar.

Efecto costo (-0.12 USD/BI): Menor precio de compra de nafta (-0.54 USD/BI) asociado a la disminución en el indicador de referencia Brent y mayor volumen de diluyente requerido para la operación. Este incremento volumétrico fue mitigado parcialmente por la estrategia de evacuación de crudos pesados y extrapesados con una reducción en el factor de dilución pasando de 11.7% en 2023 a 11.0% en 2024.

Efecto Volumen (-0.16 USD/BI): Mayores barriles de crudo comercializados en el segmento dada la mayor producción y cargas en refinerías.

4T24 vs 4T23

El costo de dilución 4T24 se situó en 3.87 USD/BI, disminuyendo 1.06 USD/BI versus 4T23, explicado principalmente por:

Efecto Tasa de cambio (-0.26 USD/BI): Impacto de la devaluación del peso frente al dólar en 277 pesos/dólar.

Efecto costo (-0.85 USD/BI): Menor precio de compra de nafta (-0.91 USD/BI) asociado a la disminución en el indicador de referencia Brent y menor volumen de diluyente requerido por estrategias de sustitución por condensados y crudos de Floreña y Ayacucho además de menores cargas en refinerías.

Efecto Volumen (+0.05 USD/BI): Menores barriles de crudo comercializados en el segmento dada por eventos de entorno con afectación a la producción, bloqueos en Caño Sur y afectación en Poliducto Andino.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	4T 2024	4T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	20,396	20,809	(413)	(2.0%)	81,085	81,404	(319)	(0.4%)
Depreciación, amortización y agotamiento	2,667	2,372	295	12.4%	10,356	8,532	1,824	21.4%
Costos variables	8,413	7,594	819	10.8%	30,550	29,518	1,032	3.5%
Costos fijos	3,756	3,790	(34)	(0.9%)	13,957	13,777	180	1.3%
Costo de ventas	14,836	13,756	1,080	7.9%	54,863	51,827	3,036	5.9%
Utilidad bruta	5,560	7,053	(1,493)	(21.2%)	26,222	29,577	(3,355)	(11.3%)
Gastos operacionales y exploratorios	147	2,377	(2,230)	(93.8%)	4,925	6,856	(1,931)	(28.2%)
Utilidad operacional	5,413	4,676	737	15.8%	21,297	22,721	(1,424)	(6.3%)
Gastos financieros, neto	(996)	(448)	(548)	122.3%	(3,946)	(1,390)	(2,556)	183.9%
Resultados de participación en compañías	5	5	0	0.0%	30	27	3	11.1%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	4,422	4,233	189	4.5%	17,381	21,358	(3,977)	(18.6%)
Provisión impuesto a las ganancias	(2,177)	(180)	(1,997)	>500.0%	(7,830)	(10,061)	2,231	(22.2%)
Utilidad neta consolidada	2,245	4,053	(1,808)	(44.6%)	9,551	11,297	(1,746)	(15.5%)
Interés no controlante	24	17	7	41.2%	86	91	(5)	(5.5%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	2,269	4,070	(1,801)	(44.3%)	9,637	11,388	(1,751)	(15.4%)
Gasto por impairment de activos de largo plazo	(481)	(2,741)	2,260	(82.5%)	(481)	(2,741)	2,260	(82.5%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	118	1,213	(1,095)	(90.3%)	118	1,213	(1,095)	(90.3%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,906	2,542	(636)	(25.0%)	9,274	9,860	(586)	(5.9%)
EBITDA	6,626	7,414	(788)	(10.6%)	31,083	32,436	(1,353)	(4.2%)
Margen EBITDA	32.5%	35.6%	-	(3.1%)	38.3%	39.8%	-	(1.5%)

Los **ingresos** disminuyeron durante el 2024 frente a 2023 principalmente por una menor tasa de cambio promedio compensado por mayores volúmenes vendidos dado el incremento en la producción. En cuanto al 4T24 comparado con el 4T23, la disminución obedece a un menor precio compensada parcialmente con una mayor tasa de cambio promedio y mayor volumen vendido.

El **costo de ventas** aumentó en 2024 frente al 2023 debido a:

- Aumento en el volumen de compras de crudos e importación de diluyente, mitigado parcialmente por menor tasa de cambio promedio y un menor precio.
- Mayor ejecución de costos por: i) energía y tratamiento químico asociados a la mayor producción de hidrocarburos y a los mayores niveles de agua procesados, ii) 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, y iii) efectos de mercado como el inflacionario sobre las tarifas de materiales y equipos para intervenciones a pozos y tratamiento químico, compensados por la disminución de tarifas de energía eléctrica.
- Incremento en la depreciación, amortización y agotamiento, asociado a la mayor producción y mayor nivel de CAPEX.
- Menor costo de transporte asociado a una menor tasa de cambio promedio, compensado parcialmente por: i) incremento en las tarifas, ii) mayores volúmenes transportados y iii) mayores reversiones en el Oleoducto Bicentenario.

El 4T24 presentó un incremento comparado con el 4T23 por:

- Mayor ejecución de costos por: i) incremento en actividades de mantenimiento de superficie y subsuelo, en línea con el programa de integridad establecido para el segundo semestre del año, y ii) efectos de mercado como el inflacionario sobre las tarifas de materiales y equipos para intervenciones a pozo y tratamiento químico.
- Incremento en la depreciación, amortización y agotamiento, asociado a la mayor producción y mayor nivel de CAPEX.
- Mayor costo de transporte por: i) incremento de tarifas, ii) mayores volúmenes transportados y iii) mayor tasa de cambio promedio.
- Realización de inventarios en tránsito.
- Lo anterior compensado con, menor costo de compras de crudo y diluyente por efecto neto de menor precio y menores volúmenes comprados que contrarrestan una mayor tasa de cambio promedio.

Los **gastos operacionales (netos de ingresos)** del 2024 en comparación con el 2023 y del 4T24 frente al 4T23, disminuyeron principalmente por: i) ingreso no recurrente por la valoración a precios de mercado derivado de la compra del bloque CPO-09, ii) menor actualización de provisiones y contingencias y iii) menor baja de activos exploratorios.

El **resultado financiero (no operacional)** del 2024 frente al 2023 y del 4T24 frente al 4T23 presentó un mayor gasto principalmente por: i) menor exposición cambiaria, ii) mayor gasto por intereses generado por el aumento en el costo de la deuda efecto de la refinanciación y iii) menores rendimientos en los portafolios del Grupo por efectos de mercado.

La disminución en el gasto por **impuesto a las ganancias** para el 2024 comparado con el 2023 está en línea con la utilidad. Respecto al 4T24 frente al 4T23, se observa un incremento debido a que durante el 4T23 se reconoció el efecto acumulado del año de: i) actualización de la sobretasa al impuesto de renta del 15% al 10% dada la disminución en la proyección del Brent y ii) la deducibilidad de las regalías, según el fallo de la corte constitucional.

1.2 Transporte y Logística

Tabla 10: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)
Crudo	790.1	823.8	(4.1%)	815.2	807.0	1.0%
Productos	306.1	311.5	(1.7%)	303.5	305.9	(0.8%)
Total	1,096.2	1,135.3	(3.4%)	1,118.7	1,112.9	0.5%

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

El volumen total transportado al cierre del 2024 fue de 1,118.7 kbd, superando el objetivo para el año anunciado al mercado, registrando un aumento de 5.8 kbd frente al 2023. Por su parte, en el 4T24 el volumen total transportado se redujo en 39.1 kbd frente al 4T23.

Crudos: Los volúmenes transportados aumentaron un 1% en 2024 comparado con 2023, como resultado de: i) mayores entregas de crudo Castilla Norte en la refinería de Barrancabermeja, ii) mayor producción de terceros y iii) captura de barriles por fuera de la red. Sin embargo, durante el 4T24, se registró una disminución de 4.1% frente al mismo periodo del año anterior, asociada principalmente a: i) menor producción en el país, principalmente en campos de Llanos, Arauca y Putumayo, ii) afectaciones de terceros en la infraestructura de transporte, sumado a eventos de entorno y operativos. Ante estos desafíos, se implementaron diversas estrategias que permitieron asegurar la evacuación de los campos, garantizar el suministro a las refinerías y cumplir con los compromisos de exportación, minimizando los impactos en la cadena logística. Para 2024 aproximadamente el 91.7% del volumen de crudo transportado fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Con el objeto de asegurar la evacuación de la producción del Campo Caño Limón, tras las afectaciones por parte de terceros al Oleoducto Caño Limón – Coveñas que forzaron la suspensión del transporte en el tramo Banadia – Ayacucho desde el 3T24, durante el 4T24 se transportaron 4.5 millones de barriles utilizando el Oleoducto Bicentenario en el sentido Banadia – Araguañey. En 2024, bajo esta medida de contingencia se lograron evacuar más de 7 millones de barriles. Comparativamente, en 4T23 el sistema operó con normalidad, mientras que durante el 2023 se transportaron 3.4 millones de barriles bajo esta ruta alternativa.

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 2024 el Sistema Trasandino se mantuvo en modo de contingencia con disponibilidad de uso en el momento en que fuese requerido.

Productos Refinados: Los volúmenes transportados disminuyeron un 1.7% en 4T24 frente a 4T23 y un 0.8% en 2024 comparado con 2023, como resultado principalmente 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. A nivel acumulado, estos factores fueron parcialmente compensados por iii) mayor transporte de Nafta y iv) mayor requerimiento de JET-A1 en zona norte para suplir demanda del interior del país. Para 2024 aproximadamente el 30.1% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol S.A.

Afectaciones de terceros a la infraestructura de transporte: Durante el 2024 se registraron 41 afectaciones causadas por terceros a los sistemas de transporte, 11 de estos incidentes se presentaron durante el 4T24. En comparación, durante el 2023 se reportaron 39 afectaciones, de las cuales 4 ocurrieron en el 4T23. Por su parte, en el 4T24 se redujo en un 37% las válvulas ilícitas retiradas en la infraestructura de transporte, en comparación con 4T23. Así mismo, en 2024, la reducción de las válvulas ilícitas retiradas alcanza el 42% frente al año anterior.

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	4.03	3.77	6.9%	3.39	3.09	9.7%	15.1%

Costo por Barril Transportado: Acumulado a diciembre de 2024 se ubicó en 3.39 USD/BI, y aumentó 0.30 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior, principalmente por efecto de la revaluación:

Efecto Tasa de Cambio (+0.19 USD/BI): Impacto de la revaluación promedio frente al dólar en -254 pesos/dólar, pasando de 4,325 a 4,071 pesos/dólar.

Efecto Costo (+0.13 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, sumado a ii) mayores gastos en atención de emergencias, contrarrestado parcialmente por iii) menores costos y gastos en Oensa cuya moneda funcional es el dólar, gracias a una TRM promedio más baja.

Efecto Volumen (-0.03 USD/BI): Menor costo por barril por volumen adicional transportado (+0.5%) frente a 2023 asociado principalmente a: i) mayores entregas de crudo Castilla Norte en la refinería de Barrancabermeja, ii) mayor producción de terceros y iii) captura de barriles por fuera de la red.

Novedades en el Marco Regulatorio

El Decreto MME 1467 de 2024 y la Resolución CREG 102 012 de 2024 habilitan la conversión de infraestructura de transporte de hidrocarburos para el transporte de gas natural, creando oportunidades potenciales para optimizar activos, diversificar el portafolio del segmento y conectar fuentes estratégicas de nueva oferta, proyectos costa afuera e importaciones al Sistema Nacional de Transporte (SNT). Este marco normativo también permite que la infraestructura convertida sea operada por sus propietarios sin ser transportadores de gas, pero exige que el servicio de transporte sea prestado exclusivamente por agentes transportadores de gas natural. Además, se contempla la alineación con el Plan de Abastecimiento de Gas Natural como esquema para el desarrollo de

proyectos de conversión. Seguimos atentos a la definición de la metodología de remuneración para maximizar el valor de estas oportunidades.

Resultados Financieros

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	4T 2024	4T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	4,165	3,686	479	13.0%	15,134	15,510	(376)	(2.4%)
Depreciación, amortización y agotamiento	327	376	(49)	(13.0%)	1,280	1,451	(171)	(11.8%)
Costos variables	228	257	(29)	(11.3%)	848	885	(37)	(4.2%)
Costos fijos	726	633	93	14.7%	2,250	2,044	206	10.1%
Costo de ventas	1,281	1,266	15	1.2%	4,378	4,380	(2)	(0.0%)
Utilidad bruta	2,884	2,420	464	19.2%	10,756	11,130	(374)	(3.4%)
Gastos operacionales	590	309	281	90.9%	1,288	1,014	274	27.0%
Utilidad operacional	2,294	2,111	183	8.7%	9,468	10,116	(648)	(6.4%)
Ingresos (gastos) financieros, neto	31	(136)	167	(122.8%)	213	(191)	404	(211.5%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,325	1,975	350	17.7%	9,681	9,925	(244)	(2.5%)
Provisión impuesto a las ganancias	(794)	(729)	(65)	8.9%	(3,362)	(3,640)	278	(7.6%)
Utilidad neta consolidada	1,531	1,246	285	22.9%	6,319	6,285	34	0.5%
Interés no controlante	(334)	(279)	(55)	19.7%	(1,232)	(1,258)	26	(2.1%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	1,197	967	230	23.8%	5,087	5,027	60	1.2%
Recuperación (gasto) por impairment de activos de largo plazo	127	(630)	757	(120.2%)	127	(630)	757	(120.2%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(45)	221	(266)	(120.1%)	(45)	221	(266)	(120.1%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,280	558	722	129.3%	5,170	4,618	552	11.9%
EBITDA	2,668	2,543	125	4.9%	10,960	11,778	(818)	(6.9%)
Margen EBITDA	64.1%	69.0%	-	(4.9%)	72.4%	75.9%	-	(3.5%)

Los **ingresos** del 2024 disminuyeron en comparación con el 2023, principalmente por: i) una menor tasa de cambio promedio y ii) la finalización en septiembre de 2023 del contrato de Ship or Pay en el Oleoducto Bicentenario. Estos efectos fueron parcialmente compensados por factores positivos como: i) la actualización tarifaria en oleoductos, ii) mayores ingresos derivados de la operación contingente y iii) el aumento en los servicios industriales. Por su parte, los ingresos para el 4T24 aumentaron gracias al comportamiento de una mayor tasa de cambio promedio, sumado a los factores antes mencionados.

El **costo de ventas** en el 2024 y en el 4T24 se vio impactado por mayores costos fijos asociados al efecto inflacionario, que impacta las tarifas globales de los contratos de mantenimiento, costos de áreas de soporte a la operación y costos de personal; este impacto fue neutralizado parcialmente por una menor depreciación, derivada de la actualización de la vida útil del Oleoducto Bicentenario realizada durante el 1T24.

Los **gastos operacionales, netos** del 2024 frente al 2023, al igual que en el 4T24 frente al 4T23, incrementaron debido principalmente a: i) aumento de gastos relacionados con la atención de emergencias, convenios de inversión social y tecnología, ii) el impacto inflacionario y iii) deterioro de inventarios de materiales.

El **resultado financiero** neto (no operacional) del 2024 al igual que en el 4T24 aumentó frente a los mismos periodos del año anterior, impulsado principalmente, por el efecto cambiario positivo sobre la posición neta activa en dólares del segmento.

1.3 Refinación y Petroquímica

Las refinerías completaron la ejecución de su plan anual de paradas de planta y mantenimientos mayores, destacando la intervención de 8 unidades principales de proceso, 6 en Barrancabermeja y 2 en Cartagena, cuidando la seguridad del personal y medio ambiente, así como sosteniendo una disponibilidad operacional promedio año del 94.5%.

El segmento de refinación logró una carga consolidada de 413.8 kbd en el 2024, siendo el segundo mejor año histórico en nivel de carga y en producción de refinados, esta última por 408.8 kbd. En el 4T24 se obtuvo una carga consolidada de 401.4 kbd y un margen bruto integrado de 8.6 USD/BI, frente a una carga de 428.9 kbd y un margen bruto integrado de 13.1 USD/BI en el 4T23. Lo anterior como resultado de: i) la caída de precios internacionales de combustibles; ii) eventos operativos asociados principalmente con la limitación del compresor de Coque (octubre) en la refinería de Cartagena, así como menor disponibilidad de crudo liviano por atentados al oleoducto Caño-Limón-Coveñas desde septiembre en la refinería de Barrancabermeja.

Ante un entorno retador, 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) identificación y resolución de problemas que ralentizan o interrumpen el flujo eficiente de los procesos de producción, iii) estrategia de evacuación de fondos en Barrancabermeja, y iv) implementación del programa de eficiencias del segmento, capturando beneficios en el frente de ingresos, costos e inversiones.

Durante el 4T24 y 12M24 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 los siguientes hitos:

- El proyecto Reciclaje Químico de Esenttia fue galardonado con el 2º puesto en el Global Innovation Management Institute de Europa, en este premio se valora la innovación empresarial y el componente de sostenibilidad tiene un peso importante para la toma de decisión.
- La Refinería de Barrancabermeja obtuvo la certificación internacional ISCC⁹ Plus al Primer producto circular PGR¹⁰ a partir de plásticos post consumo.
- Prueba piloto exitosa de exportación de 108 toneladas de polietileno con logística ferroviaria desde la Refinería de Barrancabermeja hacia Cartagena.

Refinería de Cartagena

El 2024 fue el segundo año histórico con mayor nivel de carga por 192.2 kbd, y de producción de refinados por 183.8 kbd, en la refinería de Cartagena. En el 4T24 se registró una carga de 185.4 kbd, inferior al 4T23 en un 1.3%, afectada principalmente por limitaciones operativas en el compresor de la unidad de Coque.

El margen bruto de refinación se ubicó en 8 USD/BI, presentando una disminución del 43.3% versus 4T23, impactado especialmente por el debilitamiento de los diferenciales de precios de diésel y jet (-26.6%), y el efecto operativo (-16.7%) ya mencionado, compensado parcialmente por eficiencias en la dieta.

La refinería de Cartagena fue certificada por el ICONTEC en “Gestión del ambiente del trabajo y del bienestar laboral-nivel básico”, asegurando la implementación de prácticas adecuadas para proteger a sus empleados y el entorno, cumpliendo con las regulaciones y promoviendo un ambiente laboral seguro y saludable.

⁹ ISCC: International Sustainability and Carbon Certification

¹⁰ PGR: Propileno Grado Refinería

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

Refinería de Cartagena	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)
Carga* (kbd)	185.4	187.9	(1.3%)	192.2	197.8	(2.8%)
Factor de Utilización (%)	78.2%	85.3%	(8.3%)	80.5%	90.7%	(11.2%)
Producción Refinados (kbd)	176.8	182.8	(3.3%)	183.8	192.2	(4.4%)
Margen Bruto (USD/BI)	8.0	14.1	(43.3%)	9.4	19.7	(52.3%)

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

Refinería de Barrancabermeja

En el 2024 la refinería de Barrancabermeja alcanzó una carga de 221.6 kbd, ubicándose en niveles similares a los observados en 2023. La carga fue de 216 kbd en el 4T24, disminuyendo un 10.4% frente al 4T23, explicado principalmente por la menor disponibilidad de crudo liviano debido a atentados al oleoducto Caño Limón Coveñas.

El margen bruto de refinación en el 4T24 se ubicó en 9.1 USD/BI, por debajo del 4T23 en 26.6%, afectado principalmente por el debilitamiento de los diferenciales de precios de combustibles. En logros operativos se destacan: i) la culminación exitosa de la parada programada de la unidad HCM (Hidrocrqueo Moderado), donde se puso en marcha la mejora tecnológica para bajar a menos de 10 ppm de azufre la producción de diésel y ii) el cierre del vertimiento de lodo al caño Madre Vieja mediante la recirculación hacia la unidad de Servicios Industriales de Balance.

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

Refinería de Barrancabermeja	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)
Carga* (kbd)	216.0	241.0	(10.4%)	221.6	221.8	(0.1%)
Factor de Utilización (%)	75.9%	85.0%	(10.7%)	78.4%	79.5%	(1.4%)
Producción Refinados (kbd)	218.3	245.2	(11.0%)	225.0	225.4	(0.2%)
Margen Bruto (USD/BI)	9.1	12.4	(26.6%)	10.3	15.7	(34.4%)

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

Esenttia

En 2024, los precios del polipropileno mostraron una tendencia a la baja en comparación con 2023, generado por la desaceleración en la demanda versus una mayor oferta en el mercado, ubicando las ventas de resinas plásticas en 393.8 Kton, por debajo del mismo período del año anterior en un 20.3%, aunque en el 2S24 se observa una tendencia creciente versus el 1S24, por el incremento y estabilidad de las ventas en Colombia, Brasil y México. La estrategia comercial se ha centrado en dinamizar el mercado colombiano, mejorando nuestra competitividad, maximizando el uso de materia prima (PGR) proveniente de las refinerías.

Se destaca: i) reconocimiento como la empresa más innovadora por el proyecto de Reciclaje químico y certificación NTC 6632, que avala la calidad en la gestión y distribución de productos reciclados; ii) en colaboración con Ecopetrol y la Gobernación de Bolívar, se entregaron dotaciones de aulas básicas a 76 instituciones educativas en la subregión de Montes de María, beneficiando a más de 13 mil estudiantes de los municipios de El Carmen de Bolívar, El Guamo, María La Baja, San Jacinto y Zambrano.

Tabla 14: Ventas – Esenttia

Esenttia	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)
Ventas Totales (KTON)	104.3	115.8	(9.9%)	393.8	494.2	(20.3%)

Costo de Caja de Refinación

Tabla 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	6.07	5.28	15.0%	5.70	4.55	25.3%	16.2%

* Incluye refineras de Barrancabermeja, Cartagena y Esentia

El costo de caja de refinación aumentó en 0.79 USD/ BI en el 4T24 frente al 4T23, explicado por:

- **Efecto costo (+0.79 USD/BI):** Mayores costos asociados a mayor actividad operacional (+0.16 USD/BI), incremento en tarifas de gas (+0.24 USD/BI) y efecto inflacionario (+0.39 USD/BI).
- **El Efecto tasa de cambio (-0.41 USD/BI):** Impacto de la devaluación promedio frente al dólar en +277 pesos por dólar, pasando 4,070.1 a 4,347.1 pesos por dólar.
- **Efecto volumen (+0.41 USD/BI):** Principalmente por menor carga de crudo en refineras de -27.5 kbd.

Por su parte en el acumulado a diciembre de 2024 aumenta en 1.15 USD/BI frente al acumulado a diciembre de 2023, explicado por:

- **Efecto costo (+0.71 USD/BI):** Mayor actividad operacional, mayor consumo e incremento en tarifas de gas y efecto inflacionario.
- **Efecto tasa de cambio (+0.33 USD/BI):** impacto de la revaluación promedio frente al dólar en -254 pesos por dólar, pasando de 4,325.0 a 4,071.3 pesos por dólar.
- **Efecto volumen (+0.11 USD/BI):** principalmente por menor carga de crudo en refineras de -5.8 kbd.

Resultados Financieros

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	4T 2024	4T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	17,780	19,085	(1,305)	(6.8%)	69,220	82,148	(12,928)	(15.7%)
Depreciación, amortización y agotamiento	507	501	6	1.2%	1,907	2,084	(177)	(8.5%)
Costos variables	16,265	17,623	(1,358)	(7.7%)	62,838	71,008	(8,170)	(11.5%)
Costos fijos	891	737	154	20.9%	2,973	2,625	348	13.3%
Costo de ventas	17,663	18,861	(1,198)	(6.4%)	67,718	75,717	(7,999)	(10.6%)
Utilidad bruta	117	224	(107)	(47.8%)	1,502	6,431	(4,929)	(76.6%)
Gastos operacionales	654	797	(143)	(17.9%)	2,394	2,459	(65)	(2.6%)
Utilidad (Pérdida) operacional	(537)	(573)	36	(6.3%)	(892)	3,972	(4,864)	(122.5%)
Gastos financieros, neto	(558)	(224)	(334)	149.1%	(1,689)	(894)	(795)	88.9%
Resultados de participación en compañías	45	53	(8)	(15.1%)	194	252	(58)	(23.0%)
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	(1,050)	(744)	(306)	41.1%	(2,387)	3,330	(5,717)	(171.7%)
Provisión impuesto a las ganancias	501	733	(232)	(31.7%)	1,090	(390)	1,480	(379.5%)
Utilidad neta consolidada	(549)	(11)	(538)	>500.0%	(1,297)	2,940	(4,237)	(144.1%)
Interés no controlante	(41)	(50)	9	(18.0%)	(198)	(214)	16	(7.5%)
Utilidad (pérdida) neta antes de impairment	(590)	(61)	(529)	>500.0%	(1,495)	2,726	(4,221)	(154.8%)
Recuperación por impairment de activos de largo plazo	1,271	1,492	(221)	(14.8%)	1,266	1,483	(217)	(14.6%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(255)	(298)	43	(14.4%)	(254)	(296)	42	(14.2%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	426	1,133	(707)	(62.4%)	(483)	3,913	(4,396)	(112.3%)
EBITDA	247	219	28	12.8%	2,247	7,310	(5,063)	(69.3%)
Margen EBITDA	1.4%	1.1%	-	0.3%	3.2%	8.9%	-	(5.7%)

Los **ingresos** del 2024 disminuyeron frente al 2023, principalmente por i) efecto precio asociado a la contracción en los diferenciales de destilados medios y gasolinas, ii) mantenimiento mayor programado de la unidad de Hidrocrqueo y el efecto de la falla eléctrica presentada en la Refinería de Cartagena y iii) menor tasa de cambio promedio. Así mismo, disminuyeron durante el 4T24 frente al 4T23, por los factores de mercado ya mencionados, parcialmente compensados con una mayor tasa de cambio promedio.

El **costo de ventas** del 2024 frente al 2023 bajó principalmente por un menor precio de la materia prima y ahorros asociados a la estrategia de optimización de costos. Así mismo, el 4T24 y el 4T23 disminuye por las mismas razones, sumando a menores compras de crudo asociadas a la gestión de inventarios en las refinerías.

Los **gastos operacionales** del 2024 frente al 2023 y del 4T24 comparado con el 4T23 disminuyeron por la incorporación de eficiencias y optimizaciones en gastos administrativos.

El **resultado financiero (no operacional)** del 2024 frente al 2023 y del 4T24 frente al 4T23, presentó un mayor gasto por efecto de la diferencia en cambio en la valoración de la posición neta del segmento.

El **impuesto a las ganancias** para el 4T24 comparado con el 4T23 disminuye principalmente por el efecto generado en el 4T23 por la actualización de la sobretasa del 15% al 10%. Para el 2024 frente al 2023 se presenta una mayor tasa efectiva de tributación por efecto en conversión en las filiales con moneda funcional dólar.

1.4 Gestión Comercial

Durante el 4T24 se destaca la gestión comercial que nos permitió lograr i) la comercialización de diferentes calidades de Crudo (Mares y Vasconia) desde la oficina comercial en Houston, ii) la renovación del contrato marco de Compra de Nafta Pesada para el Upstream a precios récord de compra desde la filial de Houston y iii) la implementación y puesta en marcha de la estrategia de contratación de buque por tiempo "Time Charter" de Asfalto de Ecopetrol, logrando 5 viajes de forma segura y confiable, con destino a la costa Este de Estados Unidos, Brasil y Puerto Rico.

En línea con la estrategia de transición energética, durante el 4T24, se realizó la primera prueba industrial de Diésel Coprocesado con SAF (Combustible Sostenible de Aviación por sus siglas en Inglés) en la Refinería de Cartagena. Para su producción se inyectaron alrededor de 1,000 toneladas de Aceite de Palma Blanqueado con un porcentaje cercano al 2% de aceites usados de cocina. Esta materia prima, fue suministrada por Ecodiesel que hace parte del Grupo Ecopetrol. Este desarrollo marca un hito en el aprovechamiento de recursos agrícolas y busca consolidar una producción recurrente de este combustible renovable a partir del año 2027.

Por otra parte, se obtuvo por primera vez para Ecopetrol S.A, la certificación ISO 37001:2016 Sistemas de Gestión Antisoborno en el proceso de comercialización de crudos, productos y petroquímicos. Esto es reflejo del esfuerzo que desde las áreas de la Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo junto con el acompañamiento de la Dirección Corporativa De Cumplimiento se realiza en aras de la legalidad e integridad en las actividades que realizamos.

Adicionalmente, durante el 4T24 a través de la Mesa de Trading de Carbono se comercializaron más de 702 mil toneladas de carbono (tCO₂e) de proyectos de reducción y captura de carbono en Colombia, de los cuales se destinó el 94% para diferentes usos de Grupo Ecopetrol (GE), apoyando directamente iniciativas que aceleran la acción climática y agregan valor a las metas de compensación de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) del Grupo. Concretamente el 60% del volumen comercializado durante el periodo se destinó para la certificación de neutralidad en carbono del Icontec, un compromiso que han adquirido voluntariamente algunas filiales de GE. El 26% para la no causación del impuesto al carbono de Refinería de Cartagena y Ecopetrol S.A. y el 8% restante se utilizó para la compensación voluntaria de las emisiones directas de Gases Efecto Invernadero (GEI) generadas por la producción de gasolina extra y asfalto comercializadas en nacionalmente por Ecopetrol S.A.

El 6% de los créditos de carbono fueron comercializados externamente, lo que representa ~45k tCO₂e, corresponden a ventas de la Mesa de Trading de Carbono a clientes mayoristas que acceden al beneficio de la no causación del impuesto al carbono.

Para el cierre de año 2024, se alcanzó un consolidado de 1.8M de tCO₂e comercializadas, lo que representa 6% más que el año anterior.

2. ENERGÍAS PARA LA TRANSICIÓN

Energías Renovables

Al cierre del 2024, el Grupo Ecopetrol acumuló 611 MW de incorporación de fuentes no convencionales de energías renovables. De los 611 MW incorporados, 404 MW están en operación (incluyendo compras en el Mercado de Energía Mayorista), 108 MW en construcción y 99 MW en ejecución.

Adicionalmente, durante el 4T24, Ecopetrol inauguró la Granja Solar La Cira ubicada en la vereda Campo 23, en el corregimiento El Centro, en Barrancabermeja, Santander, la cual cuenta con una capacidad instalada de 56 MW, que entregará hasta 76.3 gigavatios GWh-año, lo que equivale al consumo promedio de 40,500 viviendas en Colombia.

La Granja Solar producirá energía a partir de 84,900 paneles solares en estructuras fijas, que ocupan 53 hectáreas, el equivalente a 49 campos de fútbol profesional y contó con una inversión 100% de Ecopetrol. Esto permite diversificar la matriz energética del campo de producción La Cira Infantas, al sustituir el 14% de su demanda energía eléctrica, que provee actualmente el Sistema Interconectado Nacional. Su entrada en funcionamiento reducirá en promedio 12,500 toneladas de CO₂ por año, lo que equivale a que dejen de circular 8 millones 600 mil vehículos y 2 millones de motos en Bogotá.

Eficiencia Energética

Durante el 2024 se logró una optimización energética de 4.17 PJ (vs meta anual de 1.1 PJ), con un impacto en 349,735 toneladas de CO₂e y un ahorro de COP 128.11 mil millones en las operaciones del Grupo Ecopetrol, alcanzando un total acumulado de 19.91 PJ desde el inicio del programa en 2018. Se destacan los aportes de las siguientes iniciativas: 1. Envío excedente gas ácido de Cupiagua a Cusiana (0.78 PJ), 2. Proyecto OSIG Cusiana (0.54 PJ), 3. Control desempeño energético plantas Refinería de Cartagena (0.36 PJ) y Barrancabermeja (0.23 PJ), 4. Control desempeño energético Piedemonte (0.24 PJ), además de 16 nuevas iniciativas incrementales del segmento de producción, las cuales permitieron incorporar cerca de 1.06 PJ.

Confiabilidad

En el 2024 las diferidas por fallas eléctricas disminuyeron en un 23% respecto a la meta propuesta del 9% tomando como base las diferidas del año 2023, pasando de 1,273,797 bls en 2023 a 949,575 bls, esta reducción obedece principalmente a factores climáticos favorables como menores descargas atmosféricas y a la implementación de iniciativas de mitigación. De igual forma, se realizó la gestión para evitar que 23 fronteras comerciales atendidas en el Mercado No Regulado fueran canceladas debido a la gestión para el cumplimiento del código de medida (CREG 038 2014) y transferidas al Mercado Regulado, evitando sobrecostos en el pago de la tarifa de energía estimados en COP 2,600 MM.

Mercado Eléctrico Mayorista

La tarifa de compra de energía no regulada del Grupo Ecopetrol cerró en el 2024 con una reducción de 5.4% en comparación con la referencia pública de XM para el mercado, representando ahorros estimados en COP 30 mil millones, respecto a contratos del Mercado No Regulado, adicionalmente, se incrementaron las coberturas del portafolio pasando del 49% en el 2023 al 56% en el 2024, disminuyendo la exposición del Grupo Ecopetrol al mercado spot de energía.

Hidrógeno

Ecopetrol aprobó la decisión final de inversión (FID) del proyecto de hidrógeno verde más grande de América Latina al 2026. El proyecto Coral, incluye en su alcance la instalación y puesta en marcha de un electrolizador de 5 megavatios con tecnología de membrana de intercambio de protones (PEM) que habilitará la producción de hidrógeno verde a escala industrial en el primer semestre de 2026, con una capacidad instalada de producción de 880 toneladas al año. Este proyecto posicionará al Grupo Ecopetrol a la par de compañías líderes internacionales en la producción de hidrógeno verde, convirtiéndose en la instalación operativa a escala industrial

más grande de Latinoamérica en 2026, según el ranking de proyectos de hidrógeno a nivel mundial de la Agencia Internacional de Energía (IEA).

Invercolsa

En el 4T24, Invercolsa y sus filiales, tanto controladas como no controladas, registraron un total de 4.1 millones de usuarios conectados al servicio de gas, lo que representa un aumento del 4.4% en comparación con el 4T23. Este crecimiento se atribuye principalmente a la ejecución de proyectos de redes en las filiales y gas social. De julio a diciembre se han realizado 12,673 instalaciones correspondiente a la alianza Gas Social, realizada con Ecopetrol, conectando familias en Pasto, Florencia, Girardot (Girardot, Chaparral, Espinal, Flandes), Popayán, Floridablanca y Piedecuesta, Ocaña, Cúcuta y área metropolitana y Pamplona (Pamplona, Sardinata, El Zulia).

3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

3.1 Transmisión de Energía

Proyectos adjudicados

En Brasil, ISA Energía ha sido adjudicataria de 135 refuerzos a la red de transmisión, de los cuales 82 fueron adjudicados durante el 4T24, en conjunto los 135 refuerzos sumarán un CAPEX de BRL 1,877 millones (~ COP\$ 1.3 billones).

En Colombia, ISA ganó la primera licitación del Plan Misión Transmisión, de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), que consiste en la construcción de una subestación a 500 mil voltios y una línea de transmisión de 20 kilómetros, en el municipio de Magangué, departamento de Bolívar. Las obras adjudicadas buscan garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico de la Costa Caribe, con un Capex de referencia de USD 38.2 millones (~ COP\$ 168 mil millones).

En Perú, ISA REP fue adjudicataria de la ampliación 23, proyecto que fortalecerá la capacidad de transmisión de energía en el norte y sur del país, atendiendo el incremento en la demanda de energía dado el crecimiento poblacional. El proyecto tiene un capex estimado de USD 23 millones (~ COP\$101 mil millones).

Entrada en operación de proyectos

En el 4T24 entraron en operación los siguientes proyectos:

- En Colombia, el servicio de conexión a la Subestación El Copey y la ampliación de la subestación El Copey, así como la ampliación de la subestación Cerromatoso.
- En Brasil, el proyecto IE Minuano y 30 refuerzos a la red de ISA Energía Brasil. El proyecto Minuano consiste en la construcción de una subestación y cerca de 155 km de líneas de transmisión, beneficiando a 8 municipios al aumentar la calidad del servicio en una región montañosa del estado de Rio Grande do Sul.

Con la entrada de estos proyectos, en el 2024 ISA acumula cinco ampliaciones, cuatro proyectos de conexión y un proyecto SmartValves en Colombia, dos proyectos en Perú, dos en Chile y un proyecto sumado a 86 refuerzos y mejoras en Brasil.

3.2 Vías

Durante el 4T24, continuó el avance en la ejecución de Panamericana Este en Panamá, Orbital Sur y de los convenios complementarios en Ruta de la Araucanía, Ruta del Maipo y Ruta de Los Ríos, en Chile.

3.3 Telecomunicaciones

El 17 de diciembre de 2024 se suscribió un acuerdo definitivo y se cerró exitosamente la operación de venta del 100% de las acciones de Internexa Chile S.A., domiciliada en Chile y propiedad de ISA (a través de InterNexa S.A.) y de CMET Telecomunicaciones S.A., a favor de Ufinet Chile SpA y Ufinet Panamá, S.A.

Esta operación alineada con la estrategia diseñada para en el negocio de telecomunicaciones centrándose en las geografías de Colombia y Perú.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	4T 2024	4T 2023	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	4,315	3,557	758	21.3%	15,806	14,168	1,638	11.6%
Depreciación, amortización y agotamiento	288	291	(3)	(1.0%)	1,103	1,138	(35)	(3.1%)
Costos fijos	1,851	1,324	527	39.8%	5,849	4,791	1,058	22.1%
Costo de ventas	2,139	1,615	524	32.4%	6,952	5,929	1,023	17.3%
Utilidad bruta	2,176	1,942	234	12.0%	8,854	8,239	615	7.5%
Gastos operacionales	416	455	(39)	(8.6%)	1,153	1,383	(230)	(16.6%)
Utilidad operacional	1,760	1,487	273	18.4%	7,701	6,856	845	12.3%
Gastos financieros, neto	(849)	(679)	(170)	25.0%	(3,085)	(3,110)	25	(0.8%)
Resultados de participación en compañías	213	144	69	47.9%	540	530	10	1.9%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,124	952	172	18.1%	5,156	4,276	880	20.6%
Provisión impuesto a las ganancias	(30)	(278)	248	(89.2%)	(820)	(600)	(220)	36.7%
Utilidad neta consolidada	1,094	674	420	62.3%	4,336	3,676	660	18.0%
Interés no controlante	(781)	(539)	(242)	44.9%	(3,336)	(2,862)	(474)	16.6%
Utilidad (pérdida) neta antes de impairment	313	135	178	131.9%	1,000	814	186	22.9%
Gasto por impairment de activos de largo plazo	(41)	(208)	167	(80.3%)	(45)	(210)	165	(78.6%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	10	71	(61)	(85.5%)	11	71	(60)	(84.1%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	282	(2)	284	<(500.0%)	966	675	291	43.2%
EBITDA	2,324	2,081	243	11.7%	9,833	9,117	716	7.9%
Margen EBITDA	53.9%	58.5%	-	(4.6%)	62.2%	64.3%	-	(2.1%)

Los **ingresos** del 2024 aumentaron frente al 2023 principalmente por el negocio de energía debido al reconocimiento no recurrente de la Revisión Tarifaria Periódica (“RTP”) ¹¹ en Brasil, el impacto positivo de los escaladores contractuales, la entrada en operación de proyectos y por 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. Así mismo, el negocio de Telecomunicaciones incrementó sus ingresos principalmente por el Plan Nacional de Conectividad en Internexa Colombia.

Respecto al 4T24 frente al 4T23, el incremento en los ingresos se presentó principalmente por el impacto positivo de los escaladores contractuales y la entrada en operación de proyectos.

Los anteriores efectos se compensan parcialmente por: i) en el negocio de vías por menores rendimientos del activo financiero y la finalización de la concesión de Ruta del Bosque y ii) en el negocio de telecomunicaciones por menores ingresos asociados a la desinversión de Internexa en Brasil, Argentina y Chile.

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

Los **costos y gastos operacionales** del 2024 aumentaron frente al 2023 al igual que para el 4T24 frente al 4T23, explicados principalmente por la mayor actividad de construcción y el efecto inflacionario en los costos.

El **resultado financiero neto** disminuyó frente al 2023, principalmente por el menor impacto de la actualización financiera en los créditos indexados a UF en Chile. En el 4T24 se observa un mayor gasto financiero, influenciado por la utilidad que se generó en el 4T23 por la recompra de notas del bono internacional en Interchile.

El **método de participación** en compañías se incrementó en el 2024 y el 4T24 frente a los periodos comparativos debido a los mejores resultados en Ivaí empresa Co-Controlada de ISA Energía Brasil y Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA).

El incremento en el **impuesto a las ganancias** se explica principalmente por el mayor impuesto del exterior generado por los juros de capital recibidos de Brasil en ISA Colombia y los mejores resultados presentados en Perú e ISA Energía Brasil. Para el 4T24 frente al 4T23 se observa un menor impuesto debido principalmente a: i) en el negocio de vías en Chile, por ajustes y recuperación de impuestos diferidos y ii) en ISA por mayor renta exenta.

4. NUEVOS NEGOCIOS

Hidrocarburos

- Finalizando el 2024 Ecopetrol y Occidental Petroleum Corp llegaron a un acuerdo para la extensión del plan de desarrollo de Rodeo Midland Basin, en la cuenca del Permian, en Texas, Estados Unidos, dentro del contrato suscrito desde julio de 2019. Ecopetrol y Oxy mantendrán activo un contrato independiente para el desarrollo de la subcuenca de Delaware, que continuará vigente hasta 2027. Tras cinco años de operación, Ecopetrol Permian y OXY han obtenido resultados operacionales y financieros positivos en la cuenca del Permian, reflejados en el crecimiento de la producción y su contribución a los resultados del Grupo Ecopetrol.
- Por otra parte, Ecopetrol cerró exitosamente la transacción con Repsol Colombia Oil & Gas Limited para adquirir el 45% restante de su participación en el Bloque CPO-09, lo que convierte a Ecopetrol en el titular del 100% del interés de participación en dicho bloque, que es un activo estratégico en el Piedemonte Llanero. El Bloque CPO-09 está localizado en el departamento del Meta, en los municipios de Villavicencio, Acacías, Guamal, Castilla La Nueva, San Martín, Lejanías, El Dorado, El Castillo y Granada.
- Finalmente, Ecopetrol y Parex Resources suscribieron cinco acuerdos para desarrollar nuevas actividades de exploración y producción de hidrocarburos en la cuenca del Putumayo y en la cuenca de Piedemonte. Allí se adelantarán actividades de desarrollo y exploración, con las cuales se espera incorporar volúmenes incrementales de crudo asociados a campos existentes y recursos prospectivos en áreas cercanas a infraestructura.

El cierre de estas operaciones reafirma el compromiso de Ecopetrol con el futuro energético del país, destacando la importancia de los hidrocarburos como un recurso clave para el desarrollo de los proyectos de la transición energética, que le aseguren al país su sostenibilidad energética.

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 el plan financiero y presupuesto anual de inversiones para la vigencia 2025.
- Aprobó los resultados financieros individuales de Ecopetrol y consolidados del Grupo Empresarial Ecopetrol (GEE) del 3T24.
- Aprobó la asignación de recursos para proyectos del segmento del *upstream*.
- Aprobó el cronograma de sesiones ordinarias de la Junta Directiva y de sus Comités de apoyo para el 2025.
- Aprobó las siguientes designaciones:
 - Álvaro Torres como presidente del Comité de Auditoría y Riesgos y experto financiero y contable de la Junta Directiva;
 - Guillermo García Realpe como integrante del Comité de Negocios;
 - Ángela María Robledo Gómez como presidenta del Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad y;
 - Gonzalo Hernández Jiménez como integrante del Comité de Compensación, Nominación y Cultura.
- En materia de compensación, aprobó el incremento salarial general anual, modelo de compensación variable 2025 con respecto a Ecopetrol, el tablero balanceado de gestión (TBG) 2025-2027 del Grupo Ecopetrol y las metas para la vigencia 2025.
- En cuanto a asuntos organizacionales:
 - Efectuó la designación como representante legal principal para fines de abastecimiento de bienes y servicios a Jaime Andrés García.
 - Efectuó la designación de Cristina Toro Restrepo como Secretaria General encargada, a partir del 18 de enero del 2025 y hasta que se efectúe la designación del cargo en propiedad y hasta que se efectúe la designación del cargo en propiedad.
 - Efectuó la designación de Rodolfo García Paredes, como Vicepresidente Corporativo Jurídico encargado, a partir del 18 de enero del 2025 y hasta que se efectúe la designación en propiedad del cargo de Secretaría General.
 - Efectuó la designación de Diana Marcela Jiménez Rodríguez, como Directora de Relacionamento Institucional y de Comunicaciones encargada, a partir del día del 18 de enero del 2025 y hasta que se efectúe la designación del cargo en propiedad.

Gobierno Corporativo

Se relacionan los principales asuntos de gobierno corporativo que tuvieron lugar en el cuarto trimestre de 2024:

- En octubre, como parte del programa diseñado para la comunidad de Directores, se realizó sesión para abordar temáticas asociadas a la toma de decisiones en proyectos de transición energética en entornos VUCA (volátiles, inciertos, complejos y ambiguos).
- En noviembre, Ecopetrol recibió el reconocimiento *Atlas Governance Awards Latam* en la categoría Estatal (mixta), gracias a su excelente desempeño en la integración tecnológica de la herramienta al sistema de gobierno corporativo. Ecopetrol en el 2024 implementó en la gestión de la Junta Directiva de

Ecopetrol y varios de los comités de alta dirección, esta herramienta con altos estándares de seguridad y accesibilidad de la información.

- En la medida que los Comités de Alta Dirección están diseñados para apoyar la gestión del presidente de Ecopetrol S.A., trimestralmente se revisa y evalúa cómo las temáticas que se tratan en dichos comités aportan a la consecución de los objetivos estratégicos. En el último trimestre del año, el encaje de las temáticas discutidas respecto de la Estrategia 2040 fue del 88%.

IV. Presentación de Resultados

El miércoles 5 de marzo de 2025 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-4t-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

Carolina Tovar Aragon

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)	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	16,283	16,544	(1.6%)	62,655	71,745	(12.7%)
Exterior	18,509	18,250	1.4%	70,673	71,334	(0.9%)
Total ingresos	34,792	34,794	(0.0%)	133,328	143,079	(6.8%)
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	3,789	3,540	7.0%	14,646	13,205	10.9%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	2,500	2,254	10.9%	9,780	8,126	20.4%
Depreciación fijo	1,289	1,286	0.2%	4,866	5,079	(4.2%)
Costos variables	14,092	14,224	(0.9%)	50,545	55,906	(9.6%)
Productos importados	5,710	5,010	14.0%	20,528	24,204	(15.2%)
Compras nacionales	5,446	6,233	(12.6%)	22,145	23,110	(4.2%)
Servicio de transporte hidrocarburos	468	432	8.3%	1,729	1,587	8.9%
Variación de inventarios y otros	2,468	2,549	(3.2%)	6,143	7,005	(12.3%)
Costos fijos	6,313	5,543	13.9%	21,290	19,067	11.7%
Servicios contratados	1,482	1,543	(4.0%)	5,140	4,991	3.0%
Servicios de construcción	1,174	669	75.5%	3,585	2,600	37.9%
Mantenimiento	1,648	1,494	10.3%	5,302	4,643	14.2%
Costos laborales	1,089	1,038	4.9%	4,299	3,976	8.1%
Otros	920	799	15.1%	2,964	2,857	3.7%
Total costo de ventas	24,194	23,307	3.8%	86,481	88,178	(1.9%)
Utilidad bruta	10,598	11,487	(7.7%)	46,847	54,901	(14.7%)
Gastos operacionales	1,657	3,787	(56.2%)	9,254	11,155	(17.0%)
Gastos de administración	1,143	3,001	(61.9%)	7,484	9,066	(17.4%)
Gastos de exploración y proyectos	514	786	(34.6%)	1,770	2,089	(15.3%)
Utilidad operacional	8,941	7,700	16.1%	37,593	43,746	(14.1%)
Resultado financiero, neto	(2,376)	(1,486)	59.9%	(8,519)	(5,665)	50.4%
Diferencia en cambio, neto	18	592	(97.0%)	52	2,398	(97.8%)
Intereses, neto	(1,638)	(1,266)	29.4%	(5,750)	(5,039)	14.1%
Gastos financieros	(756)	(812)	(6.9%)	(2,821)	(3,024)	(6.7%)
Resultados de participación en compañías	262	199	31.7%	764	805	(5.1%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	6,827	6,413	6.5%	29,838	38,886	(23.3%)
Provisión impuesto a las ganancias	(2,502)	(454)	451.1%	(10,921)	(14,692)	(25.7%)
Utilidad neta consolidada	4,325	5,959	(27.4%)	18,917	24,194	(21.8%)
Interés no controlante	(1,132)	(851)	33.0%	(4,680)	(4,243)	10.3%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	3,193	5,108	(37.5%)	14,237	19,951	(28.6%)
Recuperación (gasto) por impairment de activos de largo plazo	876	(2,087)	(142.0%)	867	(2,098)	(141.3%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(171)	1,207	(114.2%)	(169)	1,209	(114.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,898	4,228	(7.8%)	14,935	19,062	(21.7%)
EBITDA	11,877	12,251	(3.1%)	54,143	60,718	(10.8%)
Margen EBITDA	34,1%	35,2%	(1.1%)	40,6%	42,4%	(1.8%)

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

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2024	Diciembre 31, 2023	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	14,054	12,336	13.9%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	20,426	33,311	(38.7%)
Inventarios	10,028	10,202	(1.7%)
Activos por impuestos corrientes	11,438	8,111	41.0%
Otros activos financieros	852	1,861	(54.2%)
Otros activos	3,798	2,770	37.1%
	60,596	68,591	(11.7%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	47	24	95.8%
Total activos corrientes	60,643	68,615	(11.6%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,652	8,419	2.8%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	32,136	29,781	7.9%
Propiedades, planta y equipo	107,455	95,171	12.9%
Recursos naturales y del medio ambiente	47,666	45,216	5.4%
Activos por derecho de uso	980	842	16.4%
Intangibles	16,413	14,715	11.5%
Activos por impuestos diferidos	16,269	12,910	26.0%
Otros activos financieros	4,389	372	>500.0%
Goodwill y otros activos	6,742	6,239	8.1%
Total activos no corrientes	240,702	213,665	12.7%
Total activos	301,345	282,280	6.8%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	11,288	15,550	(27.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	19,302	18,890	2.2%
Provisiones por beneficios a empleados	3,369	3,059	10.1%
Pasivos por impuestos corrientes	2,769	2,869	(3.5%)
Provisiones y contingencias	1,621	1,595	1.6%
Otros pasivos	1,286	1,600	(19.6%)
Total pasivos corrientes	39,635	43,563	(9.0%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	108,677	90,266	20.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	15	27	(44.4%)
Provisiones por beneficios a empleados	14,008	15,214	(7.9%)
Pasivos por impuestos no corrientes	13,969	12,862	8.6%
Provisiones y contingencias	12,736	14,547	(12.4%)
Otros pasivos	2,329	2,703	(13.8%)
Total pasivos no corrientes	151,734	135,619	11.9%
Total pasivos	191,369	179,182	6.8%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	83,697	78,392	6.8%
Interés no controlante	26,279	24,706	6.4%
Total patrimonio	109,976	103,098	6.7%
Total pasivos y patrimonio	301,345	282,280	6.8%

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2024	4T 2023	12M 2024	12M 2023
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	3,898	4,228	14,935	19,062
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	1,132	851	4,680	4,243
Cargo por impuesto a las ganancias	2,673	(753)	11,091	13,483
Depreciación, agotamiento y amortización	3,906	3,749	15,197	13,813
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(18)	(592)	(52)	(2,398)
Utilidad en reversión de campos	(28)	0	(28)	0
Costo financiero reconocido en resultados	2,685	2,312	9,843	9,121
Pozos secos	161	496	1,108	1,472
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	24	112	50	(143)
Impairment de activos de corto y largo plazo	(769)	2,124	(605)	2,194
Ganancia por valoración de activos financieros	(464)	(80)	(1,675)	(245)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	72	0	26	2
Ganancia en Combinación de negocios	(1,699)	0	(1,699)	0
Ganancia por venta de activos	(1)	6	21	20
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(262)	(199)	(764)	(805)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	210	0	239	587
Provisiones y contingencias	101	450	310	853
Otros conceptos menores	7	6	5	25
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(552)	949	2,663	(28,651)
Impuesto de renta pagado	(1,496)	(3,259)	(10,219)	(12,832)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	9,580	10,400	45,128	19,801
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en negocios conjuntos	(8)	0	(20)	0
Inversiones en subsidiarias, neto de efectivo	0	0	(159)	0
Contraprestación pagada en adquisición de activos	(880)	0	(880)	0
Inversión en propiedad, planta y equipo	(3,629)	(3,258)	(9,521)	(9,350)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,992)	(3,666)	(10,541)	(13,964)
Adquisiciones de intangibles	(248)	(300)	(866)	(777)
Venta activos mantenidos para la venta e instrumentos de patrimonio	7	0	124	0
(Compra) venta de otros activos financieros	782	(27)	(2,455)	976
Intereses recibidos	412	506	1,627	1,884
Dividendos recibidos	182	206	425	482
Ingresos por venta de activos	147	(22)	231	729
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(6,227)	(6,561)	(22,034)	(20,020)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	(979)	1,709	997	12,375
Pago de intereses	(1,906)	(1,853)	(7,526)	(6,581)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(143)	(153)	(563)	(534)
Restitución de capital	(10)	(21)	(31)	(45)
Dividendos pagados	(632)	(1,711)	(15,565)	(5,571)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(3,670)	(2,029)	(22,688)	(356)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	272	(1,545)	1,312	(2,490)
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(44)	265	1,719	(3,065)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	14,099	12,071	12,336	15,401
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	14,055	12,336	14,055	12,336

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2024	4T 2023	12M 2024	12M 2023
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	3,898	4,228	14,935	19,062
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,906	3,749	15,197	13,813
(+/-) Impairment activos a largo plazo	(876)	2,087	(867)	2,098
(+/-) Resultado financiero, neto	2,376	1,486	8,519	5,665
(+) Provisión impuesto a las ganancias	2,673	(753)	11,090	13,483
(+) Impuestos y otros	489	603	2,310	2,354
(+/-) Interés no controlante	1,132	851	4,680	4,243
EBITDA Consolidado	11,877	12,251	54,143	60,718

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (4T24)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Transmisión de Energía y Vías	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	1,906	426	1,280	282	4	3,898
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,750	546	338	272	0	3,906
(+/-) Impairment activos a largo plazo	480	(1,271)	(127)	42	0	(876)
(+/-) Resultado financiero, neto	995	557	(31)	848	7	2,376
(+) Provisión impuesto a las ganancias	2,058	(245)	838	21	1	2,673
(+) Otros Impuestos	182	193	36	78	0	489
(+/-) Interés no controlante	(24)	41	334	781	0	1,132
EBITDA Consolidado	6,626	247	2,668	2,324	12	11,877

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD) Negocio	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 12M 2024 MUSD	% Participación
Hidrocarburos*	2,901	1,821	4,722	80%
Producción	2,092	1,143	3,235	55%
Exploración	330	123	453	8%
Refinación y Petroquímica	291	172	463	8%
Transporte*	0	372	372	6%
Corporativo y Otros	188	11	199	3%
Transmisión y Vías	0	1,158	1,158	20%
Transmisión de energía	0	991	991	17%
Vías	0	145	145	2%
Telecomunicaciones	0	22	22	1%
Total	2,901	2,979	5,880	100%

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

*Incluye inversiones en gas por 611 MUSD distribuidos en 351 MUSD en Producción, Exploración 249 MUSD y 11 MUSD en el segmento de VEE

*Incluye solo el total de inversiones orgánicas

Anexos Ecopetrol S.A.

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

Tabla 7: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)
Nacionales	15,612	16,677	(6.4%)	62,345	71,316	(12.6%)
Exterior	10,901	11,304	(3.6%)	43,089	47,140	(8.6%)
Total ingresos	26,513	27,981	(5.2%)	105,434	118,456	(11.0%)
Costos variables	17,716	18,266	(3.0%)	67,280	75,128	(10.4%)
Costos fijos	4,437	4,241	4.6%	16,265	15,727	3.4%
Costo de ventas	22,153	22,507	(1.6%)	83,545	90,855	(8.0%)
Utilidad bruta	4,360	5,474	(20.4%)	21,889	27,601	(20.7%)
Gastos operacionales	(336)	1,807	(118.6%)	3,025	5,796	(47.8%)
Utilidad operacional	4,696	3,667	28.1%	18,864	21,805	(13.5%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,766)	(833)	112.0%	(6,391)	(3,400)	88.0%
Resultados de participación en compañías	2,572	2,205	16.6%	8,489	11,051	(23.2%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5,502	5,039	9.2%	20,962	29,456	(28.8%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,571)	259	(706.6%)	(5,993)	(9,324)	(35.7%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,931	5,298	(25.8%)	14,969	20,132	(25.6%)
Gastos por Impairment de activos largo plazo	(65)	(2,384)	(97.3%)	(65)	(2,384)	(97.3%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	31	1,314	(97.6%)	31	1,314	(97.6%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,897	4,228	(7.8%)	14,935	19,062	(21.7%)
EBITDA	5,210	5,709	(8.7%)	25,817	29,602	(12.8%)
Margen EBITDA	19.7%	20.40%	(0.7%)	24.50%	25.00%	(0.5%)

Miles de Millones (COP)	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)
Nacionales	15,612	16,677	(6.4%)	62,345	71,316	(12.6%)
Exterior	10,901	11,304	(3.6%)	43,089	47,140	(8.6%)
Total ingresos	26,513	27,981	(5.2%)	105,434	118,456	(11.0%)
Costos variables	17,716	18,266	(3.0%)	67,280	75,128	(10.4%)
Costos fijos	4,437	4,241	4.6%	16,265	15,727	3.4%
Costo de ventas	22,153	22,507	(1.6%)	83,545	90,855	(8.0%)
Utilidad bruta	4,360	5,474	(20.4%)	21,889	27,601	(20.7%)
Gastos operacionales	(336)	1,807	(118.6%)	3,025	5,796	(47.8%)
Utilidad operacional	4,696	3,667	28.1%	18,864	21,805	(13.5%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,766)	(833)	112.0%	(6,391)	(3,400)	88.0%
Resultados de participación en compañías	2,572	2,205	16.6%	8,489	11,051	(23.2%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5,502	5,039	9.2%	20,962	29,456	(28.8%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,571)	259	<(500.0%)	(5,993)	(9,324)	(35.7%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,931	5,298	(25.8%)	14,969	20,132	(25.6%)
Gastos por Impairment de activos largo plazo	(65)	(2,384)	(97.3%)	(65)	(2,384)	(97.3%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	31	1,314	(97.6%)	31	1,314	(97.6%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,897	4,228	(7.8%)	14,935	19,062	(21.7%)
EBITDA	5,210	5,709	(8.7%)	25,817	29,602	(12.8%)
Margen EBITDA	19.7%	20.40%	(0.7%)	24.50%	25.00%	(0.5%)

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2024	Diciembre 31, 2023	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,141	3,751	10.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	13,634	23,772	(42.6%)
Inventarios	6,933	6,562	5.7%
Activos por impuestos corrientes	9,743	6,657	46.4%
Otros activos financieros	1,274	2,518	(49.4%)
Otros activos	1,794	1,733	3.5%
Total activos corrientes	37,519	44,993	(16.6%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	44	16	175.0%
Total activos corrientes	37,563	45,009	(16.5%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	94,495	83,667	12.9%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	594	481	23.5%
Propiedades, planta y equipo	36,891	30,346	21.6%
Recursos naturales y del medio ambiente	28,043	27,976	0.2%
Activos por derecho de uso	2,573	2,520	2.1%
Intangibles	590	395	49.4%
Activos por impuestos diferidos	9,535	7,017	35.9%
Otros activos financieros	2,695	28	>500.0%
Goodwill y otros activos	1,262	1,293	(2.4%)
Total activos no corrientes	176,678	153,723	14.9%
Total activos	214,241	198,732	7.8%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	7,784	11,439	(32.0%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	16,102	14,990	7.4%
Provisiones por beneficios a empleados	2,991	2,713	10.2%
Pasivos por impuestos corrientes	831	864	(3.8%)
Provisiones y contingencias	1,135	1,105	2.7%
Otros pasivos	392	150	161.3%
Total pasivos corrientes	29,235	31,261	(6.5%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	76,871	62,110	23.8%
Provisiones por beneficios a empleados	13,544	14,439	(6.2%)
Pasivos por impuestos no corrientes	10,081	462	>500.0%
Provisiones y contingencias	289	11,766	(97.5%)
Otros pasivos	0	302	(100.0%)
Total pasivos no corrientes	101,309	89,079	13.7%
Total pasivos	130,544	120,340	8.5%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	83,697	78,392	6.8%
Total patrimonio	83,697	78,392	6.8%
Total pasivos y patrimonio	214,241	198,732	7.8%

Tabla 9: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	4T 2024	4T 2023	% Part.	12M 2024	12M 2023	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	186.7	176.5	40.3%	183.6	166.0	41.2%
Asia	207.2	250.9	44.7%	220.2	230.6	49.4%
América Central / Caribe	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Otros	19.4	8.4	4.2%	10.8	6.4	2.4%
Europa	22.0	0.0	4.7%	13.2	18.8	3.0%
Costa Oeste EE.UU.	16.9	5.3	3.7%	9.3	7.3	2.1%
América del Sur	0.0	0.0	0.0%	2.0	0.9	0.4%
Costa Este EE.UU.	11.1	0.0	2.4%	6.8	0.0	1.5%
Total	463.3	441.0	100.0%	445.9	430.0	100.0%

Productos - kbped	4T 2024	4T 2023	% Part.	12M 2024	12M 2023	% Part.
América Central / Caribe	43.2	34.0	34.0%	37.3	33.6	32.5%
Costa del Golfo EE.UU.	41.5	23.9	32.7%	34.3	20.7	29.9%
Asia	14.0	14.2	11.0%	15.2	17.9	13.3%
América del Sur	9.8	7.4	7.7%	8.7	9.6	7.6%
Costa Este EE.UU.	9.4	21.0	7.4%	14.6	15.9	12.7%
Europa	9.0	2.2	7.1%	4.5	3.5	3.9%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	3.3	0.0%	0.0	0.8	0.0%
Otros	0.0	7.6	0.0%	0.2	10.5	0.2%
Total	127.0	113.6	100.0%	114.8	112.5	100.0%

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

Tabla 10: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales - kbped	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)
Crudo	215.0	209.3	2.7%	213.9	204.9	4.4%
Gas	6.1	4.7	29.8%	6.5	3.9	66.7%
Productos	3.5	3.1	12.9%	3.3	3.2	3.1%
Diluyente	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Total	0.0	217.2	(100.0%)	0.0	212.1	(100.0%)

Importaciones - kbped	4T 2024	4T 2023	Δ (%)	12M 2024	12M 2023	Δ (%)
Crudo	36.2	49.9	(27.5%)	45.8	63.0	(27.3%)
Productos	113.2	69.3	63.3%	84.3	78.1	7.9%
Diluyente	24.2	28.0	(13.6%)	29.4	25.6	14.8%
Total	0.0	147.2	(100.0%)	0.0	166.7	(100.0%)

Total	0.0	364.4	(100.0%)	0.0	378.8	(100.0%)
--------------	------------	--------------	-----------------	------------	--------------	-----------------

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	C3	Perdices	Colombia Norte	Hocol 100% (operador)	Seco	Enero 29/2024
2	Primero	Machin-1ST1	C3	VMM32	VMM	Ecopetrol 51% (Operador)	Seco	Febrero 17/2024
3	Segundo	Toritos Norte-1	B2C	LLA123	LLanos Central	Geopark 50%(operador) - Hocol 50%	Exitoso	Mayo 31/2024
4	Segundo	Rocoto-1HZ	C2a	Fortuna	VMM	Parex 80% (Operador) ECP 20%	Seco	Mayo 20/2024
5	Tercero	Guamal Profundo-1	B1	CPO-9	Llanos Sur	Ecopetrol 55% (Operador) - Repsol 45%	Exitoso	Julio 20/2024
6	Tercero	Sirius-2	B1	Gua Off 0	Caribe offshore	Petrobras 44,44% (operador) - Ecopetrol 55,56%	Exitoso	Agosto 06/2024
7	Tercero	Toritos-2	B1	LLA123	LLanos Central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	Exitoso	Julio 24/2024
8	Tercero	Toritos Sur-1	B2C	LLA123	Llanos Central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	Exitoso	Septiembre 2/2024
9	Tercero	Caripeto-1	A2C	Rondon	Llanos Norte	Sierracol 35% (operador) - Ecopetrol 65%	En Evaluación	Agosto 20/2024
10	Tercero	Pau Brasil	C3	Pau Brasil	Santos	BP 50% (Operador) - CNOOC 30% - Ecopetrol 20%	Seco	Agosto 8/2024
11	Cuarto	Bisbita Este-1	A2a	LLA123	LLanos Central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	Exitoso	Octubre 10/2024
12	Cuarto	Saltador-2	C2c	LLA123	Llanos Central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	Seco	Noviembre 5/2024
13	Cuarto	Arantes-1ST4	C3	LLA122	Piedemonte	Parex 50% (Operador) - Ecopetrol 50%	Seco	Noviembre 6/2024
14	Cuarto	Toritos Sur-2	A1	LLA123	Llanos Central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	En Evaluación	Noviembre 10/2024
15	Cuarto	Arbolito Norte-1	C3	UPAR	Valle Superior Magdalena (VSM)	Hocol 100% (Operador)	Seco	Noviembre 16/2024
16	Cuarto	Bisbita Oeste-1	A1	LLA123	Llanos Central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	En Evaluación	Diciembre 22/2024

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

Indicadores HSE*	4T 2024	4T 2023	12M 2024	12M 2023
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.40	0.22	0.32	0.26
Incidentes ambientales**	0	1	2	2

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