

Resultados 2023 CUARTO TRIMESTRE

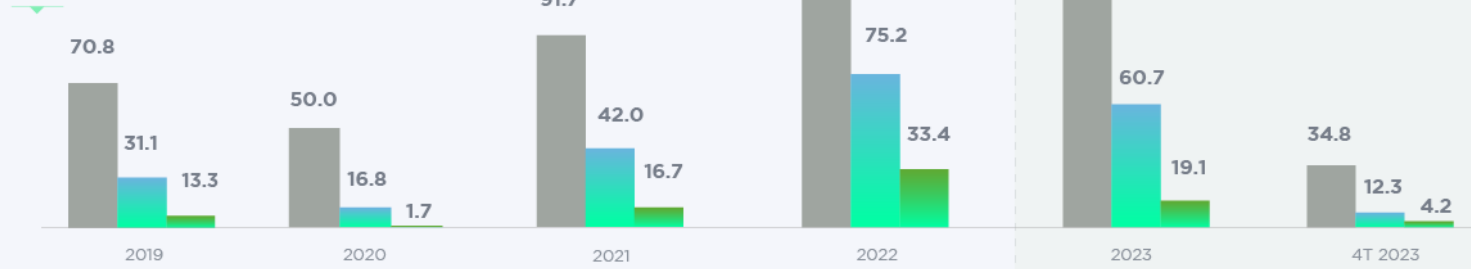
CONSOLIDANDO Y ASEGURANDO
EL NEGOCIO TRADICIONAL DE HIDROCARBUROS



PRODUCCIÓN (kbped)



COP Billones



● Ingresos ● EBITDA ● Utilidad Neta ○ Brent USD/BL

2023 tuvo la inversión más alta de los últimos 8 años (COP 27.2 billones)*

*Sin inversión inorgánica

Soluciones de Bajas Emisiones



Gas natural y GLP*

75%

Participación de mercado

*Gas Licuado de Petróleo

Hidrocarburos

Producción

MÁS ALTA EN LOS ÚLTIMOS 8 AÑOS

737 Kbped

(+27 Kbped vs 2022)



50% de éxito exploratorio en 2023*

*Puede variar con los resultados o cambio de estatus de pozos en evaluación. No incluye pozos delimitadores ni estratigráficos.

Transporte

EVACUACIÓN ANUAL DE PRODUCTOS HISTÓRICA (305.9KBD)

1,113 Kbd

(+42 Kbd vs 2022)

Refinación

RÉCORD HISTÓRICO EN 2023 EN AMBAS REFINERÍAS

420 Kbd

(+62 Kbd vs 2022)

Transmisión y vías



15% Aporte al EBITDA del GE en el 2023

Adjudicaciones recibidas

\$-10BCOP

Inversiones en los próximos años en transmisión

Acelerando la Transición Energética

Transferencias a la Nación récord
COP -58 billones en 2023

3.9 Petajulios de ahorro de Energía GE

COP 1.94 billones invertidos en SosTecnibilidad®

-1.5 MtCO2e Emisiones de gases efecto invernadero reducidas en 2020-2023

Top 3 en empresas de Petróleo y Gas - Mejores prácticas de Sostenibilidad según Dow Jones Sust. Index



Cerramos el 2023 con sólidos resultados operativos que impulsaron los logros de toda la empresa. Hemos alcanzado los segundos mejores resultados financieros en la historia siguiendo nuestra planeación financiera, potenciando nuestro negocio tradicional y gestionando los pasos hacia la

transición energética.

El 2023 estuvo inmerso en un mercado más retador. El precio promedio del Brent fue inferior en comparación con 2022 (82 USD/bl vs 99 USD/bl) por efecto de la normalización de las condiciones de mercado post pandemia, la lenta recuperación económica en China y al aumento de la oferta de crudo fuera de la OPEP+. Además, se presentaron desafíos geopolíticos y presiones inflacionarias que impactaron nuestros costos.

No obstante, la estrategia comercial de Ecopetrol capitalizó la mayor demanda por nuestros crudos como consecuencia de los recortes en producción de la OPEP+ y las limitaciones de oferta del crudo canadiense. Al mismo tiempo, los diferenciales de nuestros productos refinados se mantuvieron fuertes frente a la historia permitiendo aprovechar el crecimiento en capacidad de nuestras refinerías.

Aunado a esto, en 2023 alcanzamos hitos importantes:

- i) En hidrocarburos logramos la cifra de producción anual más alta de los últimos 8 años (737 kbped); en transporte logramos un volumen anual de 1,113 kbd que incluye la evacuación por poliductos más alta de la historia (306 kbd); y en refinación, el récord histórico anual de carga consolidada (420 kbd).
- ii) En exploración, logramos una tasa de éxito exploratorio del 50%, destacándose Glaucus-1, que confirma el potencial del Offshore del caribe colombiano en Gorgón. Sumado al cumplimiento del hito del inicio de perforación del pozo Orca Norte-1, 100% por parte de Ecopetrol.
- iii) En inversiones alcanzamos una ejecución del 97% en el año, el nivel más alto de los últimos 8 años (COP 27.2 billones).
- iv) Logramos cerrar el año con un saldo del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles - FEPC de COP 20.5 billones y

una tasa de acumulación inferior en ~44% con respecto a 2022.

- v) En enero de 2024 realizamos una exitosa emisión de bonos en el mercado internacional como parte de la estrategia de refinanciación de la compañía y que evidenció el apetito de los inversionistas por nuestros títulos de deuda.
- vi) Generamos transferencias a la Nación por COP 58 billones acumulados en el año marcando un récord histórico.

Los resultados financieros estuvieron apalancados por la dinámica operativa, superando las principales metas establecidas en nuestro Plan financiero. En el 4T23 se registraron ingresos por COP 34.8 billones, una utilidad neta de COP 4.2 billones, un EBITDA de COP 12.3 billones y un margen EBITDA de 35%. En el acumulado del año presentamos ingresos consolidados por COP 143.1 billones, una utilidad neta de COP 19.1 billones, un EBITDA de COP 60.7 billones, y un margen EBITDA de 42%. El indicador deuda bruta/EBITDA se ubicó por debajo de nuestra meta del año en 1.7 veces, el retorno sobre el capital empleado (ROACE) fue de 11.5% y el saldo de caja fue de COP 14.3 billones.

En la línea de **Hidrocarburos**, en 2023 se declararon 11 pozos exitosos que incluyen 3 éxitos exploratorios del 4T23: Zorzal Este-1, Magnus-1 y Bisbita Centro-1. El pozo Orca Norte-1, perforado en el 2023 y cuya evaluación realizada en enero de 2024, confirmó la presencia de dos acumulaciones de gas en reservorios diferentes al descubrimiento Orca-1, lo cual activa una reevaluación del proyecto original, a la vez que amplía el potencial de gas de La Guajira Offshore.

En cuanto a la **producción**, alcanzamos un promedio de 737 kbped en el 2023, aumentando 27 kbped frente al 2022. Se destaca el aporte de los Campos Rubiales y Caño Sur en Colombia, así como de Permian en Estados Unidos. Cabe destacar, que la recuperación secundaria y terciaria aportaron cerca del 41% de la producción diaria principalmente a través de la inyección de agua en Chichimene y Castilla.

En el segmento de **transporte**, el volumen total transportado en el 2023 fue de 1,113 kbd, aumentando 42 kbd frente a 2022, apalancando un EBITDA histórico del segmento en 2023 de COP 11.8 billones. Lo anterior, explicado en su mayoría por un incremento en el transporte de crudo asociado a la mayor producción en la Zona Llanos, una evacuación histórica de productos desde las

refinerías y optimizaciones operativas en los sistemas de transporte.

En **refinación** se alcanzó una carga anual consolidada récord de 420 kbd y un margen bruto integrado de 17.6 USD/Bl. Lo anterior, apalancado por la operación continua de la Interconexión de las Plantas de Crudo de Cartagena – IPCC y una disponibilidad operacional promedio del 95%, siendo la más alta de los últimos 5 años.

En el frente **comercial**, durante el 4T23 se constituyó la filial comercial Ecopetrol US Trading (EUST), en Houston, Texas, alcanzando en su primer trimestre de operación un EBITDA de USD \$19.5 millones y 9.3 Mbbls de crudo y productos comercializados. De la misma manera, nuestra filial Ecopetrol Trading Asia continuó consolidando su presencia en el mercado asiático, representando ~53% de nuestras exportaciones con destino al continente.

En la línea de **Soluciones de Bajas Emisiones**, el gas natural y el GLP aportaron el 22% del total de la producción del Grupo durante el 4T23. En energías renovables, se lograron reducir alrededor de 26,294 toneladas de CO₂ equivalentes a través de la operación de nuestros parques solares Brisas, Castilla y San Fernando, entre otros en CENIT, además de la Pequeña Central Hidroeléctrica Cantayús.

Como parte del proceso de incorporación de fuentes no convencionales de energías renovables dentro de nuestra matriz energética, hemos incorporado 472 MW (en construcción, operación y ejecución). Adicionalmente, en el frente de eficiencia energética se logró optimización de 3.89 PJ (energía térmica 3.37 PJ y eléctrica 0.52 PJ), en consecuencia, una reducción de emisiones por 274 mil toneladas de CO₂ equivalentes en las operaciones del GE, gracias a la incorporación de tecnologías de estas optimizaciones.

En la línea de negocio de **Transmisión y Vías**, durante el 2023 se registraron resultados operativos y financieros sobresalientes, con un aporte al EBITDA del Grupo cercano al 15% (COP 9.1 billones). En el periodo, entraron en operación varios proyectos en Latinoamérica y se lograron nuevas adjudicaciones, destacándose: i) en Chile, a través de ISA INTERVIAL la adjudicación de la Concesión Orbital Sur Santiago con un CAPEX de referencia de USD 500 millones (~COP 1.9 billones) y ii) en Perú,

en consorcio con Grupo Energía de Bogotá se adjudicó la construcción de dos proyectos que ascienden a USD 833 millones (~COP \$3.2 billones). Frente a los resultados en **SosTECnibilidad®**, destacamos:

En la dimensión **ambiental** en el 4T23 se reutilizaron en la operación cerca de 39 millones de metros cúbicos de agua, reduciendo la presión sobre los recursos hídricos. Adicionalmente, se lograron reducir 581,532 tCO₂e en el año, superando en 40% la meta establecida. Por otro lado, se logró una disminución del 76% en incidentes con afectación ambiental asociados a la operación, siendo el mejor desempeño de los últimos 5 años en este aspecto.

En el marco de la Conferencia de las Partes de Cambio Climático COP 28 (Dubái), se destacó el compromiso de la compañía con metas como: i) Cero emisiones netas de carbono a 2050 (alcances 1 y 2), (ii) Eliminar las quemaduras rutinarias de gas en teas a 2030 y (iii) Apuntar a cero emisiones netas de metano en 2030. En esta misma línea, la compañía obtuvo el reconocimiento por parte del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) por sus avances en la medición, reporte y metas de reducción de emisiones de metano.

En **economía circular** a cierre de 2023, se identificaron cerca de 300 iniciativas, incluyendo 14 proyectos de asfalto modificado con plástico reciclado para su aplicación en tramos viales, el equivalente a 6 millones de bolsas plásticas. Asimismo, la prueba exitosa de reciclaje químico implementando en la Refinería de Barrancabermeja para el procesamiento de aceite pirolítico proveniente de residuos plásticos de difícil reciclabilidad para producir polipropileno circular para envases de alimentos, entre otras.

En la dimensión **social**, para el 2023 se reporta la tasa de incidentes laborales más baja de la historia, ubicándonos entre las cinco grandes empresas petroleras del mundo líderes en este aspecto¹. No obstante, lamentamos las dos fatalidades en el accidente del pozo Tesoro 29 en abril de 2023. Agradezco el arduo trabajo y dedicación de todas nuestras filiales del Grupo Ecopetrol y especialmente a cada uno de los trabajadores de la compañía al no escatimar esfuerzos diariamente por mantener los estándares de seguridad y proteger la integridad y vida de nuestros colaboradores.

¹ De acuerdo con International Association of Oil And Gas Producer del 2023

En términos de inversión socio-ambiental, se destinaron en el 2023 cerca de COP 587,363 millones para el Portafolio de Desarrollo Territorial que incluye la inversión social, ambiental y de relacionamiento de carácter estratégico y obligatorio, aportando así al desarrollo económico y social del país y aportando al cierre de brechas sociales. Se ejecutaron proyectos en educación, desarrollo rural inclusivo, emprendimiento y desarrollo empresarial e infraestructura pública y comunitaria. Por otro lado, Ecopetrol lideró a través del mecanismo de obras por impuestos en 2023 la ejecución de 46 proyectos por COP 416,830 millones.

En la agenda de **innovación y tecnología**, durante 2023 la red de Innovación Econova, compuesta por 5 centros de innovación en diferentes regiones, se lograron movilizar alrededor de 110 actores, generar 120 empleos y acelerar 30 emprendimientos orientados hacia las TIC's², educación, salud y bienestar, entre otros.

Para 2024 continuaremos priorizando la disciplina de capital, controlando rigurosamente los costos y enfocándonos en eficiencias con el fin de asegurar la generación de valor para todos nuestros grupos de interés. Nuestra meta es proteger la integridad y el valor de nuestro negocio tradicional mientras avanzamos aceleradamente hacia la diversificación del portafolio y una transición energética justa.

Ricardo Roa Barragán
Presidente Ecopetrol S.A.

² Tecnologías de la Información y las Comunicaciones

Bogotá D.C., 29 de febrero de 2024, Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el cuarto trimestre de 2023 y año acumulado, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

El Grupo generó en 2023 el segundo mejor resultado financiero de su historia, al obtener una utilidad neta de COP \$19.1 billones, un EBITDA de COP \$60.7 billones con un margen EBITDA de 42%, gracias al gran desempeño operativo en todos los segmentos de negocio, reflejado en un incremento en la producción, cargas a las refinerías, volúmenes transportados y, ventas de crudos y productos. Lo anterior a pesar de: i) entorno de precios más bajo que 2022, ii) efecto inflacionario y iii) mayor tasa efectiva de tributación.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2023	4T 2022	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	34,794	39,678	(4,884)	(12.3%)	143,079	159,474	(16,395)	(10.3%)
Depreciación y amortización	3,540	3,049	491	16.1%	13,205	11,410	1,795	15.7%
Costos variables	14,224	16,015	(1,791)	(11.2%)	55,906	61,406	(5,500)	(9.0%)
Costos fijos	5,543	4,943	600	12.1%	19,067	16,642	2,425	14.6%
Costo de ventas	23,307	24,007	(700)	(2.9%)	88,178	89,458	(1,280)	(1.4%)
Utilidad bruta	11,487	15,671	(4,184)	(26.7%)	54,901	70,016	(15,115)	(21.6%)
Gastos operacionales y exploratorios	3,787	3,655	132	3.6%	11,155	9,635	1,520	15.8%
Utilidad operacional	7,700	12,016	(4,316)	(35.9%)	43,746	60,381	(16,635)	(27.6%)
Ingresos (gastos) financieros, neto	(1,486)	(1,469)	(17)	1.2%	(5,665)	(6,835)	1,170	(17.1%)
Participación en resultados de compañías	199	112	87	77.7%	805	768	37	4.8%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	6,413	10,659	(4,246)	(39.8%)	38,886	54,314	(15,428)	(28.4%)
Provisión impuesto a las ganancias	(454)	(2,945)	2,491	(84.6%)	(14,692)	(17,254)	2,562	(14.8%)
Utilidad neta consolidada	5,959	7,714	(1,755)	(22.8%)	24,194	37,060	(12,866)	(34.7%)
Interés no controlante	(851)	(844)	(7)	0.8%	(4,243)	(3,630)	(613)	16.9%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	5,108	6,870	(1,762)	(25.6%)	19,951	33,430	(13,479)	(40.3%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(2,087)	(282)	(1,805)	640.1%	(2,098)	(288)	(1,810)	628.5%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	1,207	263	944	358.9%	1,209	264	945	358.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	4,228	6,851	(2,623)	(38.3%)	19,062	33,406	(14,344)	(42.9%)
EBITDA	12,251	15,996	(3,745)	(23.4%)	60,718	75,244	(14,526)	(19.3%)
Margen EBITDA	35.2%	40.3%	-	(5.1%)	42.4%	47.2%	-	(4.8%)

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 2023 presentaron una disminución de 10.3% correspondientes a COP -16.4 billones versus 2022, totalizando COP 143.1 billones como resultado neto entre:

- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos y productos de -17.5 USD/BI (COP -26.9 billones), por menor precio de referencia Brent y un deterioro de los diferenciales versus el Brent, principalmente de productos refinados.
- Mayor volumen de ventas (COP +7.5 billones, +51.7 kbped), por: i) mejor desempeño operativo en la Refinería de Cartagena, ii) incremento en la producción de crudos y productos y iii) mayores operaciones de Trading.
- Mayores ingresos por servicios (COP +1.1 billones), derivados de los mejores resultados en transmisión de energía y vías, servicios de transporte y otros servicios.
- Aumento en la tasa de cambio promedio, impactando positivamente los ingresos (COP +1.9 billones).

Los ingresos por ventas en el 4T23 disminuyeron -12.3% versus 4T22, equivalentes a una variación de COP -4.9 billones totalizando COP 34.8 billones, debido al resultado combinado entre:

- Efecto cambiario negativo en los ingresos (COP -5.4 billones), por menor tasa de cambio promedio.
- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos y productos de -6.5 USD/BI (COP -2.7 billones), por menor precio de referencia Brent y deterioro del diferencial versus el Brent principalmente de destilados medios, compensado en parte con fortalecimiento del diferencial negociado de crudos.
- Disminución de los ingresos de transmisión de energía y vías y, otros servicios (COP -0.3 billones).
- Incremento del volumen de ventas (COP +3.5 billones, +100.1 kbped), por: i) realización de cargamentos negociados bajo la modalidad DAP (Delivery at Place), que habían quedado en tránsito en el 3T23, ii) mayor producción y iii) mejor desempeño operativo en ambas refinerías.

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	4T 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)
Destilados Medios	186.1	174.1	6.9%	175.0	171.6	2.0%
Gasolinas	140.6	153.7	(8.5%)	145.5	151.9	(4.2%)
Gas Natural	93.1	90.4	3.0%	91.6	96.0	(4.6%)
Industriales y Petroquímicos	20.8	23.3	(10.7%)	21.2	22.5	(5.8%)
GLP y Propano	16.6	19.7	(15.7%)	17.9	19.0	(5.8%)
Crudo	(0.1)	6.0	(102%)	1.2	3.1	(61.3%)
Combustóleo	0.2	0.2	0.0%	0.3	0.1	200.0%
Total Volúmenes Locales	457.2	467.4	(2.2%)	452.7	464.2	(2.5%)
Volumen de Exportación - kbped	4T 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)
Crudo	441.0	372.6	18.4%	430.0	400.3	7.4%
Productos	113.6	76.3	48.9%	112.5	83.0	35.5%
Gas Natural*	12.3	7.9	55.7%	9.9	5.8	70.7%
Total Volúmenes de Exportación	566.9	456.7	24.1%	552.4	489.1	12.9%
Total Volúmenes Vendidos	1,024.2	924.1	10.8%	1,005.0	953.3	5.4%

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

El total de volumen vendido durante el 4T23 ascendió a 1,024.2 kbped, 10.8% mayor frente al 4T22, como resultado de un mayor volumen de exportación.

Las ventas en Colombia, que representaron el 45% del total, mostraron una disminución de 2.2% (-10.2 kbped) versus 4T22, debido principalmente a:

- Disminución del 8.5% (-13.1 kbped) en ventas de gasolina explicado por menor una demanda nacional asociada a incremento de precios.

- Disminución del 15.7% (-3.1 kbped) en ventas de GLP y Propano por menores cantidades ofertadas principalmente en Cupiagua.
- Incremento del 3% (+2.7 kbped) en ventas de gas explicado por: (i) aumento de la demanda de gas natural para generación térmica por el Fenómeno de “El Niño” y (ii) mayores ventas debido a menores volúmenes de gas en el 4T22 por el mantenimiento mayor realizado en Cusiana durante octubre 2022.

Las ventas internacionales, que representaron el 55% del total, evidenciaron un incremento del 24.1% (110.2 kbped) en el 4T23 versus el 4T22, debido al efecto de:

- Aumento del 18.4% (+68.4 kbped) en exportaciones de crudo explicadas principalmente por mayor disponibilidad operativa y mayor producción.
- Aumento del 48.9% (+37.3 kbped) en exportaciones de productos debido a la mayor disponibilidad de las refinerías, principalmente en Cartagena, apalancada por la operación continua de la Interconexión de Plantas de Crudo de Cartagena (IPCC).
- Aumento del 55.7% (+4.4 kbped) en ventas de gas natural por éxito en campaña de desarrollo en Permian.

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

USD/BI	4T 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)
Brent	82.9	88.6	(6.4%)	82.2	99.0	(17.0%)
Canasta de Venta de Gas	27.2	27.6	(1.4%)	28.4	27.6	2.9%
Canasta de Venta de Crudo	78.4	76.3	2.8%	73.5	90.9	(19.1%)
Canasta de Venta de Productos	92.9	107.9	(13.9%)	96.1	118.2	(18.7%)

Crudos: En el 4T23 versus 4T22, se observó un fortalecimiento de 2.1 USD/BI en los precios de la canasta de crudo pasando de 76.3 USD/BI a 78.4 USD/BI a pesar de la caída del precio Brent. El precio se incrementó principalmente por mejores condiciones de mercado como: i) la reapertura de China por la suavización de las restricciones de Covid 19 lo cual ha impulsado la movilidad interna y ii) en USGC³ la apreciación de crudos pesados, debido a mantenimientos de activos del Upstream e incendios forestales en Canadá.

Productos Refinados: En el 4T23 versus 4T22, la canasta de venta de productos se debilitó en 15 USD/BI, pasando de 107.9 USD/BI a 92.9 USD/BI, explicado por el debilitamiento del Brent (-6.4%), acompañado de un debilitamiento de los indicadores internacionales de precios, especialmente de diésel y jet.

Gas Natural: El precio de las ventas de gas se debilitó 0.4 USD/BI, pasando de 27.6 USD/BI a 27.2 USD/BI debido principalmente a la indexación de precios al Índice de Precios al Productor (IPP) de EEUU.

Programa de Coberturas: Durante el 4T23 se continuó con la estrategia de coberturas tácticas para el manejo activo de riesgos de precio para Ecopetrol. Los volúmenes cubiertos ascendieron a 3.25 millones de barriles, correspondientes a exportaciones de crudo. Adicional a esto, por parte de Ecopetrol Trading Asia, se ejecutaron coberturas tácticas para 11.9 millones de barriles.

Costo de Ventas

El costo de ventas presentó una disminución de -1.4% equivalente a COP -1.3 billones acumulados al cierre de 2023 frente al 2022 y de -2.9% equivalente a COP -0.7 billones en el 4T23 versus 4T22. A continuación, los hechos más relevantes que se presentaron en cada componente del costo:

Costos Variables

Los costos variables acumulados al cierre de 2023 presentaron una disminución de -9.0% o de COP -5.5 billones versus los 2022, como resultado combinado de:

³ USGC (US Gulf Coast): Costa del Golfo en Estados Unidos - es la costa a lo largo del sur de los Estados Unidos donde se encuentran con el Golfo de México.

- Disminución en el valor las compras de crudo, gas y productos (COP -10.6 billones), por efecto neto entre: i) menor precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones de -22.1 USD/BI (COP -11.0 billones), ii) menor volumen comprado de productos refinados (COP -7.4 billones, -38.6 kbped), dada la mayor disponibilidad operativa de la Refinería de Cartagena, iii) mayor volumen comprado de crudos y gas (COP +6.6 billones, +45.8 kbped), destacando los mayores requerimientos de importación de crudo por la mayor capacidad operativa en la Refinería de Cartagena y las mayores operaciones de Trading y, iv) incremento de la tasa de cambio promedio en las compras (COP +1.2 billones).
- Fluctuación de inventarios (COP +3.5 billones), por: i) menor valoración de inventarios en línea con la disminución de precios de referencia en 2023 frente a 2022, ii) mayores cargas de crudo para cubrir la mejor operación en refinerías y iii) mayor uso productos refinados dada su mayor producción.
- Incremento de otros costos variables (COP +1.6 billones), por mayor actividad operacional en todos los segmentos de negocio e incremento en las tarifas de contratos, esta última impactada por el efecto inflacionario.

Los costos variables presentaron una disminución de -11.2% equivalente a COP -1.8 billones en el 4T23 frente al 4T22, explicado por el efecto neto entre:

- Disminución en las compras de crudo, gas y productos (COP -3.9 billones), por resultado neto entre: i) efecto positivo en compras por menor tasa de cambio promedio (COP -2.0 billones), ii) menor volumen comprado de productos refinados (COP -2.7 billones, -54.5 kbped), dada la mayor disponibilidad operativa en ambas refinerías, iii) menor precio promedio ponderado de compras de -5.9 USD/BI (COP -0.3 billones) y, iv) mayor volumen comprado de crudos y gas (COP +1.1 billones, +30.4 kbped), principalmente de crudos por mayor requerimiento para carga en las refinerías y mayores compras a la ANH.
- Fluctuación de inventarios (COP +1.8 billones). Adicional a los factores indicados anteriormente en la variación acumulada año, para el 4T23 se destacan las mayores entregas de cargamentos de crudo en DAP.
- Incremento en otros costos variables (COP +0.3 billones), adicional a los factores ya mencionados anteriormente en el acumulado, se destacan los mayores costos de energía como consecuencia del fenómeno del niño.

Costos Fijos

Aumento de +14.6% equivalente a COP +2.4 billones acumulados al cierre de 2023 frente al 2022 y de +12.1% o de COP +0.6 billones en el 4T23 frente al 4T22, por: i) incremento de los costos de mantenimiento, servicios contratados para dar apoyo a la operación, consumo de materiales y otros costos, dado un mayor ritmo de actividades, ii) efecto inflacionario en costos y iii) mayor costo laboral, asociado principalmente al incremento salarial frente al año anterior.

Depreciación y Amortización

Aumento de +15.7% equivalente a COP +1.8 billones acumulados al cierre de 2023 frente al 2022 y de +16.1% equivalente a COP +0.5 billones en el 4T23 frente al 4T22, como consecuencia principalmente del incremento en la producción y un mayor nivel de inversión de capital. Lo anterior, fue compensado parcialmente con un mayor nivel de reservas (en 2022 comparado con 2021) que se traduce en una menor tasa de depreciación y para el 4T23 se destaca efecto cambiario en la depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada la revaluación del peso frente al dólar.

Gastos Operativos, Neto de Otros Ingresos (antes de *impairment* de activos de largo plazo)

Los gastos operativos, neto de otros ingresos (antes de *impairment* de activos de largo plazo), aumentaron en +15.8% equivalente a COP +1.5 billones frente al 2022, explicados principalmente por:

- Baja de activos exploratorios (COP +0.6 billones), principalmente Cusiana Subthrust, Cupiaga XD, Cusiana profundo y baja de yacimientos no convencionales como La Luna y Kalé.

- Mayor gasto laboral, asociado principalmente al incremento salarial (COP +0.4 billones), impactado por el efecto inflacionario.
- Incremento en gastos de operación aduanera (COP +0.3 billones), principalmente por el mayor volumen de ventas bajo modalidad DAP.
- Incremento en comisiones, honorarios y servicios por el efecto inflacionario en costos y la mayor operación, principalmente en filiales como ISA y Permian (COP +0.2 billones).

En el 4T23 versus 4T22 se presenta un incremento de +3.6% No equivalente a COP +0.1 billones, principalmente por incremento en las provisiones e incremento en los gastos laborales.

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 un gasto de impairment de activos de largo plazo por COP -2.1 billones antes de impuestos para el 2023 así:

- **Exploración y Producción:** se reconoció un gasto de impairment por COP -2.7 billones antes de impuestos, principalmente por: i) menores reservas de los campos Casabe, Suria, Cicuco, Toldado, y Espinal, ii) incremento en el OPEX dada la mayor inflación que impactó campos como Llanito, Tibú y Dina Cretáceo, y iii) la disminución de la TRM de cierre 2023 vs 2022.
- **Transporte y Logística:** se reconoció un gasto por impairment por COP -0.6 billones antes de impuestos, principalmente por: i) la menor TRM de cierre de 2023 vs 2022, ii) ajuste de tarifas de oleoductos, dada resolución 279 de 2023 de Ministerio de Minas y Energía que congeló las tarifas, iii) incremento en las tasas de descuento y iv) mayores costos e inversiones, no compensados por ajustes tarifarios.
- **Transmisión y Vías:** se reconoció un gasto por impairment por COP -0.2 billones principalmente en Internexa Brasil e Internexa Argentina, por menor desempeño de estas compañías.
- **Refinación y Petroquímica:** se reconoció una recuperación de impairment por COP +1.4 billones antes de impuestos en la Refinería de Cartagena, dados los mayores márgenes de refinación en el mediano y largo plazo por diferenciales de precios y menor costo del crudo.

Resultado Financiero (No Operacional)

El gasto financiero (no operacional) disminuyó -17.1%, equivalente a COP -1.2 billones en 2023 frente al 2022, como resultado neto de:

- Ingreso por diferencia en cambio de COP -2.3 billones, asociado principalmente a la revaluación del peso frente al dólar en 2023 y su impacto en la valoración de la posición neta pasiva en dólares del Grupo.
- Mayores rendimientos y valoración del portafolio de inversiones y cuentas bancarias dado el incremento en las tasas de rentabilidad del año 2023 (COP -1.0 billones).
- Incremento en gastos por intereses de deuda (COP +1.4 billones), por i) mayor endeudamiento del Grupo y ii) mayores tasas de interés.
- El reconocimiento de intereses por fallo en contra de litigio tributario (COP +0.7 billones).

El gasto financiero (no operacional) en el 4T23 presentó un nivel similar al 4T22.

Impuesto a las Ganancias

La **Tasa Efectiva de Tributación** para 2023 se ubicó en 36.6% frente a 31.4% en 2022. El aumento se deriva principalmente por el efecto de la sobretasa, cambio establecido en la Reforma Tributaria. Lo anterior, compensado parcialmente con menores tasas de las compañías filiales con régimen de tributación especial, como es el caso de la Refinería de Cartagena y compañías en Estados Unidos.

Para el 4T23 la Tasa Efectiva de Tributación se ubicó en -17.4% frente al 25.8% en el 4T22, explicado principalmente por: 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 del ingreso gravable los pagos por concepto de regalías y ii) actualización de la sobretasa al impuesto de renta, pasando del 15% al 10% dado el precio promedio de Brent para el año 2023.

Estado de Situación Financiera

Los activos del Grupo Ecopetrol disminuyeron en COP -24.1 billones frente al año anterior principalmente por:

- Menores cuentas por cobrar (COP -8.3 billones), principalmente por compensación entre el saldo por cobrar de la cuenta del Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles (FEPC) con los dividendos a favor de la Nación por COP -21.6 billones, y recursos recibidos por COP -4.7 billones. Adicionalmente se presenta una menor acumulación de la cuenta del FEPC, dado el incremento gradual de los precios a la gasolina en Colombia y la disminución de los precios de referencia (COP +20.5 billones).
- Disminución en la propiedad, planta, equipo, recursos naturales e intangibles (COP -6.2 billones), por el efecto neto entre la conversión de compañías con moneda funcional diferente al peso colombiano por la disminución de la tasa de cambio, la depreciación del periodo y el mayor CAPEX.
- Menores impuestos (COP -3.0 billones), principalmente por la actualización del impuesto diferido activo dado el efecto cambiario.
- Disminución en inventarios (COP -1.7 billones), principalmente por efecto precio, mayores cargas a refinerías y mayores ventas en el periodo.

La disminución de COP -8.1 billones del total de pasivos durante el año 2023, se generó principalmente por efecto neto entre:

- Disminución de las obligaciones financieras (COP -9.3 billones), efecto neto entre mayor deuda COP +14 billones y la revaluación del peso frente al dólar COP - 24 billones.
- Disminución de los pasivos por impuestos corrientes asociados a la menor renta líquida (COP -5.6 billones)
- Incremento en pasivos laborales (COP +5.3 billones), por disminución en tasas de descuento en la actualización del pasivo actuarial.
- Mayores provisiones y otros pasivos (COP +1.5 billones).

El patrimonio total del Grupo al cierre de 2023 fue de COP 103.1 billones. El patrimonio atribuible a los accionistas de Ecopetrol fue de COP 78.4 billones, con una disminución de COP -16.0 billones frente a diciembre de 2022, como resultado principalmente de distribución de dividendos del periodo y el efecto de la conversión de filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano, compensado parcialmente con las utilidades generadas durante el periodo.

Fallo arbitral emitido a favor de Reficar S.A.S.

El 7 de junio de 2023, Refinería de Cartagena S.A.S. fue notificada de la decisión del tribunal arbitral internacional que resolvió la demanda interpuesta por la Sociedad en contra de Chicago Bridge & Iron Company N.V., CB&I UK Limited y CBI Colombiana S.A. ante la Cámara de Comercio Internacional, en relación con el contrato de ingeniería, procura y construcción para la ampliación y modernización de la Refinería de Cartagena. El tribunal Arbitral condenó a CB&I al pago aproximado de \$1,000 USD millones más intereses a favor de Refinería de Cartagena. De igual forma, el Tribunal Arbitral desestimó las pretensiones de CB&I por cerca de \$400 USD millones. Chicago Bridge & Iron Company N.V. y CB&I UK Limited solicitaron la anulación del laudo el 8 de junio de 2023.

El 4 de agosto de 2023, Refinería de Cartagena contestó a la solicitud de anulación y a su vez, solicitó su confirmación. Asimismo, el 22 de septiembre, la Sociedad presentó su memorando de réplica a la solicitud de la confirmación del Laudo Arbitral.

La decisión del tribunal es vinculante para las partes y, como parte del proceso legal, ésta debe ser confirmada por la Corte del Distrito del Sur de Nueva York.

El 8 de septiembre de 2023, McDermott Internacional, casa matriz y controlante de CB&I, informó públicamente que iniciará procedimientos de reestructuración financiera para sus filiales en Reino Unido y Países Bajos, CB&I UK Limited y Chicago Bridge & Iron Company N.V. respectivamente, con ocasión de la condena impuesta por un tribunal de arbitraje internacional de la Cámara de Comercio Internacional en su contra y a favor de la Refinería de Cartagena. Refinería de Cartagena S.A.S., asesorada por un equipo global de abogados y expertos en la materia, se hizo parte activa de los procesos de reorganización empresarial en dichos países para defender sus intereses.

Posteriormente, el 10 de octubre de 2023, las Condenadas solicitaron ante el Juez de Bancarrota de Texas la iniciación de un procedimiento de reconocimiento de procesos reestructuración financiera en el extranjero, menor conocido como Capítulo 15 del Código de Bancarrota de los Estados Unidos de América. Específicamente, solicitaron el reconocimiento de los procesos de reestructuración financiera que fueron anunciados por McDermott International el 8 de septiembre de 2023.

En función a lo anterior, el proceso de nulidad y reconocimiento del Laudo Arbitral (que determina la posibilidad de ejecutarlo y por ende cobrar las sumas decretadas) se encuentra temporalmente suspendido por orden del Juez de Bancarrotas del Juez de Texas. Al respecto, cabe destacar que el juez solo emitió una orden de suspensión de los procesos en Estados Unidos que vayan en contra de los activos de las Condenadas.

El 29 de noviembre de 2023, se celebró una audiencia para solicitar el levantamiento de la suspensión temporal. El Juez no concedió la solicitud, sin embargo, determinó que cuando se tengan nuevos hechos, Refinería de Cartagena podrá solicitar nuevamente el levantamiento de la medida de suspensión provisional.

El 27 de febrero de 2024, Refinería de Cartagena fue notificada de la decisión de la Corte de Reino Unido en la cual se determinó que el plan de reestructuración financiera de CB&I UK Limited, filial de McDermott International Ltd., fue aprobado por dicha corte.

Respecto al proceso de reorganización que inició Chicago Bridge & Iron Company (hoy en día McDermott Holdings N.V.) en Países Bajos el 8 de septiembre de 2023, el 25 de febrero de 2024, un experto independiente en reestructuración designado por la Corte sometió a votación un plan alternativo de reorganización en virtud del cual Refinería de Cartagena recibiría, entre otros, una participación accionaria del Grupo Empresarial McDermott International Ltd. Se esperan resultados de este plan en los próximos meses.

Estos últimos eventos no tienen impacto en los estados financieros al 31 de diciembre de 2023.

Flujo de Caja, Deuda y FEPC

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2023	4T 2022	12M 2023	12M 2022
Efectivo y equivalentes inicial	12,071	12,918	15,401	14,550
(+) Flujo de la operación	10,400	11,359	19,801	36,235
(-) CAPEX	(7,224)	(8,444)	(24,092)	(21,879)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	(27)	909	976	1,301
(+) Otras actividades de inversión	690	497	3,096	2,483
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	(297)	(376)	5,261	(5,492)
(-) Pagos de dividendos	(1,711)	(2,170)	(5,571)	(13,357)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(1,545)	778	(2,491)	1,645
(-) Restitución de capital	(21)	(70)	(45)	(85)
Efectivo y equivalentes final	12,336	15,401	12,336	15,401
Portafolio de inversiones	2,001	2,726	2,001	2,726
Caja total	14,337	18,127	14,337	18,127

Flujo de Caja

Al cierre del 4T23, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 14.3 billones (40% COP y 60% USD). Durante el 2023 el principal movimiento que generó liquidez para el Grupo fue el proveniente del flujo de la operación por COP 19.8 billones, asociado a la actividad operacional de los segmentos del negocio, donde resaltan los aumentos en la producción, buen desempeño de las refinerías y mayores volúmenes transportados, así como el flujo proveniente de la deuda adquirida neta de intereses por COP 5.8 billones. Lo anterior, estuvo parcialmente compensado por el aumento en el capital de trabajo, principalmente dada la acumulación de saldos del diferencial de precios reconocido en la cuenta del FEPC y por el pago en Ecopetrol del impuesto a las ganancias. Las principales salidas de efectivo del periodo fueron: i) los desembolsos de CAPEX, realizados principalmente en Ecopetrol y sus filiales Permian, ISA y CENIT, ii) pago de dividendos y iii) el pago de impuesto de renta.

Deuda

Al cierre del año 2023, el saldo de la deuda en el balance es de COP 105.8 billones, equivalentes a USD 27,686 millones (la deuda consolidada de Grupo ISA aporta USD 8,152 millones), con una disminución de COP -9.2 billones frente al año 2022 por el efecto neto entre la mayor deuda COP +14 billones y la revaluación del peso frente al dólar COP – 24 billones. El indicador Deuda Bruta/EBITDA al cierre del año fue de 1.7 veces, inferior al nivel establecido para el 2023 (2.1 veces). La relación Deuda/Patrimonio al cierre de diciembre fue de 1.03 veces.

Para los próximos dos años se registran vencimientos de capital por ~USD 1,400 millones para el 2024 y ~USD 1,300 millones para 2025 de los cuales se logró refinanciar ~USD 1,200 millones a 12 años durante el mes de enero 2024.

FEPC

Al cierre de diciembre de 2023 la cuenta por cobrar al FEPC asciende a COP 20.5 billones, con una disminución de COP -5.8 billones frente al 2022, explicado principalmente por: i) compensación de los dividendos a favor de la Nación por COP -21.6 billones y ii) recursos recibidos a favor de la Refinería de Cartagena y Ecopetrol por COP de 4.7 billones. Lo anterior, se compensa con la causación del periodo.

Eficiencias

En el 2023 el Grupo Ecopetrol continuó materializando su estrategia integral de eficiencias y competitividad que permitió apalancar el buen desempeño operativo y contener efectos inflacionarios en los proyectos y en las operaciones. En consecuencia, en el 2023 se lograron eficiencias récord por COP 4.5 billones provenientes principalmente de:

Acciones enfocadas en mitigar los impactos que puedan afectar el margen EBITDA del Grupo por COP 2.8 billones:

- Ejecución de estrategias de optimización del costo de dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados por COP ~500 mil millones. Como resultado, el factor de dilución pasó de 12.4% en 2022 a 11.7% en 2023.
- Implementación de estrategias con impacto en el costo de levantamiento por 0.33 USD/BI asociadas a iniciativas de eficiencia energética, reúso de materiales, mejora de la eficiencia operacional en actividades de servicios a pozos y optimización de las estrategias de confiabilidad.
- Las iniciativas desplegadas por nuestras áreas corporativas y de soporte.
- Ejecución de acciones con impacto en ingresos por COP ~1.7 billones de pesos, donde se destacan las estrategias comerciales, la maximización del uso de sistemas de transporte y el incremento de productos refinados que generan mayor valor.

Las estrategias desplegadas para optimizar nuestras inversiones y permitir la mejora del desempeño operativo y técnico de nuestros proyectos, incorporaron eficiencias por COP 1.7 billones, producto de:

- Continuación de las estrategias de mejora de los costos de perforación alcanzando un costo por pie perforado de 203 USD/pie vs 235 USD/pie en el 2022 y completamiento que redujo sus niveles a 341 USD/Pozo vs 391 USD/Pozo en 2022, gracias a la incorporación de nuevas tecnologías y el fortalecimiento a la disciplina operativa.
- Optimización del costo de construcción de facilidades principalmente por estrategias de optimización de diseño e ingeniería y eficiencia en el uso de materiales.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Inversiones	Grupo Ecopetrol 2023		% Participación
	MUSD	BCOP Equivalente	
Hidrocarburos*	4,400	19.0	70.0%
Bajas Emisiones**	803	3.5	12.7%
Transmisión/Vías	1,086	4.7	17.3%
Línea de Negocio	6,288	27.2	

* 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 a 2023: 4,325.05.

** Incluye inversiones en gas y GLP

El Grupo Ecopetrol realizó inversiones durante el año 2023 por USD 6,288 millones (COP 27.2 billones) con un crecimiento de 14.6% frente a las inversiones realizadas durante el año 2022 y ubicándose dentro del rango meta entre COP 25.3 a COP 29.8 billones.

Del total de inversiones del Grupo durante el 2023, el 63% de las inversiones se concentró en Colombia, seguido de Estados Unidos y Brasil con el 31% y el restante 6% en países como Chile, Perú, Argentina, Bolivia, entre otros.

Hidrocarburos

Las inversiones en la línea de hidrocarburos fueron USD 4,400 millones (COP 19.0 billones) con una participación del 70.0% del total del Grupo, las cuales se ejecutaron principalmente en el negocio de exploración y producción (USD 3,484 millones sin incluir inversiones en gas ni proyectos de eficiencia energética) donde se perforaron y completaron 469 pozos de desarrollo, se realizaron 343 trabajos de workover, así como proyectos de recobro mejorado, logrando mitigar la declinación de los campos con una producción incremental de 69.6 mil barriles de petróleo equivalente por día. Los principales activos donde se desarrolló esta actividad fueron Rubiales, Caño Sur y Castilla en Colombia y Permian en Estados Unidos. Igualmente, se destaca la perforación de 23 pozos exploratorios.

Las inversiones en el negocio de transporte durante 2023 fueron de USD 393 millones (COP 1.7 billones) que se concentraron en actividades de intervención y mantenimientos de línea, operación remota de válvulas y mantenimiento de unidades. Los proyectos más importantes fueron el Oleoducto de Caño Sur, reposición unidades en Caucasia y finalización del tanque de Yumbo, con el fin de garantizar el abastecimiento de refinados en el país, alcanzando un volumen transportado de 1,113 mil barriles día con un crecimiento del 4% frente al 2022.

En el negocio de refinación las inversiones ascendieron a USD 420 millones (COP 1.8 billones), las cuales estuvieron enfocadas en paradas programadas e iniciativas de mejora de la confiabilidad de los activos que contribuyeron a una disponibilidad operativa del 95.3% de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena con cargas conjuntas de 420 mil barriles día, presentando un crecimiento de 17% frente al año 2022. Los proyectos

más relevantes desarrollados en este negocio fueron: Control de Emisiones SOx, paradas de mantenimiento de turbinas en la refinería de Cartagena y mantenimientos mayores en la refinería de Barrancabermeja.

Soluciones de Bajas Emisiones

En el caso de la Línea de Bajas Emisiones incluyendo gas natural se realizaron inversiones por USD 803 millones (COP 3.5 billones), correspondientes al 12.7% de las inversiones del Grupo Ecopetrol. Las inversiones enfocadas en el crecimiento de la cadena de gas representaron el 11% del total de inversiones del Grupo Ecopetrol durante el año 2023, principalmente en los activos del Piedemonte llanero (Floreña y Cupiagua), bloques Tayrona, Col-5 costa afuera en Colombia y en el Permian en Estados Unidos.

En línea con el compromiso de la transición energética se realizaron inversiones en energías renovables por USD 41 millones (COP 180 mil millones) principalmente en las granjas solares de La Cira y Cartagena. Las inversiones en eficiencia energética ascendieron a USD 61 millones (COP 260 mil millones) principalmente en los proyectos de sincronización eléctrica en Rubiales y optimización de fuentes de energía en la región Orinoquia.

Transmisión y Vías

Las inversiones de la línea transmisión y Vías durante el año 2023 ascendieron a USD 1,086 millones (COP 4.7 billones), principalmente en transmisión de energía donde se concentra un 81%, un 16% en Vías y Telecomunicaciones un 3%.

En Colombia se avanzó en la construcción de proyectos de transmisión eléctrica, tales como: nuevo circuito la Loma Sogamoso, Línea Copey Cuestecitas, conexión parques eólicos Alpha y Beta y SmartValves Barranquilla. En Brasil las inversiones se enfocaron en refuerzos y mejoras a la red, así como, en el inicio de la construcción de los lotes adjudicados a ISA CTEEP durante el año. Igualmente, en Chile en transmisión de energía se realizaron cinco ampliaciones a la red de ISA Interchile, una subestación y un refuerzo en la capacidad de la línea y en vías se continuó la ejecución del proyecto Ruta del Loa y las obras complementarias en las concesiones en Ruta de la Araucanía y Ruta de los Ríos.

SosTECnibilidad®

Teniendo en cuenta el pilar de generación de valor con SosTECnibilidad® en la estrategia 2040, el Grupo Ecopetrol invirtió durante 2023 en sus tres líneas de negocio, USD 432 millones (COP 1.9 billones), principalmente en proyectos de gestión integral del agua, descarbonización, calidad de combustibles, en proyectos asociados a economía circular, biodiversidad, investigación y salud y seguridad de procesos e industrial.

II. Resultados Líneas de Negocio

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

1. HIDROCARBUROS

1.1 Exploración y Producción

Reservas

Al cierre de 2023, las reservas probadas netas de Ecopetrol fueron de 1,883 millones de barriles de petróleo equivalentes, manteniendo niveles promedio de los últimos 9 años. El Precio de referencia Brent 2023 fue 82.80 USD/BI, mientras que en el 2022 fue 97.95 USD/BI, lo que representó una disminución del 15.5%.

Se logró una incorporación orgánica por +307 MBPE, es decir, 43% más respecto al 2022, a través de nuevos proyectos, mejores pronósticos de campos en producción, aumento de perspectivas del recobro mejorado y extensiones y descubrimientos. Sin embargo, la incorporación de reservas fue afectada en 188 MBPE por factores económicos como la caída del precio del crudo de la referencia Brent y efectos inflacionarios, así como por cambios en condiciones técnicas, principalmente, irrupción de agua, en campos como Ballena, Cupiagua y Recetor. Lo anterior resultó en una incorporación neta positiva de 119 MBPE. Adicionalmente, durante 2023 la producción descontó 247 MBPE.

Se presenta un Índice de Reposición de Reservas (IRR) de +48% el cual incorpora el incremento de la producción para la vigencia 2023, y una Relación Reservas/Producción de 7.6 años.

De los 119 MBPE incorporados en el año, 93 MBPE fueron producto de la mejor capacidad de ejecución e implementación de proyectos de expansión de recobro mejorado en campos como Chichimene, Castilla y Akacias, entre otros. Además, campos como Caño Sur y Rubiales presentaron revisiones positivas de reservas por un buen desempeño en producción y nuevos proyectos de perforación para implementar a futuro.

En el 2023 las reservas probadas desarrolladas crecieron alrededor del 4% frente al 2022 evidenciando una mejora en la capacidad de ejecución de la Compañía. Del total de las reservas 1P, el 78% corresponden a líquidos y el restante a gas.

Tabla 6: Reservas – Grupo Ecopetrol

MBPE	2023	2022
Reservas Probadas Iniciales	2,011	2,002
Revisiones	9	63
Recobro Mejorado	93	81
Compras	0	48
Ventas	0	0
Extensiones y Descubrimientos	17	57
Producción	(247)	(240)
Reservas Probadas Cierre Año	1,883	2,011

Exploración

En 2023, Ecopetrol y sus socios perforaron 23 pozos exploratorios de los cuales 8 pozos resultaron exitosos, 8 están en evaluación y 7 se declararon secos. Adicionalmente, durante la vigencia se declararon 3 pozos exitosos perforados en el 2022 para un total de 11 pozos exitosos declarados en el 2023, con un potencial estimado entre 100 y 150 MBPE⁴ de recursos.

De los pozos declarados exitosos en el 2023, 3 fueron declarados en el 4T23, los cuales se relacionan a continuación:

- Zorzal Este-1, ubicado en el municipio de Villanueva Casanare y operado por Geopark en asociación con Hocol (50%), el cual comprobó hidrocarburos de 33°API en pruebas iniciales.
- Magnus-1 (A1), ubicado en bloque CPO 09 en el municipio de Castilla la Nueva y operado por Ecopetrol (55%) en asociación con Repsol (45%), el cual comprobó la presencia de hidrocarburos de 11.8°API.
- Bisbita Centro-1, ubicado en el municipio de Barranca de Upía Meta y operado por Geopark (50%) en asociación con Hocol (50%), con el cual se comprobó hidrocarburos de 19°API.

De la actividad exploratoria costa afuera se destacan, i) el éxito exploratorio de Glaucus-1 en el bloque COL-5 operado por Shell el cual comprobó la presencia de un yacimiento gasífero, ii) el pozo Orca Norte-1, cuya

⁴ El potencial estimado corresponde a 6 de los 11 descubrimientos, los restantes se encuentran en evaluación de su potencial.

perforación se inició en noviembre de 2023 y finalizó de manera exitosa en enero de 2024, comprobó la presencia de dos acumulaciones de gas en reservorios diferentes al descubrimiento Orca-1, lo cual activa una reevaluación del proyecto original, a la vez que amplía el potencial de gas de La Guajira Offshore. Orca Norte-1 fue el primer pozo en aguas profundas operado 100% por Ecopetrol S.A., bajo los más altos estándares de la industria y iii) continua la campaña de delimitación del descubrimiento Uchuva, ubicado en el bloque Tayrona, donde se espera iniciar la perforación del pozo Uchuva-2 en el 2T24.

Respecto a la sísmica, en Colombia, durante el 2023 Ecopetrol, en conjunto con su filial Hocol y socios, adquirieron 210 kms de información sísmica 2D y 440 km²s de sísmica 3D. Adicionalmente, se realizó compra de información al Servicio Geológico Colombiano así: 6,265 kms de sísmica 2D por parte de Ecopetrol y 540.16 kms de sísmica 2D y 104.8 km²s de sísmica 3D por parte de nuestra filial Hocol.

Por otra parte, Ecopetrol reprocesó 6,709.8 km²s de sísmica 3D y 5,972.19 kms de sísmica 2D. En métodos no sísmicos se adquirió y procesó 27,503 kms de información aerogradiométrica iFTG. La adquisición, procesamiento e interpretación de estos datos permitirán mejorar la imagen del subsuelo apalancando la identificación y evaluación de potenciales nuevas acumulaciones en las cuencas donde Ecopetrol tiene presencia.

En el ámbito internacional, durante el 4T23 la filial Brasil avanzó en la adquisición del programa de sísmica 3D multicliente Santos Sur (8,643 km²), el cual se espera finalizar en el 1T24. Así mismo, se avanza en el proceso de maduración del pozo Pau Brasil-1, el cual se estima iniciar perforación en el 2T24.

Producción

Tabla 7: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	4T 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)
Crudo	499.1	496.9	0.4%	498.7	492.8	1.2%
Gas Natural	127.7	126.0	1.3%	129.2	132.7	(2.6%)
Total Ecopetrol S.A.	626.8	622.9	0.6%	627.9	625.5	0.4%
Crudo	17.1	17.8	(3.9%)	17.0	17.1	(0.6%)
Gas Natural	18.1	18.5	(2.2%)	18.4	19.8	(7.1%)
Total Hocol	35.2	36.3	(3.0%)	35.5	36.9	(3.8%)
Crudo	6.0	6.4	(6.3%)	5.9	8.1	(27.2%)
Gas Natural	0.9	1.0	(10.0%)	0.9	1.2	(25.0%)
Total Ecopetrol America	6.9	7.5	(8.0%)	6.8	9.3	(26.9%)
Crudo	52.3	32.9	59.0%	38.6	23.8	62.2%
Gas Natural	36.6	20.5	78.5%	27.8	14.0	98.6%
Total Ecopetrol Permian	88.9	53.5	66.2%	66.4	37.8	75.7%
Crudo	574.4	554.1	3.7%	560.2	541.8	3.4%
Gas Natural	183.4	166.1	10.4%	176.4	167.6	5.3%
Total Grupo Ecopetrol	757.8	720.1	5.2%	736.6	709.5	3.8%

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.

En 2023 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 736.6 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped), de los cuales Ecopetrol S.A. aportó 627.9 kbped y las filiales 108.7 kbped.

Frente a la vigencia 2022 se presentó un incremento de 27.1 kbped (2.4 kbped Ecopetrol y 24.7 kbped las filiales) debido principalmente a: i) la entrada en operación del primer tren de tratamiento de fluidos en el campo Caño Sur, que habilitó el incremento de la producción del campo llegando a niveles de 40.6 kbped en diciembre de 2023; (ii) producción incremental de Permian y (iii) mayor capacidad en el manejo de agua en el campo Rubiales.

Lo anterior, permitió compensar impactos por: i) eventos de orden público y entorno (-6.7 kbped en el 2023 vs -4.6 kbped en el 2022), ii) menores ventas de gas por atentados al oleoducto Caño Limón Coveñas afectando el campo Gibraltar, así como la menor demanda del mercado durante primeros meses del 2023 y los mantenimientos

de las térmicas de Termosuria y Termoocoa y iii) los cierres viales que comunican los Llanos Orientales, entre otros.

En el 4T23 se logró un crecimiento de 17.3 kbped frente al 3T23, que reflejan una gestión continua de la producción en la que se destacan: i) crecimiento en Permian por ingreso de volúmenes incrementales (+22.6 kbped), ii) ingreso de pozos de desarrollo en CPO9 (+0.9 kbped) y iii) reactivación del campo Dalmatian en EA (+1.4 kbped).

Lo anterior, permitió compensar impactos por: i) eventos de orden público y entorno en Caño Sur, CPO9 y CPI Suroriente (-4.7 kbped en el 4T23 vs -3.2 kbped en el 3T23) y ii) impactos por eventos eléctricos principalmente en Yarigui, Rubiales, Castilla y Chichimene (-2.1 kbped vs 3T23), entre otros.

En términos de perforación, al cierre del 2023 en el Grupo Ecopetrol se perforaron y completaron 469 pozos de desarrollo con un promedio de ocupación de 28 equipos de perforación activos.

En 2023, continuamos con la implementación de programas de recobro para mejorar el factor de recuperación de los campos. Al cierre del año, los campos con programas de recuperación secundaria y terciaria aportaron el 40.6% de la producción diaria del Grupo Ecopetrol.

En nuestra operación en la cuenca del Permian, alcanzamos una producción promedio en 2023 de 66.4 kbped (neto ECP antes de regalías). Durante el año se perforaron 120 pozos y entraron en producción 109 nuevos pozos.

Durante los meses de enero y febrero de 2024 se presentaron eventos de entorno en los campos Caño Sur, Capachos, Arauca, Rubiales, Akacias, Quifa, Apiay y Loma Larga que han generado una afectación a la producción de aproximadamente 580 mil barriles equivalentes, siendo los de mayor impacto los de Caño Sur y Rubiales cuyos bloqueos se levantaron el 9 de febrero permitiendo el restablecimiento gradual de la producción.

Para el 2024 se estima una producción entre 725 y 730 kbped, niveles que incorporan retos que se están gestionando como: i) el fenómeno de “El Niño”, ii) situaciones de entorno y seguridad física y iii) permisos ambientales en curso.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 8: Costo de Levantamiento - Grupo Ecopetrol

USD/BI	4T 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	13.24	9.13	45.0%	10.91	9.21	18.5%	24.5%
Costo de Dilución**	4.93	4.96	(0.6%)	4.78	5.66	(15.5%)	100.0%

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

Costo de Levantamiento

4T23 VS 4T22

En el 4T23, el costo de levantamiento se ubicó en 13.24 USD/BI aumentando 4.1 USD/BI frente al 4T22, explicado principalmente por:

Efecto Costo (+2.62 USD/BI): i) Aumento en los costos de energía eléctrica (+1.04 USD/BI) asociado a mayores niveles de producción y de tarifas por efectos inflacionarios y fenómeno del Niño, ii) mayor número de mantenimientos a pozo y aumento de la actividad de mantenimiento en superficie (+0.6 USD/BI), iii) incremento en costos en servicios de soporte a la operación por efecto inflacionario en sus tarifas (+0.4 USD/BI), iv) incremento en tarifas contractuales y volúmenes de tratamientos químicos requeridos en los fluidos de la operación asociado a la mayor producción (+0.15 USD/BI) y v) servicios contratados con socios (+0.4 USD/BI), entre otros.

Efecto por tasa de cambio (+2.03 USD/BI): Impacto de la revaluación promedio frente al dólar en -738 pesos/dólar, pasando de 4,808 a 4,070 pesos/dólar.

Efecto Volumen (-0.54 USD/BI): Mayores niveles de producción.

Acumulado 2023 vs Acumulado 2022

El costo de levantamiento acumulado al 2023 se ubicó en 10.9 USD/BI aumentando 1.7 USD/BI versus 2022, explicado principalmente por:

Efecto Costo (+2.25 USD/BI): i) costos de energía eléctrica (+0.6 USD/BI) asociado a mayores niveles de producción y de tarifas principalmente por efectos inflacionarios y fenómeno del niño, ii) incremento en costos en servicios de soporte a la operación por efecto inflacionario en sus tarifas, (+0.5 USD/BI), iii) mayor número de mantenimientos de operación y obras civiles por aumento de la actividad (+0.3 USD/BI), iv) mayor número de intervenciones a pozos (+0.3 USD/BI) y v) incremento en tarifas contractuales y volúmenes de tratamientos químicos requeridos en los fluidos de la operación (+0.1 USD/BI), entre otros.

Efecto por tasa de cambio (-0.18 USD/BI): Impacto de la devaluación promedio frente al dólar en +70 pesos/dólar, pasando de 4,255 a 4,325 pesos/dólar.

Efecto Volumen (-0.37 USD/BI): Mayores niveles de producción.

En resumen, los factores externos antes mencionados como el fenómeno del niño, inflación y tasa de cambio impactaron el costo de levantamiento en 4.66 USD/BI para el 4T23 y 1.41 USD/BI en el 2023. Por su parte, las eficiencias de 0.80 USD/BI en el 4T23, y 0.33 USD/BI en 2023, permitieron mitigar parcialmente el incremento del costo, estas se obtuvieron principalmente en los frentes de energía eléctrica, mantenimiento de subsuelo y superficie.

Costo de Dilución

El costo de dilución acumulado al 2023 se situó en 4.78 USD/BI, disminuyendo 0.88 USD/BI versus 2022, explicado principalmente por:

Reducción en el factor de dilución en 0.7% pasando de 12.4% en el 2022 a 11.7% en el 2023.

Efecto precio (-0.43 USD/BI): Menor precio de compra de nafta (-17.91 USD/BI) asociado a menor valor del indicador de referencia Brent.

Efecto Tasa de Cambio (-0.08 USD/BI): Impacto de la devaluación promedio frente al dólar en +70 pesos/dólar, pasando de 4,255 a 4,325 pesos/dólar.

Efecto Volumen (-0.37 USD/BI): Mayor producción principalmente en Chichimene, Caño Sur y Rubiales y mayor consumo por incremento de inyección en mezclas para refinerías.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	4T 2023	4T 2022	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	20,809	20,979	(170)	(0.8%)	81,404	90,883	(9,479)	(10.4%)
Depreciación, amortización y agotamiento	2,372	1,888	484	25.6%	8,532	7,139	1,393	19.5%
Costos variables	7,594	6,725	869	12.9%	29,518	27,876	1,642	5.9%
Costos fijos	3,790	3,240	550	17.0%	13,777	11,734	2,043	17.4%
Costo de ventas	13,756	11,853	1,903	16.1%	51,827	46,749	5,078	10.9%
Utilidad bruta	7,053	9,126	(2,073)	(22.7%)	29,577	44,134	(14,557)	(33.0%)
Gastos operacionales y exploratorios	2,377	2,367	10	0.4%	6,856	6,022	834	13.8%
Utilidad operacional	4,676	6,759	(2,083)	(30.8%)	22,721	38,112	(15,391)	(40.4%)
Ingresos (gastos) financieros	(448)	(363)	(85)	23.4%	(1,390)	(1,928)	538	(27.9%)
Resultados de participación en compañías	5	21	(16)	(76.2%)	27	30	(3)	(10.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	4,233	6,417	(2,184)	(34.0%)	21,358	36,214	(14,856)	(41.0%)
Provisión impuesto a las ganancias	(180)	(1,809)	1,629	(90.0%)	(10,061)	(12,167)	2,106	(17.3%)
Utilidad neta consolidada	4,053	4,608	(555)	(12.0%)	11,297	24,047	(12,750)	(53.0%)
Interés no controlante	17	29	(12)	(41.4%)	91	95	(4)	(4.2%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	4,070	4,637	(567)	(12.2%)	11,388	24,142	(12,754)	(52.8%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(2,741)	(890)	(1,851)	208.0%	(2,741)	(890)	(1,851)	208.0%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	1,213	312	901	288.8%	1,213	311	902	290.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	2,542	4,059	(1,517)	(37.4%)	9,860	23,563	(13,703)	(58.2%)
EBITDA	7,414	8,973	(1,559)	(17.4%)	32,436	46,357	(13,921)	(30.0%)
Margen EBITDA	35.6%	42.8%	-	(7.2%)	39.8%	51.0%	-	(11.2%)

Los **ingresos** del 2023 comparados con el 2022 y del 4T23 frente al 4T22 disminuyeron principalmente por menor precio de referencia Brent, contrarrestado parcialmente por mayores volúmenes de ventas dada la mayor producción de crudo. Adicionalmente, el trimestre se vio impactado por menor TRM promedio.

El **costo de ventas** del 2023 frente al 2022 y 4T23 comparado con el 4T22 aumentó debido al efecto neto entre:

- Mayor ejecución por: i) impactos asociados al fenómeno del niño que afectan las tarifas de energía eléctrica, ii) efecto inflacionario sobre las tarifas de materiales para intervenciones a pozo y tratamiento químico, iii) mayor actividad en subsuelo, superficie y servicios contratados y iv) mayor consumo de energía eléctrica y tratamiento químico, asociado a mayor producción.
- Mayor costo de transporte debido a: i) mayor volumen transportado y ii) costos asociados a la ejecución de ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario, debido a menores días de operación del Oleoducto Caño Limón.
- Menor costo de compra, por: i) menores precios y menor volumen de compras de diluyente, ii) menores compras nacionales por menores precios, compensado parcialmente por: iii) mayor volumen de compras a la ANH y terceros.

Los **gastos operacionales** del 2023 comparados con el 2022 y del 4T23 frente al 4T22 incrementaron principalmente por efecto neto entre: i) actualización de provisiones ambientales y atención de contingencias, ii) mayores volúmenes de venta bajo modalidad delivery at place (incoterm DAP) en las filiales de comercialización, iii) baja de las inversiones realizadas en el activo Rydberg en Ecopetrol América registrada en 2022, y iv) mayor capitalización de gastos debido a mayor ejecución de proyectos de inversión.

Los **gastos exploratorios** del 2023 vs 2022 aumentaron por mayor reconocimiento de sísmica en Ecopetrol S.A. y el reconocimiento de pozos no exitosos. Con respecto al 4T23 frente al 4T22 presentan disminución debido a menor actividad exploratoria.

El **resultado financiero (no operacional)** del 2023 comparado con el 2022 presentó un menor gasto principalmente por el efecto combinado de: i) ingreso en diferencia en cambio por efecto de la disminución de la tasa de cambio de cierre considerando la posición pasiva del segmento, ii) mayores rendimientos del portafolio de inversiones, compensado parcialmente con iii) mayor gasto de intereses por incremento en la deuda y mayores

tasas de interés. Sin embargo, con respecto al 4T23 frente al 4T22 presenta un mayor gasto principalmente por el reconocimiento de la provisión de los intereses de mora por las sentencias definitivas relacionadas con la contribución de obra pública.

El **impuesto a las ganancias** para el 2023 y el 4T23 comparado con el 2022 y el 4T22 respectivamente, se ve impactado por el efecto de la actualización de la sobretasa establecida en la más reciente Reforma Tributaria. Adicionalmente para el 4T23, se actualizó la provisión por el impuesto de renta, asociado a la deducibilidad de regalías.

1.2 Transporte y Logística

Tabla 10: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	4T 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)
Crudo	823.8	783.7	5.1%	807.0	772.6	4.5%
Productos	311.5	305.6	1.9%	305.9	298.1	2.6%
Total	1,135.3	1,089.3	4.2%	1,112.9	1,070.7	3.9%

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

El volumen total transportado al cierre del 2023 fue de 1,112.9 kbd, registrando un aumento de 42.2 kbd frente al 2022. Igualmente, en el 4T23 el volumen total transportado aumentó en 46 kbd frente al 4T22.

Crudos: Los volúmenes transportados aumentaron un 4.5% en 2023 frente a 2022 y un 5.1% en 4T23 comparado con 4T22, como resultado de: i) incremento de la producción país, principalmente en la zona Llanos; ii) mayores entregas de crudo Castilla Norte en la refinería de Barrancabermeja y iii) captura de barriles adicionales de terceros que estaban fuera de la red de Oleoductos. Aproximadamente el 88.4% del volumen de crudo transportado fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Durante el 4T23 se identificaron 4 afectaciones a los oleoductos por parte de terceros, en contraste con una única afectación en el 4T22. Además, las válvulas ilícitas retiradas en el 4T23 aumentaron en un 10% frente al 4T22. Durante el 2023, aumentaron en un 50% las afectaciones detectadas a los oleoductos ocasionadas por terceros, así como un incremento del 10% en el número de válvulas ilícitas retiradas, en comparación con el año 2022.

Con el objetivo de asegurar la evacuación de producción del campo Caño Limón tras afectaciones al oleoducto Caño Limón – Coveñas originadas por terceros, se llevaron a cabo 13 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario en el año 2023, con un volumen evacuado de aproximadamente 3.4 millones de barriles. Cabe destacar que durante el 4T23 y 4T22, no se llevaron a cabo ciclos de reversión.

Productos Refinados: En el 2023 y en el 4T23 los volúmenes transportados se incrementaron un 2.6% y 1.9% frente al 2022 y el 4T22, respectivamente, como resultado principalmente de: i) mayor evacuación de barriles desde las refinерías, impulsado por el alto desempeño del sistema Pozos Colorados - Galán y ii) optimizaciones operativas en los sistemas de transporte que permiten la captura de volúmenes que antes se movilizaban en carrotanque. Aproximadamente el 26.7% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol S.A.

Resaltamos que durante el 2023 se alcanzó un récord histórico en la evacuación de productos, alcanzando los 306 kbd, gracias al excelente desempeño de sistemas estratégicos. Entre éstos, se destacan las evacuaciones récord de la Refinería de Barrancabermeja, que alcanzó 295 kbd, el sistema Cartagena - Baranoa con 28.5 kbd, y el sistema Pozos Colorados – Galán que logró un bombeo de 160 kbd.

Derivado de la incorporación de herramientas tecnológicas para detectar conexiones ilícitas, así como otras iniciativas para gestionar los riesgos de seguridad física en la infraestructura, durante el 2023 y 4T23, se presentó un incremento en el retiro de válvulas ilícitas del 94% y del 215% frente al 2022 y 4T22, respectivamente.

Proyecto de reposición de unidades en Caucasia: Oleoducto de Colombia (ODC) realizó la reposición de tres unidades de bombeo de combustión interna por tres nuevas unidades eléctricas en la Estación Caucasia, con el objetivo de asegurar la confiabilidad y capacidad de transporte del sistema, y reducir la huella de carbono y las emisiones directas de CO2. El 20 de diciembre de 2023 el proyecto completó el 100% de las actividades de construcción con una inversión alrededor de USD 19.2 millones.

Aprobación para construcción Línea Caño Sur: Durante el 2023 finalizaron las 3 etapas de planeación del proyecto, completando las ingenierías conceptual y básica para la construcción de un nuevo trayecto de oleoducto desde la Estación Centauros hasta el kilómetro 30 del Oleoducto de los Llanos - ODL, para asegurar el transporte eficiente de la producción actual e incremental del campo Caño Sur Este.

Entrada en operación tanques de almacenamiento en Galán: Con el fin de incrementar la capacidad operativa de almacenamiento de productos en el país, se ha completado la adecuación del tanque 8168 en la estación Galán, con una capacidad de almacenamiento de 250,000 barriles de Nafta. La modificación de la operación de crudo a nafta para este tanque, ubicado en la Refinería de Barrancabermeja, incluyó la limpieza profunda de líneas de entrada y salida del tanque, reparación e instalación de unidades de bombeo y construcción e instalación de domo.

Protocolización fusión Cenit y Oleoducto Bicentenario: La sociedad Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S (OBC) fue objeto de un proceso de fusión reorganizativa por el cual dicha sociedad fue absorbida por Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. (Cenit) operación inscrita en el registro mercantil el 28 de diciembre de 2023. En virtud de la fusión, OBC se disolvió sin liquidarse y todos sus activos y pasivos, derechos y obligaciones se transfirieron a Cenit.

Novedades en el Marco regulatorio: El 20 de diciembre de 2023 fue expedida, por parte del Ministerio de Minas y Energía, la Resolución 40745 de 2023 por medio de la cual reglamenta la actividad de transporte por oleoductos multifásicos. Este marco normativo le habilita al segmento de transporte y logística continuar con la evaluación de algunos proyectos en los que estaría interesado en incursionar.

El Ministerio de Minas y Energía publicó su agenda regulatoria para el año 2024 (30 de diciembre 2023), en donde se espera la socialización con los agentes interesados en el 2T24 de las propuestas de modificación de la metodología para la fijación de tarifas y el reglamento de transporte de crudo por oleoducto.

La CREG publicó en la Circular 099-23 su Agenda Regulatoria para el año 2024 (30 de diciembre 2023), donde se indica que en el 1T24 se publicará la Resolución definitiva de la propuesta de Metodología para la remuneración de las actividades de transporte por poliductos de combustibles líquidos y GLP.

Costo por Barril Transportado

Tabla 11: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	4T 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	3.77	3.06	23.2%	3.09	2.84	8.8%	21.1%

El costo por barril transportado en el 4T23 se situó en 3.77 USD/BI, aumentando 0.71 USD/BI versus 4T22. Acumulado a diciembre de 2023 se ubicó en 3.09 USD/BI y aumentó 0.25 USD/BI frente al mismo periodo de 2022, explicado por:

Efecto Costo (+0.42 USD/BI): Asociado principalmente a: i) efecto inflacionario que impacta tarifas globales contratos de mantenimiento, costos de áreas de soporte a la operación y costos de personal, entre otros, ii) mayores costos fijos asociados a mayores actividades de mantenimiento y servicios contratados, iii) mayor costo variable debido al incremento en el consumo de materiales y energía por los mayores volúmenes transportados y aumento en los precios de acuerdo con las condiciones del mercado, iv) mayores gastos de atención de emergencias, y v) mayor depreciación asociada principalmente a un mayor nivel de inversión de capital y efecto cambiario en la depreciación de filiales del segmento con moneda funcional dólar.

Efecto Tasa de Cambio (-0.05 USD/BI): Impacto de la devaluación promedio frente al dólar en +70 pesos/dólar, pasando de 4,255 a 4,325 pesos/dólar.

Efecto Volumen (-0.12 USD/BI): Menor costo por barril por volumen adicional transportado (+3.9%) frente al acumulado a diciembre de 2022 asociado a: i) el incremento de la producción país, principalmente en la zona Llanos, ii) las mayores entregas de crudo Castilla Norte en la refinería de Barrancabermeja, iii) capturas de barriles

adicionales de terceros que estaban fuera de la red de Oleoductos y iv) aumento del transporte de refinados por mayor disponibilidad de productos en las refinerías y optimizaciones operativas a los sistemas de transporte.

Resultados Financieros

Tabla 12: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	4T 2023	4T 2022	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,686	4,087	(401)	(9.8%)	15,510	13,956	1,554	11.1%
Depreciación, amortización y agotamiento	376	373	3	0.8%	1,451	1,415	36	2.5%
Costos variables	257	210	47	22.4%	885	720	165	22.9%
Costos fijos	633	629	4	0.6%	2,044	1,758	286	16.3%
Costo de ventas	1,266	1,212	54	4.5%	4,380	3,893	487	12.5%
Utilidad bruta	2,420	2,875	(455)	(15.8%)	11,130	10,063	1,067	10.6%
Gastos operacionales	309	331	(22)	(6.6%)	1,014	924	90	9.7%
Utilidad operacional	2,111	2,544	(433)	(17.0%)	10,116	9,139	977	10.7%
Ingresos (gastos) financieros	(136)	67	(203)	(303.0%)	(191)	(121)	(70)	57.9%
Resultados de participación en compañías	0	1	(1)	(100.0%)	0	0	0	-
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,975	2,612	(637)	(24.4%)	9,925	9,018	907	10.1%
Provisión impuesto a las ganancias	(729)	(912)	183	(20.1%)	(3,640)	(3,104)	(536)	17.3%
Utilidad neta consolidada	1,246	1,700	(454)	(26.7%)	6,285	5,914	371	6.3%
Interés no controlante	(279)	(351)	72	(20.5%)	(1,258)	(1,167)	(91)	7.8%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	967	1,349	(382)	(28.3%)	5,027	4,747	280	5.9%
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(630)	(406)	(224)	55.2%	(630)	(406)	(224)	55.2%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	221	142	79	55.6%	221	142	79	55.6%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	558	1,085	(527)	(48.6%)	4,618	4,483	135	3.0%
EBITDA	2,543	2,955	(412)	(13.9%)	11,778	10,695	1,083	10.1%
Margen EBITDA	69.0%	72.3%	-	(3.3%)	75.9%	76.6%	-	(0.7%)

Los **ingresos** del 2023 aumentaron frente al 2022, por el efecto de: i) mayores volúmenes transportados como resultado del aumento en la producción de crudo y productos refinados, sumado a optimizaciones operativas en los sistemas de transporte, ii) mayor tasa de cambio promedio anual, iii) actualización anual de tarifas y iv) la ejecución de 13 ciclos contingentes de reversión del Oleoducto Bicentenario, frente a un ciclo ejecutado en el año anterior. Por su parte, los ingresos del 4T23 disminuyeron frente al 4T22, principalmente por el efecto combinado de: i) una menor tasa de cambio promedio frente al periodo en comparación, compensado parcialmente con ii) mayores volúmenes transportados por las condiciones antes mencionadas.

El **costo de ventas** del 2023 y del 4T23 aumentó frente al 2022 y 4T22, principalmente por: i) efecto inflacionario en tarifas de contratos de mantenimiento, costos de áreas de soporte a la operación y costos de personal, entre otros, ii) mayores actividades de mantenimiento y servicios contratados e iii) incremento en el consumo de materiales y energía por los mayores volúmenes transportados y aumentos en los precios de energía de acuerdo con las condiciones del mercado.

Los **gastos operacionales** del 2023 aumentaron frente al 2022 por el efecto de mayores gastos de atención de emergencias, sumado a mayores actividades de inversión social, mayores gastos de personal e incrementos en las pólizas de seguros. A nivel del 4T23 disminuyeron frente al 4T22, principalmente por el reconocimiento de mayores provisiones por contingencias durante el trimestre de 2022.

El **resultado financiero neto (no operacional)** del 2023 frente al 2022, al igual que en el 4T23 frente al 4T22, disminuyó principalmente por el efecto cambiario sobre la posición neta activa en dólares del segmento.

1.3 Refinación y Petroquímica

El segmento de refinación en el 2023 alcanzó una disponibilidad operacional promedio de 95.3%, la más alta en los últimos 5 años, así como, récords en las cargas de ambas refinerías, gracias al cumplimiento riguroso del plan de paradas programadas de plantas que aseguró la confiabilidad de los activos, acompañado por un buen desempeño HSE.

En 2023 las refinerías alcanzaron una carga consolidada de 419.6 kbd, y un margen bruto integrado de 17.6 USD/BI, frente a una carga de 357.5 kbd y un margen bruto integrado de 21.0 USD/BI en el 2022. En el 4T23 las refinerías lograron una carga consolidada de 428.9 kbd, y un margen bruto integrado de 13.1 USD/BI, versus una carga de 344.9 kbd y un margen bruto integrado de 19.9 USD/BI en el 4T22.

Lo anterior se consiguió mediante la implementación de estrategias tácticas, operativas y comerciales, que derivaron en: i) estabilidad operacional en las unidades de las refinerías y las plantas de petroquímica, ii) planeación integrada de la cadena logística que permitió maximizar el consumo de crudos nacionales en las refinerías y gestión para eliminación de cuellos de botella y iii) buen desempeño en el programa de eficiencias del segmento, capturando beneficios en los frentes de ingresos y costos.

Durante el 2023 las refinerías entregaron gasolina con menos de 46.1 ppm de azufre y diésel con menos de 11.8 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).

Se destaca el avance de las siguientes iniciativas y proyectos claves, alineados a los pilares de la Estrategia 2040:

- Economía Circular:
 - Exitosa prueba de aceite pirolítico, procedente de residuos plásticos posconsumo, en la unidad de Craqueo Catalítico de la Refinería de Barrancabermeja. Este aceite se obtiene por medio de un proceso de pirólisis, el cual permite realizar una valorización a este tipo de desechos que normalmente van al relleno sanitario o son mal dispuestos en el medio ambiente. Esenttia produjo alrededor de 19 toneladas de polipropileno (PP) con la carga de Propileno Grado Refinería (PGR) circular enviado por la Refinería de Barrancabermeja.
 - Cargue de lodos aceitosos procedentes de la Refinería de Barrancabermeja en la unidad de Coque de la Refinería Cartagena, contribuyendo a reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero - GEI y al cumplimiento de la meta para la gestión integral de residuos.
 - Planta de reciclaje mecánico en Esenttia, cuyo objetivo es transformar material reciclado en poliolefinas, con un avance del 95% en la construcción de la planta e inicio esperado de operaciones durante el 1T24.
- Ecodiésel recibió certificación ICONTEC de carbono neutro, siendo la primera empresa de biodiésel del país en recibirla.
- Puesta en servicio del nuevo sistema para el manejo de aguas agrias de la Refinería de Barrancabermeja, disminuyendo el arrastre de sólidos e hidrocarburos en la corriente de aguas agrias, aumentando la confiabilidad de los sistemas y eliminando el riesgo contaminación en los vertimientos por pérdida de contención.
- Aprobación del start up de los siguientes proyectos de la Refinería de Cartagena:
 - Aromáticos: contribuye a la transición energética mediante la generación de nuevos productos y a la descarbonización de la refinería al obtener hidrógeno de bajas emisiones.
 - Producción de Combustible Sostenible de Aviación - SAF por co-procesamiento: cuyo objetivo es producir biocombustibles para la industria de aviación.

Refinería de Cartagena

En 2023 la Refinería de Cartagena obtuvo récord histórico anual en carga por 197.8 kbd, y en margen bruto de refinación, el segundo año más alto histórico con 19.7 USD/BI.

En 4T23 la Refinería de Cartagena logró una carga de 187.9 kbd, superando al 4T22 en un 56.6%, debido principalmente a la operación continua del Proyecto de Interconexión de Plantas de Crudo de Cartagena – IPCC, así como por una disponibilidad operacional de las unidades del 94%. Lo anterior, también apalancó mejores

resultados en el factor de utilización y la producción de refinados, superando al 4T22 en 29.3% y 57.2%, respectivamente.

En cuanto al margen bruto, en el 4T23 se obtuvo un resultado de 14.1 USD/BI, por debajo del 4T22 en un 29.5%, impactado por debilitamiento de diferenciales de diésel, jet y gasolinas, compensado parcialmente por optimización en el costo de la dieta y mayores rendimientos de diésel y jet.

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

Refinería de Cartagena	4T 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)
Carga* (kbd)	187.9	120.0	56.6%	197.8	139.8	41.5%
Factor de Utilización (%)	85.3%	66.0%	29.3%	90.7%	71.9%	26.1%
Producción Refinados (kbd)	182.8	116.3	57.2%	192.2	136.0	41.3%
Margen Bruto (USD/BI)	14.1	20.0	(29.5%)	19.7	22.9	(14.0%)

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

Refinería de Barrancabermeja

En el 2023 la Refinería de Barrancabermeja obtuvo récord histórico anual en disponibilidad operacional del 96.1%, y una carga de 221.8 kbd, la más alta en los últimos 5 años.

En el 4T23 la Refinería de Barrancabermeja alcanzó una carga de 241.0 kbd, la más alta trimestral de los últimos 16 años, debido principalmente a la excelente disponibilidad operacional (96.9%) y mayor recibo de crudo liviano. El margen bruto 4T23 fue de 12.4 USD/BI, por debajo del 4T22 en 37.4%, impactado por debilitamiento de diferenciales de diésel, jet y gasolinas, compensado parcialmente por mayor rendimiento en estos combustibles.

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

Refinería de Barrancabermeja	4T 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)
Carga* (kbd)	241.0	224.9	7.2%	221.8	217.7	1.9%
Factor de Utilización (%)	85.0%	77.2%	10.1%	79.5%	74.9%	6.1%
Producción Refinados (kbd)	245.2	226.6	8.2%	225.4	220.8	2.1%
Margen Bruto (USD/BI)	12.4	19.8	(37.4%)	15.7	19.8	(20.7%)

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

Esenttia

En el 2023 se presentó caída en los precios del polipropileno generado por la desaceleración en la demanda y altos inventarios, disminuyendo los resultados de ventas y margen total respecto al 2022. Ante esta situación retadora de entorno, la compañía implementó estrategias de mitigación como: foco en venta de productos rentables, coberturas y compras spot de propileno grado polímero, y nuevas eficiencias asociadas a temas administrativos y operativos.

Se destaca: i) puesta en marcha en febrero de 2023 del Proyecto de Ampliación de la Planta 2, lo que permite aumentar la capacidad de producción de polipropileno en un 15%, cuando las condiciones de mercado sean favorables, ii) producción de alrededor de 19 toneladas de polipropileno con la carga de PGR circular enviado por la Refinería de Barrancabermeja y iii) avance a diciembre del 95% en la ejecución de la Planta de reciclaje mecánico, cuyo inicio de operaciones se espera durante el 1T24.

Tabla 15: Ventas y Margen – Esenttia

Esenttia	4T 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	115.8	128.4	(9.8%)	494.2	526.0	(6.0%)
Margen Total (USD/Ton)	91.9	114.7	(19.9%)	85.9	214.9	(60.1%)

Invercolsa

Actualmente se cuenta con un total de 4 millones de usuarios conectados al servicio de gas, incluyendo filiales controladas y no controladas por Invercolsa. El volumen de gas natural comercializado creció +1.3 Mm³ (+0.5%) y el mercado secundario +8.5 Mm³ (+21%) frente al mismo periodo del 2022. En cuanto al GLP, Invercolsa mantuvo la senda de recuperación en los 4 trimestres, logrando un EBITDA operacional 3 veces más alto que al cierre de diciembre de 2022. El EBITDA total, el cual incluye método de participación, fue de COP 573 mil millones el cual creció un +17% (COP 82 mil millones) con respecto al mismo periodo del año anterior y la utilidad neta antes de método de participación cerró en COP 341 mil millones creciendo un +20% (COP 57 mil millones) vs el año anterior.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 16: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	4T 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	5.28	4.84	9.1%	4.55	4.48	1.6%	16.7%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esentia

El Costo de Caja de Refinación aumentó en 0.44 USD/B en el 4T23 frente al 4T22, explicado por:

- **Efecto costo (+1.06 USD/BI):** Mayor actividad operacional y efecto inflacionario.
- **Efecto tasa de cambio (+0.23 USD/BI):** Impacto de la revaluación promedio frente al dólar en -738 pesos/dólar, pasando de 4,808 a 4,070 pesos/dólar.
- **Efecto volumen (-0.85 USD/BI):** Mayor carga de crudo en refinerías de +84 kbd.

Por su parte en el acumulado a diciembre de 2023 aumenta en 0.07 USD/BI frente al acumulado a diciembre del 2022, explicado por:

- **Efecto costo (+0.88 USD/BI):** Mayor actividad operacional y efecto inflacionario
- **Efecto tasa de cambio (-0.07 USD/BI):** Impacto de la devaluación promedio frente al dólar en +70 pesos/dólar, pasando de 4,255 a 4,325 pesos/dólar.
- **Efecto volumen (-0.74 USD/BI):** Mayor carga de crudo en refinerías de +62 kbd.

Resultados Financieros

Tabla 17: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	4T 2023	4T 2022	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	19,085	23,064	(3,979)	(17.3%)	82,148	89,179	(7,031)	(7.9%)
Depreciación, amortización y agotamiento	501	485	16	3.3%	2,084	1,780	304	17.1%
Costos variables	17,623	20,064	(2,441)	(12.2%)	71,008	76,341	(5,333)	(7.0%)
Costos fijos	737	540	197	36.5%	2,625	2,211	414	18.7%
Costo de ventas	18,861	21,089	(2,228)	(10.6%)	75,717	80,332	(4,615)	(5.7%)
Utilidad bruta	224	1,975	(1,751)	(88.7%)	6,431	8,847	(2,416)	(27.3%)
Gastos operacionales	797	919	(122)	(13.3%)	2,459	2,248	211	9.4%
Utilidad (Pérdida) operacional	(573)	1,056	(1,629)	(154.3%)	3,972	6,599	(2,627)	(39.8%)
Ingresos (gastos) financieros	(224)	(421)	197	(46.8%)	(894)	(1,582)	688	(43.5%)
Resultados de participación en compañías	53	51	2	3.9%	252	222	30	13.5%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	(744)	686	(1,430)	(208.5%)	3,330	5,239	(1,909)	(36.4%)
Provisión impuesto a las ganancias	733	47	686	1,459.6%	(390)	(1,245)	855	(68.7%)
Utilidad neta consolidada	(11)	733	(744)	(101.5%)	2,940	3,994	(1,054)	(26.4%)
Interés no controlante	(50)	(42)	(8)	19.0%	(214)	(185)	(29)	15.7%
Utilidad (pérdida) neta antes de impairment	(61)	691	(752)	(108.8%)	2,726	3,809	(1,083)	(28.4%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	1,492	1,102	390	35.4%	1,483	1,096	387	35.3%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(298)	(221)	(77)	34.8%	(296)	(219)	(77)	35.2%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,133	1,572	(439)	(27.9%)	3,913	4,686	(773)	(16.5%)
EBITDA	219	1,924	(1,705)	(88.6%)	7,310	9,537	(2,227)	(23.4%)
Margen EBITDA	1.1%	8.3%	-	(7.2%)	8.9%	10.7%	-	(1.8%)

Los **ingresos** del 2023 disminuyeron frente al 2022, debido a: i) menores precios de productos destilados medios y gasolinas y ii) deterioro de los diferenciales de productos refinados, en ambos casos asociados a factores de mercado. Así mismo, disminuyeron durante el 4T23 frente al 4T22, por los factores de mercado ya mencionados y menor TRM promedio.

El **costo de ventas** del 2023 frente al 2022 bajó principalmente por el menor costo de la dieta de crudos, parcialmente compensado por: i) el costo asociado al mayor volumen de cargas y ii) la mayor TRM promedio. En el 4T23 frente al 4T22, la disminución fue ocasionada principalmente por el menor costo de la dieta, compensado por el mayor costo de la actividad en línea con el nivel de cargas.

Los **gastos operacionales** del 2023 frente al 2022 aumentaron por los mayores gastos de comercialización dado el crecimiento en los volúmenes vendidos en el exterior. Para el 4T23 comparado con el 4T22 presentaron una reducción explicada principalmente por los mantenimientos mayores en Refinería de Cartagena realizados durante el 4T22.

El **resultado financiero (no operacional)** del 2023 frente al 2022 y del 4T23 frente al 4T22, presentó un menor gasto por efecto de la diferencia en cambio en la valoración de la posición neta del segmento.

El **impuesto a las ganancias** para el 4T23 comparado con el 4T22 se ve impactado por el efecto de la actualización de la sobretasa establecida en la más reciente Reforma Tributaria, aplicable para los resultados del segmento en Ecopetrol S.A.

1.4 Gestión comercial

En el 4T23 se constituyó la filial comercial en Houston, Ecopetrol US Trading (EUST), a través de la cual se busca consolidar la presencia del GE en Estados Unidos, haciendo sinergias con la filial Ecopetrol USA, Ecopetrol América y Ecopetrol Permian. En su primer trimestre de operación, EUST comercializó 9.3 Mbbls de crudo y productos, obtuvo un EBITDA de USD \$19.5 millones y una utilidad neta de USD \$15.4 millones. Dichos resultados se apalancan en la suscripción de contratos a término para venta de crudo Castilla y otros productos como fuel y nafta, que permitieron eficiencias logísticas y de mercado.

Alineados con la estrategia de descarbonización del Grupo Ecopetrol, la Mesa de Trading de Carbono realizó las primeras operaciones de comercialización de créditos de carbono a terceros, que en conjunto representaron aproximadamente la mitigación de 75 mil toneladas de CO₂e.

A través de créditos de carbono de proyectos de Soluciones Naturales del Clima en Colombia en el 2023 se compensaron ~505 mil toneladas de carbono, asociadas a las emisiones generadas por la extracción, producción, refinación y transporte de crudos (Castilla Blend y Apiay Blend) y productos refinados (Gasolina Extra y Asfalto) del portafolio de Ecopetrol S.A.

2. SOLUCIONES DE BAJAS EMISIONES

Estrategia y Comercialización de Gas

Para el 4T23, en la línea de Soluciones de Bajas Emisiones, el gas natural y GLP aportaron el 22.2% del total de la producción del Grupo Ecopetrol, llegando a 162.1 kbped. Durante el 4T23 la demanda de gas se ubicó en promedio en 105.4 kbped, registrando un aumento de 7.2% (+7.1 kbped) frente al 4T22, debido principalmente a mayores entregas a terceros asociadas a incrementos de los precios de energía en bolsa y materialización del Fenómeno de “El Niño”.

Energías Renovables

A diciembre de 2023 se ha logrado reducir un aproximado de 26,294 toneladas de CO₂ equivalente y ahorros por aproximadamente 49,806 millones de pesos, relacionados con la operación de nuestros parques solares Brisas, Castilla, San Fernando, entre otros en CENIT, además de la Pequeña Central Hidroeléctrica Cantayús.

En la misma línea, y como parte del proceso de incorporación de fuentes no convencionales de energías renovables dentro de nuestra matriz energética, a la fecha, se concluyó la construcción de 7 MW en la Granja Solar Cartagena. Además, se encuentran en construcción las granjas solares de La Cira con 56 MW, complemento de la granja solar de Cartagena con 16 MW y solares del segmento transporte con 12 MW de OCENSA, 7 MW de ODC y 16 MW de CENIT. Por último, contamos con dos granjas solares en etapa de ejecución con expectativa de iniciar construcción en 2024, aportando 125 MW a nuestra matriz que acumuló a cierre de 2023 472 MW en operación, construcción y ejecución de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable - FNCER.

Eficiencia Energética

Entre el 2018 y 2023 el programa de eficiencia energética ha logrado una optimización de la demanda de energía de 10.9 petajulios (PJ) en las operaciones del Grupo Ecopetrol, equivalente a un ahorro de COP 262.1 mil millones con impacto en 707.7 mil toneladas de CO₂e. Lo anterior, corresponde al seguimiento de los ahorros en energía eléctrica y la incorporación de energía térmica.

Específicamente para el año 2023, se logró una reducción de 3.89 PJ⁵ y 274 mil toneladas de CO₂ (energía térmica 3.37 PJ y eléctrica 0.52 PJ) en las operaciones del Grupo Ecopetrol, gracias a la incorporación de tecnologías para la optimización energética, como el modelado e identificación de oportunidades de mejora utilizando algoritmos de Inteligencia Artificial en sistemas de inyección de la regional Orinoquía, el uso de nanofluidos en pozos de disposición de agua para la optimización energética de plantas de inyección en la regional Andina-Oriente, la optimización de consumo de gas en el turbocompresor en Cusiana en la vicepresidencia de piedemonte y el desarrollo de gemelos analíticos en OCENSA, y el uso y apropiación de la herramienta de optimización de energía en tiempo real Visual Mesa para las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.

Hidrógeno

Durante el 4T23, se firmó el OtroSí del acuerdo de sinergias con Cenit para la operación de la hidrogenera del piloto de movilidad en Bogotá. Además, se lanzó el Request for Information (RFI) para conocer potenciales proveedores de electrolizadores y compañías que presten servicios de ingeniería, procura y construcción en proyectos de producción de hidrógeno por electrolisis.

3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

3.1 Transmisión de Energía

Proyectos adjudicados

Durante el año 2023 fuimos adjudicatarios de contratos que representarán inversiones por COP 9.8 billones en los próximos años, consolidando así una trayectoria de crecimiento en nuestros negocios y geografías.

En el 4T23 ISA CTEEP, fue adjudicataria de 40 refuerzos, que en conjunto sumarán un CAPEX de BRL 229 millones (~COP \$181 mil millones).

Adicionalmente, la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión), en Perú, le adjudicó a ISA, en consorcio con Grupo de Energía de Bogotá (GEB), la construcción, operación y mantenimiento de dos proyectos con más de 1,000 kilómetros de circuito de transmisión eléctrica. Esos dos proyectos en Perú habilitarán la entrada de energías limpias al sistema, aportando a la transición energética, y su CAPEX referencial es de USD 833 millones⁶ (~COP 3.2 billones).

Por otra parte, ISA firmó contrato privado de conexión con Ecopetrol para la ejecución del proyecto Respaldo Demanda Vicepresidencia Regional de Orinoquia en la subestación Suria.

⁵ Resultados no incluyen iniciativas de Hocol, Esenttia y autogeneración.

⁶ Valor de CAPEX referencial estimado por Proinversión.

Entrada en operación de proyectos

- Colombia: entró en operación el Proyecto de Conexión Parque Guayepo Solar a la subestación Sabanalarga Bolívar.
- Brasil: Entrada en operación del 100% de IE Itaúnas, IE Triângulo Mineiro, que en conjunto adicionan cerca de 250 kilómetros a la red, y 26 refuerzos a la red de ISA CTEEP.
- Perú: Entrada en operación de las Subestaciones Chinchá Nueva y Nazca Nueva, y el Refuerzo 2 - Ampliación subestación Planicie. Adicionalmente, se realizó la entrada en operación del proyecto privado Puerto Chancay y el operador del sistema (COES)⁷ aprobó su integración la Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en enero de 2024.

En las empresas controladas por ISA, se continúa avanzando en la construcción de 34 proyectos de transmisión de energía en Colombia, Brasil, Chile y Perú, que al entrar en operación adicionarían más de 5,500 kms de circuito a la red y generarán ingresos aproximados de USD 331 millones entre 2024 y 2030. Adicionalmente, ISA CTEEP avanza en la construcción de 197 refuerzos a la red en Brasil.

3.2 Vías

Durante el 4T23, continúa el avance en la ejecución del proyecto Ruta del Loa y de las obras en las concesionarias Ruta de la Araucanía y Ruta de Los Ríos en Chile.

- Ruta del Maipo firmó convenio complementario con el Ministerio de Obras Públicas (“MOP”) de Chile para realizar inversiones estimadas en USD 106 millones (~COP 0.4 billones), que serán remuneradas vía extensión de plazo de la concesión.
- ISA INTERVIAL, en Chile, presentó la mejor oferta para la Concesión Orbital Sur Santiago para el diseño, construcción y operación de 25 kilómetros de una nueva autopista urbana y un CAPEX referencial de USD 500 millones (~\$1.9 billones).

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	4T 2023	4T 2022	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,557	3,777	(220)	(5.8)%	14,168	13,358	810	6.1%
Depreciación, amortización y agotamiento	291	304	(13)	(4.3)%	1,138	1,076	62	5.8%
Costos fijos	1,324	1,604	(280)	(17.5)%	4,791	4,779	12	0.3%
Costo de ventas	1,615	1,908	(293)	(15.4)%	5,929	5,855	74	1.3%
Utilidad bruta	1,942	1,869	73	3.9%	8,239	7,503	736	9.8%
Gastos operacionales	455	264	191	72.3%	1,383	1,070	313	29.3%
Utilidad (Pérdida) operacional	1,487	1,605	(118)	(7.4)%	6,856	6,433	423	6.6%
Ingresos (gastos) financieros	(679)	(699)	20	(2.9)%	(3,110)	(3,107)	(3)	0.1%
Resultados de participación en compañías	144	39	105	269.2%	530	516	14	2.7%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	952	945	7	0.7%	4,276	3,842	434	11.3%
Provisión impuesto a las ganancias	(278)	(271)	(7)	2.6%	(600)	(738)	138	(18.7)%
Utilidad neta consolidada	674	674	-	-	3,676	3,104	572	18.4%
Interés no controlante	(539)	(481)	(58)	12.1%	(2,862)	(2,372)	(490)	12.1%
Utilidad (pérdida) neta antes de impairment	135	193	(58)	(30.1)%	814	732	82	11.2%
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(208)	(88)	(120)	136.4%	(210)	(88)	(122)	138.6%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	71	30	41	136.7%	71	30	41	136.7%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	(2)	135	(137)	(101.5)%	675	674	1	0.1%
EBITDA	2,081	2,092	(11)	(0.5)%	9,117	8,556	561	6.6%
Margen EBITDA	58.5%	55.4%	-	5.6%	64.3%	64.1%	-	0.3%

Los **ingresos operacionales** del 2023 aumentaron frente al 2022 principalmente por el negocio de energía debido a la entrada en operación de proyectos, el impacto positivo de los escaladores contractuales, los mayores

⁷ Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

rendimientos del activo contractual; seguido por el ajuste de los márgenes de construcción y la energización de mejoras y refuerzo en Brasil y la terminación de la aplicación de las disposiciones de la CREG, asociadas a la disminución voluntaria de tarifas, retornando al IPP como escalador de los ingresos en Colombia.

Estos efectos se compensan parcialmente por la disminución de ingresos en: i) en el negocio de vías por el impacto monetario en la medición del activo financiero en Chile de UF (unidad de fomento) a CLP (pesos chilenos), y la finalización de la concesión de Ruta del Bosque y ii) en el negocio de telecomunicaciones por la menor captación de clientes, desconexiones de servicios de conectividad, capacidades, y servicios de Internet en Brasil, Colombia y Perú. Igualmente, estos efectos inciden en la disminución de ingresos observada entre 4T23 y el 4T22.

Los **costos y gastos operacionales** del 2023 aumentaron frente al 2022, explicado principalmente por: i) en el negocio de energía por las presiones inflacionarias en los costos, los mayores servicios de mantenimiento y conservación de líneas de transmisión y subestaciones, servicios de personal, honorarios y gastos ambientales y sociales y ii) en el negocio de telecomunicaciones por los mayores costos por ampliaciones de servicios con clientes y mantenimiento de infraestructura. Estos efectos se compensan principalmente con la menor ejecución de los costos en el negocio de vías por la terminación de la concesión Ruta del Bosque.

Los costos y gastos operacionales del 4T23 disminuyeron frente al 4T22 por la menor actividad de construcción en vías Chile principalmente en Ruta del Loa, temporalmente detenido el progreso de las obras debido a problemas surgidos con las comunidades locales.

El **resultado financiero neto** del 4T23 frente al 4T22, presentó un menor gasto considerando la utilidad generada en la recompra de notas del bono internacional en Interchile, los mayores rendimientos financieros por excedentes de caja, un menor gasto por diferencia en cambio de la deuda indexada a UF en el negocio de vías en Chile. Respecto al acumulado, se mantiene el mismo nivel que el año anterior.

El **método de participación en compañías** del 4T23 frente al 4T22, aumentó principalmente por el ajuste al valor residual en Ivaí y en Taesa por el efecto inflacionario (IGPM, Índice General de precios de Mercado en Brasil). Así mismo, el 2023 presentó un incremento frente al 2022 por el efecto favorable de la conversión a pesos colombianos.

El **impuesto a las ganancias** del 2023 disminuyó frente al 2022 por el efecto de la diferencia en cambio y el impacto de la sobretasa en Ecopetrol de los intereses de la deuda adquirida para financiar la compra de ISA. Sin este efecto, el impuesto aumenta frente al 2022 principalmente por mayor utilidad en Interchile por la recompra de los bonos, el cambio en las expectativas de recuperación de las pérdidas fiscales en el impuesto diferido de ISA Inversiones Chile, ISA Inversiones Costera Chile e Internexa Chile, compensado con la mayor deducción de los Juros de Capital Propio en ISA CTEEP.

III. SosTECnibilidad®

El Grupo Ecopetrol reconoce que para lograr un “valor de largo plazo” se requiere la materialización de un “valor sostenible”, más allá del valor financiero, lo que implica tener un balance entre rentabilidad y SosTECnibilidad®. En este sentido, a continuación, se presentan los principales avances:

Seguridad y salud ocupacional

En 2023 el Grupo Ecopetrol presentó el menor valor histórico en frecuencia de lesiones a personas (TRIF por sus siglas en inglés), 0.26 lesiones por millón de horas hombre trabajadas, cifra que incluye personal directo y aliados, que corresponde a una disminución del 20% con relación al año 2022.

Gestión Integral del Agua

En 4T23 se reutilizaron en la operación 39 millones de metros cúbicos de agua (153 millones de m³ acumulados en 2023), lo que significa que la empresa dejó de captar y/o verter este volumen, disminuyendo así la presión sobre los recursos hídricos. Este valor representa un aumento del 11% con respecto al 4T22 y del 16% frente al

acumulado anual, y equivale al 79% del total de agua requerida para operar. Estos resultados se han logrado gracias a la implementación de buenas prácticas de reutilización y recirculación de agua, implementadas en las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, así como en los campos de producción.

Durante 4T23, se captaron 10.4 millones de metros cúbicos de agua fresca (41.3 millones de m³ totales en 2023), que representa un aumento del 9% con respecto al volumen captado en el 4T22 y del 8% frente al total anual 2022, y representa el 21% del total de agua requerida para operar. El aumento en el volumen de agua captada se debe a una mayor carga de crudo en las refinerías, que consecuentemente generó un mayor requerimiento de agua para el proceso. Sin embargo, es de resaltar la mejora en la eficiencia hídrica en el segmento de refinación, que permitió aumentar en 13% el volumen de recirculación de agua y reducir la intensidad de agua captada hasta 1.27 BI agua/Bi crudo (-7% frente a 2022).

Se realizó el reúso agroforestal de 1.4 millones de metros cúbicos de aguas de producción tratadas (5.1 millones de m³ acumulados en 2023) para el riego de cultivos agroforestales y de palma de aceite, en los Campos Castilla y Rubiales, respectivamente, que representa un aumento del 60% con respecto al 4T22 y del 35% frente al total anual. Esto se debe a la entrada en operación del piloto SAARA (Sistema de Aprovechamiento de Aguas para Reúso Agrícola) en asociación con Frontera, que busca evaluar la viabilidad de reusar aguas de producción tratadas de los Campos Rubiales y Quifa, para el riego de cultivos de palma de aceite en el municipio de Puerto Gaitán (Meta)

Adicionalmente, se obtuvo la calificación de Liderazgo “A-” en la última evaluación de desempeño del CDP Water Security, ubicando a Ecopetrol S.A. como una de las 101 mejores empresas en la lista con calificación A evaluadas en esta categoría y posicionándose como la mejor calificada del sector de Petróleo y Gas en Latinoamérica. CDP destaca de Ecopetrol la evaluación de impactos, riesgos y oportunidades asociadas al agua, sus políticas y la ambición de alcanzar agua neutralidad. Así mismo la empresa obtuvo un máximo puntaje de 100 en la evaluación del componente de gestión del agua del índice de Sostenibilidad de Dow Jones.

Cambio Climático - Descarbonización

En 2023, se logró una reducción de emisiones de GEI del Grupo Ecopetrol de 581,532 tCO₂e por la implementación de iniciativas de optimización en el consumo energético, energías renovables, reducción de emisiones fugitivas y venteos, y quema en tea, superando en 40% la meta establecida de 416,672 tCO₂e. La reducción acumulada del periodo 2020-2023 es de 1,491,645 tCO₂e.

Ecopetrol recibió el reconocimiento Gold Standard del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) por sus avances en la medición, reporte y metas de reducción de emisiones de metano. La distinción se otorga a las empresas del sector de petróleo y gas que cuentan con un plan detallado para la medición y reporte de emisiones de metano y metas de reducción para los activos operados directamente en cumplimiento de lo establecido en el marco de la Alianza por el Metano del Sector Petróleo y Gas (OGMP 2.0), de la cual Ecopetrol forma parte desde el 2020.

Ecopetrol participó en la Conferencia de las Partes de Cambio Climático COP-28 de Naciones Unidas, llevada a cabo en Dubai, Emiratos Árabes. Se destaca la adhesión de la Compañía al acuerdo sectorial global para acelerar la descarbonización del petróleo y gas (OGDC), firmado por más de 50 compañías, con operaciones en cinco continentes, que representan aproximadamente el 40% de la producción mundial de hidrocarburos. Ecopetrol es una de las 30 empresas estatales en sumarse a este acuerdo; en el cual, las empresas se comprometen principalmente con las siguientes metas: (i) cero emisiones netas de carbono a 2050 (alcances 1 y 2), (ii) eliminar las quemaduras rutinarias de gas en teas a 2030 y (iii) apuntar a emisiones cercanas a cero en metano al 2030.

En noviembre de 2023, Ecopetrol anunció su adhesión a la Iniciativa de “Apuntar a Cero Emisiones de Metano al 2030” de OGCI (Oil and Gas Climate Initiative), la cual busca tratar las emisiones de metano con la misma seriedad con la que se trata la seguridad industrial y de procesos.

En el marco de la actualización del mapa de riesgos empresariales, se incorporó el riesgo “Inadecuada respuesta ante desafíos del cambio climático, agua y biodiversidad”, el cual busca, entre otros aspectos, dar respuesta oportuna, eficiente y efectiva a compromisos, obligaciones y expectativas en relación con cambio climático, agua

y biodiversidad, incluyendo las expectativas de los grupos de interés (gobierno, sociedad, comunidad, trabajadores e inversionistas).

Biodiversidad

Se designaron 5 nuevas Ecoreservas, alcanzando la meta de 20 como Grupo Ecopetrol, con un área total de 15,583 hectáreas (ha) en procesos de conservación.

Durante 2023, se lograron 167,922 hectáreas con acciones de conservación y la firma de alrededor de 1,700 acuerdos voluntarios de conservación con comunidades locales.

Economía Circular

Al cierre del 2023 Ecopetrol cuenta con más 300 iniciativas circulares, 97 implementadas y 99 en ejecución. Se destacan las siguientes iniciativas:

- Asfalto modificado con plástico reciclado en 14 tramos viales a nivel nacional y exportación de 350 Ton a Centroamérica. A estos proyectos se suma la implementación de señalización vial elaborada 100% con plástico reciclado en vías de la refinería de Barrancabermeja. Estos proyectos han permitido la incorporación de más de 6 millones de bolsas plásticas.
- Primer vagón sostenible de Transmilenio, opera con paneles solares, para su construcción se utilizaron 19 toneladas de residuos plásticos.
- Valoración de madurez TRL8 de la tecnología lodos aceitosos como ligante asfáltico para vías de bajo tránsito por parte de INVIAS-Universidad del Cauca. Actualmente se está avanzando con un piloto en campo Rubiales.
- Primera etapa del proyecto de reciclaje químico en alianza con Esenttia, Refinería de Barrancabermeja, PepsiCo y otras empresas incorporando en refinería aceite pirolítico proveniente de la recuperación de ~ 500 toneladas de residuos plásticos dispuestos en rellenos sanitarios para producir polipropileno circular para envases de alimentos.
- Resultado exitoso de la prueba tecnológica de residuos aceitosos de Refinería de Barrancabermeja como materia prima en la producción de coque en Reficar.

Planeación y Autorizaciones Ambientales

Durante el 4T23, Ecopetrol S.A obtuvo 25 autorizaciones ambientales para el desarrollo de sus proyectos y operaciones (2 ante ANLA y 23 ante CAR's), alcanzando un total de obtención de pronunciamiento positivo de 117 autorizaciones ambientales en el año 2023 (12 ante ANLA y 105 ante CAR's).

Entre las autorizaciones ambientales más relevantes en el 4T23 se encuentra la Licencia ambiental para el Área de perforación exploratoria Recetor Norte, ubicado en el municipio de Aguazul, Casanare. Adicionalmente, en el 4T23, se obtuvieron 3 autorizaciones ambientales mediante la vía jurídica denominada "cambio menor" con pronunciamiento por parte de la autoridad, para un total en el año de 15 autorizaciones.

Así mismo, en materia de proyectos que apoyan el camino hacia la transición energética, Ecopetrol se encuentra elaborando el Estudio de Impacto Ambiental de un centro de autogeneración de energía solar (82 MW) para suministrar energía a la Refinería de Cartagena, dentro del cual se han tenido espacios de conocimiento y participación con autoridades locales y diferentes comunidades del entorno, para enriquecer el ejercicio de construcción del documento que se presentaría a ANLA para el licenciamiento ambiental.

Incidentes con afectación al medio ambiente de origen operacional Ecopetrol S.A.

En 2023 se derramaron 15.3 barriles de hidrocarburos por causas operativas en incidentes mayores a un (1) barril, lo que implica una disminución del 76% respecto a 2022. Este valor está por debajo del límite interno fijado de 63.7 barriles para 2023, logrando el mejor desempeño de los últimos cinco (5) años para la operación directa de Ecopetrol S.A.

Inversión social y ambiental

El Grupo Ecopetrol en 2023 destinó recursos para la ejecución del Portafolio de Desarrollo Territorial Sostenible por un valor de COP 594,123 millones que incluye la inversión social, ambiental y de relacionamiento de carácter estratégico y obligatorio. Mediante estas inversiones, el Grupo Ecopetrol contribuye al desarrollo económico y social del país, ejecutando proyectos con las autoridades locales y la comunidad, y de la mano con aliados de orden nacional y de cooperación internacional para generar bienestar y aportar al cierre de las brechas sociales. Dentro de los hitos de inversión social destacados de Ecopetrol durante el año se encuentran:

Educación: Se beneficiaron 150,203 estudiantes gracias a proyectos y programas que se implementaron para mejorar la calidad y aumentar la retención escolar y la cobertura en educación superior; entre los cuales se destacan: Ecopetrol va a la Escuela, formación a docentes y entrega de material pedagógico, escuelas musicales, dotación de tecnología para Instituciones Educativas Públicas, dotación de kits escolares y mobiliario, Bachilleres Ecopetrol y Utopía.

Desarrollo rural inclusivo: Se vincularon 8,641 familias campesinas para integrarlas a encadenamientos productivos, basados en el aprovechamiento de las oportunidades de mercado, el fortalecimiento de las capacidades y el uso sostenible de los recursos naturales, a través de programas como Campo Emprende, Modelo de Agronegocios Sostenibles - MAS Meta, Soluciones Integrales Agropecuarias – Agrosol, entre otros.

Emprendimiento y desarrollo empresarial: Se beneficiaron 8,670 emprendedores, MiPymes y jóvenes gracias a la implementación de programas para el desarrollo de capacidades para el emprendimiento y la innovación como Ecopetrol Emprende, Jóvenes 4.0 Innovando, Transformando Territorios, Sacúdete con los Jóvenes del Territorio y Ella Es Astronauta.

Infraestructura pública y comunitaria:

- Infraestructura vial: se intervinieron 197.93 km de la red vial contribuyendo al dinamismo de las regiones, al acceso a mejores condiciones de movilidad terrestre y a la generación de empleo en su mayoría local.
- Infraestructura pública de interés comunitario: Adecuación de la Estación Ricaurte del Sistema de Transporte Masivo Transmilenio en Bogotá, con implementación de tecnologías de reciclaje de plástico para uso en infraestructura, el cual obtuvo el premio Lazos de Sostenibilidad en la categoría de servicios sostenibles. De otra parte, se construyeron 13 infraestructuras y se mejoraron otras 21 para la convivencia, la participación, la educación, el deporte y la recreación.

Acceso a servicios públicos:

- Agua potable y saneamiento básico: Con el desarrollo de diferentes proyectos en Guamal y Villavicencio (Meta) y Villa del Rosario (Norte de Santander), se beneficiaron 15,019 personas con mejores condiciones de acceso a agua potable.
- Energía y gas: Se conectaron 14,202⁸ hogares a redes de gas combustible en los departamentos del Atlántico, Santander, Casanare, Arauca, Meta y Huila. Se suscribieron con la gobernación del Casanare y la alcaldía de Yopal los primeros convenios de construcción de redes de energía eléctrica, en el corregimiento El Morro, Yopal (Casanare) que beneficiarán a 286 hogares en 14 veredas. A través del mecanismo de obras por impuestos, se continuó con la ejecución de los proyectos de implementación de soluciones solares fotovoltaicas a 766 hogares para aumentar la cobertura del servicio de energía

⁸ Corresponden a conexiones certificadas de Ecopetrol S.A.

eléctrica en la zona rural de los municipios Valle del Guamuez, San Miguel y Orito (Putumayo).

De igual manera, durante 2023 se desarrollaron 47 proyectos de inversión social por parte de las subordinadas del Grupo Ecopetrol. Entre ellos se destacan:

- Cenit: i) 194 emprendimientos fortalecidos con foco en turismo sostenible, desarrollo agro productivo y equidad de género en los departamentos de Arauca, Norte de Santander y Magdalena.
- Esenttia: i) 21 nuevos mobiliarios en plástico reciclado instalados para mejorar la infraestructura comunitaria y los espacios de comunidades en Bolívar, beneficiando a más de 9,430 personas, en la que se recuperaron y transformaron más de 30 mil kilogramos de material plástico posconsumo por recicladores de oficio y ii) 50 nuevas becas de acceso a educación superior entregadas en las comunidades de Cartagena (Bolívar).
- Hocol: i) conexión a gas de 1,239 hogares en los departamentos del Huila, Tolima y La Guajira, ii) la construcción de pozos artesanos, pozo profundo y albercas en Maicao (La Guajira), iii) optimización y mejoramiento de acueductos veredales en La Cristalina - Puerto Gaitán (Meta) y San Matías - Paicol (Huila), iv) suministro de agua a comunidades Wayuu en Manaure y Riohacha (La Guajira), v) entrega de la máquina de agua en Manaure (La Guajira); proyectos que beneficiaron a 1,086 personas y vi) 7 km de vías intervenidas mediante mejoramiento y autoconstrucción en Tierralta (Córdoba), Santiago de Tolú (Sucre) y Purificación (Tolima).
- ISA: i) En el marco de la implementación del programa Conexión Desarrollo SABO y SOLA, en alianza con la Fundación Barco, se beneficiaron 56,355 estudiantes de 5 departamentos y 19 municipios

Ambiental: En la inversión ambiental obligatoria de Ecopetrol se resaltan la gestión de 763 acuerdos de conservación con 5,281 hectáreas para conservación y restauración, el establecimiento de 685.8 hectáreas en silvopastoriles, agroforestales y bancos dendroenergéticos y la compra de 10 predios con 939 hectáreas destinados a la conservación. En la inversión ambiental estratégica de Ecopetrol se resaltan el cierre del protocolo de restauración en los departamentos del Meta y Caquetá y dos proyectos de carbono forestal registrados en el estándar VERRA y Biocarbón, uno asociado al proyecto Vida silvestre y otro al proyecto de Carbono del Orinoco.

Se destaca la inversión ambiental obligatoria de Ecopetrol durante el 4T23 en: i) acuerdos voluntarios de conservación, orientados al cumplimiento de inversión del 1% de Chichimene y Castilla la Nueva en la regional Orinoquia, ii) acuerdos voluntarios de conservación orientados al cumplimiento de medidas compensatorias en Apiay, iii) cumplimiento inversión forzosa de no menos del 1% y compensación ambiental en el campo de Yaguará, Arrayán Huila Norte, y iv) acuerdos voluntarios de conservación, orientados al cumplimiento de inversión del 1% del campo 50K.

En cuanto a inversión ambiental estratégica de Ecopetrol durante el 4T23 se destaca: i) la consolidación de las acciones del proyecto Vida Silvestre en paisajes priorizados para habilitar una metodología en pastizales de la Orinoquia, que permita cuantificar la captura de carbono en estos ecosistemas, ii) el desarrollo de una metodología que permita la estimación de reducción de emisiones de carbono en humedales, iii) avance en el proyecto de conservación de coberturas vegetales en áreas de ecosistemas estratégicos en la cuenca media y alta del río Guayuriba y el río Metica mediante la implementación de un esquema de pago por servicios ambientales, iv) finalización del desarrollo del protocolo de monitoreo de carbono para proyectos de restauración en los departamentos del Meta y Caquetá, y v) avances en el proyecto de Carbono del Orinoco.

De igual manera, se desarrollaron proyectos de inversión ambiental por parte de Cenit: i) 57 hectáreas restauradas en los departamentos de Norte de Santander, Magdalena y Meta y ii) 52,800 árboles sembrados en Norte de Santander.

Mecanismo de obras por impuestos: En 2023 el Grupo Ecopetrol continuó liderando la implementación del mecanismo en Colombia, obteniendo la mayor participación del país, con 32 nuevos proyectos asignados por parte de la Agencia de Renovación del Territorio - ART correspondientes al año gravable 2022 por un valor de COP 201,060 millones que beneficiarán a más de 529,000 colombianos. Con la asignación de estos proyectos, el Grupo Ecopetrol acumula una asignación total de 91 proyectos por un valor de COP 758,668 millones correspondientes al 36% del total asignado en el país entre los años gravables 2017 y 2022.

Al 2023 se han finalizado 46 proyectos por un valor de COP 416,830 millones, destacando durante el 4T23 la construcción de puentes vehiculares en Tibú (Norte de Santander) y el mejoramiento de infraestructura y entrega de dotaciones en 83 sedes educativas en los departamentos de Arauca, Putumayo, Bolívar y Meta.

Comunidades y territorio

Procesos de diálogo social: Como parte del impulso a una nueva cultura de diálogo de Ecopetrol con las comunidades, en 2023 se desarrollaron 57 procesos de diálogo social con comunidades e institucionalidad local a nivel territorial, de los cuales 39 se llevaron a cabo en el 4T23. Esto ha contribuido a profundizar las relaciones de confianza con las comunidades, transformar conflictos y construir visiones compartidas de territorio.

Por cuenta de Cenit, en 2023 se desarrollaron 1,130 actividades de relacionamiento, de las cuales 307 se llevaron a cabo en el 4T23 con autoridades y comunidades, permitiendo fortalecer el diálogo social y la promoción de las iniciativas a favor del desarrollo de las regiones. Del lado de Esenttia, en 2023 se desarrollaron 41 encuentros que congregaron a más de 900 personas, de los cuales 14 encuentros se llevaron a cabo en el 4T23 con líderes comunitarios de Juntas de Acción Comunal, comunidades étnicas, gobiernos locales y beneficiarios de proyectos sociales.

Relacionamiento étnico: Ecopetrol concluyó la actividad de levantamiento de Línea base comunitaria con 66 de las 72 comunidades de La Guajira como parte de la ruta metodológica de la consulta previa del proyecto Orca Desarrollo. Así mismo, realizó clausura del programa Formando en la Diversidad, con comunidades indígenas Wayuu (La Guajira), y comunidades Pastos Siberia e Ingas (Putumayo). El programa contó con la participación de 583 indígenas y se espera continuar en 2024 para ampliar su alcance a más áreas de interés de la empresa.

Comunidades energéticas: Se consolidó un portafolio inicial de potenciales proyectos de comunidades energéticas que permitirán al Grupo Ecopetrol determinar el rol, nivel de participación y dimensionamiento de variables técnicas, jurídicas, financieras, impacto y retorno de dicho mecanismo. El portafolio actual permitiría impactar aproximadamente a 30,000 personas con acceso a energía renovable para la transformación de sus territorios. Para el cierre de 2023, se estructuraron 6 proyectos de comunidades energéticas con beneficios socioambientales, los cuáles iniciarán fase de implementación en 2024.

Ciencia, Tecnología e Innovación

Por medio de la ejecución de proyectos tecnológicos, la Vicepresidencia de Ciencia, Tecnología e Innovación aportó en la generación de beneficios certificados en Grupo Ecopetrol (GE) por un valor de COP 3.3 billones (USD 778 millones). El 56% corresponde a tecnología de negocio, el 42% a transformación digital de GE, y el 2% restante se apalanca con proyectos de productividad y procesos, facturación por comercialización de tecnología y beneficios tributarios obtenidos por proyectos considerados como innovadores en el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación de Colombia. A continuación, se resaltan los principales logros e hitos de la Vicepresidencia de Ciencia, Tecnología e Innovación:

Exploración: Se desarrolló un modelo de eficiencia a través de análisis de muestras de roca (bioestratigrafía y petrografía) que contribuirá a desarrollar proyectos exploratorios futuros en el yacimiento probado por el pozo Alqamari-2.

Energías Renovables: En energía eólica se completó el análisis técnico económico para la implementación de esta energía costa afuera en el Caribe Colombiano. Adicionalmente se desarrolló la tecnología ECONANO del proyecto AQUA, la cual, mejora significativamente la generación de biomasa y el rendimiento agronómico en comparación con fertilizantes convencionales. Desde la ciencia se impulsan prácticas agrícolas más eficientes y sostenibles.

Tecnología de Vanguardia: Como parte del Convenio suscrito entre Ecopetrol y la Armada Nacional, se logró por primera vez en el país, la instalación del equipo de mediciones de emisiones de gases de combustión a bordo del buque de investigación ARC Simón Bolívar. Esto sumado a la participación por primera vez de tres funcionarios de Ecopetrol en la Décima X expedición a la Antártida, coordinada por la Comisión Colombiana del Océano (CCO) - Programa Antártico Colombiano (PAC).

Se destaca el lanzamiento al espacio del nanosatélite FACSAT2- Chiribiquete, para el monitoreo de gases efecto invernadero (CO2 y metano); este logro histórico para Colombia es el fruto de la alianza entre Ecopetrol, la Fuerza Aérea Colombiana, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación y el Ministerio de Defensa, a través del convenio estratégico de cooperación gestionado desde el ICP.

Innovación: Se destaca la red de innovación Econova, compuesto por cinco centros de innovación en diferentes regiones, con foco en los clústeres de la estrategia en Ciencia, Tecnología e Innovación del Grupo Ecopetrol. Econova ha logrado movilizar USD 1.47 millones, vincular +110 actores, generar +120 empleos, acelerar +30 emprendimientos, lanzar 38 retos de innovación abierta e impactar a +800 empresas y Startups mediante convenios, talleres y conferencias.

Gobierno Corporativo y Órganos Sociales

En diciembre de 2023, la Compañía actualizó y aprobó en el Comité Ejecutivo (ExCo), su materialidad con un enfoque de doble materialidad (impacto de los asuntos ASG fuera y dentro de la organización) que involucró a varios grupos de interés internos y externos. Como resultado de esto, se priorizaron 14 asuntos materiales y se identificaron cuatro (4) elementos como temas transversales: Transición justa, derechos humanos, gobierno corporativo y circularidad. Con base en este análisis, se identificaron y priorizaron los siguientes temas:

Cambio climático, Agua, Biodiversidad y servicios ecosistémicos, Calidad del aire, Materiales y residuos, Salud ocupacional, Seguridad industrial y de procesos, Talento humano, Territorios sostenibles, Cadena de suministro sostenible, Sostenibilidad financiera, Ciberseguridad y seguridad de la información, Innovación, ciencia y tecnología y Ética y transparencia.

Igualmente, se actualizó y aprobó en ExCo, la identificación y priorización de los grupos de interés de Ecopetrol. Como resultado de esta identificación, la Compañía pasó de siete (7) a once (11) grupos de interés: Estado, empleados, comunidades, socios, proveedores y sus trabajadores, empresas controladas, accionistas e inversionistas, medios de comunicación, clientes, organizaciones de la sociedad civil y comunidad académica y científica.

Derechos Humanos

Durante el 4T23, se actualizó la Guía de Derechos Humanos, la cual fue aprobada por la Alta Gerencia, e incorpora nuevos elementos que permiten a la Compañía fortalecer su compromiso con el respeto y promoción de los derechos humanos, alineados con los estándares nacionales e internacionales. Esta nueva versión de la guía fue construida con base a las expectativas de los grupos de interés y teniendo en cuenta el rigor con el que la Compañía ha sido evaluada por actores nacionales e internacionales en torno a la gestión de impactos en derechos humanos.

Ecopetrol realizó dos evaluaciones de riesgos en materia de derechos humanos a nivel regional (Orinoquía y Andina Oriente) y una para el proceso de seguridad física. Estos ejercicios de debida diligencia permiten a la Compañía identificar, prevenir, mitigar y de ser el caso, remediar impactos sobre los derechos humanos. Como resultado de esto, Ecopetrol estableció acciones para contrarrestar los riesgos e impactos identificados.

Junta Directiva

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

- Aprobó la designación de Luis Felipe Rivera como Vicepresidente de Ciencia, Tecnología e Innovación, a partir del 23 de octubre de 2023.
- Aprobó el Plan financiero y presupuesto anual de inversiones para la vigencia 2024.
- Aprobó los resultados financieros consolidados del Grupo Empresarial Ecopetrol (GEE) y separados de Ecopetrol con corte a septiembre de 2023, así como los resultados consolidados del GEE y separados de Ecopetrol para el tercer trimestre del 2023
- Aprobó los criterios de disciplina de capital para la elaboración del portafolio de inversiones de las tres líneas de negocio del Grupo Ecopetrol.

- En materia de compensación, aprobó el incremento salarial general anual para los trabajadores beneficiarios del Acuerdo 01, el Tablero Balanceado de Gestión 2024-2026 del Grupo Ecopetrol y las metas para 2024, y el Plan de Incentivos a Largo Plazo 2024-2026.
- Aprobó la adopción de la política denominada “303A.14 *Erroneously Awarded Compensation*” incorporada en el Manual de Compañías Listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York.
- Aprobó el cronograma de sesiones ordinarias de la Junta Directiva y de sus Comités de apoyo para el 2024.

Gobierno Corporativo

En la dimensión de gobernanza resaltamos dos hitos durante este trimestre:

- La participación de Ecopetrol en la Mesa Redonda OCDE-América Latina sobre Gobierno Corporativo. Ecopetrol participó en los debates y conversaciones en relación con la sostenibilidad y resiliencia, la responsabilidad de las juntas directivas, las empresas estatales y el desarrollo del mercado de capitales entre otros temas.
- Finalización por parte de 60 líderes del programa de formación ‘Directores Juntas Directivas del Grupo Ecopetrol’ en alianza con el Instituto Colombiano de Gobierno Corporativo – ICGC y el CESA. Programa que tiene como objetivo fortalecer las competencias y conocimientos para la toma de decisiones de los directores de las juntas directivas de las empresas del Grupo Ecopetrol.
- En 2023 Ecopetrol fue reconocida como la tercera empresa de la industria O&G con mejores prácticas en sostenibilidad, lo cual ratifica los avances de Ecopetrol para garantizar operaciones bajo los mejores estándares internacionales de sostenibilidad.
- En cuanto a los resultados en las dimensiones ASG (ambiental, social y Gobernanza/Económica) Ecopetrol ocupa el primer lugar en la dimensión social y se ubica como referente en la industria O&G en esta dimensión, gracias a las diferentes iniciativas y acciones que se están desarrollando en temas como desarrollo del talento humano, derechos humanos, prácticas laborales e impacto social en las comunidades.

IV. Presentación de Resultados

El viernes 1 de marzo de 2024 la administración ofrecerá una única conferencia virtual con transmisión en español e inglés, para comentar los resultados obtenidos por Ecopetrol S.A. A continuación, se informan los horarios y datos de conexión para participar en la conferencia:

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

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

<https://xegmenta.co/ecopetrol/conferencia-de-resultados-4t-2023/>

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 Aragón

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 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	16,544	22,689	(27.1%)	71,745	83,652	(14.2%)
Exterior	18,250	16,989	7.4%	71,334	75,822	(5.9%)
Total ingresos	34,794	39,678	(12.3%)	143,079	159,474	(10.3%)
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	3,540	3,049	16.1%	13,205	11,410	15.7%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	2,254	1,789	26.0%	8,126	6,774	20.0%
Depreciación fijo	1,286	1,260	2.1%	5,079	4,636	9.6%
Costos variables	14,224	16,015	(11.2%)	55,906	61,406	(9.0%)
Productos importados	5,010	7,987	(37.3%)	24,204	31,230	(22.5%)
Compras nacionales	6,233	7,166	(13.0%)	23,110	26,688	(13.4%)
Servicio de transporte hidrocarburos	432	350	23.4%	1,587	1,220	30.1%
Variación de inventarios y otros	2,549	512	397.9%	7,005	2,268	208.9%
Costos fijos	5,543	4,943	12.1%	19,067	16,642	14.6%
Servicios contratados	1,543	1,343	14.9%	4,991	4,437	12.5%
Servicios de construcción	669	914	(26.8%)	2,600	2,802	(7.2%)
Mantenimiento	1,494	1,118	33.6%	4,643	3,771	23.1%
Costos laborales	1,038	998	4.0%	3,976	3,436	15.7%
Otros	799	570	40.2%	2,857	2,196	30.1%
Total costo de ventas	23,307	24,007	(2.9%)	88,178	89,458	(1.4%)
Utilidad bruta	11,487	15,671	(26.7%)	54,901	70,016	(21.6%)
Gastos operacionales	3,787	3,655	3.6%	11,155	9,635	15.8%
Gastos de administración	3,001	2,780	7.9%	9,066	8,123	11.6%
Gastos de exploración y proyectos	786	875	(10.2%)	2,089	1,512	38.2%
(Recuperación) gasto por impairment de activos de largo plazo	0	0	-	0	0	-
Utilidad operacional	7,700	12,016	(35.9%)	43,746	60,381	(27.6%)
Resultado financiero, neto	(1,486)	(1,469)	1.2%	(5,665)	(6,835)	(17.1%)
Diferencia en cambio, neto	592	253	134.0%	2,398	(125)	(2,018.4%)
Intereses, neto	(1,266)	(1,278)	(0.9%)	(5,039)	(4,551)	10.7%
Ingresos (gastos) financieros	(812)	(444)	82.9%	(3,024)	(2,159)	40.1%
Resultados de participación en compañías	199	112	77.7%	805	768	4.8%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	6,413	10,659	(39.8%)	38,886	54,314	(28.4%)
Provisión impuesto a las ganancias	(454)	(2,945)	(84.6%)	(14,692)	(17,254)	(14.8%)
Utilidad neta consolidada	5,959	7,714	(22.8%)	24,194	37,060	(34.7%)
Interés no controlante	(851)	(844)	0.8%	(4,243)	(3,630)	16.9%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	5,108	6,870	(25.6%)	19,951	33,430	(40.3%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(2,087)	(282)	640.1%	(2,098)	(288)	628.5%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	1,207	263	358.9%	1,209	264	358.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	4,228	6,851	(38.3%)	19,062	33,406	(42.9%)

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

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2023	Diciembre 31, 2022	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	12,336	15,401	(19.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	33,311	39,225	(15.1%)
Inventarios	10,202	11,880	(14.1%)
Activos por impuestos corrientes	8,111	6,784	19.6%
Otros activos financieros	1,861	1,162	60.2%
Otros activos	2,770	2,779	(0.3%)
	68,591	77,231	(11.2%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	24	46	(47.8%)
Total activos corrientes	68,591	77,277	(11.2%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,419	9,497	(11.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	29,781	32,155	(7.4%)
Propiedades, planta y equipo	95,171	100,997	(5.8%)
Recursos naturales y del medio ambiente	45,216	42,324	6.8%
Activos por derecho de uso	842	628	34.1%
Intangibles	14,715	18,147	(18.9%)
Activos por impuestos diferidos	12,910	17,219	(25.0%)
Otros activos financieros	372	1,564	(76.2%)
Goodwill y otros activos	6,239	6,562	(4.9%)
Total activos no corrientes	213,665	229,093	(6.7%)
Total activos	282,280	306,370	(7.9%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	15,550	22,199	(30.0%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18,890	19,938	(5.3%)
Provisiones por beneficios a empleados	3,059	2,754	11.1%
Pasivos por impuestos corrientes	2,869	7,631	(62.4%)
Provisiones y contingencias	1,595	1,533	4.0%
Otros pasivos	1,600	2,727	(41.3%)
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	0	0	-
Total pasivos corrientes	43,563	56,782	(23.3%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	90,266	92,936	(2.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	27	57	(52.6%)
Provisiones por beneficios a empleados	15,214	10,212	49.0%
Pasivos por impuestos no corrientes	12,862	13,669	(5.9%)
Provisiones y contingencias	14,547	11,223	29.6%
Otros pasivos	2,703	2,404	12.4%
Total pasivos no corrientes	135,619	130,501	3.9%
Total pasivos	179,182	187,283	(4.3%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	78,392	91,035	(13.9%)
Interés no controlante	24,706	28,052	(11.9%)
Total patrimonio	103,098	119,087	(13.4%)
Total pasivos y patrimonio	282,280	306,370	(7.9%)

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2023	4T 2022	12M 2023	12M 2022
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	4,228	6,851	19,062	33,406
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	851	844	4,243	3,630
Cargo por impuesto a las ganancias	(753)	2,682	13,483	16,990
Depreciación, agotamiento y amortización	3,749	3,379	13,813	12,129
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(592)	(253)	(2,398)	125
Costo financiero reconocido en resultados	2,312	2,076	9,121	7,521
Pozos secos	496	595	1,472	1,032
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	112	81	(143)	380
Impairment de activos de corto y largo plazo	2,124	338	2,194	390
Ganancia por valoración de activos financieros	(80)	102	(245)	(77)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	0	(33)	2	(1)
Ganancia por venta de activos	6	(13)	20	(280)
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(199)	(112)	(805)	(768)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	0	601	587	1,280
Provisiones y contingencias	450	369	853	716
Otros conceptos menores	6	8	25	7
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	949	(4,401)	(28,651)	(31,485)
Impuesto de renta pagado	(3,259)	(1,755)	(12,832)	(8,760)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	10,400	11,359	19,801	36,235
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en negocios conjuntos	0	(120)	0	(329)
Inversión en propiedad, planta y equipo	(3,258)	(3,508)	(9,350)	(8,768)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(3,666)	(4,490)	(13,964)	(11,963)
Adquisiciones de intangibles	(300)	(446)	(777)	(1,148)
(Compra) venta de otros activos financieros	(27)	909	976	1,301
Intereses recibidos	506	354	1,884	967
Dividendos recibidos	206	292	482	1,471
Ingresos por venta de activos	(22)	(29)	729	374
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(6,551)	(7,038)	(20,020)	(18,095)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	1,709	1,590	12,375	435
Pago de intereses	(1,853)	(1,844)	(6,581)	(5,492)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(153)	(122)	(534)	(435)
Restitución de capital	(21)	(70)	(45)	(85)
Dividendos pagados	(1,711)	(2,170)	(5,571)	(13,357)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(2,029)	(2,616)	(356)	(18,934)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(1,545)	778	(2,490)	1,645
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	265	2,483	(3,065)	851
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	12,071	12,918	15,401	14,550
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	12,336	15,401	12,336	15,401

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2023	4T 2022	12M 2023	12M 2022
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	4,228	6,851	19,062	33,406
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,749	3,379	13,813	12,129
(+/-) Impairment activos a largo plazo	2,087	282	2,098	288
(+/-) Resultado financiero, neto	1,486	1,469	5,665	6,835
(+) Provisión impuesto a las ganancias	(753)	2,682	13,483	16,990
(+) Impuestos y otros	603	489	2,354	1,966
(+/-) Interés no controlante	851	844	4,243	3,630
EBITDA Consolidado	12,251	15,996	60,718	75,244

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (4T23)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Transmisión de Energía y Vías	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,542	1,133	558	(2)	(3)	4,228
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,468	524	382	375	0	3,749
(+/-) Impairment activos a largo plazo	2,741	(1,492)	630	208	0	2,087
(+/-) Resultado financiero, neto	448	224	136	679	(1)	1,486
(+) Provisión impuesto a las ganancias	(1,033)	(435)	508	207	0	(753)
(+) Otros Impuestos	265	215	50	75	(2)	603
(+/-) Interés no controlante	(17)	50	279	539	0	851
EBITDA Consolidado	7,414	219	2,543	2,081	(6)	12,251

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 12M 2023	% Participación
Producción	2,120	1,604	3,724	59.2%
Refinación y Petroquímica	270	166	435	6.9%
Exploración	351	146	497	7.9%
Transporte*	0	395	395	6.3%
Corporativo**	145	7	152	2.4%
Total Sin ISA	2,886	2,317	5,203	82.7%
Transmisión de Energía	0	877	877	13.9%
Vías	0	180	180	2.9%
Telecomunicaciones	0	29	29	0.5%
Total ISA	0	1,086	1,086	17.3%
Total	2,886	3,403	6,288	100.0%

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

** Incluye inversión en proyectos de transición energética.

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 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)
Nacionales	16,677	20,804	(19.8%)	71,316	77,985	(8.6%)
Exterior	11,304	13,296	(15.0%)	47,140	56,664	(16.8%)
Total ingresos	27,981	34,100	(17.9%)	118,456	134,649	(12.0%)
Costos variables	18,266	20,915	(12.7%)	75,128	76,344	(1.6%)
Costos fijos	4,241	3,886	9.1%	15,727	13,898	13.2%
Costo de ventas	22,507	24,801	(9.2%)	90,855	90,242	0.7%
Utilidad bruta	5,474	9,299	(41.1%)	27,601	44,407	(37.8%)
Gastos operacionales	1,807	1,867	(3.2%)	5,796	4,569	26.9%
Utilidad operacional	3,667	7,432	(50.7%)	21,805	39,838	(45.3%)
Ingresos (gastos) financieros	(833)	(955)	(12.8%)	(3,400)	(4,067)	(16.4%)
Resultados de participación en compañías	2,205	2,643	(16.6%)	11,051	10,171	8.7%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5,039	9,120	(44.7%)	29,456	45,942	(35.9%)
Provisión impuesto a las ganancias	259	(1,834)	(114.1%)	(9,324)	(12,101)	(22.9%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	5,298	7,286	(27.3%)	20,132	33,841	(40.5%)
Gastos por Impairment de activos largo plazo	(2,384)	(669)	256.4%	(2,384)	(669)	256.4%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	1,314	234	461.5%	1,314	234	461.5%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	4,228	6,851	(38.3%)	19,062	33,406	(42.9%)
EBITDA	5,709	9,354	(39.0%)	29,602	47,212	(37.3%)
Margen EBITDA	20.4%	27.40%	(7.0%)	25.00%	35.10%	(10.1%)

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2023	Diciembre 31, 2022	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	3,751	5,788	(35.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	23,772	33,573	(29.2%)
Inventarios	6,562	7,226	(9.2%)
Activos por impuestos corrientes	6,657	5,617	18.5%
Otros activos financieros	2,518	1,428	76.3%
Otros activos	1,733	1,657	4.6%
	44,993	55,289	(18.6%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	16	34	(52.9%)
Total activos corrientes	45,009	55,323	(18.6%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	83,667	92,417	(9.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	481	430	11.9%
Propiedades, planta y equipo	30,346	27,503	10.3%
Recursos naturales y del medio ambiente	27,976	25,188	11.1%
Activos por derecho de uso	2,520	2,989	(15.7%)
Intangibles	395	351	12.5%
Activos por impuestos diferidos	7,017	10,461	(32.9%)
Otros activos financieros	28	929	(97.0%)
Goodwill y otros activos	1,293	1,257	2.9%
Total activos no corrientes	153,723	161,525	(4.8%)
Total activos	198,732	216,848	(8.4%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	11,439	18,898	(39.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	14,990	16,323	(8.2%)
Provisiones por beneficios a empleados	2,713	2,463	10.2%
Pasivos por impuestos corrientes	864	5,190	(83.4%)
Provisiones y contingencias	1,105	1,086	1.7%
Otros pasivos	150	1,117	(86.6%)
Total pasivos corrientes	31,261	45,077	(30.6%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	62,110	61,717	0.6%
Provisiones por beneficios a empleados	14,439	9,704	48.8%
Pasivos por impuestos no corrientes	462	435	6.2%
Provisiones y contingencias	11,766	8,548	37.6%
Otros pasivos	302	332	(9.0%)
Total pasivos no corrientes	89,079	80,736	10.3%
Total pasivos	120,340	125,813	(4.4%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	78,392	91,035	(13.9%)
Total patrimonio	78,392	91,035	(13.9%)
Total pasivos y patrimonio	198,732	216,848	(8.4%)

Tabla 9: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	4T 2023	4T 2022	% Part.	12M 2023	12M 2022	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	180.3	168.4	40.9%	161.2	170.3	37.5%
Asia	247.9	178.0	56.2%	229.8	190.3	53.4%
América Central / Caribe	0.0	0.0	0.0%	0.0	11.7	0.0%
Otros	8.5	15.9	1.9%	16.9	10.6	3.9%
Europa	0.0	10.4	0.0%	18.9	14.0	4.4%
Costa Oeste EE.UU.	4.3	0.0	1.0%	2.4	3.5	0.6%
América del Sur	0.0	0.0	0.0%	0.9	0.0	0.2%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Total	441.0	372.6	100.0%	430.0	400.3	100.0%

Productos - kbped	4T 2023	4T 2022	% Part.	12M 2023	12M 2022	% Part.
América Central / Caribe	37.3	28.5	32.8%	30.2	43.7	26.9%
Costa del Golfo EE.UU.	42.1	23.8	37.1%	38.9	18.8	34.5%
Asia	14.1	9.6	12.4%	21.2	7.0	18.9%
América del Sur	4.9	5.4	4.3%	6.5	6.0	5.7%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	1.9	0.0%
Europa	4.7	8.5	4.1%	4.5	5.5	4.0%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Otros	10.4	0.5	9.2%	11.2	(0.0)	10.0%
Total	113.6	76.3	100.0%	112.5	82.9	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 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)
Crudo	209.3	207.3	1.0%	204.9	190.0	7.8%
Gas	4.7	4.0	17.5%	3.9	2.9	34.5%
Productos	3.1	3.4	(8.8%)	3.2	3.3	(3.0%)
Diluyente	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Total	217.2	214.7	1.2%	212.1	196.2	8.1%

Importaciones - kbped	4T 2023	4T 2022	Δ (%)	12M 2023	12M 2022	Δ (%)
Crudo	49.9	22.3	123.8%	63.0	33.1	90.3%
Productos	69.3	109.0	(36.4%)	78.1	107.0	(27.0%)
Diluyente	28.0	42.5	(34.1%)	25.6	35.3	(27.5%)
Total	147.2	173.8	(15.3%)	166.7	175.4	(5.0%)

Total	364.4	388.5	(6.2%)	378.8	371.6	1.9%
--------------	--------------	--------------	---------------	--------------	--------------	-------------

Tabla 11: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Cupiagua XD 45	A2C	SDLA	Piedemonte	Ecopetrol 100% (Operador)	Seco	Enero 18/2023
2	Primero	Picabuey-1	A3	LLA-87	Llanos Orientales	Hocol 50% Geopark 50% (Operador)	Seco	Enero 18/2023
3	Primero	Magnus-1	A2a	CPO-09	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol (45%)	Exitoso	Enero 21/2023
4	Primero	Turupe-1 ST	A3	LLA-9	Llanos Orientales	Ecopetrol 100% (Operador)	Seco	Feb 10/2023
5	Primero	Zorzal-1	A3	LLA-87	Llanos Orientales	Hocol 50% Geopark 50% (Operador)	Exitoso	Feb 11/2023
6	Primero	Koala-1	A3	LLA-87	Llanos Orientales	Hocol 50% Geopark 50% (Operador)	Seco	Mar 13/2023
7	Primero	Leyenda-1	A3	CPO-09	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol (45%)	En Evaluación	Mar 14/2023
8	Primero	Cusiana V 31	A3	SDLA	Piedemonte	Ecopetrol 100% (Operador)	Seco	Marzo 28/2023
9	Segundo	Kimera-1	A3	CPO-9	Llanos Orientales	ECP 55% (operador) Repsol 45%	Exitoso	Abril 11/2023
10	Segundo	Pollera N	A3	SSJN-1	Cinturón Plegado de San Jacinto	Lewis 50% (Operador) Hocol 50%	En Evaluacion	Mayo 2/2023
11	Tercero	Saltador-1	A3	LLA 123	Llanos	Geopark 50% (operador) Hocol 50%	Exitoso	Julio 1/2023
12	Tercero	Cucarachero-1	A3	LLA 124	Llanos Central	Geopark 50% (operador) Hocol 50%	Seco	Agosto 20/2023
13	Tercero	Glaucus-1	A3	COL 5	Colombia Deep	Shell 50% (operador) Ecopetrol 50%	Exitoso	Agosto 10/2023
14	Tercero	Toritos-1	A3	LLA 123	Llanos	Geopark 50% (operador) Hocol 50%	Exitoso	Septiembre 12/2023
15	Tercero	Sabanales-1	A3	SN 18	SSJN	Hocol 100% (operador)	En Evaluacion	Septiembre 16/2023
16	Cuarto	Aguila-1	A2b	Apiay	Llanos Sur	Ecopetrol 100% (Operador)	En Evaluacion	Octubre 2/2023
17	Cuarto	Arauca-15-ST2	A0	Campo Arauca	Llanos Norte	Parex 50% (Operador) - Ecopetrol 50%	En Evaluación	Octubre 25/2023
18	Cuarto	Infantas Oriente Norte-1	A2C	Cira Infantas	VMM	Ecopetrol 48% (Operador), Sierracol 52%	Seco	Octubre 12/2023
19	Cuarto	Zorzal Este-1	A1	LLA 87	Llanos central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	Exitoso	Noviembre 3/2023
20	Cuarto	Bisbita Centro - 1	A3	LLA 123	Llanos central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	Exitoso	Noviembre 15/2023
21	Cuarto	Arauca-8	A0	Campo Arauca	Llanos Norte	Parex 50% (Operador) - Ecopetrol 50%	En Evaluación	Noviembre 28/2023
22	Cuarto	Zorzal Este-2	A1	LLA 87	Llanos central	Geopark 50% (Operador) - Hocol 50%	En Evaluación	Diciembre 24/2023
23	Cuarto	Orca Norte-1	A1	Tayrona-Orca	Caribe Offshore	Ecopetrol 100% (Operador)	En Evaluación	Diciembre 28/2023

Pozos Perforados a Solo Riesgo por el Socio								
24	Segundo	San Benedicto-1A	C3	Las monas	Valle Medio del Magdalena	Petrosantander 100% (Operador)	Falla	Abril 20/2023
25	Segundo	San Benedicto-1A-ST	C3	Las monas	Valle Medio del Magdalena	Petrosantander 100% (Operador)	Falla	Mayo 18/2023
26	Cuarto	Rex NE N01	A1	Cosecha	Llanos	Sierracol 100%	En Evaluación	Diciembre 29/2023

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

Indicadores HSE*	4T 2023	4T 2022	12M 2023	12M 2022
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.22	0.38	0.26	0.33
Incidentes ambientales**	1	0	2	6

* 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.