

Resultados 2022

DESEMPEÑO SOBRESALIENTE

RESPALDA UNA CONTRIBUCIÓN HISTÓRICA PARA COLOMBIA



Generar Valor con SosTECnibilidad®

Seguridad Industrial - TRIF



Tasa de incidentes más **baja de la historia**

Capacidad Renovables (MW)



* Desinversión Bioenergy

208 MW Entrada en operación Parque Solar Brisas

Inversión Social*

COP 615
mil millones



* Portafolio creado en 2019 y cifras 2022 incluyen ISA

Proyectos e iniciativas de **desarrollo sostenible**

GESTIÓN DEL AGUA
Agua Neutralidad 2045

DESCARBONIZACIÓN
Carbono neutralidad en el segmento de Transporte, 11 filiales de ISA y Esentia

Resultado Dow Jones Sustainability Index
76/100: Destacados como una de las empresas más sostenibles del mundo

Conocimiento de Vanguardia



CAPTURA DE BENEFICIOS DE LA AGENDA DE CIENCIA, TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN por USD 596 millones (COP 2.5 billones) **ALIANZA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE** y la transición energética con el Estado de Bayern, Alemania

Retornos Competitivos



Creer con la Transición

SOLUCIONES DE BAJAS EMISIONES

GAS
56% margen EBITDA 2022

HIDRÓGENO
Resultado positivo, muestreo
3 cuencas de H₂ blanco

HIDROCARBUROS

Indice Reposición Reservas **104%**

Vida Media **8.4 AÑOS**

Refinación Margen Bruto de 2022 Récord **21 USD/BI**

Producción Crecimiento en 2022 **4.5% vs 2021**

TRANSMISIÓN Y VÍAS

Adjudicación **7** Proyectos Transmisión Energía

2,200 km Circuito Energizado



Durante el 2022 el Grupo Ecopetrol continuó entregando resultados operativos y financieros históricos y superiores a las metas trazadas a inicio del año. Esto, acompañado de una gestión ambiental, social y de gobernanza de acuerdo con los mejores estándares de la industria y en línea con nuestro compromiso de generación de valor sostenible para la sociedad y nuestros accionistas. Todo lo anterior enmarcado además en una operación confiable y segura para todos nuestros colaboradores y contratistas, lo cual se vio reflejado en un bajo nivel de accidentalidad con un TRIF¹ de 0.33, el dato anual más bajo registrado en la historia de la compañía y con el que nos ubican como referente internacional.

En el 2022 se registraron ingresos por COP 159.5 billones, una utilidad neta de COP 33.4 billones, un EBITDA de COP 75.2 billones, y un margen EBITDA de 47.2%. Por su parte, el indicador deuda bruta/EBITDA fue de 1.5 veces y el retorno sobre capital empleado (ROACE) fue de 18.8 %. Durante 2022 invertimos USD 5,488 millones (COP 23.4 billones), cifra que se ubicó en el rango alto de la meta de USD 4,800 – 5,800 millones (COP 20.4 – 24.7 billones) planteada para el 2022 y que evidenció un crecimiento del 26.1% frente al 2021.

Nuestra contribución al país fue destacada: en el 2022 entregamos COP 42.4 billones a la Nación a través de dividendos, regalías e impuestos, frente a COP 16.8 billones del 2021. Así mismo, entregamos COP 2.1 billones a nuestros accionistas minoritarios.

Durante 2022 consolidamos el Grupo Ecopetrol en tres líneas de negocio, lo cual explicaremos más adelante, que continuarán posicionándonos como un Grupo de energía diversificado en la región.

En la línea de **Soluciones de Bajas Emisiones**, en 2022 el aporte del gas y sus derivados a la producción consolidada fue del 24%. Con la actividad exploratoria y de desarrollo en el Piedemonte, en el caribe continental y costa afuera estamos contribuyendo a la soberanía energética del país, apalancando la oferta competitiva de gas, energético crítico para la industria local y el consumo de las familias en sus hogares. Adicionalmente, en el frente de gas social, en 2022 realizamos 13,447 nuevas conexiones, un incremento del 119% frente a 2021, ratificando nuestro compromiso social de llevar este combustible a más familias colombianas.

En el frente de hidrógeno, durante el 2022 Ecopetrol logró posicionarse como una empresa líder en el desarrollo de este nuevo energético, al ser la primera empresa en Colombia en desarrollar un piloto de producción de hidrógeno verde en condiciones industriales. Además, avanzamos en la identificación del recurso de hidrógeno blanco en Colombia, donde se finalizaron los muestreos en superficie y en subsuelo en tres cuencas, encontrando resultados positivos. En el 2022 realizamos inversiones en este frente por USD 7.5 millones (COP 31.9 mil millones) con lo que Ecopetrol afirma su compromiso con el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones.

Finalmente, durante el cuarto trimestre, incorporamos 95 MW provenientes de fuentes no convencionales de energías renovables, provenientes de: i) el inicio de la operación del Ecoparque Solar Brisas con una capacidad instalada de 26 MW, ii) la firma de un contrato de energía de largo plazo de una fuente solar fotovoltaica con una capacidad de 65 MW y iii) la adquisición de la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) Cantayús, el primer activo de generación hidroeléctrica del Grupo Ecopetrol, con una capacidad de 4.3 MW. Con esto, en el 2022 se alcanzaron 208 MW operativos, sumado a 102 MW en construcción, con lo cual Ecopetrol se acerca a la meta de llegar a 400 – 450 MW al 2024.

En la línea de **Hidrocarburos**, el Grupo Ecopetrol logró en 2022 un Índice de Reposición de Reservas de 104%, incorporando 249 MBPE gracias a la gestión en los campos de desarrollo, reflejada en la maduración óptima y oportuna de nuevos proyectos, mejor capacidad de ejecución e implementación de proyectos de expansión de recobro mejorado. Del balance total de reservas, el 75% son líquidos y el 25% corresponde a gas, y la vida media de las reservas se ubicó en 8.4 años.

Por otra parte, destacamos el desempeño positivo de la producción, la cual cerró el 2022 en 709.5 kbped, superando las expectativas para el año de entre 700 – 705 kbped e incrementándose un 4.5% frente al 2021. Resaltamos adicionalmente la producción de salida de diciembre, que alcanzó los 734 kbped, el más alto registrado desde febrero de 2020. Dentro de los principales factores que contribuyeron al aumento de la producción se encuentran: i) el crecimiento en Permian y Caño Sur, y ii) el incremento de volúmenes de gas y productos blancos por estrategia comercial y recuperación

¹ TRIF: Frecuencia del Total de Lesiones Registrables (*Total Recordable Incidents Frequency* por sus siglas en inglés).

posterior a la situación de orden público registrada en 2021.

En el frente de exploración, en 2022, alcanzamos siete éxitos exploratorios (cuatro pozos más que en 2021) que permitieron progresar más del 50% de los volúmenes prospectivos perforados a recursos descubiertos, en cuencas de gran interés para Ecopetrol en el país, como el caribe colombiano costa afuera (Uchuva-1, Gorgon-2), Valle Superior del Magdalena (El Niño-2 e Ibamaca-2ST), Valle Medio del Magdalena (Morito-1), Llanos Orientales (Tejón-1) y en el Valle Inferior del Magdalena (Coralino-1), que contribuirán a la soberanía energética del país.

El segmento de refinación alcanzó una carga consolidada de 357.5 kbd (un 1.1% superior a la carga del 2021 y en el rango alto de la meta de 2022 de entre 340 – 360 kbd), la más alta en los últimos 3 años, y un récord histórico anual en el margen bruto de 21 USD/BI. Los resultados del segmento estuvieron apalancados por estrategias operativas y comerciales que derivaron en: i) ajustes en la estrategia de ejecución de mantenimientos para capturar los beneficios del entorno de mercado y estabilidad operacional en las unidades de las refinerías y las plantas de petroquímica, y ii) una planeación integrada de la cadena logística que permitió maximizar el consumo de crudos nacionales en las refinerías. Así mismo, destacamos la entrada en operación del Proyecto de Interconexión de Plantas de Crudo en Cartagena (IPCC) en septiembre del 2022, que le permitió a la refinería de Cartagena aumentar su capacidad de producción en 50 kbpd alcanzando 200 kbpd. Esta ampliación permite atender la creciente demanda de combustibles del país y contribuye con la soberanía energética de Colombia.

En el segmento de transporte, el volumen total transportado al cierre del 2022 superó la meta del año de un millón de barriles diarios y ascendió a 1,070.7 kbd, con un incremento del 6.3% frente al 2021, explicado principalmente por el aumento del 5.8% en el transporte de crudo, resultado de la mayor producción principalmente en la zona Llanos.

Como parte de la hoja de ruta de la estrategia de descarbonización de las operaciones y en línea con la estrategia de cero emisiones de carbono a 2050, en 2022 vendimos cuatro cargamentos de Castilla Blend® carbono compensado por 4.0 millones de barriles con destino Estados Unidos, India y España. Adicionalmente, a finales de 2022 iniciamos la venta de gasolina extra carbono compensada a distribuidores mayoristas, contribuyendo así a la

mitigación del cambio climático | en Latinoamérica y la región. Así mismo, realizamos pruebas de aplicación de asfalto modificado con plástico reciclado en vías de Bogotá y Medellín, con lo cual seguimos avanzando de forma concreta en nuestros proyectos de economía circular.

En la línea de **Transmisión y Vías**, resaltamos que durante el 2022 ISA desarrolló proyectos dirigidos a promover una matriz energética más limpia en la región, con en la entrada en operación de siete proyectos de transmisión de energía, uno de baterías y 76 refuerzos y mejoras a la red de CTEEP. Estos logros se complementan con unos sólidos resultados financieros, manteniendo la senda de crecimiento con rentabilidad y superando las proyecciones planteadas para el año. La utilidad neta cerró en 2022 en COP 2.2 billones, 32% más que en 2021, mientras que el EBITDA se ubicó en COP 8.6 billones, 11% más que en 2021.

En el frente **comercial**, la estrategia continúa orientada a la diversificación de mercados y destinos, respaldada en la estabilidad de la calidad de las mezclas y la confiabilidad en el suministro. Lo anterior permitió un crecimiento del 11.4% en el volumen de ventas locales del 2022 frente al 2021, y del 2.5% en el volumen de exportaciones en el mismo periodo. Por otra parte, Ecopetrol Trading Asia (ECPTA), nuestra filial en Singapur, inició operaciones en marzo 2022 y nos ha permitido consolidar las exportaciones de nuestros crudos y fortalecer nuevas relaciones con clientes en el mercado asiático. Finalmente, dado el comportamiento en los diferenciales de los precios de la gasolina y diésel en el mercado local versus el precio de referencia internacional, la cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles (FEPC), correspondiente al acumulado entre el 2T22 y 4T22 para Ecopetrol y el 4T22 para Reficar, asciende a COP 26.3 billones a cierre de 2022.

Frente los resultados en SosTECnibilidad®, destacamos:

En la **dimensión ambiental**, al cierre del año superamos la meta establecida de reducción de emisiones (262,761 tCO₂e) con un total de 416,672 tCO₂e reducidas, equivalente a un 59% más que la meta. Así mismo, en el 2022 se creó la mesa de trading de créditos de carbono para gestionar las necesidades del Grupo a nivel nacional y global. En la gestión del agua reportamos una evolución positiva con un 77.5% de reutilización frente al total del agua requerida para operar durante el año. Finalmente, en el 4T22 Ecopetrol se convirtió en la

primera empresa del sector de hidrocarburos en verificar su huella de agua en Latinoamérica, con cual reforzamos nuestro compromiso y avance hacia nuestra ambición de agua neutralidad al 2045.

En la **dimensión social**, continuamos impactando positivamente las regiones, en línea con nuestro compromiso con la calidad de vida de los colombianos y la generación de valor en el territorio, con aportes enfocados al cierre de brechas de inequidad. Es así como en el año destinamos recursos para proyectos e iniciativas de desarrollo sostenible por un total de COP 615 mil millones. Se destacan, entre otros, en la línea de inversión en educación la entrega de nueve instituciones educativas remodeladas en el Departamento del Casanare, el mejoramiento de la institución educativa Luis Carlos López en Cartagena (Bolívar), y el mejoramiento y adecuación de cuatro instituciones educativas de San Vicente de Chucurí (Santander). De otra parte, mediante el mecanismo "Obras por Impuestos" el Grupo ha entregado 38 de los 59 proyectos que tiene asignados por un valor de COP 348 mil millones. Los proyectos asignados beneficiarán a más de 1.6 millones de colombianos en 73 municipios del país con iniciativas que buscan atender las necesidades de la población más vulnerable a través de la aceleración de la transición energética, el cierre de brechas en infraestructura vial, el apoyo a la educación pública, y el acceso al agua potable y saneamiento básico. El Grupo Ecopetrol acumula desde la creación del programa una asignación total de COP 558 mil millones.

Así mismo, destacamos la labor de las empresas del Grupo Ecopetrol, que en el 2022 contrataron bienes y servicios por COP 32.6 billones, de los cuales COP 5 billones fueron contratados con proveedores locales y se generaron más de 130 mil empleos, de los cuales más de 28 mil corresponden a personas con discapacidad, grupos étnicos, víctimas del conflicto armado y primer empleo. Esto evidencia el aporte e importancia del Grupo a la economía local y su compromiso con la inclusión y el desarrollo empresarial de Colombia.

Finalmente, en el 2022 la agenda de Ciencia, Tecnología e Innovación capturó beneficios por USD 595.7 millones, con un incremento del 71% respecto a los USD 347.4 millones certificados en 2021. Destacamos que en el mes de diciembre de 2022 en el Centro de Innovación Caribe se firmó un acuerdo con el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, el Ministerio de Minas y Energía, el Grupo de Energía de Bogotá, Promigas, Siemens Energy, la Embajada de Colombia en Alemania y LATAM, con el fin de buscar mecanismos de financiación para el

desarrollo de proyectos de energías renovables e hidrogeno verde en el país, reforzando el compromiso de Ecopetrol con la transición energética.

Por otra parte, destacamos los premios y reconocimientos entregados a Ecopetrol y algunas de sus filiales, entre ellos: i) premio al Mérito Empresarial otorgado por la Universidad Simón Bolívar, en la categoría responsabilidad social y valor compartido, por la implementación del programa "Gas Social" en Barranquilla (Atlántico), ii) reconocimiento por el compromiso con la promoción de igualdad de género otorgado por la Fundación She Is en el marco del evento She Is Global Forum 2022: Women of The Future, realizado en Cartagena (Bolívar), iii) reconocimiento al resultado (A-) y liderazgo en el programa de Cambio Climático por parte de CDP (*Disclosure Insight Action*), superando el promedio del desempeño de la industria (B) y el desempeño regional y global (C), y iv) reconocimiento a las Ecoreservas por parte de la ONU (Pacto Global Red Colombia - Mejores Prácticas ODS 15)

De cara al 2023, continuaremos comprometidos con nuestro objetivo de contribuir a la soberanía energética, a la transición a energías de bajas emisiones y generar valor de forma sostenible para la sociedad y nuestros accionistas, en el marco de un gobierno corporativo sólido y bajo un esquema de institucionalidad robusto.

Felipe Bayón
Presidente Ecopetrol S.A.

Bogotá D.C., 28 de febrero de 2023. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el cuarto trimestre y año completo 2022, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

El Grupo Ecopetrol finalizó el 2022 generando los mejores resultados financieros de su historia al obtener una utilidad neta de COP 33.4 billones, duplicando la del año anterior, y un EBITDA de COP 75.2 billones con un margen EBITDA del 47%.

Este sólido desempeño financiero fue apalancado por: i) entorno de precios favorable, ii) mayor aporte a la producción de Permian y Ecopetrol S.A., iii) resultados récord en las refinerías y iv) sólidos resultados de ISA. Lo anterior permitió compensar: i) la inflación y el efecto cambiario en costos y gastos de la operación, ii) mayores intereses de deuda, iii) mayor nivel de gastos exploratorios e iv) incremento de la tasa nominal de impuesto de renta para 2022.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2022	4T 2021	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	39,678	31,761	7,917	24.9%	159,474	91,744	67,730	73.8%
Depreciación y amortización	3,049	2,404	645	26.8%	11,410	9,599	1,811	18.9%
Costos variables	16,015	12,685	3,330	26.3%	61,406	34,678	26,728	77.1%
Costos fijos	4,943	4,043	900	22.3%	16,642	11,305	5,337	47.2%
Costo de ventas	24,007	19,132	4,875	25.5%	89,458	55,582	33,876	60.9%
Utilidad bruta	15,671	12,629	3,042	24.1%	70,016	36,162	33,854	93.6%
Gastos operacionales y exploratorios	3,655	2,206	1,449	65.7%	9,635	6,568	3,067	46.7%
Utilidad operacional	12,016	10,423	1,593	15.3%	60,381	29,594	30,787	104.0%
Ingresos (gastos) financieros, neto	(1,469)	(1,518)	49	(3.2%)	(6,835)	(3,698)	(3,137)	84.8%
Participación en resultados de compañías	112	201	(89)	(44.3%)	768	426	342	80.3%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	10,659	9,106	1,553	17.1%	54,314	26,322	27,992	106.3%
Provisión impuesto a las ganancias	(2,945)	(2,099)	(846)	40.3%	(17,254)	(7,598)	(9,656)	127.1%
Utilidad neta consolidada	7,714	7,007	707	10.1%	37,060	18,724	18,336	97.9%
Interés no controlante	(844)	(930)	86	(9.2%)	(3,630)	(2,031)	(1,599)	78.7%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	6,870	6,077	793	13.0%	33,430	16,693	16,737	100.3%
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(282)	(35)	(247)	705.7%	(288)	(33)	(255)	772.7%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	263	35	228	651.4%	264	35	229	654.3%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	6,851	6,077	774	12.7%	33,406	16,695	16,711	100.1%
EBITDA	15,996	13,981	2,015	14.4%	75,244	41,967	33,277	79.3%
Margen EBITDA	40.3%	44.0%	-	(3.7%)	47.2%	45.7%	-	1.5%

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.

Resultados Financieros y Operativos

Ingresos por Ventas

Los ingresos por ventas acumulados al cierre de 2022 presentaron un aumento de 73.8% o de COP +67.7 billones versus 2021, totalizando COP 159.5 billones como resultado de:

- Mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de +28.7 USD/BI (COP +37.7 billones), principalmente por mayor precio de referencia Brent y por el fortalecimiento del diferencial versus el Brent de destilados medios y gasolinas.
- Efecto positivo en los ingresos (COP +14.6 billones), por mayor tasa de cambio promedio.
- Mayores servicios (COP +9.7 billones), principalmente por la consolidación de los ingresos de ISA, durante todo 2022 frente a solo cuatro meses del 2021.
- Mayor volumen de ventas (COP +5.7 billones, +59.7 kbped), por un incremento en la producción de Permian y Ecopetrol S.A., y el crecimiento de la demanda nacional de productos combustibles y gas. Lo anterior, fue compensado parcialmente con una menor exportación de destilados medios, dados los mantenimientos mayores programados en las refinerías.

Los ingresos por ventas aumentaron 24.9% en el 4T22 versus el 4T21, equivalentes a COP +7.9 billones, totalizando COP 39.7 billones, como resultado combinado entre:

- Efecto positivo en los ingresos (COP +6.1 billones), por mayor tasa de cambio promedio.
- Mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, productos y gas natural de +10.3 USD/BI (COP +3.3 billones), por efecto neto entre un mayor precio de referencia Brent, fortalecimiento del diferencial de destilados medios versus el Brent y deterioro del diferencial negociado de crudos.
- Mayores servicios (COP +0.8 billones), principalmente de transmisión de energía y vías.
- Menor volumen de ventas (COP -2.3 billones, -89.9 kbped), principalmente por disminución en las exportaciones de crudo, dados cargamentos en tránsito al cierre de diciembre con realización en el 1T23. Lo anterior, fue parcialmente compensado con el incremento en la producción de Permian.

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)
Destilados Medios	174.1	163.6	6.4%	171.6	145.5	17.9%
Gasolinas	153.7	154.8	(0.7%)	151.9	135.1	12.4%
Gas Natural	90.4	97.2	(7.0%)	96.0	92.0	4.3%
Industriales y Petroquímicos	23.3	21.6	7.9%	22.5	21.9	2.7%
GLP y Propano	19.7	20.8	(5.3%)	19.0	19.4	(2.1%)
Crudo	6.0	2.3	160.9%	3.1	2.4	29.2%
Combustóleo	0.2	0.1	100.0%	0.1	0.3	(66.7%)
Total Volúmenes Locales	467.4	460.4	1.5%	464.2	416.6	11.4%
Volumen de Exportación - kbped	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)
Crudo	372.6	460.3	(19.1%)	400.3	375.8	6.5%
Productos	76.3	89.4	(14.7%)	83.0	98.0	(15.3%)
Gas Natural*	7.9	3.9	102.6%	5.8	3.2	81.3%
Total Volúmenes de Exportación	456.7	553.6	(17.5%)	489.1	477.0	2.5%
Total Volúmenes Vendidos	924.1	1,014.0	(8.9%)	953.3	893.6	6.7%

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

El total de volumen vendido durante el 4T22 fue de 924.1 kbped, reflejando una disminución del 8.9% frente al 4T21, como resultado de menores ventas de exportación, principalmente de crudos por cargamentos en tránsito que se verán reflejados como ingresos en el primer mes de 2023. En 2022 las ventas fueron de 953.3 kbped, con un aumento de 6.7% frente a 2021, principalmente por la mayor producción de crudos (+15 kbpd) y un aumento significativo en la demanda nacional de combustibles (+48 kbpd).

Las ventas en Colombia, que representan el 51% del total, aumentaron 1.5% (6.9 kbped) en el 4T22 versus 4T21, debido principalmente al efecto combinado de:

- Incremento en las ventas de destilados medios (+10.5 kbpd) dado el fortalecimiento de la demanda nacional, la cual estuvo impulsada principalmente por la recuperación económica una vez superadas las afectaciones de la pandemia en el país.
- Mayores ventas de petroquímicos e industriales (+1.7 kbped) debido a una mayor demanda de asfalto tanto en mercado local como internacional (+1.0 kbped), y una mayor disponibilidad de polietileno (+0.5 kbped).
- Menores ventas de gas (-6.8 kbped) como resultado de mantenimientos preventivos realizados en Cusiana en el 4T22.
- Menores ventas de GLP (-1.1 kbped) por mayor inyección de este producto en codilución (+1.4 kbped) desde los campos de Cusiana y Apiay, para sustitución de nafta importada para dilución en crudo.

Las ventas internacionales, que representan el 49% del total, disminuyeron un 17.5% (-96.9 kbped) en el 4T22 versus el 4T21, debido al efecto combinado de:

- Menores exportaciones de crudo (-87.7 kbpd) por cargamentos en tránsito y buques conectados en 4T22 frente a las entregas de 4T21 (-96.0 kbpd), compensado con mayor producción en filiales de Estados Unidos (+12.0 kbpd).
- Menores exportaciones de productos (-13.2 kbpd), principalmente diésel, que se destinó para abastecer la demanda nacional.
- Mayores ventas en Permian (+4 kbped) por mayor potencial de producción de pozos en el área de Midland.

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

USD/BI	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)
Brent	88.6	79.7	11.2%	99.0	70.9	39.6%
Canasta de Venta de Gas	27.6	26.0	6.2%	27.6	24.9	10.8%
Canasta de Venta de Crudo	76.3	73.8	3.4%	90.9	66.8	36.1%
Canasta de Venta de Productos	107.9	89.7	20.3%	118.2	79.6	48.5%

Crudos: En el 4T22 versus 4T21, se observó un fortalecimiento de 2.5 USD/BI en los precios de la canasta de crudo, pasando de 73.8 USD/BI a 76.3 USD/BI, explicado principalmente por: i) la fortaleza del Brent y ii) el resultado de la estrategia comercial que continúa orientada a la diversificación de mercados y destinos, respaldada en la estabilidad de la calidad de las mezclas y la confiabilidad en el suministro. Se continúan negociando volúmenes de venta en modalidad DAP (*Delivered at Place*) a diversos destinos como Corea del Sur, India, Brunei, y la Costa del Golfo de los Estados Unidos.

Productos Refinados: En el 4T22 versus 4T21, la canasta de venta de productos se fortaleció en 18.2 USD/BI, pasando de 89.7 USD/BI a 107.9 USD/BI, explicado por la recuperación de los indicadores internacionales de precios, resultado de: i) la reactivación de la demanda ante menores restricciones de movilidad y ii) el fortalecimiento de los diferenciales de destilados medios (diésel y jet) desde el conflicto Ucrania-Rusia.

Gas Natural: En el 4T22 versus 4T21, el precio de las ventas de gas se fortaleció en 1.6 USD/BI, pasando de 26.0 USD/BI a 27.6 USD/BI, debido principalmente a la indexación al Índice de Precios al Productor (IPP) de Estados Unidos en contratos de suministro nacional.

Programa de Coberturas: Durante el 4T22 se ejecutaron 6 estrategias de cobertura táctica para Ecopetrol, para 5.95 millones de barriles: i) 4.5 millones de barriles de exportaciones de crudo, ii) 1.2 millones de barriles de importaciones de crudo y iii) 0.25 millones de barriles de exportación de producto refinado. Por su parte, Ecopetrol Trading Asia (ECPTA) ejecutó dos estrategias de coberturas para 0.95 millones de barriles en el 4T22.

Costo de Ventas

El costo de ventas presentó un aumento de 60.9% equivalente a COP +33.9 billones en 2022 versus 2021 y de 25.5% equivalente a COP +4.9 billones en 4T22 versus 4T21.

Costos Variables:

Los costos variables acumulados al cierre de 2022 aumentaron un 77.1% o COP +26.7 billones versus 2021, explicado por:

- Aumento en las compras de crudo, gas y productos (COP +24.5 billones), por: i) mayor precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones de +29.3 USD/BI (COP +14.8 billones), ii) incremento de la tasa de cambio promedio en las compras (COP +6.2 billones) y iii) mayor volumen comprado (COP +3.5 billones, +33.8 kbped), por mayor requerimiento de combustibles para atender la reactivación económica en el mercado local y mantenimientos mayores programados durante el año en las refinerías, así como mayores compras de crudo para la puesta en marcha del IPCC.
- Incremento en otros costos variables (COP +1.6 billones), por una mayor actividad operacional, incremento en las tarifas, e impacto cambiario en los costos por mayor tasa de cambio promedio y efecto inflacionario.
- Consumo de inventario valorado a mayor precio (COP +0.6 billones).

Los costos variables aumentaron 26.3% en el 4T22 frente al 4T21, equivalente a COP +3.3 billones, como resultado combinado entre: i) incremento de la tasa de cambio promedio sobre las compras (COP +2.9 billones), ii) mayor precio promedio ponderado de compras de +8.1 USD/BI (COP +1.3 billones), iii) mayor volumen comprado (COP +0.2 billones, +11.6 kbped), principalmente de crudo para la puesta en marcha del proyecto IPCC, iv) incremento en otros costos variables (COP +0.5 billones), por los factores del acumulado ya mencionados. Lo anterior fue compensado con una acumulación de inventarios (COP -1.6 billones), asociado al mayor nivel de inventario de crudo en tránsito al cierre del 4T22.

Costos Fijos:

Aumento de 47.2% o de COP +5.3 billones en 2022 frente al 2021 y de 22.3% equivalente a COP +0.9 billones en el 4T22 frente al 4T21, por: i) mayores costos de mantenimiento y servicios de la operación en campos, ii) incremento de tarifas en contratos, iii) impacto cambiario en contratos indexados a dólar dada mayor tasa de cambio promedio y el efecto inflacionario. Para los costos fijos en el acumulado, adicionalmente se destaca un incremento por la consolidación de los costos fijos de ISA durante todo 2022 frente a cuatro meses del 2021.

Depreciación y Amortización:

Aumento de 18.9% o de COP +1.8 billones acumulados al cierre de 2022 frente al 2021, como consecuencia de: i) consolidación de la depreciación de ISA, durante todo 2022 frente a cuatro meses del 2021, ii) mayor nivel de CAPEX, iii) efecto cambiario en la depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada la devaluación del peso, y iv) incremento en la producción de Permian y Ecopetrol S.A. Lo anterior, fue compensado parcialmente con mayor incorporación de reservas en el año anterior, que se traduce en una menor tasa de depreciación.

En 4T22 frente al 4T21 se presentó un aumento de 26.8% o de COP +0.6 billones, como consecuencia de: i) mayor nivel de CAPEX, ii) impacto cambiario por mayor tasa de cambio promedio y iii) incremento en la producción de Permian. Lo anterior, fue compensado parcialmente con mayor nivel de reservas que se traduce en una menor tasa de depreciación.

Gastos Operativos, neto de otros ingresos (antes de *impairment* de activos de largo plazo)

Aumento de 46.7% equivalente a COP +3.1 billones frente al 2021, explicados principalmente por:

- Reconocimiento por única vez en 2021 de un ingreso en Cenit y Oleoducto Bicentenario, como resultado de la conciliación convenida con Frontera, por COP +0.7 billones.
- Incorporación de los resultados de ISA durante todo el 2022 frente a cuatro meses de 2021 por COP +0.6 billones.
- Aumento en los gastos de exploración en COP +0.6 billones, generado por: i) reconocimiento de la actividad exploratoria de pozos no exitosos y ii) mayor actividad en Ecopetrol, Brasil y Hocol.
- Incremento en la operación aduanera principalmente por el mayor número de ventas bajo modalidad DAP por COP +0.5 billones.
- Mayor gasto por inversión social a través de convenios y ayudas a la comunidad, así como mayores impuestos y cuota de fiscalización COP +0.5 billones.
- Baja de activos asociados a la salida del proyecto Rydberg en Ecopetrol América luego del análisis de viabilidad técnica y económica en 1T22, el cual fue compensado con un ingreso por venta de activos del área CEGOC (Casanare, Estero, Garceró, Orocué y Corocora) en el 3T22.
- Aumento en gastos laborales por COP +0.2 billones dado principalmente por el incremento salarial.

En el 4T22 versus 4T21 se presenta un incremento de 65.7% equivalente a COP 1.4 billones, principalmente generado por: i) ingreso por la conciliación con Frontera reconocido en 4T21 (COP +0.7 billones), ii) aumento en los gastos de exploración (COP+0.5 billones), iii) mayor operación aduanera (COP +0.2 billones) y iv) mayores comisiones, honorarios y otros (COP +0.1 billones).

Resultado Financiero (No Operacional)

El gasto financiero (no operacional) aumentó 84.8%, equivalente a COP -3.1 billones en 2022 frente al 2021, como resultado de:

- Incorporación del resultado financiero neto de ISA durante todo el 2022 frente a cuatro meses en 2021 (COP -1.9 billones), que incluye: intereses, diferencia en cambio, rendimientos financieros y otros.
- Incremento en el gasto financiero (COP -1.0 billón), principalmente por mayores intereses de la deuda adquirida en el 2S21 para financiar la compra de ISA y el efecto cambiario en los intereses de la deuda denominada en dólares.
- Aumento en el gasto por diferencia en cambio (COP -0.5 billones), principalmente por el ingreso asociado a la realización del ajuste por conversión de la inversión en dólares de Savia, producto de su venta (COP -0.4 billones) en 2021, así como la devaluación del peso frente al dólar dada posición neta pasiva en dólares del Grupo Ecopetrol en 2022.
- Lo anterior fue compensado parcialmente con mayores rendimientos y valoración del portafolio de inversiones y cuentas bancarias (COP +0.3 billones).

En el 4T22 versus 4T21 se presenta una disminución de 3.2% en el gasto financiero equivalente a COP 49 mil millones, principalmente generado por: i) ganancia en diferencia en cambio (COP +0.3 billones), producto de la aplicación de contabilidad de coberturas durante el 4T22 sobre deuda en dólares por USD 950 millones, que permitió mitigar su efecto cambiario y ii) mayores rendimientos y valoración del portafolio de activos financieros (COP +0.2 billones). Lo anterior, compensado con el incremento en el gasto financiero (COP -0.5 billones), principalmente por los mayores intereses de la deuda, dado el efecto cambiario y el aumento en la inflación sobre la deuda indexada a este indicador.

La **Tasa Efectiva de Tributación** para 2022 se ubicó en 31.4% frente a 28.8% en 2021 y para el 4T22 fue de 25.8% versus el 22.8% del 4T21. El aumento para ambos periodos se deriva del efecto compensado entre: i) una mayor tasa nominal para las compañías en Colombia que pasó del 31% al 35%, ii) mejores resultados en las compañías filiales con régimen de tributación especial, como es el caso de la refinería de Cartagena, ISA Brasil

y las compañías en Estados Unidos y iii) el efecto de actualización del impuesto diferido activo producto de la reforma tributaria en Colombia.

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 288 mil millones antes de impuestos para el 2022 así:

- **Exploración y Producción:** se reconoció un gasto de impairment por COP -890 mil millones antes de impuestos, principalmente por i) la declinación en reservas de los campos Cusiana y Llanito en Ecopetrol, ii) menor prospectividad en campos Upía y Cicuco en Hocol, iii) el incremento de las tasas de descuento y iv) el impacto de la reforma tributaria en materia de no deducibilidad de regalías.
- **Transporte y Logística:** se reconoció un gasto por impairment por COP -406 mil millones antes de impuestos, por menor proyección volumétrica que genera una disminución en la utilización de los sistemas del Sur (Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino - OTA) y Norte (Caño Limón).
- **Refinación y Petroquímica:** se reconoció una recuperación de impairment por COP +1,096 mil millones antes de impuestos en la refinería de Cartagena, derivado principalmente de un mejor desempeño operativo y de la captura de mayores márgenes de refinación en el corto y mediano plazo, factores que compensaron el efecto del incremento en la tasa de descuento.
- **Transmisión y Vías:** se reconoció un gasto impairment por COP -88 mil millones dados menores márgenes y el menor desempeño en Internexa Brasil principalmente.

Estado de Situación Financiera

Los **activos** del Grupo crecieron COP +62.1 billones frente al año anterior principalmente por:

- Aumento en **cuentas por cobrar** (COP +28.8 billones) principalmente por un mayor valor de la cuenta del FEPC (COP 18.5 billones) y el efecto cambiario de activos por concesiones en ISA Brasil.
- Aumento en **propiedad, planta, equipo y recursos naturales** (COP +20.6 billones) generado por: i) mayor CAPEX principalmente en los proyectos de Ecopetrol S.A. y Permian, y ii) efecto positivo por conversión en las compañías con moneda funcional diferente al peso colombiano. Lo anterior fue compensado con la depreciación del año.
- Mayor **impuesto diferido activo** (COP +6.0 billones) generado principalmente por la actualización del impuesto diferido activo.
- Aumento en **inventarios** principalmente por buques en tránsito al cierre del año (COP +3.5 billones).
- Incremento en **inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos** (COP +2.6 billones), principalmente por el efecto positivo por conversión de inversiones en moneda extranjera.

El incremento (COP +36.8 billones) del total de **pasivos** durante el año 2022 se generó por:

- Aumento en la **deuda** (COP +20.1 billones) principalmente por el efecto de la devaluación del peso frente al dólar presentado en el año 2022. El efecto cambiario de la deuda se reconoce principalmente en el patrimonio producto de la aplicación de la contabilidad de coberturas de inversión neta en el extranjero y flujo de efectivo.
- Incremento del **impuesto a las ganancias** (COP +8.4 billones), principalmente por los mejores resultados de las compañías del Grupo Ecopetrol.
- Incremento en **cuentas por pagar** (COP +6.4 billones) en línea con la mayor actividad y precios del año.
- Incremento en los **beneficios a los empleados** (COP +1.9 billones), principalmente por menor valoración de los patrimonios autónomos.

El **Patrimonio** total del Grupo Ecopetrol al cierre de 2022 fue de COP 119.1 billones. El patrimonio atribuible a los accionistas de Ecopetrol fue de COP 91 billones, con un incremento de COP +19.3 billones frente a diciembre de 2021 como resultado principalmente del efecto de las utilidades generadas durante el año.

Flujo de Caja y Deuda

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2022	4T 2021	12M 2022	12M 2021
Efectivo y equivalentes inicial	12,918	10,087	14,550	5,082
(+) Flujo de la operación	11,359	11,003	36,236	22,536
(-) CAPEX	(8,444)	(4,543)	(21,879)	(13,295)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	909	163	1,301	1,283
(-) Adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido	0	0	0	(8,952)
(+) Otras actividades de inversión	497	566	2,481	446
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	(376)	(1,711)	(5,492)	9,729
(-) Pagos de dividendos	(2,170)	(1,347)	(13,357)	(2,771)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	778	332	1,646	492
(-) Restitución de capital	(70)	0	(85)	0
Efectivo y equivalentes final	15,401	14,550	15,401	14,550
Portafolio de inversiones	2,726	2,917	2,726	2,917
Caja total	18,127	17,467	18,127	17,467

Flujo de Caja:

Al 4T22 el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de aproximadamente COP 18.1 billones (38% COP y 62% USD). El efecto de la consolidación de ISA aportó COP 6.5 billones a diciembre de 2022.

Durante el 2022, los principales movimientos en la liquidez del Grupo fueron: i) los flujos provenientes de la actividad operativa por COP 36.2 billones, ii) el servicio de la deuda por COP 5.5 billones y, iii) el pago de dividendos por COP 13.4 billones.

En el 2022 se presentó un incremento en el capital de trabajo por el aumento en la cuenta por cobrar al FEPC, asociado a un mayor nivel de precios en el mercado internacional para gasolinas y diésel frente a los precios regulados en Colombia (a diciembre, la cuenta por cobrar ascendió a COP 26.3 billones). Lo anterior estuvo parcialmente compensado por el aumento de los activos y pasivos por impuestos corrientes y al recaudo en el año de la cuenta por cobrar al FEPC por COP 18.3 billones, de los cuales COP 6.8 billones fueron compensados con los dividendos a la Nación y COP 11.5 billones en caja.

Las principales salidas de efectivo del año fueron: i) desembolsos de CAPEX por COP 21.9 billones, realizadas principalmente en Ecopetrol, Permian e ISA y, ii) pago de dividendos por COP 13.4 billones, que incluyen el pago de Ecopetrol a sus accionistas (mayoritario y minoritarios) y de filiales a terceros no controlantes.

En el 4T22, el flujo de caja de la operación representó el 31.5% del flujo operativo generado en todo el año, dado el desempeño sobresaliente del trimestre, resultado del comportamiento de los precios de referencia y el recaudo del FEPC por COP 4 billones.

Deuda:

Al cierre de diciembre de 2022, el saldo de la deuda en el balance es de COP 115.1 billones, equivalentes a USD 23,936 millones (la deuda consolidada de Grupo ISA aporta USD 7,137 millones), con un aumento de COP +20 billones frente a diciembre de 2021. Dicho incremento se da mayoritariamente por efecto de la devaluación del peso frente al dólar (+COP 829) presentado en el año sobre la deuda en dólares. La contrapartida de dicho incremento se reconoce principalmente en el Patrimonio en la cuenta de Otros Resultados Integrales (ORI), dado el uso de las coberturas contables de Ecopetrol para mitigar la exposición cambiaria.

Como resultado del fortalecimiento del EBITDA del Grupo Ecopetrol, el indicador Deuda Bruta/EBITDA al cierre del año 2022 fue de 1.5 veces, frente a 2.3 veces al cierre del año 2021, ubicándose dentro del rango fijado en la estrategia 2040 del Grupo Ecopetrol. La relación Deuda/Patrimonio al cierre del año 2022 es de 0.97 veces.

Como parte de su estrategia de gestión integral de deuda, durante el año 2022, en el mes de septiembre Ecopetrol S.A. desembolsó los recursos asociados a la línea comprometida existente por USD 1,200 millones, contratada en agosto de 2021. Estos recursos fueron destinados en su totalidad al pago anticipado del crédito originalmente contratado para la adquisición de ISA, dejando un saldo remanente por USD 472 millones, que se refinanció mediante una emisión de bonos internacionales en enero de 2023.

Así mismo en diciembre de 2022 Ecopetrol S.A. suscribió un contrato de crédito por USD 1,000 millones con The Bank of Nova Scotia (USD 700 millones) y Sumitomo Mitsui Banking Corporation (USD 300 millones), el cual tiene un plazo de cinco años contados a partir de la fecha de firma del contrato. Estos recursos fueron destinados principalmente a la sustitución del monto nominal de USD 665 millones del empréstito externo celebrado el 20 de septiembre de 2018, bajo la modalidad de línea comprometida no rotativa, con Mizuho Bank LTD, The Bank of Nova Scotia y Banco Sabadell y efectuar los pagos sobre los vencimientos de capital de los créditos de la Refinería de Cartagena, asumidos por Ecopetrol S.A.

Eficiencias

En 2022, el Grupo Ecopetrol trabajó en una estrategia integral cuyo enfoque fue la mitigación de los efectos que la situación de los mercados internacionales y el conflicto Rusia-Ucrania vienen teniendo sobre la estructura de costos de las operaciones e inversiones, así como sobre la complejidad de las estrategias comerciales. Es así como al cierre del 2022, el Grupo incorporó eficiencias acumuladas que alcanzan un valor de COP 3.6 billones, la cifra más alta desde el año 2015, cuyas principales acciones se resumen a continuación:

1. Acciones enfocadas a mitigar los impactos sobre el margen EBITDA del Grupo, por COP 2.5 billones, concentradas en:
 - Estrategias implementadas por el negocio de producción enfocadas a la optimización del costo de levantamiento.
 - Estrategia de dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados, producto de la optimización del factor de dilución de los crudos, el cual pasó de 13.50% en 2021 a 12.38% en 2022.
 - Mejoras operativas implementadas en las empresas del negocio de transporte.
 - Estrategias de mejoras de márgenes e ingresos desplegadas por el área comercial, operaciones de refinación y petroquímica, ingresos en las ventas de excedentes de energía, entre otras acciones.
 - Iniciativas desplegadas por áreas corporativas y de soporte.
 - Acciones desplegadas por el segmento de refinación con impacto en el costo de caja.

2. Acciones de mejora del desempeño operativo y técnico de los proyectos de inversión, por COP 1.1 billones, concentradas en:
 - Estrategias de mejora continua en perforación y completamiento de pozos.
 - Despliegue de estrategias de aprovechamiento y uso de materiales e inventarios entre proyectos, optimización de los costos de diseño e ingeniería, mejora en las estrategias de gerenciamiento, ahorros en el desarrollo de los estudios y viabilidad y estrategias de *lean construction*.
 - Optimizaciones en el plan de inversiones del segmento de transporte enfocadas en el aprovechamiento de materiales y manejo de inventarios, junto con estrategias de optimización de los mantenimientos mayores e integridad.
 - Optimización en las compras y manejo de equipos requeridos para las paradas de plantas y en las estrategias de los diseños e ingenierías de los proyectos del segmento de refinación.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 12M 2022	% Participación
Producción	2,156	982	3,138	70.2%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	220	218	438	9.8%
Exploración	280	158	439	9.8%
Transporte*	0	320	320	7.2%
Corporativo**	134	0	134	3.0%
Total sin ISA	2,790	1,679	4,468	100.0%
Transmisión de Energía	0	858	858	84.1%
Vías	0	141	141	13.8%
Telecomunicaciones	0	21	21	2.1%
Total ISA	0	1,020	1,020	100.0%
Total	2,790	2,698	5,488	-

* 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.

En 2022 el Grupo Ecopetrol ejecutó inversiones orgánicas de capital por USD 5,488 millones, ubicándose en el rango alto de la meta de entre USD 4,800 y USD 5,800 millones planteada para 2022. Del total de inversiones orgánicas del negocio de petróleo y gas, el 79% se ejecutó en Colombia, y el restante 21% en Estados Unidos y Brasil.

En 2022 las inversiones enfocadas en el crecimiento de la cadena de gas representaron el 10% de las inversiones ejecutadas en el año, con inversiones cercanas a USD 540 millones, lo cual representó un crecimiento de alrededor de USD 250 millones frente a 2021. Estas inversiones fueron impulsadas principalmente por la ejecución de proyectos en el Piedemonte en los activos de Floreña, Cupiagua y Cusiana, los bloques de exploratorios costa afuera y los proyectos desarrollados por Hocol.

Por su parte, las inversiones de ISA durante el 2022 fueron de USD 1,020 millones, principalmente concentradas en el negocio transmisión de energía con un 84% (USD 858 millones) de participación, mientras que vías y telecomunicaciones representaron el 14% (USD 141 millones) y 2% (USD 21 millones) respectivamente. Brasil y Colombia concentraron el 33% y 23% del total de inversiones respectivamente, y el restante 44% correspondió principalmente a inversiones en Chile y Perú.

A continuación, se detalla el destino de las principales inversiones realizadas por el Grupo Ecopetrol en 2022:

Exploración y Producción: De las inversiones orgánicas del 2022 del Grupo Ecopetrol, el segmento de exploración y producción representó el 65%, logrando un total de 536 pozos de desarrollo perforados y completados, y 555 workovers realizados, concentrados principalmente en Rubiales, Caño Sur, Castilla, Casabe y Permian. En exploración se perforaron 24 pozos de los cuales 10 fueron de gas. Del total de pozos perforados, 12 fueron ejecutados por Hocol y uno por Ecopetrol América. Por otro lado, durante el 2022 en Permian y Brasil se ejecutaron proyectos por cerca de USD 850 millones, enfocados en el aumento de las actividades de desarrollo en la cuenca Permian ubicada en Texas, Estados Unidos, y en actividades exploratorias en Gato do Mato, Brasil.

Transporte: Al cierre de 2022, las inversiones de Cenit y sus filiales representaron el 6% de las inversiones del Grupo Ecopetrol, y estuvieron principalmente concentradas en proyectos de continuidad operativa y optimización de la operación de oleoductos y poliductos.

Refinación: Las inversiones en el 2022 se enfocaron en la continuidad operativa (83%), con el objetivo de mantener la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación en las refinерías. Las inversiones de crecimiento del segmento estuvieron concentradas en la ejecución del proyecto IPCC y en la ampliación de la capacidad de producción de la planta de Esenttia.

SosTECnibilidad®: Se destinaron USD 295 millones para los proyectos de descarbonización, gestión eficiente del agua de las operaciones, eficiencia energética, calidad de combustibles e hidrógeno en el 2022. Con las inversiones asociadas a proyectos de descarbonización se avanzó en el desarrollo de proyectos de energías renovables, eficiencia energética, teas y emisiones fugitivas, lo cual permitirá cumplir con los objetivos del Grupo en su meta de ser carbono neutro al 2050. En proyectos asociados a la gestión eficiente del agua en las operaciones se lograron avances en reutilización del agua de producción y del agua captada, lo cual permitirá cumplir con los objetivos planteados a 2045. Adicionalmente, se ejecutaron USD 62 millones en tecnología e innovación, con foco en transformación digital.

Transmisión de Energía y Vías:

- **Transmisión:** En el año se ejecutaron inversiones por USD 858 millones. Estas inversiones estuvieron destinadas a avanzar en la construcción de más de 2,200 km de circuito eléctrico y mejoras que tienen como objetivo incrementar la confiabilidad de la red existente. La distribución de las inversiones se dio de la siguiente manera: i) el 27% fue ejecutado en Colombia, en la construcción de varios proyectos de transmisión adjudicados por la UPME en años anteriores, ii) el 39% en Brasil principalmente en el proyecto Minuano y Triangulo Mineiro, y iii) el 34% restante se ejecutó en Perú y Chile.
- **Vías:** En el año se ejecutaron inversiones por USD 141 millones destinadas principalmente a Obras de Seguridad Normativa en las concesiones en operación en Chile, con inversiones principalmente en el proyecto de Par Vial en Ruta del Maipo y Construcción de Rutas del Loa.

II. Resultados Línea de Negocio

De acuerdo con los objetivos de la Estrategia 2040, desde 2022 el Grupo Ecopetrol alineó los segmentos actuales con las líneas de negocio del nuevo Grupo Ecopetrol. Para efectos operativos, se reorganizaron los segmentos de Exploración y Producción, Transporte y Logística, Refinación y Petroquímica, a las siguientes: i) **Hidrocarburos**, que incluye Exploración y Producción de crudo, Transporte y Logística, Refinación y Petroquímica, ii) **Soluciones de Bajas Emisiones**, que incluye exploración, producción y comercialización de gas, biogás, GLP, energía, renovables, hidrógeno y Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS por sus siglas en inglés), y iii) **Transmisión de Energía y Vías**. Para efectos de este informe, se sigue presentando la información operativa y financiera bajo las líneas de negocio anteriores. Se espera que antes de finalizar el 2023, este reporte refleje las nuevas líneas de negocio a nivel operativo y financiero.

1. HIDROCARBUROS

1.1 Exploración y Producción

Reservas

Al cierre de 2022, las reservas probadas netas del Grupo Ecopetrol fueron de 2,011 millones de barriles de petróleo equivalente (MBPE). El índice de reemplazo de reservas fue de 104% y la vida media de reservas se ubicó en 8.4 años. El Grupo Ecopetrol incorporó 249 MBPE de reservas probadas y la producción total acumulada del año fue 240 MBPE. Del balance total de reservas, el 75% son líquidos y el 25% corresponde a gas.

En total se incorporaron 215 MBPE por gestión en los campos de desarrollo reflejada en la maduración óptima y oportuna de nuevos proyectos, mejor capacidad de ejecución e implementación de proyectos de expansión de recobro mejorado en campos como Chichimene, Castilla y Akacias, entre otros.

En compras se tiene la incorporación de reservas por adquisición y selección cualitativa de áreas en la cuenca del Permian - Estados Unidos (48 MBPE).

Tabla 6: Reservas – Grupo Ecopetrol

MBPE	2022	2021
Reservas Probadas Iniciales	2,002	1,770
Revisiones	63	315
Recobro Mejorado	81	139
Compras	48	0
Ventas	0	(1)
Extensiones y Descubrimientos	57	12
Producción	(240)	(231)
Reservas Probadas Cierre Año	2,011	2,002

Exploración

En 2022 Ecopetrol y sus socios perforaron 24 pozos exploratorios en línea con el plan propuesto, de los cuales se obtuvieron siete éxitos exploratorios en cuencas de gran interés para Ecopetrol en el país que contribuirán a la soberanía energética: i) Uchuva-1, Gorgon-2² en el caribe costa afuera colombiano, ii) El Niño-2 e Ibamaca-2ST en Valle Superior del Magdalena, iii) Morito-1 en Valle Medio del Magdalena, iv) Tejón-1 en los Llanos Orientales y v) Coralino-1 en el Valle Inferior del Magdalena. Adicionalmente, seis de los pozos se encuentran en evaluación, 10 fueron declarados secos y un pozo de estudio fue taponado y abandonado.

El 4T22 fue el trimestre con mayor actividad, al perforar 11 pozos. Se destaca el pozo exitoso Ibamaca-2 ST operado 100% por la filial Hocol, el cual confirmó el hallazgo de crudo de 17° API del pozo Ibamaca-1 ubicado en el Convenio de Exploración y Producción Tolima perforado en 2021.

Los exitosos resultados de la estrategia de exploración en áreas cercanas a campos de producción existentes se reflejaron en la incorporación de 9.2 MBPE en reservas probadas en aproximadamente dos años, provenientes de los descubrimientos El Niño-2 e Ibamaca, ubicados en el Valle superior del Magdalena y del campo Recetor West (pozo Liria YW12) ubicado en el Piedemonte.

La producción promedio de los activos exploratorios en el 2022 fue de 3.0 kbped de la cual el 53% corresponde a gas y el 47% a petróleo. Esta producción proviene principalmente de las pruebas extensas de los pozos: Liria YW12, Ibamaca-1, Arrecife-1 ST, Arrecife-3, Flamencos-2, Flamencos-3, Lorito-1, El Niño-2 y Tejón-1.

Adicionalmente, la filial Hocol adquirió participación en los Bloques de Exploración y Producción (E&P) SSJN-3-1 y VIM-42 ubicados en Valle inferior del Magdalena en la cuenca de Sinú San Jacinto y en el Valle Inferior del Magdalena, respectivamente. Hocol tiene el 50% de participación y Lewis Energy es el operador con el 50% restante. El acuerdo ya fue oficializado ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

En términos de sísmica, potencializando las zonas exploratorias ya adjudicadas, se avanza en las actividades de adquisición de información sísmica a nivel nacional con los programas Flamencos 3D operado por Ecopetrol y SSJN1 2D operado por Hocol, los cuales se encuentran en etapa operativa y preoperativa respectivamente, y estiman culminar el registro en el 2023. Adicionalmente, Ecopetrol compró 2,639 Km² de información sísmica 3D en los Llanos Orientales para mejorar el conocimiento técnico de esta prolífica cuenca, y la filial Hocol compró 923 Km² de sísmica 3D y 472 Km de sísmica 2D en diferentes áreas de interés, ubicadas en la Cuenca Llanos y en el Norte de Colombia. Durante el 2022, Ecopetrol y Hocol reprocesaron y reinterpretaron 13,107 Km equivalentes de información sísmica en Colombia, contribuyendo a la reducción de la incertidumbre a través del mejoramiento de la imagen sísmica, lo que permite avanzar con la maduración de nuevas oportunidades.

² El pozo Gorgon-2 está compuesto por Gorgon-2 ST1 (pozo piloto) y Gorgon-2 ST2.

Producción

Tabla 7: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)
Crudo	496.9	492.9	0.8%	492.8	485.9	1.4%
Gas Natural	126.0	129.8	(2.9%)	132.7	125.2	6.0%
Total Ecopetrol S.A.	622.9	622.8	0.0%	625.5	611.1	2.4%
Crudo	17.8	16.3	9.2%	17.1	18.1	(5.5%)
Gas Natural	18.5	20.9	(11.5%)	19.8	19.4	2.1%
Total Hocol	36.3	37.2	(2.4%)	36.9	37.5	(1.6%)
Crudo	0.0	0.0	-	0.0	0.2	(100.0%)
Total Savia	0.0	0.0	-	0.0	0.2	(100.0%)
Crudo	6.4	8.5	(24.7%)	8.1	9.4	(13.8%)
Gas Natural	1.0	1.2	(16.7%)	1.2	1.5	(20.0%)
Total Ecopetrol America	7.5	9.7	(22.7%)	9.3	10.9	(14.7%)
Crudo	32.9	16.3	101.8%	23.8	13.5	76.3%
Gas Natural	20.5	8.7	135.6%	14.0	5.8	141.4%
Total Ecopetrol Permian	53.5	25.0	114.0%	37.8	19.3	95.9%
Crudo	554.1	534.0	3.8%	541.8	527.1	2.8%
Gas Natural	166.1	160.6	3.4%	167.6	151.9	10.3%
Total Grupo Ecopetrol	720.1	694.7	3.7%	709.5	679.0	4.5%

Nota 1: La producción bruta incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada Compañía. Gas Natural incluye Gas y Blancos.

Nota 2: Por solicitud de la ANH se considera la producción de condensados como producción de crudo y no de productos blancos en el campo Gibraltar, lo que ajusta la distribución entre crudo y gas natural en el 1T22 y 2T22.

En el 2022 la producción del Grupo Ecopetrol aumentó 30.5 kbped frente al 2021 y cerró en 709.5 kbped, debido principalmente a: i) ingreso del primer tren de facilidades de tratamiento de fluidos en Caño Sur en el 2S22, lo cual llevó la producción del campo a 18 kbped en diciembre, ii) producción incremental de la filial Permian, iii) aumento en las ventas de gas por estrategias comerciales renovadas y el restablecimiento de volúmenes de ventas de gas y productos blancos restringidos en el 2021 por la situación de orden público en Colombia, iv) levantamiento de restricción operativa en Castilla relacionada con manejo del agua, v) reversión del contrato de Asociación Nare, y vi) mayor participación en la producción de los campos Caño Limón, Quifa y La Cira-Infantas como resultado del escenario de precios altos. Se destaca el aporte de gas y productos blancos a la producción del 2022 con un 24% de participación, así como el desempeño de los campos con tecnologías de recobro, que representan el 40% de la producción del Grupo Ecopetrol en 2022.

Por su parte, la producción del 4T22 fue de 720.1 kbped, con un incremento de 25.5 kbped frente al 4T21 y una disminución de 0.3 kbped respecto al 3T22, explicado principalmente por la parada mayor de planta programada en Cusiana ejecutada entre el 8 al 19 de octubre de 2022. Dentro de los aspectos que contribuyeron a la producción del trimestre se encuentran: i) la producción incremental destacada en los campos Caño Sur, Rubiales, Castilla y Permian, y ii) la recuperación de la producción en Chichimene posterior al mantenimiento en planta realizado entre el 25 de julio y el 2 de noviembre.

Por su parte, en la operación conjunta de Ecopetrol y OXY en la cuenca Permian, se destacan el inicio de las operaciones de perforación en el área de Delaware en el mes de diciembre, así como la perforación de 88 pozos y la habilitación de 106 pozos para producción en el 2022.

Para el 2023 se espera: i) continuar con crecimiento en la producción de Permian y Caño Sur, ii) la ejecución de campañas incrementales en Rubiales, Piedemonte, Quifa, Arauca y Akacías, y iii) la ejecución de mantenimientos programados en Castilla y Chichimene a lo largo del año, así como la parada de planta Floreña en el mes de abril.

En términos de perforación, a cierre del 2022 se perforaron y completaron 536 pozos de desarrollo, lo cual representó un incremento del 36% frente a 2021. El promedio de ocupación fue de 28 equipos activos.

En el frente de tecnologías de recobro se destacan: i) la Planta de Inyección de Aire (PIAR) del campo Chichimene, que permitió a diciembre de 2022 una producción incremental de 1.8 kbped y la inyección de agua en el mismo campo con una producción de 30 kbped y ii) la implementación exitosa de la primera etapa del ciclo

de recobro por inyección de agua en la arena K2 y la optimización de la arena K1 en el campo Castilla, con una producción incremental de aproximadamente 54 kbped.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 8: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol

USD/BI	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	9.13	8.97	1.8%	9.21	8.30	11.0%	22.4%
Costo de Dilución**	4.96	4.85	2.3%	5.66	4.27	32.6%	100.0%

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

Costo de Levantamiento

El costo de levantamiento acumulado al 2022 fue 9.21 USD/BI, 0.91 USD/BI más que el registrado en 2021, explicado principalmente por:

Efecto Costo (+2.61 USD/BI): Aumento en costos por reactivación de actividad frente al 2021, explicado por los incrementos en: i) la tarifa de energía eléctrica principalmente por efectos inflacionarios, ii) intervenciones a pozos con el objetivo de disminuir la declinación de los campos, iii) servicios y número de equipos contratados, y iv) actividades de mantenimiento.

Efecto Tasa de Cambio (-1.26 USD/BI): Impacto de la devaluación promedio del peso frente al dólar, en +512 pesos/dólar.

Efecto Volumen (-0.44 USD/bi): Mayores niveles de producción.

Costo de Dilución

El costo de dilución acumulado al 2022 se ubicó en 5.66 USD/BI, +1.39 USD/BI más que el registrado en 2021, explicado principalmente por:

Efecto Precio (+1.94 USD/BI): Incremento de +22.3 USD/BI en el precio de compra de nafta, asociado al cambio positivo en indicador de referencia Brent y la recuperación de las condiciones de mercado.

Efecto Tasa de Cambio (-0.78 USD/BI): Impacto de la devaluación promedio del peso frente al dólar, en +512 pesos/dólar.

Efecto Volumen (+0.23USD/BI): Menor volumen de compra de barriles de nafta (1.47 kbped) dada la disminución del factor de dilución, gracias a la sustitución de nafta por GLP propio en los campos Castilla, Chichimene, Akacías y Cusiana.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	4T 2022	4T 2021	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	20,979	19,603	1,376	7.0%	90,883	63,112	27,771	44.0%
Depreciación, amortización y agotamiento	1,888	1,460	428	29.3%	7,139	6,624	515	7.8%
Costos variables	6,725	7,737	(1,012)	(13.1%)	27,876	24,145	3,731	15.5%
Costos fijos	3,240	2,703	537	19.9%	11,734	9,566	2,168	22.7%
Costo de ventas	11,853	11,900	(47)	(0.4%)	46,749	40,335	6,414	15.9%
Utilidad bruta	9,126	7,703	1,423	18.5%	44,134	22,777	21,357	93.8%
Gastos operacionales y exploratorios	2,367	1,793	574	32.0%	6,022	4,489	1,533	34.2%
Utilidad operacional	6,759	5,910	849	14.4%	38,112	18,288	19,824	108.4%
Ingresos (gastos) financieros	(363)	(621)	258	(41.5%)	(1,928)	(2,113)	185	(8.8%)
Resultados de participación en compañías	21	(3)	24	(800.0%)	30	10	20	200.0%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	6,417	5,286	1,131	21.4%	36,214	16,185	20,029	123.8%
Provisión impuesto a las ganancias	(1,809)	(1,385)	(424)	30.6%	(12,167)	(4,737)	(7,430)	156.9%
Utilidad neta consolidada	4,608	3,901	707	18.1%	24,047	11,448	12,599	110.1%
Interés no controlante	29	24	5	20.8%	95	89	6	6.7%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	4,637	3,925	712	18.1%	24,142	11,537	12,605	109.3%
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(890)	438	(1,328)	(303.2%)	(890)	438	(1,328)	(303.2%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	312	(135)	447	(331.1%)	311	(135)	446	(330.4%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	4,059	4,228	(169)	(4.0%)	23,563	11,840	11,723	99.0%
EBITDA	8,973	7,737	1,236	16.0%	46,357	25,723	20,634	80.2%
Margen EBITDA	42.8%	39.5%	-	3.3%	51.0%	40.8%	-	10.2%

Los **ingresos** del 2022 y 4T22 aumentaron frente al mismo periodo de 2021 soportados principalmente por el incremento en el precio del Brent y en la tasa de cambio. Para el acumulado, adicionalmente se destacan mayores exportaciones de crudos, dada la mayor producción.

El **costo de ventas** del 2022 aumentó frente al mismo periodo de 2021 debido a:

- Mayor costo en compras por el incremento en los precios de crudo y tasa de cambio, contrarrestado por menores volúmenes de compras a terceros.
- Mayor ejecución de costos por incrementos en: i) tarifas globales de energía dado el aumento en la inflación y el desarrollo de proyectos de cambio de fuente de autogeneración para reducir huella de carbono, ii) número de intervenciones a pozo, mantenimientos y trabajos de integridad asociado a una mayor actividad en el acumulado a diciembre 2022, iii) materiales de procesos y áreas de apoyo asociados a la reactivación de la actividad operacional.
- Mayor costo de transporte debido a: i) aumento en la tasa de cambio, ii) actualización anual de tarifas en oleoductos y poliductos, y iii) mayor transporte de gas de Teca-Nare compensado parcialmente con ahorro en las tarifas por adquisición del oleoducto El Morro-Araguaney y menores costos por reversiones.

Sin embargo, en el 4T22 frente al 4T21 se presenta una disminución principalmente por los menores precios de compras de crudos a terceros, que mitiga el incremento en tasa y volumen.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 2022 y 4T22 aumentaron frente a los mismos periodos de 2021 respectivamente, principalmente por: i) mayor gasto asociado a mayor ejecución de proyectos de inversión, ii) aumento de operación aduanera principalmente por el mayor número de ventas bajo modalidad DAP, iii) mayor mantenimiento de vías externas e instalaciones y atención a contingencias operativas, y iv) mayor gasto laboral por incremento del Índice de Precios al Consumidor (IPC).

El **gasto financiero neto** (no operacional) del 2022 y 4T22 disminuye frente a los mismos periodos del año anterior, principalmente por: i) mayor ingreso en diferencia en cambio por efecto contable de las operaciones de cobertura y ii) posición pasiva del segmento.

1.2 Transporte y Logística

Tabla 10: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)
Crudo	783.7	759.0	3.3%	772.6	730.0	5.8%
Productos	305.6	289.6	5.5%	298.1	277.2	7.5%
Total	1,089.3	1,048.6	3.9%	1,070.7	1,007.2	6.3%

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

El volumen total transportado al cierre del 2022 fue de 1,070.7 kbd, registrando un aumento de 63.5 kbd frente al 2021, explicado principalmente por un incremento del 5.8% en el transporte de crudo como resultado de la mayor producción principalmente en la zona Llanos. Se resalta el aumento del 7.5% en el volumen de productos refinados transportados en 2022 frente al año anterior. En el 4T22 el volumen total transportado aumentó en 40.7 kbd frente al 4T21, resultado de las variables mencionadas.

Crudos: Los volúmenes transportados aumentaron un 5.8% en 2022 frente a 2021 y un 3.3% en 4T22 comparado con 4T21, como resultado de: i) el incremento de la producción país, principalmente en la zona Llanos, ii) el recibo de crudos de la Asociación Nare en el Sistema Vasconia – GRB y iii) capturas de barriles adicionales de terceros que estaban fuera de la red de Oleoductos, estos últimos equivalentes aproximadamente a 9.3 kbd. Aproximadamente el 84.2% del volumen de crudo transportado durante 2022 fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Durante el 4T22 se presentó una afectación al oleoducto Caño Limón-Coveñas originada por parte de terceros, lo cual representa una disminución del 88% en el número de afectaciones frente al 4T21. De igual manera, la instalación de válvulas ilícitas se redujo en un 26% en el 4T22 comparado con el 4T21. Durante 2022, se disminuyeron las afectaciones a los oleoductos originadas por terceros, así como la instalación de válvulas ilícitas, en un 32% y 8% respectivamente frente al 2021.

Las menores afectaciones al oleoducto Caño Limón-Coveñas han permitido que disminuyan los ciclos de reversión del oleoducto Bicentenario, lo cual resultó en un solo ciclo en el mes de abril, mientras que durante el año 2021 fueron realizados 19 ciclos, 8 de estos durante el 4T21.

Productos Refinados: En el 2022 y en el 4T22 los volúmenes transportados se incrementaron un 7.5% y 5.5% frente al 2021 y el 4T21 respectivamente, como resultado principalmente de la recuperación de la actividad económica y la estabilización de la demanda posterior a los impactos generados por la pandemia, así como por mayor disponibilidad de producción de las refinerías y optimizaciones operativas en los sistemas de transporte.

Por segundo trimestre consecutivo, en el 4T22 se presentó un récord de evacuación de 305.6 kbd, lo que permitió aumentar disponibilidad de productos en la refinería de Barrancabermeja. Aproximadamente el 26% del volumen transportado por poliductos durante el 2022 correspondió a productos de Ecopetrol.

Durante el 4T22 y el 2022, se presentó una reducción en la instalación de válvulas ilícitas del 50% y del 23.9% frente al 4T21 y 2021 respectivamente.

Proyecto Recuperación de Energía Vasconia - RECVA: A finales de septiembre OCENSA puso en operación el proyecto RECVA, con el cual se aprovechará la energía que se disipa en el proceso de descenso del crudo al pasar la cordillera Oriental, captándola y convirtiéndola, a partir de principios hidráulicos, en energía eléctrica, para ser utilizada en el funcionamiento de la estación, mediante el uso de una turbina hidráulica HPRT (*Hydraulic Power Recovery Turbine*). Para un año de funcionamiento de la turbina en las condiciones actuales de operación, se conseguiría una reducción estimada de CO2 de 800 toneladas equivalentes al año.

Costo por Barril Transportado

Tabla 11: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	3.06	3.35	(8.7%)	2.84	3.00	(5.3%)	16.8%

El costo por barril transportado acumulado al 2022 se ubicó en 2.84 USD/BI, 0.16 USD/BI menos que el registrado en 2021, explicado principalmente por:

Efecto Costo (+0.38 USD/BI): Incremento en el costo por el efecto de: i) mayor depreciación debido principalmente al cambio del método de depreciación de Oleoducto Bicentenario, realizado al cierre de 1T22, ii) mayores costos de mantenimiento y servicios contratados, y iii) mayor costo variable debido a un incremento en el consumo de materiales y energía, producto de los mayores volúmenes transportados, sumado a aumentos en tarifas derivadas de condiciones del mercado.

Efecto Tasa de Cambio (-0.36 USD/BI): Impacto de la devaluación promedio del peso frente al dólar, en +512.4 pesos/dólar.

Efecto Volumen (-0.18 USD/BI): Menor costo por barril por volumen adicional transportado (+6.3%) frente a 2021 asociado a: i) incremento de la producción país, principalmente en la zona Llanos, ii) recibo de crudos de la Asociación Nare en el Sistema Vasconia – GRB, iii) capturas de barriles adicionales de terceros que estaban fuera de la red de Oleoductos, y iv) recuperación de la demanda de gasolina y diésel en el país, producto de la recuperación de la actividad económica.

Resultados Financieros

Tabla 12: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	4T 2022	4T 2021	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	4,087	3,373	714	21.2%	13,956	12,158	1,798	14.8%
Depreciación, amortización y agotamiento	373	300	73	24.3%	1,415	1,168	247	21.1%
Costos variables	210	157	53	33.8%	720	532	188	35.3%
Costos fijos	629	481	148	30.8%	1,758	1,560	198	12.7%
Costo de ventas	1,212	938	274	29.2%	3,893	3,260	633	19.4%
Utilidad bruta	2,875	2,435	440	18.1%	10,063	8,898	1,165	13.1%
Gastos operacionales	331	(270)	601	(222.6%)	924	269	655	243.5%
Utilidad operacional	2,544	2,705	(161)	(6.0%)	9,139	8,629	510	5.9%
Ingresos (gastos) financieros	67	59	8	13.6%	(121)	207	(328)	(158.5%)
Resultados de participación en compañías	1	1	0	0.0%	0	1	(1)	(100.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,612	2,765	(153)	(5.5%)	9,018	8,837	181	2.0%
Provisión impuesto a las ganancias	(912)	(884)	(28)	3.2%	(3,104)	(2,799)	(305)	10.9%
Utilidad neta consolidada	1,700	1,881	(181)	(9.6%)	5,914	6,038	(124)	(2.1%)
Interés no controlante	(351)	(296)	(55)	18.6%	(1,167)	(1,161)	(6)	0.5%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	1,349	1,585	(236)	(14.9%)	4,747	4,877	(130)	(2.7%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(406)	(164)	(242)	147.6%	(406)	(166)	(240)	144.6%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	142	57	85	149.1%	142	58	84	144.8%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,085	1,478	(393)	(26.6%)	4,483	4,769	(286)	(6.0%)
EBITDA	2,955	3,070	(115)	(3.7%)	10,695	10,025	670	6.7%
Margen EBITDA	72.3%	91.0%	-	(18.7%)	76.6%	82.5%	-	(5.9%)

Los **ingresos** del 4T22 frente al 4T21, así como en el acumulado del año, aumentaron principalmente por el efecto de: i) mayor tasa de cambio promedio, ii) actualización anual de tarifas, iii) mayores volúmenes transportados de crudo como resultado de un aumento en la producción país, sumado a la captura de barriles adicionales de terceros, y iv) el incremento en los volúmenes transportados de productos refinados debido a la recuperación de la actividad económica. Estos efectos se compensaron parcialmente por: i) la reducción de ciclos de reversión de Oleoducto Bicentenario, dado que en 2022 se realizó un solo ciclo en el mes de abril, mientras

que durante el año 2021 fueron realizados 19 ciclos, 8 de estos durante el 4T21, y ii) el reconocimiento de ingresos operacionales en el año 2021, derivados de la aprobación del del acuerdo con Frontera por COP 133 mil millones. millardos.

El **costo de ventas** del 4T22 frente al 4T21, así como en el acumulado del año, aumentó principalmente como resultado de: i) mayor depreciación derivada principalmente del cambio de método de depreciación de Oleoducto Bicentenario, y un mayor nivel de inversión de capital y efecto cambiario en la depreciación de filiales del segmento con moneda funcional dólar, ii) mayores actividades de operación y mantenimiento, y iii) el incremento en los costos variables de materiales y energía eléctrica, asociado principalmente a los mayores volúmenes transportados y aumentos en tarifas, derivadas de las condiciones del mercado.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 4T22 frente al 4T21, al igual que en el acumulado del año, aumentaron principalmente por el efecto del ingreso generado del acuerdo de conciliación con Frontera reconocido en el 2021 por COP 672 mil millones, en el cual Frontera reconoció a Bicentenario el valor equivalente a una porción de la deuda sindicada, así como, una compensación a favor de Genit por la terminación anticipada de los contratos.

El **resultado financiero neto** (no operacional) en el acumulado del año disminuyó debido al efecto cambiario sobre una menor posición neta activa promedio en dólares del segmento.

1.3 Refinación y Petroquímica

En el 2022, el segmento de refinación alcanzó una carga de 357.5 kbd, la más alta en los últimos 3 años, y un récord histórico anual en el margen bruto de 21 USD/Bl. En el 4T22, la carga consolidada fue de 344.9 kbd y el margen bruto integrado cerró en 19.9 USD/Bl.

Los resultados del segmento estuvieron apalancados por estrategias tácticas operativas y comerciales que derivaron en: i) ajustes en la estrategia de ejecución de paradas para capturar los beneficios del entorno de mercado, y estabilidad operacional en las unidades de las refinerías y las plantas de petroquímica, y ii) planeación integrada de la cadena logística que permitió maximizar el consumo de crudos nacionales en las refinerías. Adicionalmente, se capturaron beneficios asociados a: i) los altos diferenciales de la canasta de productos versus Brent, ii) una eficiente estrategia comercial para conseguir oportunidades de negocio, iii) el crecimiento en niveles de entregas de PGR (Propileno Grado Refinería) por parte de las refinerías a Esentia.

Desde julio del 2022 el Grupo Ecopetrol entrega gasolinas de menos de 50 ppm de azufre, y a partir del 1 de enero del 2023 diésel con 15 ppm de azufre (bajo la resolución 40103 de Calidad de combustibles), gracias a los ajustes operativos y logísticos realizados en 2021 y 2022.

Refinería de Cartagena

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

Refinería de Cartagena	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)
Carga* (kbd)	120.0	143.2	(16.2%)	139.8	142.6	(2.0%)
Factor de Utilización (%)	66.0%	92.1%	(28.3%)	71.9%	81.4%	(11.6%)
Producción Refinados (kbd)	116.3	136.8	(15.0%)	136.0	136.4	(0.3%)
Margen Bruto (USD/Bl)	20.0	13.3	50.4%	22.9	8.5	169.4%

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

En el 2022 la refinería de Cartagena alcanzó una carga de 139.8 kbd y logró récord histórico anual en su margen bruto, superando en 169.4% el del 2021, y en 50.4% el del 4T22 frente al 4T21, debido principalmente a: i) mejores diferenciales versus Brent en combustibles, y ii) mayor rendimiento en la producción de gasolinas por maximización de la carga en las unidades de Cracking y Alquilación.

Se destaca en 4T22 la ejecución exitosa de: i) el primer mantenimiento mayor programado de la unidad de crudo U-100, luego de siete años de operación continua y ii) la prueba de co-procesamiento de aceite vegetal en la

hidrotratadora U-109, para establecer la factibilidad técnica y económica en la producción de un combustible de mejor calidad, con menores emisiones de gases de efecto invernadero y mejor desempeño en vehículos, en línea con el compromiso del segmento con la transición energética.

Refinería de Barrancabermeja

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

Refinería de Barrancabermeja	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)
Carga* (kbd)	224.9	196.9	14.2%	217.7	211.0	3.2%
Factor de Utilización (%)	77.2%	71.6%	7.8%	74.9%	76.9%	(2.5%)
Producción Refinados (kbd)	226.6	200.8	12.8%	220.8	214.6	2.9%
Margen Bruto (USD/Bl)	19.8	11.9	66.4%	19.8	11.5	72.2%

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

En el 2022 la refinería de Barrancabermeja alcanzó una carga de 217.7 kbd, la más alta en los últimos 3 años, debido principalmente a: i) una planeación integrada de la cadena de suministro para maximizar disponibilidad de crudos nacionales, ii) optimización de crudos, incluyendo importados, y iii) el alto nivel de disponibilidad operacional de la refinería (94.3%) aún con la intensiva actividad de paradas de planta en lo corrido del año.

Por otra parte, la refinería logró récord histórico anual en su margen bruto, superando el del 2021 en 72.2% y el del 4T21 en 66.4%, debido principalmente a: i) amplios diferenciales en los precios de combustibles versus Brent, ii) alta demanda nacional de gasolina en el 2S22, por mayor dinámica económica, menor disponibilidad de etanol para mezcla e incremento de consumo en zonas de frontera, iii) maximización de la carga, e iv) implementación de estrategia para minimizar producción de combustóleo y maximizar productos industriales como asfalto.

Se destaca en 4T22 la ejecución exitosa del mantenimiento mayor programado de la unidad de craqueo catalítico UOPI, en línea con los planes del segmento para asegurar alta disponibilidad operacional de los activos que permita el suministro de combustibles limpios al mercado.

Esenttia

Tabla 15: Ventas y Margen – Esenttia

Esenttia	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	128.4	131.1	(2.1%)	526.0	536.6	(2.0%)
Margen Total (USD/Ton)	114.7	289.8	(60.4%)	214.9	249.9	(14.0%)

Las ventas totales disminuyeron un 2.1% en 4T22 respecto al 4T21, debido a factores de mercado como: i) altos niveles de inflación que contrajeron la demanda mundial, ii) mayor competencia en precios por entrada de producto asiático a la región, iii) alta oferta de producto en países de Suramérica, y iv) continuidad en las dificultades logísticas en la región.

El margen total disminuyó un 60.4% en 4T22 frente al 4T21, como resultado de un mercado presionado por la fuerte entrada de producto asiático que impulsa los precios a la baja e impacta negativamente los márgenes, así como la baja demanda generada por impactos inflacionarios que aportó a la caída de precios a nivel mundial.

Invercolsa

Crecimiento en el volumen de gas natural comercializado del 7.7% en el 4T22 frente al 4T21, principalmente explicado por: i) el avance de campañas para incentivar consumos en segmentos comerciales y Gas Natural Vehicular (GNV), ii) conexiones de nuevas unidades residenciales, y iii) estrategias de instalación a usuarios para aumentar volúmenes residenciales.

Así mismo, se generó un incremento de instalaciones del 3.7% en el 4T22 respecto al 4T21, debido a la puesta en marcha de nuevas estrategias comerciales, dentro de las que se destacan: i) cambios en estructura de

contratos para incrementar la capacidad constructiva de contratistas, ii) crecimiento de promedios de instalación en Pasto como resultado de mayor competitividad derivada del uso de recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural, iii) mejora en la dinámica de proyectos de las constructoras en Ibagué, iv) mayor disponibilidad de materiales de construcción por mejoras en cadenas de abastecimiento, y v) mayor alcance a nivel digital y diversificación de medios de comunicación.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 16: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	4.84	4.95	(2.2%)	4.48	4.48	0.0%	17.0%

* Incluye refinерías de Barrancabermeja, Cartagena y Esentia

El Costo de Caja de Refinación en 2022 se mantuvo estable frente al 2021, explicado por:

Efecto Costo y Volumen (+0.61 USD/BI): Principalmente por mayor actividad operacional y efecto inflacionario, compensados parcialmente por mayores cargas de crudo en refinерías de +4 kbd.

Efecto Tasa de Cambio (-0.61 USD/BI): Impacto de la devaluación promedio del peso frente al dólar, en +512 pesos/dólar.

Resultados Financieros

Tabla 17: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	4T 2022	4T 2021	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	23,064	15,938	7,126	44.7%	89,179	50,976	38,203	74.9%
Depreciación, amortización y agotamiento	485	365	120	32.9%	1,780	1,459	321	22.0%
Costos variables	20,064	14,074	5,990	42.6%	76,341	44,861	31,480	70.2%
Costos fijos	540	601	(61)	(10.1%)	2,211	2,215	(4)	(0.2%)
Costo de ventas	21,089	15,040	6,049	40.2%	80,332	48,535	31,797	65.5%
Utilidad bruta	1,975	898	1,077	119.9%	8,847	2,441	6,406	262.4%
Gastos operacionales	919	502	417	83.1%	2,248	1,718	530	30.8%
Utilidad (Pérdida) operacional	1,056	396	660	166.7%	6,599	723	5,876	812.7%
Ingresos (gastos) financieros	(421)	(395)	(26)	6.6%	(1,582)	(1,260)	(322)	25.6%
Resultados de participación en compañías	51	37	14	37.8%	222	201	21	10.4%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	686	38	648	1,705.3%	5,239	(336)	5,575	(1,659.2%)
Provisión impuesto a las ganancias	47	293	(246)	(84.0%)	(1,245)	405	(1,650)	(407.4%)
Utilidad neta consolidada	733	331	402	121.5%	3,994	69	3,925	5,688.4%
Interés no controlante	(42)	(37)	(5)	13.5%	(185)	(174)	(11)	6.3%
Utilidad (pérdida) neta antes de impairment	691	294	397	135.0%	3,809	(105)	3,914	(3,727.6%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	1,102	(309)	1,411	(456.6%)	1,096	(305)	1,401	(459.3%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(221)	113	(334)	(295.6%)	(219)	112	(331)	(295.5%)
Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,572	98	1,474	1,504.1%	4,686	(298)	4,984	(1,672.5%)
EBITDA	1,924	1,173	751	64.0%	9,537	3,528	6,009	170.3%
Margen EBITDA	8.3%	7.4%	-	0.9%	10.7%	6.9%	-	3.8%

Los **ingresos** acumulados del 2022 y del 4T22 frente a 2021 y el 4T21 respectivamente se incrementaron debido a: i) el fortalecimiento en los diferenciales de productos asociados a factores de mercado, principalmente en gasolina, y destilados medios, y ii) el crecimiento en la demanda nacional de combustibles. Invercolsa obtuvo un crecimiento en sus ingresos dada la mayor comercialización de gas natural e instalaciones, en línea con el comportamiento del 2022. Adicionalmente, se resalta el desempeño de Esentia, por mayores cargas de producto proveniente de las refinерías y el efecto positivo por el aumento de la tasa de cambio.

El **costo de ventas** del 2022 y del 4T22 aumentó frente al 2021 y al 4T21 respectivamente, principalmente por: i) mayores precios de la dieta de crudos de las refinерías y de las importaciones de productos, ii) mayores

volúmenes de carga dada la recuperación de la demanda, iii) mayores importaciones por paradas de plantas programadas, iv) alistamiento del proyecto IPCC y v) la mayor tasa de cambio.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 2022 frente a 2021, aumentaron por: i) mayores gastos de comercialización por el crecimiento en ventas y, ii) los mantenimientos mayores programados de la refinería de Cartagena.

El **resultado financiero** (no operacional) del 2022 frente a 2021 y del 4T22 frente al 4T21 tuvo un mayor gasto, como consecuencia de un incremento en la tasa de cambio de cierre presentada sobre la posición pasiva neta del segmento.

2. SOLUCIONES DE BAJAS EMISIONES

Estrategia y Comercialización de Gas

El Grupo Ecopetrol continúa avanzando positivamente en la implementación de la Estrategia de Gas formulada en 2019. La producción de gas es fundamental para la generación de sinergias en la cadena integrada del negocio (exploración, producción y refinación), tales como los procesos de recobro mejorado (inyección de gas miscible y recobro térmico), la autogeneración con gas y el abastecimiento de las refinerías.

Durante el 2022 la demanda de gas se ubicó en promedio en 1,032 GBTUD (incluyendo terceros y autoconsumos), registrando un aumento del 2% (15 GBTUD) frente al 2021, debido principalmente a la recuperación de niveles prepandemia. A la fecha, el Grupo Ecopetrol abastece el ~80% del mercado nacional de gas natural.

La gestión del portafolio orgánico y su constante optimización son clave para el futuro del gas. Ecopetrol cuenta con un potencial relevante con proyectos en marcha, cuyos retos se enfocan en la aceleración del *time-to-market*, asegurar el mercado para viabilizar el desarrollo de los proyectos, riesgos de entorno, mejorar la competitividad, y mantener la opcionalidad con el fin de proteger e incrementar el valor de este portafolio y la seguridad energética del país.

Hidrógeno

En el 2022 se inició el desarrollo del Plan Estratégico de Hidrógeno de Bajo Carbono del Grupo Ecopetrol, lanzado en marzo de ese año, con el piloto de producción de hidrógeno verde en condiciones industriales y la obtención del conocimiento para el desarrollo de los primeros proyectos a escala industrial (dos megaproyectos, cada uno de 60 MW de electrólisis, para producir 9 milTon/año) que iniciarán operación entre 2025 y 2026.

Para la promoción de la movilidad sostenible con hidrógeno, Ecopetrol inició la construcción de dos estaciones de generación y recarga de hidrógeno: uno para transporte masivo de pasajeros en Bogotá en el Sistema Integrado de Transporte Público (SITP) de 165 kW de electrólisis, para la producción de 22 ton/año de hidrógeno, y un parque de movilidad para el fomento de la innovación y el emprendimiento en Cartagena de 50 kW de electrólisis para la producción de 7 ton/año de hidrógeno, donde se podrán recargar buses y vehículos livianos.

Adicionalmente, Ecopetrol avanzó en la identificación del recurso de hidrógeno blanco en Colombia, donde finalizaron los muestreos en superficie y en subsuelo en tres cuencas de su operación, encontrando resultados positivos y de clase mundial.

Lo anterior permitió que desde el mes de junio Ecopetrol se convirtiera en la primera empresa Latinoamericana en formar parte del Hydrogen Council³ y que se sellaran alianzas con seis compañías de talla mundial para el desarrollo conjunto de proyectos de hidrógeno de uso industrial en Colombia.

Así mismo, y con el objetivo tanto de progresar en la ruta de descarbonización como de avanzar en proyectos de hidrógeno azul, se realizaron seis estudios de sub-suelo que permitieron dimensionar la capacidad de

³ El Consejo Mundial del Hidrógeno es una iniciativa global liderada por directores ejecutivos de 132 empresas líderes en energía, transporte, industria e inversión con una visión unida y a largo plazo para desarrollar la economía del hidrógeno.

almacenamiento de CO₂ en yacimientos de gas depletados y acuíferos profundos, información que será usada para la puesta en marcha de la primera prueba de concepto de CCS (captura y almacenamiento de CO₂ por sus siglas en inglés).

Energías Renovables

Al cierre de 2022 el Grupo Ecopetrol incorporó un total de 208 MW operativos y generando, provenientes de fuentes no convencionales de energía renovables: i) 26 MW del Ecoparque Solar Brisas, cuya entrada en operación se dio en el mes de diciembre, ii) 65 MW del contrato de compra de largo plazo de una fuente solar fotovoltaica del proyecto de Guayepo, y iii) la adquisición de la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) Cantayús por 4.3 MW para la Estación Cisneros de Cenit en el departamento de Antioquia, los cuales se suman a las instalaciones ya operativas al cierre del 2021.

En el 4T22, se iniciaron las mediciones eólicas en San Francisco (Huila) y en Aruaney (Casanare), las cuales se realizarán por un periodo de 18 meses a diferentes alturas hasta un máximo de 150 metros. En función de los resultados, se desarrollarían las primeras iniciativas eólicas en el interior de Colombia.

Eficiencia Energética

Entre el 2018 y el 2022, se obtuvo una optimización de la demanda de energía acumulada a través de la ejecución del programa de eficiencia energética equivalente a 44.7 MW en energía eléctrica (5.5% de la demanda a cierre de 2022), con un ahorro de COP 158 mil millones y 138 mil toneladas de CO₂e evitadas. Esta optimización de consumo en energía eléctrica fue lograda principalmente por la incorporación de buenas prácticas de control operacional en los segmentos de transporte y refinación y la implementación de iniciativas de mejora tecnológica con alto impacto en la optimización de la demanda de energía eléctrica en exploración y producción, como: i) la reducción de pérdidas en las líneas de transmisión eléctricas en la Vicepresidencia Regional Orinoquia y ii) la actualización tecnológica en el proceso de disposición e inyección de agua en Campo Rubiales con iniciativas como la instalación de nuevos sistemas de bombeo horizontal, mejoras en redes hidráulicas y nanotecnología en pozos de disposición e inyección de agua.

Además, en el segmento de refinación se desarrollaron análisis para la identificación de nuevas iniciativas de mejora del desempeño energético en las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena mediante la metodología de la ISO50001, y se realizó el estudio de viabilidad técnica y económica de iniciativas ya identificadas en las dos refinерías.

En lo correspondiente al año 2022 se obtuvo una optimización de la demanda de energía eléctrica equivalente a 16.8 MW en energía eléctrica, con un ahorro de COP 52.1 mil millones y 36.6 mil toneladas de CO₂e evitadas.

3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

1. Transmisión de Energía

Durante el 2022, ISA fue adjudicataria de 3 proyectos, 39 refuerzos y ampliaciones, y un contrato bilateral, que en conjunto sumarán un CAPEX de USD 1,150 millones (CAPEX de referencia), generarán ingresos anuales por más de USD 100 millones (ingresos ofertados) y sumarán 1,370 km de circuito a la red de transmisión:

- **Brasil:** Adjudicación de dos lotes en subastas de ANNEL y de 37 refuerzos y mejoras a la red de CTEEP.
- **Colombia:** Adjudicación del contrato conexión Portón del Sol y la instalación de dispositivos de compensación tipo FACTS (Smart Valves) a través de su filial Transelca en Barranquilla.
- **Chile:** Adjudicación del proyecto Kimal-Lagunas que transportará energía de fuentes renovables no convencionales.
- **Perú:** Adjudicación a REP de la Ampliación 21, un enlace de aproximadamente 169 km entre las subestaciones Chilca e Independencia.

En el 4T22, se energizaron los siguientes proyectos:

- **Colombia:** entrada en operación de la Nueva Subestación El Río, la cual generará ingresos anuales por USD 12.8 millones.
- **Brasil:** i) puesta en operación por ISA CTEEP del primer proyecto de almacenamiento de energía en baterías a gran escala que generará ingresos por USD 5.6 millones, y ii) el proyecto IEIvaí (Sociedad de propiedad de CTEEP en 50% y de Taesa en 50%), con ingresos anuales por aproximadamente USD 70 millones. Se destaca además la entrada en operación de 28 refuerzos a la red de transmisión de ISA CTEEP, que generarán ingresos anuales por USD 3.4 millones.

Durante el 2022 se desarrollaron proyectos dirigidos a promover una matriz energética más limpia en los países donde ISA y sus empresas tienen presencia, con la entrada en operación de siete proyectos de transmisión de energía, uno de baterías y 76 ampliaciones y refuerzos a la red de CTEEP. Estos proyectos, en conjunto, generarán ingresos anuales por USD 167 millones (incluye el 100% del ingreso de las empresas con control compartido) y sumarán más de 2,200 km de circuito a la red.

ISA continuará avanzando en la construcción de 32 proyectos de transmisión de energía y 259 refuerzos en Brasil, que representan más de 4,600 kms de circuito adicionales a la red y que al entrar en operación generarán ingresos aproximados de USD 460 millones (el portafolio de proyectos en construcción incluye 100% del CAPEX e ingresos de filiales y subordinadas que no son 100% de ISA).

2. Vías

Continúa la etapa de construcción de Rutas del Loa, cuya extensión es de 136 km, y para la cual se espera la entrada en operación en el 2024. Así mismo, continúa el avance en la ejecución de obras adicionales en las concesiones de Ruta del Maipo, Ruta del Bosque, Ruta de los Ríos y Ruta de la Araucanía, que generarán nuevos ingresos o extensiones del plazo en estas concesiones.

Resultados Financieros

- En el 4T22 la utilidad neta de ISA fue de COP 0.4 billones, evidenciando un decrecimiento del 12.2% frente al 4T21, explicado principalmente por: i) el deterioro de valor de los activos de Internexa, ii) el incremento en el gasto por diferencia en cambio y unidades reajustables principalmente por el incremento de la Unidad de Fomento (UF) en Chile, a la que está indexada la deuda en las concesiones viales y iii) mayores gastos por intereses por el aumento en el endeudamiento en Brasil para financiar el crecimiento. El aporte a la utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol en el 4T22 fue de COP +0.1 billones y para el 2022 de COP +0.7 billones.
- El aporte al EBITDA del Grupo Ecopetrol fue de COP 2.1 billones en el 4T22 y de COP 8.6 billones en 2022, con una participación del negocio de transmisión de energía del 73.1% y 79.4% respectivamente. El resultado del trimestre fue apalancado por el impacto favorable de los escaladores contractuales de los ingresos de la operación en Colombia y Chile y la entrada de nuevos proyectos, lo cual permitió mitigar los menores ingresos en Brasil por el comportamiento del IPCA (*Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo* por sus siglas en portugués).
- Adicional a los resultados que vienen directamente de la operación de ISA, este segmento asume los costos y gastos asociados a la transacción, donde se destacan principalmente los intereses financieros asociados a la deuda adquirida por Ecopetrol para financiar la compra de esta subsidiaria, neta del impuesto de renta asociado, por COP -0.1 billones en 4T22 y COP -0.6 billones en 2022.

III. SosTECnibilidad®

Gestión Integral del Agua

Durante el 4T22 se reutilizaron en la operación 35 millones de metros cúbicos de agua (2.4 millones de barriles por día), 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 25% con respecto al 4T21 (+18% anual frente a 2021) y equivale al 78% del total de agua requerida para operar en este periodo. En el año 2022, el porcentaje de reutilización del agua fue el 77.5%, lo que representó un aumento frente a 2021 (73.4% de reutilización), como resultado de la implementación de buenas prácticas de reutilización y recirculación de agua en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena y en los campos de producción⁴.

Durante el 4T22 se capturaron 9.5 millones de metros cúbicos de agua fresca (0.65 millones de barriles por día), lo cual representa una disminución del 3% frente al 4T21 y del 6% frente al 2021. Este volumen representó el 21% del total de agua requerida para operar en Ecopetrol en el 4T22 y del 22.5% en el año.

En el 4T22 se reusaron 0.9 millones de metros cúbicos de aguas de producción tratadas del Campo Castilla (61.5 mil barriles por día en promedio) en actividades agroforestales en la Ecoreserva ASA La Guarupaya en el Municipio de Acacías (Departamento del Meta), lo cual representa una reducción del 12% con respecto al 4T21. En 2022 se reusaron 3.8 millones de metros cúbicos, registrando un aumento del 63% frente al 2021.

Gracias a la reutilización del 100% de las aguas de producción que permitió cerrar el vertimiento sobre el Río Acacías a finales de 2019, y al reúso que se realiza en la cuenca donde está ubicado (Río Metica) para el riego de cultivos agroforestales en la Ecoreserva ASA Guarupaya, el activo Chichimene (del Bloque Cubarral) fue declarado el primer activo agua-neutral de la compañía.

Durante el 4T22 Ecopetrol se convirtió en la primera empresa del sector de hidrocarburos en verificar su huella de agua en el país y Latinoamérica. Este cálculo se realizó de acuerdo con la norma NTC-ISO 14046 para el 100% de los activos operados y en alianza con el ICONTEC se adelantó el proceso de verificación del cálculo de la huella de agua para los Campos La Cira – Infantas y Castilla, y las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.

Cambio Climático - Descarbonización

En el 2022, el Grupo Ecopetrol alcanzó una reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero de 416,672 tCO₂e gracias a la implementación de nuevos proyectos de eficiencia energética, quema en teas y fugitivas. La reducción de emisiones alcanzada supera en un 59% la meta establecida para el año (de 262,761 tCO₂e). Para el periodo 2020 - 2022 la reducción acumulada ha sido de 910,113 tCO₂e.

Durante el 2022, Cenit y todas sus filiales, en conjunto con Esenttia y 11 filiales de ISA, recibieron la certificación de carbono neutralidad por parte del Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). Esta certificación se logra, gracias al cumplimiento del plan de carbono neutralidad de las compañías, que incluye la gestión del inventario de emisiones de gases de efecto invernadero, la implementación de iniciativas de mitigación y la compensación de las emisiones residuales a través de proyectos de Soluciones Naturales de Clima que contribuyen a la preservación, conservación y restauración de ecosistemas estratégicos del país.

Como parte de la hoja de ruta de la estrategia de descarbonización de las operaciones y en línea con la estrategia de cero emisiones de carbono a 2050, mediante la compra de bonos de carbono, se ejecutó la venta de cuatro cargamentos de Castilla Blend® carbono compensado por 4.0 millones de barriles con destino a India, Estados Unidos y España junto con las emisiones asociadas al transporte marítimo de un cargamento por dos millones de barriles con destino a Vadinar, India y la venta de aproximadamente 97,000 barriles de gasolina extra-carbono compensados a distribuidores mayoristas.

⁴ En cuanto a buenas prácticas se resaltan la reutilización/recirculación de agua en las refinerías principalmente en recuperación de condensados, y sistemas contraincendios. Así mismo en los campos de producción se resalta la reutilización/recirculación en (i) actividades de perforación que reutilizan aguas residuales domésticas e industriales posterior a tratamientos terciarios (ósmosis inversa y desmineralización), (ii) elaboración de lodo de perforación, (iii) lavado de equipos, (iv) uso de agua de refrigeración para las bombas y usos industriales, (v) reinyección para mantener la presión de los yacimientos o aumentar la producción de hidrocarburos.

Biodiversidad

En el marco de la iniciativa nacional “Sembrar Nos Une” del Grupo Ecopetrol, al 4T22 se registra un aporte de 6,509,818 árboles plantados, que equivale a un cumplimiento del 108% de la meta establecida por el Grupo al cierre del 2022 (6,000,000 de árboles).

Ecopetrol cierra el 2022 como la segunda empresa del país que más datos de biodiversidad aporta al Sistema de Información Biológica, con 209,642 registros y 168 citaciones en publicaciones de revistas indexadas.

Inversión Social y Ambiental

El Grupo Ecopetrol destinó recursos del Portafolio de Desarrollo Sostenible a inversión social, ambiental y de relacionamiento por un valor de COP 298,194 millones durante el 4T22 y un total de COP 615,334⁵ millones al cierre de 2022, lo cual representa un incremento del 31% frente al 2021. Las inversiones incluyen aquellas de carácter estratégico y obligatorio que durante el año diversificaron las economías locales y tuvieron efectos directos sobre la producción nacional. Así mismo, la compañía priorizó inversiones sociales en educación, infraestructura vial y comunitaria, emprendimiento, desarrollo rural inclusivo y acceso a servicios públicos como agua, alcantarillado, gas y energía eléctrica. Dentro de los hitos destacados del año se encuentran:

- Educación: Beneficios para 1.5% del total de estudiantes en Instituciones Educativas Públicas del país, equivalente a más de 120,000 estudiantes.
- Infraestructura vial y comunitaria: 204 km de vías terciarias construidas o mejoradas.
- Acceso al agua: Más de 763,000 habitantes con mejor acceso a agua potable. Reducción de la brecha nacional en un 1.5%.
- Empleo y generación de ingresos: Más de 6 mil empleos generados por ejecución de inversión social en el 2021 y 2022, de los cuales 2,291 son directos. Desde el 2019 al 2022: 11,750 emprendedores y MiPymes beneficiados.
- Desarrollo rural inclusivo: Desde el 2019 al 2022, cerca de 4,000 familias campesinas fortalecen capacidades productivas, logísticas y comerciales y logran ventas por más de COP 16 mil millones entre los años 2021 y 2022.
- Eficacia en la construcción de obras para la paz: Liderazgo en la implementación del mecanismo Obras por Impuestos aportando al cierre de brechas de inequidad en más de 73 municipios y 15 departamentos más afectados por el conflicto armado y la pobreza. Participación del 31% del total del cupo nacional asignado para el año gravable 2021 y el 39% entre los años gravables 2017 y 2021. En 2022 la Agencia para la Renovación del Territorio asignó al Grupo 16 nuevos proyectos por un valor de COP 155,216 millones.
- Transición energética justa y equitativa: asignación a través de Obras por Impuestos de 3 proyectos de soluciones solares fotovoltaicas para 766 hogares en zona rural del Putumayo. Construcción de portafolio de proyectos que implementará el modelo de comunidades energéticas.

Por otra parte, en el marco del mecanismo de obras por impuestos, el Grupo Ecopetrol tiene asignados 59 proyectos por un valor de COP 557,608 millones entre los años gravables 2017 y 2021. Al 4T22 se han finalizado 38 proyectos por un valor de COP 347,650 millones, destacando durante el 4T22 la finalización de la ejecución física del proyecto de pavimentación de vías urbanas en el municipio de Paz de Ariporo, que beneficia 11,172 habitantes y cuenta con una inversión de COP 9,870 millones.

En materia ambiental, se destacan los siguientes proyectos de inversión estratégica los cuales se encuentran en ejecución: i) designación de Ecoreservas, elaboración de Planes de Fortalecimiento y Biodiversidad (F&B), y programas conexos, ii) consolidación de las acciones del Proyecto Vida Silvestre en paisajes priorizados para habilitar una metodología en pastizales de la Orinoquía, que permita cuantificar la captura de carbono en estos ecosistemas, iii) identificación de una metodología para cuantificación de carbono en humedales de agua dulce

⁵ La inversión acumulada del Grupo Ecopetrol al 4T22 se divide en: i) Inversión estratégica por COP 432,858 millones e ii) Inversión obligatoria por COP 182,476 millones. Como parte del valor estratégico, se incluye la ejecución en 2022 de los proyectos de Obras por Impuestos que corresponde a COP 33,083 millones por Ecopetrol S.A. Ecopetrol S.A. (Inversión social, ambiental y de relacionamiento acumulado: COP 384,337 millones); Subordinadas (Inversión socio ambiental acumulada: COP 230,997 millones).

que viabilice la reducción de más de 3 millones de toneladas de CO₂, y iv) identificación, diseño e implementación de instrumentos económicos que faciliten el cumplimiento de las metas de descarbonización del Grupo Ecopetrol.

Por otro lado, se realizaron inversiones para el cumplimiento de obligaciones ambientales, entre las que se destacan: i) servicios de control y vigilancia de áreas conservadas y/o reforestadas, ii) servicios de gestión e implementación de acuerdos de conservación, y iii) servicios para la implementación y el mantenimiento de sistemas de uso sostenible (agroforestales y silvopastoriles).

Para el cumplimiento de requerimientos del 1% y compensación ambiental, Ecopetrol ha implementado acuerdos de conservación con comunidades, quienes se comprometen a preservar coberturas boscosas entre 3 y 4 años, con incentivos en sistemas agroforestales y silvopastoriles. En 2022, se firmaron 455 nuevos acuerdos y se monitorearon 164 acuerdos de años anteriores. En 2022 se añadieron 3,705 hectáreas de bosque conservado para un total de 5,039 hectáreas y se sumaron 37.04 hectáreas de sistemas agroforestales y silvopastoriles con un total de 109.53 hectáreas implementadas. Así mismo, se compraron 4 predios de 295 hectáreas para conservación tituladas a autoridades regionales bajo compromiso de conservación.

Planeación y Autorizaciones Ambientales

Durante el 2022, Ecopetrol S.A obtuvo 75 autorizaciones ambientales para el desarrollo de sus proyectos y operaciones (7 ante ANLA⁶ y 68 ante CAR's⁷), de las cuales 30 fueron obtenidas en el cuarto trimestre (3 ante ANLA y 27 ante CAR's). Por otra parte, en el 2022 se radicaron 194 trámites ante autoridades ambientales de orden nacional (ANLA 130) y regional (CAR's 64), de las cuales, 49 fueron radicadas en el cuarto trimestre.

Comunidades y Entorno

Comunidades y Entorno – Relacionamento: Durante el año 2022, se concertaron procesos de diálogo social democrático e inclusivo en todas las áreas de influencia con comunidades, institucionalidad, gremios y asociaciones del Magdalena Medio, Caribe, Casanare, Huila y Meta, en temáticas sociales, contratación de mano de obra y bienes y servicios locales, transporte e inversión social, entre otras. Estos escenarios de reconocimiento mutuo y construcción de confianza propenden por el fortalecimiento del relacionamiento con los grupos de interés y contribuyen al desarrollo sostenible y la consolidación de la gobernanza en los diferentes territorios en los cuales desarrollamos nuestras actividades.

Comunidades y Entorno - Relacionamento Étnico: Continuó el diálogo intercultural y el consenso con el Resguardo Alto Unuma (Meta) de la etnia Sikuani, colindante con el campo Rubiales, respetando las diferencias culturales y el gobierno propio indígena. En 2022 se realizaron 2 grandes encuentros entre directivos de Ecopetrol y autoridades del Resguardo Unuma, uno en su territorio y otro en las oficinas de Bogotá.

Derechos Humanos

En el 4T22 se dio por terminada la consultoría para la revisión y actualización de la estrategia de DDHH de Ecopetrol, resultando en una propuesta cuyo énfasis es la transversalización de los asuntos de DDHH en la Estrategia 2040, con especial foco en la incorporación de lineamientos de DDHH en el camino trazado para la transición energética (transición energética justa).

Gobierno Corporativo y Órganos Sociales

El pasado 26 de enero de 2023 se anunció que Felipe Bayón Pardo estará al frente de Ecopetrol S.A. hasta el 31 de marzo de 2023. El proceso de selección y nombramiento del nuevo Presidente de la Compañía se dará, según lo previsto en la Política de Sucesión del Presidente de Ecopetrol S.A., conforme a la cual, se adelantará un riguroso proceso de selección y se buscará abordar este relevo de manera organizada y reduciendo un eventual impacto económico y reputacional ante los cambios en la dirección de Ecopetrol.

⁶ ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

⁷ CARs: Corporaciones Autónomas Regionales

Ciencia, Tecnología e Innovación

Durante el 4T22 se avanzó en la implementación del portafolio de ciencia, tecnología e innovación, asegurando la captura de beneficios para el 2022 por USD 595.7 millones, lo que corresponde a un incremento de 71% frente al 2021 (USD 347.4 millones). Dentro de los logros del 4T22 se resaltan:

- Basados en la tecnología de Biocetano® de Ecopetrol, se realizó una prueba industrial de producción de diésel renovable en una unidad de hidrotreamiento de la refinería de Cartagena, a través de la incorporación de hasta un 5% de aceite blanqueado de palma en la carga a la unidad. Como resultado de la prueba se produjeron alrededor de 120 mil barriles de diésel con un contenido de 2% de diésel renovable, los cuales cumplían con los parámetros de calidad (Resolución 40103 de 2021), y fueron comercializados en la zona norte del país.
- La implementación del Plan de Tecnologías en Exploración y Producción apalancó la producción de 5.06 millones de barriles durante el 2022. Entre estas tecnologías se resaltan: i) las de recobro mejorado, como inyección de aire y de espumas para recobro con vapor (proceso en el que se logró reducir la carbono-intensidad en un 55.4%, y aumentar la eficiencia energética en un 54.9%), ii) las de estimulación de pozos, como control de agua e incremento de productividad mediante el uso de nanotecnología en Castilla y Apiay (Nano Water Wetter, Nano RPM y EcoRPM), y iii) la solución digital Campos Integrados.

Respecto a **propiedad intelectual**, en el 4T22, a Ecopetrol le fueron otorgadas cuatro nuevas patentes de invención, tres en Colombia y una en Estados Unidos, correspondientes a: (i) adición de hidrógeno en un proceso de refinación para incrementar la producción de destilados, (ii) sistema para el tratamiento de aguas de producción, (iii) sistema para determinar con mayor precisión el volumen real de mezclas de crudos extrapesados con hidrocarburos livianos y (iv) la formulación de aditivos para reducción de diluyente para el transporte de hidrocarburos pesados. Con lo anterior, Ecopetrol suma 16 patentes otorgadas en 2022, el doble de patentes respecto al 2021 y un total de 124 patentes vigentes a la fecha. Así mismo, fueron declarados dos secretos industriales, uno relacionado con mejoras en el proceso de recobro, y una metodología para mejorar la gestión del agua asociada a la producción de hidrocarburos.

En cuanto a **ciberseguridad**, se destacan los avances en la estandarización de prácticas de ciberseguridad a nivel Grupo, con la homogenización de madurez cibernética bajo el marco Cybersecurity Capability Maturity Model (C2M2), la habilitación de *military grade* para activos de información prioritarios, y la finalización de la primera etapa del plan de integración cibernética con ISA en ciberseguridad.

V. Riesgos

Dando cumplimiento al “Anexo 1 - Información Periódica de los Emisores” de la Circular Externa 012 de 2022 emitida por la Superintendencia Financiera de Colombia sobre la forma y contenido detallado de las partes del informe periódico trimestral, conforme a lo dispuesto en el art. 5.2.4.2.3. del Decreto 2555 de 2010, durante el 4T22 no se presentaron variaciones materiales en el grado de exposición en los riesgos con respecto al trimestre inmediatamente anterior. Por otra parte, durante el periodo mencionado, no se identificaron riesgos nuevos.

VI. Presentación de Resultados

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del cuarto trimestre y año completo de 2022:

Español

1 de marzo de 2023
08:00 a.m. Colombia
08:00 a.m. Nueva York

Inglés

1 de marzo de 2023
10:00 a.m. Colombia
10:00 a.m. Nueva York

Para acceder, estarán disponibles los siguientes enlaces de conexión:

Español: <https://xegmenta.co/ecopetrol/conferencia-de-resultados-4t-2022/>

Inglés: <https://xegmenta.co/ecopetrol/results-conference-call-4th-2022/>

Por favor verifique si su navegador permite la operación normal de la presentación en línea. Recomendamos las últimas versiones de Internet Explorer, Google Chrome y Mozilla Firefox.

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

Información de Contacto:

Gerente de Mercado de Capitales (E)

María Catalina Escobar

Teléfono: +57 601-234-5190 - Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)

Juan Guillermo Londoño

Teléfono: +57 601-234-4329 - Correo electrónico: juan.londono@ecopetrol.com.co

Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	22,689	15,637	45.1%	83,652	44,822	86.6%
Exterior	16,989	16,124	5.4%	75,822	46,922	61.6%
Total ingresos	39,678	31,761	24.9%	159,474	91,744	73.8%
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	3,049	2,404	26.8%	11,410	9,599	18.9%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,789	1,372	30.4%	6,774	6,328	7.0%
Depreciación fijo	1,260	1,032	22.1%	4,636	3,271	41.7%
Costos variables	16,015	12,685	26.3%	61,406	34,678	77.1%
Productos importados	7,987	5,679	40.6%	31,230	16,944	84.3%
Compras nacionales	7,166	5,089	40.8%	26,688	16,438	62.4%
Servicio de transporte hidrocarburos	350	253	38.3%	1,220	918	32.9%
Variación de inventarios y otros	512	1,664	(69.2%)	2,268	378	500.0%
Costos fijos	4,943	4,043	22.3%	16,642	11,305	47.2%
Servicios contratados	1,343	915	46.8%	4,437	3,310	34.0%
Servicios de construcción	914	732	24.9%	2,802	732	282.8%
Mantenimiento	1,118	900	24.2%	3,771	2,638	42.9%
Costos laborales	998	796	25.4%	3,436	2,597	32.3%
Otros	570	700	(18.6%)	2,196	2,028	8.3%
Total costo de ventas	24,007	19,132	25.5%	89,458	55,582	60.9%
Utilidad bruta	15,671	12,629	24.1%	70,016	36,162	93.6%
Gastos operacionales	3,655	2,206	65.7%	9,635	6,568	46.7%
Gastos de administración	2,780	1,783	55.9%	8,123	5,608	44.8%
Gastos de exploración y proyectos	875	423	106.9%	1,512	960	57.5%
(Recuperación) gasto por impairment de activos de largo plazo	0	0	-	0	0	-
Utilidad operacional	12,016	10,423	15.3%	60,381	29,594	104.0%
Resultado financiero, neto	(1,469)	(1,518)	(3.2%)	(6,835)	(3,698)	84.8%
Diferencia en cambio, neto	253	(21)	(1,304.8%)	(125)	330	(137.9%)
Intereses, neto	(1,278)	(1,092)	17.0%	(4,551)	(2,829)	60.9%
Ingresos (gastos) financieros	(444)	(405)	9.6%	(2,159)	(1,199)	80.1%
Resultados de participación en compañías	112	201	(44.3%)	768	426	80.3%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	10,659	9,106	17.1%	54,314	26,322	106.3%
Provisión impuesto a las ganancias	(2,945)	(2,099)	40.3%	(17,254)	(7,598)	127.1%
Utilidad neta consolidada	7,714	7,007	10.1%	37,060	18,724	97.9%
Interés no controlante	(844)	(930)	(9.2%)	(3,630)	(2,031)	78.7%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	6,870	6,077	13.0%	33,430	16,693	100.3%
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(282)	(35)	705.7%	(288)	(33)	772.7%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	263	35	651.4%	264	35	654.3%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	6,851	6,077	12.7%	33,406	16,695	100.1%
EBITDA	15,996	13,981	14.4%	75,244	41,967	79.3%
Margen EBITDA	40.3%	44.0%	(3.7%)	47.2%	45.7%	1.5%

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

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2022	Septiembre 30, 2022	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	15,401	12,918	19.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	39,225	33,551	16.9%
Inventarios	11,880	10,784	10.2%
Activos por impuestos corrientes	6,784	5,685	19.3%
Otros activos financieros	1,162	2,235	(48.0%)
Otros activos	2,779	2,763	0.6%
	77,231	67,936	13.7%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	46	76	(39.5%)
Total activos corrientes	77,277	68,012	13.6%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	9,497	8,933	6.3%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	32,155	28,493	12.9%
Propiedades, planta y equipo	100,997	96,556	4.6%
Recursos naturales y del medio ambiente	42,324	40,965	3.3%
Activos por derecho de uso	628	605	3.8%
Intangibles	18,147	17,308	4.8%
Activos por impuestos diferidos	17,219	14,951	15.2%
Otros activos financieros	1,564	965	62.1%
Goodwill y otros activos	6,562	6,344	3.4%
Total activos no corrientes	229,093	215,120	6.5%
Total activos	306,370	283,132	8.2%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	22,199	22,614	(1.8%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	19,938	17,090	16.7%
Provisiones por beneficios a empleados	2,754	2,217	24.2%
Pasivos por impuestos corrientes	7,631	6,517	17.1%
Provisiones y contingencias	1,533	1,118	37.1%
Otros pasivos	2,727	1,803	51.2%
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	0	30	(100.0%)
Total pasivos corrientes	56,782	51,389	10.5%
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	92,936	85,126	9.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	57	64	(10.9%)
Provisiones por beneficios a empleados	10,212	11,023	(7.4%)
Pasivos por impuestos no corrientes	13,669	12,589	8.6%
Provisiones y contingencias	11,223	12,929	(13.2%)
Otros pasivos	2,404	2,173	10.6%
Total pasivos no corrientes	130,501	123,904	5.3%
Total pasivos	187,283	175,293	6.8%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	91,035	81,865	11.2%
Interés no controlante	28,052	25,974	8.0%
Total patrimonio	119,087	107,839	10.4%
Total pasivos y patrimonio	306,370	283,132	8.2%

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2022	4T 2021	12M 2022	12M 2021
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	6,851	6,077	33,406	16,695
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	844	930	3,630	2,031
Cargo por impuesto a las ganancias	2,682	2,064	16,990	7,563
Depreciación, agotamiento y amortización	3,379	2,776	12,129	10,160
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(253)	21	125	32
Utilidad por realización de otros resultados integrales en venta de negocios conjuntos	0	0	0	(362)
Costo financiero reconocido en resultados	2,076	1,573	7,521	4,139
Pozos secos	595	136	1,032	486
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	81	7	380	62
Impairment de activos de corto y largo plazo	338	100	390	117
Ganancia por valoración de activos financieros	102	(46)	(77)	(7)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	(33)	20	(1)	19
Ganancia por venta de activos	(13)	3	(280)	(4)
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(112)	(201)	(768)	(426)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e inefectividad	601	132	1,280	387
Provisiones y contingencias	369	715	716	715
Otros conceptos menores	8	16	7	24
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(4,401)	(2,059)	(31,485)	(13,392)
Impuesto de renta pagado	(1,755)	(1,261)	(8,760)	(5,703)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	11,359	11,003	36,235	22,536
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en negocios conjuntos	(120)	308	(329)	(45)
Adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido	0	0	0	(8,952)
Inversión en propiedad, planta y equipo	(3,508)	(2,135)	(8,768)	(6,118)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(4,490)	(2,171)	(11,963)	(6,733)
Adquisiciones de intangibles	(446)	(237)	(1,148)	(444)
(Compra) venta de otros activos financieros	909	163	1,301	1,283
Intereses recibidos	354	136	967	266
Dividendos recibidos	292	111	1,471	206
Ingresos por venta de activos	(29)	11	374	19
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(7,038)	(3,814)	(18,095)	(20,518)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	1,590	(92)	435	13,399
Pago de intereses	(1,844)	(1,514)	(5,492)	(3,334)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(122)	(105)	(435)	(336)
Restitución de capital	(70)	0	(85)	0
Dividendos pagados	(2,170)	(1,347)	(13,357)	(2,771)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(2,616)	(3,058)	(18,934)	6,958
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	778	332	1,645	492
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	2,483	4,463	851	9,468
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	12,918	10,087	14,550	5,082
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	15,401	14,550	15,401	14,550

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2022	4T 2021	12M 2022	12M 2021
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	6,851	6,077	33,406	16,695
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,379	2,776	12,129	10,160
(+/-) Impairment activos a largo plazo	282	35	288	33
(+/-) Resultado financiero, neto	1,469	1,518	6,835	3,698
(+) Provisión impuesto a las ganancias	2,682	2,064	16,990	7,563
(+) Impuestos y otros	489	581	1,966	1,787
(+/-) Interés no controlante	844	930	3,630	2,031
EBITDA Consolidado	15,996	13,981	75,244	41,967

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (4T22)

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	4,059	1,572	1,085	135	0	6,851
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,026	569	386	398	0	3,379
(+/-) Impairment activos a largo plazo	890	(1,102)	406	88	0	282
(+/-) Resultado financiero, neto	363	421	(67)	699	53	1,469
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,497	174	770	241	0	2,682
(+) Otros Impuestos	167	248	24	50	0	489
(+/-) Interés no controlante	(29)	42	351	481	(1)	844
EBITDA Consolidado	8,973	1,924	2,955	2,092	52	15,996

Anexos Ecopetrol S.A.

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

Tabla 6: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)
Nacionales	20,804	13,491	54.2%	77,985	43,041	81.2%
Exterior	13,296	12,362	7.6%	56,664	35,147	61.2%
Total ingresos	34,100	25,853	31.9%	134,649	78,188	72.2%
Costos variables	20,915	15,228	37.3%	76,344	44,365	72.1%
Costos fijos	3,886	3,333	16.6%	13,898	11,797	17.8%
Costo de ventas	24,801	18,561	33.6%	90,242	56,162	60.7%
Utilidad bruta	9,299	7,292	27.5%	44,407	22,026	101.6%
Gastos operacionales	1,867	1,688	10.6%	4,569	4,193	9.0%
Utilidad operacional	7,432	5,604	32.6%	39,838	17,833	123.4%
Ingresos (gastos) financieros	(955)	(1,010)	(5.4%)	(4,067)	(3,607)	12.8%
Resultados de participación en compañías	2,643	2,685	(1.6%)	10,171	6,627	53.5%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	9,120	7,279	25.3%	45,942	20,853	120.3%
Provisión impuesto a las ganancias	(1,834)	(1,149)	59.6%	(12,101)	(4,105)	194.8%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	7,286	6,130	18.9%	33,841	16,748	102.1%
Gastos por Impairment de activos largo plazo	(669)	(82)	715.9%	(669)	(82)	715.9%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	234	29	706.9%	234	29	706.9%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	6,851	6,077	12.7%	33,406	16,695	100.1%
EBITDA	9,354	7,531	24.2%	47,212	25,417	85.7%
Margen EBITDA	27.4%	29.10%	(1.7%)	35.10%	32.50%	2.6%

Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2022	Septiembre 30, 2022	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	5,788	4,147	39.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	33,573	28,906	16.1%
Inventarios	7,226	6,793	6.4%
Activos por impuestos corrientes	5,617	4,426	26.9%
Otros activos financieros	1,428	4,137	(65.5%)
Otros activos	1,657	1,599	3.6%
Total activos corrientes	55,289	50,008	10.6%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	34	47	(27.7%)
Total activos corrientes	55,323	50,055	10.5%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	92,417	86,235	7.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	430	533	(19.3%)
Propiedades, planta y equipo	27,503	26,211	4.9%
Recursos naturales y del medio ambiente	25,188	25,452	(1.0%)
Activos por derecho de uso	2,989	2,935	1.8%
Intangibles	351	370	(5.1%)
Activos por impuestos diferidos	10,461	8,642	21.0%
Otros activos financieros	929	310	199.7%
Goodwill y otros activos	1,257	1,229	2.3%
Total activos no corrientes	161,525	151,917	6.3%
Total activos	216,848	201,972	7.4%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	18,898	19,490	(3.0%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	16,323	14,463	12.9%
Provisiones por beneficios a empleados	2,463	1,939	27.0%
Pasivos por impuestos corrientes	5,190	4,883	6.3%
Provisiones y contingencias	1,086	738	47.2%
Otros pasivos	1,117	1,292	(13.5%)
Total pasivos corrientes	45,077	42,805	5.3%
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	61,717	56,289	9.6%
Provisiones por beneficios a empleados	9,704	10,110	(4.0%)
Pasivos por impuestos no corrientes	435	348	25.0%
Provisiones y contingencias	8,548	10,223	(16.4%)
Otros pasivos	332	332	0.0%
Total pasivos no corrientes	80,736	77,302	4.4%
Total pasivos	125,813	120,107	4.8%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	91,035	81,865	11.2%
Total patrimonio	91,035	81,865	11.2%
Total pasivos y patrimonio	216,848	201,972	7.4%

Tabla 8: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	4T 2022	4T 2021	% Part.	12M 2022	12M 2021	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	168.4	160.6	45.2%	170.3	131.6	42.5%
Asia	178.0	260.0	47.8%	190.3	213.6	47.5%
América Central / Caribe	0.0	5.4	0.0%	11.7	6.4	2.9%
Otros	15.9	7.5	4.3%	10.6	4.4	2.6%
Europa	10.4	16.7	2.8%	14.0	12.7	3.5%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	8.4	0.0%	3.5	6.1	0.9%
América del Sur	0.0	1.7	0.0%	0.0	1.1	0.0%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Total	372.6	460.3	100.0%	400.3	375.8	100.0%

Productos - kbped	4T 2022	4T 2021	% Part.	12M 2022	12M 2021	% Part.
América Central / Caribe	28.5	24.0	37.4%	43.7	34.7	52.7%
Costa del Golfo EE.UU.	23.8	18.0	31.3%	18.8	16.1	22.7%
Asia	9.6	21.6	12.5%	7.0	16.3	8.5%
América del Sur	5.4	7.8	7.1%	6.0	9.9	7.2%
Costa Este EE.UU.	0.0	14.3	0.0%	1.9	16.6	2.3%
Europa	8.5	0.0	11.1%	5.5	2.8	6.6%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Otros	0.5	3.8	0.6%	(0.0)	1.6	0.0%
Total	76.3	89.5	100.0%	82.9	98.0	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 9: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales - kbped	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)
Crudo	207.3	200.9	3.2%	190.0	189.0	0.5%
Gas	4.0	1.4	185.7%	2.9	2.0	45.0%
Productos	3.4	2.9	17.2%	3.3	2.8	17.9%
Diluyente	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Total	214.7	205.2	4.6%	196.2	193.9	1.2%

Importaciones - kbped	4T 2022	4T 2021	Δ (%)	12M 2022	12M 2021	Δ (%)
Crudo	22.3	20.7	7.7%	33.1	24.5	35.1%
Productos	109.0	117.5	(7.2%)	107.0	91.4	17.1%
Diluyente	42.5	33.6	26.5%	35.3	27.9	26.5%
Total	173.8	171.8	1.2%	175.4	143.8	22.0%

Total	388.5	377.0	3.1%	371.6	337.7	10.0%
--------------	--------------	--------------	-------------	--------------	--------------	--------------

Tabla 10: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Bololó-1	A3	VIM-8	Valle Inferior del Magdalena	Hocol 100% (Operador)	Seco	Enero 3/2022
2	Primero	El Niño-2	A1	Boqueron	Valle Superior del Magdalena	Perenco 30% (Operador), ECP 50%, CNOOC 20%	Exitoso	Enero 13/2022
3	Primero	EST-SN-15	Estratigráfico	SN-15	Sinú - San Jacinto	Hocol 100% (Operador)	Taponado y Abandonado	Enero 15/2022
4	Primero	Pilonera-1	A3	SSJN1	Sinú - San Jacinto	Hocol 50 % Lewis Energy 50% (Operador)	Seco	Enero 20/2022
5	Primero	Boranda Sur-3	A1	Boranda	Valle Medio del Magdalena	Parex 50% (Operador) ECP 50%	Seco	Febrero 23/2022
6	Segundo	Chinchorro-1G	A3	GUA-2	Baja Guajira	Hocol 100%	Seco	Abril 16/2022
7	Segundo	Boranda Norte-1	A1	Boranda	Valle Medio del Magdalena	Parex 50% (Operador) ECP 50%	Seco	Mayo 15/2022
8	Segundo	Tejon-1	A2B	CPO-9	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol 45%	Exitoso	Mayo 22/2022
9	Segundo	Morito-1	A3	Convenio de Explotacion del Magdalena Medio	Valle Medio del Magdalena	ECP 100%	Exitoso	Junio 30/2022
10	Tercero	Gorgon-2*	A3	COL-5	Caribe Offshore	ECP 50% Shell 50% (Operador)	Exitoso**	Julio 09/2022
11	Tercero	Uchuva-1	A3	Tayrona	Caribe Offshore	ECP 55.6% Petrobras 44.4% (Operador)	Exitoso**	Julio 16/2022
12	Tercero	Kinacú-1	A2A	Area Sur	Putumayo	ECP 100% (Operador)	Seco	Julio 27/2022
13	Tercero	Coralino-1	A3	VIM-8	Valle Inferior del Magdalena	Hocol 100% (Operador)	Exitoso	Sept 01/2022
14	Cuarto	Guarapo-1 ST1	A3	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 80% (Operador) ECP 20%	En Evaluación	Octubre 08/2022
15	Cuarto	Yoda-A1	A3	YDSN-1	Sinú - San Jacinto	Hocol 100% (Operador)	En Evaluación	Octubre 09/2022
16	Cuarto	Starman-1	A3	MC 412	Gulf of Mexico_Mississippi Canyon	Chevron 50% (Operador) EAI 25% BHP 25%	Seco	Octubre 13/2022
17	Cuarto	Yoda-B1	A3	YDSN-1	Sinú - San Jacinto	Hocol 100% (Operador)	Seco	Noviembre 14/2022
18	Cuarto	Sinuano-1	A3	SN-8	Sinú - San Jacinto	Hocol 100% (Operador)	Seco	Noviembre 14/2022
19	Cuarto	Arrecife Norte-1	A3	VIM-8	Valle Inferior del Magdalena	Hocol 100% (Operador)	En Evaluación	Noviembre 16/2022
20	Cuarto	Alqamari-2	A3	Putumayo Occidental	Putumayo	ECP 100% (Operador)	En Evaluación	Noviembre 28/2022
21	Cuarto	Tororo-1	A3	LLA-87	Llanos Orientales	Geopark 50% (Operador) Hocol 50%	En Evaluación	Diciembre 03/2022
22	Cuarto	Ibamaca-2	A1	Tolima	Valle Superior del Magdalena	Hocol 100% (Operador)	Seco	Diciembre 04/2022
23	Cuarto	Ibamaca-2 ST	A1	Tolima	Valle Superior del Magdalena	Hocol 100% (Operador)	Exitoso	Diciembre 18/2022

24	Cuarto	Tinamú-1	A3	CPO-9	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol 45%	En Evaluación	Diciembre 22/2022
Pozos Perforados a Solo Riesgo por el Socio								
25	Primero	Cayena-2	A1	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 80% (Operador) ECP 20% A sólo riesgo por el socio	Seco	Marzo 14/2022
26	Primero	Caño Caranal DT-1	A3	Cosecha	Llanos Orientales	Sierracol 50% (Operador) ECP 50 % A sólo riesgo por el socio	Seco	Marzo 14/2022
27	Segundo	Fidalga-1 ST	A2C	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 80% (Operador) ECP 20% A sólo riesgo por el socio	Seco	Abril 02/2022
28	Segundo	Caño Caranal DT-1 ST1	A3	Cosecha	Llanos Orientales	Sierracol 50% (Operador) ECP 50 % A sólo riesgo por el socio	Seco	Abril 25/2022
29	Segundo	Fidalga-1 ST2	A2C	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 80% (Operador) ECP 20% A sólo riesgo por el socio	Exitoso	Junio 23/2022
30	Cuarto	Santa Beatriz-1	A2b	Las Monas	Valle Medio del Magdalena	Petrosantander 70% (Operador) ECP 30% A sólo riesgo por el socio	En Evaluación	Diciembre 31/2022

* El proyecto Gorgon-2 se ejecutó de acuerdo con el plan inicial establecido, el cual contemplaba la perforación de un pozo piloto para la identificación y evaluación inicial de la zona de interés, así como la perforación de un *sidetrack* para corazonamiento y pruebas de producción. ** El resultado del pozo fue exitoso, sin embargo, se debió proceder con su taponamiento y abandono definitivo para cumplir con la regulación nacional establecida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Tabla 11: Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

Indicadores HSE*	4T 2022	4T 2021	12M 2022	12M 2021
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.38	0.22	0.33	0.44
Incidentes ambientales**	0	1	6	7

* 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.