



## Generar valor con sosTECnibilidad®



**ASAMBLEA GENERAL**  
de Accionistas de Ecopetrol

**COP \$593**  
por acción

(ordinario COP 487 + extraordinario COP 106 por acción)

Dividendo más alto de la historia

Primera asamblea carbono  
neutro en Colombia

Transferencias a la Nación

**COP 5.5 billones** 1T23



Nuevo compromiso  
**DESCARBONIZACIÓN**

Reducción de emisiones  
de Metano

Meta 2025

Meta 2030

**45%**

**55%**

Línea Base

**2 0 1 9**



Generando  
**VALOR SOCIAL**

**COP 773**

mil millones (inversión estimada 2023)

**31,599 estudiantes**  
beneficiados 1T23

Programa Ecopetrol Educa

**15 niñas**  
beneficiadas 1T23

Programa Ella es Astronauta

## Conocimiento de Vanguardia



**SATÉLITE FAC SAT-2 CHIRIBIQUETE:** Lanzamos primer satélite para identificar y medir las emisiones de GEI\* en Colombia  
**INAUGURAMOS LA RED ECONOVA CARIBE,** el primer centro de innovación de Colombia

\* GEI: Gases efecto invernadero

## Retornos Competitivos



## Crecer con la Transición

### Soluciones de Bajas emisiones

Movilidad sostenible con hidrógeno de bajas emisiones

**2,379** ▶ Programa Gas social  
nuevas conexiones  
+198% vs 1T22

### Hidrocarburos

Refinación

**412**

Kbd



Carga récord  
refinerías

Producción

**719**

Kbped (+3.9% vs 1T22)



### Transmisión y vías

Adjudicación

**13** ampliaciones de red  
en Brasil y 8 conexiones

**334 km** circuito  
a la red



Para mí es un honor hacer parte del Grupo Ecopetrol. Como equipo seguiremos construyendo en línea con nuestro firme compromiso de generar valor sostenible para todos nuestros grupos de interés a través de una

transición energética justa y dentro del marco de nuestra estrategia al 2040, 'Energía que Transforma'. Mis prioridades estarán enfocadas en mantener la generación de valor mientras avanzamos hacia la transición energética, la seguridad priorizando siempre la vida, la administración óptima y eficiente de los recursos, la transparencia y la sostenibilidad en todas nuestras operaciones.

Iniciamos el 2023 con resultados operativos y financieros destacados si se compara con el 1T22. En el primer trimestre del año registramos ingresos por COP 38.9 billones, una utilidad neta de COP 5.7 billones, un EBITDA de COP 17.8 billones y un margen EBITDA de 46%. Estos resultados se lograron gracias a: i) el fortalecimiento del precio del Brent convertido a pesos colombianos dado el aumento en la tasa de cambio; ii) la fortaleza operativa en la línea de hidrocarburos con mayores volúmenes producidos y transportados; iii) una mayor capacidad de carga de la Refinería de Cartagena; y iv) el destacado desempeño del segmento de transmisión y vías continuando con la senda de resultados sólidos y crecientes. Por su parte, el indicador deuda bruta/EBITDA fue de 1.5 veces y el retorno sobre el capital empleado (ROACE) fue de 17.8%

En la línea de **Hidrocarburos** destacamos el buen desempeño operativo apalancado en un incremento de la producción, los márgenes de refinación y los volúmenes transportados frente al 1T22. En exploración se suman dos nuevos pozos exitosos, Arrecife Norte-1 ubicado en el Departamento de Córdoba, el cual evidenció la presencia de gas natural en la Formación Ciénaga de Oro y Tororoi-1, ubicado en el departamento de Casanare, el cual evidenció la presencia de crudo liviano. Estos pozos fueron perforados en 2022 y finalizaron pruebas iniciales durante este trimestre. A cierre de marzo, se han perforado 8 pozos exploratorios, avanzando en un 32% frente a la meta establecida para el año.

En cuanto a **producción**, alcanzamos un promedio de 719.4 kbped, aumentando 27.3 kbped frente al 1T22, a pesar de las situaciones de seguridad física y bloqueos originados por terceros presentadas durante este periodo. Los principales activos que

aportaron al crecimiento de la producción fueron: Caño Sur, Permian y Rubiales. En nuestros activos en Permian se perforaron 37 nuevos pozos, alcanzando una producción de 51.4 kbped (neta para Ecopetrol antes de regalías), un aumento de 24.7 kbped versus el 1T22. Así mismo, destacamos la puesta en marcha de la primera facilidad de producción en el Permian que implica la eliminación de tanques de almacenamiento, reduciendo emisiones por venteo.

En el segmento de **transporte**, el volumen total transportado creció en 49.4 kbd frente al 1T22 para un total de 1,090 kbd, explicado principalmente por el aumento en refinados y una mayor producción de hidrocarburos en la zona Llanos que incrementó el transporte por oleoductos. Por su parte, Cenit marcó un nuevo hito al interconectar la estación Cisneros con la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) Cantayús (4.3 MW), ubicada en el Departamento de Antioquia, activo que genera y abastece en un 100% la energía eléctrica que requiere la estación para su operación. Destacamos que por segundo año consecutivo Cenit recibió la Certificación *Top Employer* Colombia 2023 por sus buenas prácticas en liderazgo, diversidad, sostenibilidad y bienestar para su talento humano.

En **refinación** logramos un récord histórico trimestral en carga consolidada de 412 kbd. Destacamos la estabilidad operativa incluyendo la reciente entrada en operación de la Interconexión de las Plantas de Crudo de Cartagena (IPCC) en una coyuntura internacional que soporta los márgenes de refinación. En línea con nuestro compromiso de contribuir al mejoramiento de la calidad del aire en Colombia y entregar combustibles más limpios, durante el primer trimestre del año el segmento de refinación entregó diésel con menos de 8.9 ppm de azufre, niveles inferiores a los exigidos por la regulación nacional (máximo 15 ppm de azufre).

En el frente **comercial**, la estrategia continúa orientada a la diversificación de mercados y destinos, respaldada en la estabilidad de la calidad de nuestros crudos y la confiabilidad en el suministro, destacando un crecimiento en volúmenes de exportación de crudos del 11.3% pasando de 396.6 kbd a 441.5 kbd versus el 1T22. Por otra parte, Ecopetrol Trading Asia, nuestra filial en Singapur aportó un valor incremental al EBITDA del Grupo por un valor de USD 44 millones y nos ha permitido llegar a nuevos destinos como Malasia y Tailandia, así como fortalecer nuestras relaciones con clientes en el mercado asiático.

En materia de combustibles, se implementó una eficiente estrategia comercial para atender la demanda nacional y colocar en el mercado nacional e internacional los excedentes generados gracias a la mayor capacidad instalada en la Refinería de Cartagena y la mayor disponibilidad operacional en la Refinería de Barrancabermeja.

Como parte de la hoja de ruta de la estrategia de cero emisiones de carbono a 2050, continuaron las operaciones de descarbonización comercial a través de la nueva mesa de trading de carbono la cual entró en operación durante el 1T23. En crudos, se vendieron dos cargamentos de Castilla Blend® carbono compensado por 1.0 millón de barriles con destino Estados Unidos. Adicionalmente, se continuó con la prueba piloto de venta de gasolina extra carbono compensada a distribuidores mayoristas en Colombia.

En la línea de **Soluciones de Bajas Emisiones** donde se encuentran, entre otros, los negocios de gas natural, GLP, hidrógeno y energías renovables, destacamos que el **gas natural y el GLP** aportaron el 22.3% del total de la producción de hidrocarburos del Grupo durante el 1T23. En línea con nuestro propósito de llevar gas natural a más familias colombianas, en el 1T23 realizamos 2,379 nuevas conexiones físicas, un incremento de 198% frente al 1T22. A la fecha, el Grupo Ecopetrol abastece el ~81% del mercado nacional de GLP contribuyendo al consumo de 3.5 millones de familias, especialmente de estratos 1, 2, 3 y en zonas rurales; quienes representan el 53% del total de la demanda.

En el frente de **hidrógeno**, concluyeron exitosamente los estudios de factibilidad de dos proyectos a escala industrial de 60 MW de capacidad de electrólisis cada uno, lo cual nos permitió avanzar a la fase final de maduración de dichos proyectos. Así mismo, destacamos la puesta en marcha de la primera operación de movilidad sostenible en el transporte público en Colombia en alianza con FENOGE, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía. La operación, que se desarrollará inicialmente durante ocho años en el Servicio Integrado de Transporte Público de Bogotá (SITP), se espera logre la reducción de 1.083 toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub>.

En materia de **energías renovables**, suscribimos un acuerdo con Total Eren para la construcción de una granja solar fotovoltaica en el campo Rubiales, cuya capacidad instalada será de cerca de 100 MWp que permitirán la reducción de más de 24.000 toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub>e anuales. Así mismo, se firmó un acuerdo para adquirir la totalidad de la energía

generada a partir de biomasa forestal del primer proyecto a escala industrial en el país, ubicado en el Departamento de Casanare, con una capacidad de 25MW neto, diversificando así las fuentes de renovables no convencionales de nuestro portafolio.

En la línea de **Transmisión y Vías**, durante el primer trimestre del año, ISA ejecutó inversiones por COP 1.4 billones, contribuyendo a la entrada de energías renovables no convencionales a los sistemas interconectados aportando de esta forma a la transición energética. Adicionalmente, ISA fue adjudicataria de 13 ampliaciones de red en Brasil y 8 conexiones, que en conjunto sumarán una inversión de cerca de USD 80 millones y agregarán 334 km de circuito a la red. En el trimestre, los ingresos totales de ISA alcanzaron COP 3.9 billones, 41% más versus 1T22. Por su parte, el EBITDA ascendió a COP 2.7 billones, un 38% más frente al 1T22.

En los resultados en **SosTECnibilidad®**, destacamos:

En la **dimensión ambiental** anunciamos nuestro compromiso de reducir las emisiones de metano en un 45% a 2025 y en un 55% a 2030, con respecto a la línea base de 2019. Lo anterior en las operaciones directas del segmento de producción a través de la detección, medición y eliminación de emisiones fugitivas y la reducción de venteos en tanques y pozos. De esta manera, ratificamos nuestro compromiso con el desarrollo sostenible y con liderar la transición energética no solo en la industria, sino en Colombia y Latinoamérica. Así mismo, en conjunto con la Alcaldía de Bogotá, Transmilenio, Esenttia y la Fundación Botellas de Amor, inauguramos el primer vagón con criterio de sostenibilidad de TransMilenio, en la estación Ricaurte, utilizando 19 toneladas de plástico reciclado y paneles solares, siendo éste un modelo para el transporte público y la protección del medio ambiente, buscando posicionar al Grupo Ecopetrol como referente en economía circular en la infraestructura de transporte y movilidad sostenible de la capital. Por su parte, ISA obtuvo del ICONTEC, la certificación de carbono neutralidad para 11 de sus empresas.

En la **dimensión social**, hemos iniciado la negociación de una nueva Convención Colectiva de Trabajo con 13 organizaciones sindicales. Ecopetrol exalta y reconoce el compromiso, la dedicación y el profesionalismo de los equipos negociadores para seguir avanzando en un ambiente de diálogo y respeto en busca de acuerdos que contribuyan al cumplimiento de nuestra estrategia 2040.

Durante el 1T23, el Grupo Ecopetrol destinó recursos de inversión social, ambiental y de relacionamiento por COP 56,971 millones, dentro de las cuales se incluyen inversiones de carácter estratégico y obligatorio. Las inversiones sociales estuvieron enfocadas en educación, infraestructura vial y comunitaria, emprendimiento y desarrollo empresarial, desarrollo rural inclusivo y acceso a servicios públicos como agua, alcantarillado, gas y energía eléctrica. Particularmente, en el 1T23 quisiera resaltar la finalización del proyecto Gas Social Barranquilla que benefició a más de 10,000 familias, en 71 barrios de estratos 1 y 2 de la zona urbana, los cuales ahora cuentan con nuevas conexiones del servicio de gas natural, logrando así ampliar la cobertura de este servicio público de un 91% a un 98%.

En **gobierno corporativo** resaltamos algunos hitos que se dieron en el primer trimestre: i) la realización de la Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol, la primera asamblea carbono neutral en Colombia, la cual se realizó en alianza con la “Asociación de Recicladores Modelo de Vida de Bogotá” que garantizó la adecuada disposición de los residuos bajo prácticas de economía circular; ii) la aprobación de un dividendo total de \$593 pesos por acción (ordinario de COP 487 y extraordinario de COP 106 pesos por acción), el más alto de la historia de Ecopetrol; y iii) la elección de los miembros de la Junta Directiva para lo que resta del periodo 2021 – 2025, reconociendo el valor de la diversidad e inclusión con la participación de 3 mujeres en la Junta: Mónica de Greiff, Sandra Ospina y Claudia González.

En materia de transparencia y reporte, resaltamos la publicación del Informe Integrado de Gestión 2022, el cual presenta los avances en el pilar de SosTEcnibilidad®, así como la publicación del Reporte 20F ante la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de los Estados Unidos. Por su parte, el radar ASG (Ambiental, Social y de Gobernanza), Sustainalytics, mejoró la calificación de Ecopetrol, pasando de 30.81 en 2021 a 28.43 en 2022, y en la categoría de riesgo, pasando de alta a media.

En la agenda de **innovación y tecnología**, Ecopetrol, junto con la Fuerza Aérea Colombiana, realizó con éxito el lanzamiento al espacio del FACSAT-2 “Chibiriquete”, el segundo satélite colombiano que ya se encuentra en órbita y cuyo objetivo es adelantar el monitoreo y análisis de la riqueza natural del país para avanzar en su conservación. Esta tecnología, considerada como única en Latinoamérica, realiza el monitoreo de

gases de efecto invernadero (GEI) con el propósito de caracterizar las fuentes de emisiones de CO<sub>2</sub> y generar estrategias en tiempo real para mitigar los efectos del cambio climático.

Por otro lado, inauguramos la Red Econova Caribe, ubicado en la ciudad de Cartagena, siendo el primer centro de innovación de Colombia enfocado en desarrollar soluciones tecnológicas de transición energética y economía circular. Durante el lanzamiento, abrimos la convocatoria de 8 retos de innovación abierta enfocados en el uso de hidrógeno, el mejoramiento de las operaciones de la Refinería de Cartagena y a la atención a los retos que presenta la comunidad. En este centro de innovación realizamos el evento de lanzamiento del piloto de movilidad con hidrógeno, cuya duración será de tres años gracias al acuerdo suscrito entre Toyota y Ecopetrol.

Por último, quisiera expresar mi compromiso por mantener y fortalecer la Estrategia a 2040 del Grupo Ecopetrol. Vamos a seguir trabajando para que Ecopetrol continúe siendo un referente para el sector energético con excelente desempeño operacional y financiero y un referente mundial para la transición energética. En 2023 continuaremos fortaleciendo las relaciones con todos nuestros grupos de interés. Estamos entusiasmados con el futuro, con muchas oportunidades hacia adelante apalancadas por un sólido gobierno corporativo. Seguiremos trabajando decididamente para garantizar la seguridad energética de Colombia y generar valor sostenible.

Ricardo Roa Barragán  
Presidente Ecopetrol S.A.

Bogotá D.C., 9 de mayo de 2023, Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el primer trimestre de 2023, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

**El Grupo Ecopetrol obtuvo en el primer trimestre del 2023 un resultado financiero destacable a pesar del cambio en el entorno de precios, con un nivel de generación de EBITDA de COP 17.8 billones, el tercero mejor de la historia, y una utilidad neta de COP 5.7 billones.**

**Se destacan los siguientes factores que apalancaron nuestros resultados: i) entorno favorable de Brent-precio, ii) buen desempeño operativo, iii) sólidos resultados en todas nuestras líneas de negocio. Lo anterior, permitió compensar: i) mayor tasa efectiva de tributación, ii) deterioro del diferencial negociado de crudos e, iii) impacto inflacionario y cambiario en costos y gastos operacionales.**

**Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol**

Miles de Millones (COP)	1T 2023	1T 2022	Δ (\$)	Δ (%)
<b>Ventas totales</b>	<b>38,854</b>	<b>32,473</b>	<b>6,381</b>	<b>19.7%</b>
Depreciación y amortización	3,009	2,579	430	16.7%
Costos variables	15,348	12,065	3,283	27.2%
Costos fijos	4,422	3,294	1,128	34.2%
<b>Costo de ventas</b>	<b>22,779</b>	<b>17,938</b>	<b>4,841</b>	<b>27.0%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>16,075</b>	<b>14,535</b>	<b>1,540</b>	<b>10.6%</b>
Gastos operacionales y exploratorios	2,354	2,005	349	17.4%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>13,721</b>	<b>12,530</b>	<b>1,191</b>	<b>9.5%</b>
Ingresos (gastos) financieros, neto	(1,506)	(1,524)	18	(1.2%)
Participación en resultados de compañías	342	202	140	69.3%
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>12,557</b>	<b>11,208</b>	<b>1,349</b>	<b>12.0%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(5,593)	(3,884)	(1,709)	44.0%
<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>6,964</b>	<b>7,324</b>	<b>(360)</b>	<b>(4.9%)</b>
Interés no controlante	(1,304)	(751)	(553)	73.6%
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>5,660</b>	<b>6,573</b>	<b>(913)</b>	<b>(13.9%)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>17,842</b>	<b>15,896</b>	<b>1,946</b>	<b>12.2%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>45.9%</b>	<b>49.0%</b>	<b>-</b>	<b>(3.1%)</b>

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

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

## I. Resultados Financieros y Operativos

### Ingresos por Ventas

Los ingresos por ventas aumentaron 19.7% en el 1T23 versus el 1T22, equivalentes a COP +6.4 billones y totalizando COP 38.9 billones, como resultado combinado entre:

- Aumento en la tasa de cambio promedio, impactando positivamente los ingresos (COP +5.5 billones).
- Mayor volumen de ventas (COP +3.5 billones, +101.6 kbped), por: i) realización de cargamentos negociados bajo la modalidad DAP (*Delivery at place*), que habían quedado en tránsito al cierre de diciembre de 2022, ii) incremento en la producción de Permian y Ecopetrol, iii) aumento en la exportación de productos refinados, dada la mayor disponibilidad operativa en ambas Refinerías y iv) crecimiento de la demanda nacional de productos combustibles.
- Mayores ingresos de servicios principalmente de transmisión de energía y vías (COP +1.4 billones).
- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos, productos y gas natural de -11.0 USD/BI (COP -4.0 billones), por menor precio de referencia Brent y deterioro del diferencial negociado de crudos, compensado en parte con el fortalecimiento del diferencial de combustibles versus el Brent.

**Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol**

Volumen de Venta Local - kbped	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
Destilados Medios	171.0	164.5	4.0%
Gasolinas	151.8	149.9	1.3%
Gas Natural	90.6	96.8	(6.4%)
Industriales y Petroquímicos	22.4	22.3	0.4%
GLP y Propano	19.0	18.7	1.6%
Crudo	2.1	2.1	0%
Combustóleo	0.3	0.0	-
<b>Total Volúmenes Locales</b>	<b>457.2</b>	<b>454.3</b>	<b>0.6%</b>
Volumen de Exportación - kbped	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
Crudo	441.5	396.6	11.3%
Productos	108.1	58.0	86.4%
Gas Natural*	7.9	4.1	92.7%
<b>Total Volúmenes de Exportación</b>	<b>557.5</b>	<b>458.7</b>	<b>21.5%</b>
<b>Total Volúmenes Vendidos</b>	<b>1,014.7</b>	<b>913.1</b>	<b>11.1%</b>

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

El total de volumen vendido durante el 1T23 ascendió a 1,015 kbped, mostrando un aumento de 11% frente al 1T22, como resultado del mayor volumen de exportación, tanto en crudos como en productos, y de la estabilidad en las ventas locales.

**Las ventas en Colombia que representaron el 45% del total, mostraron un incremento en volumen de 1% o 2.8 kbped versus 1T22, debido principalmente al efecto compensado de:**

- Incremento en las ventas de destilados medios (+6.5 kbped) y de gasolina (+1.9 kbped) dado el fortalecimiento de la demanda nacional.
- Menores ventas de gas (-6.3 kbped) principalmente por menor consumo en mercado no regulado (sector industrial) y menor generación térmica.

**Las ventas internacionales, que representaron el 55% del total, evidenciaron un incremento de 22% o 98.8 kbped versus el 1T22, debido principalmente a:**

- Mayores exportaciones de crudo (+44.9 kbpd), explicadas principalmente por mayores niveles de cargamentos en tránsito en 1T23 (+70.3 kbpd) versus 1T22 (25.4 kbpd) hacia China, India, el Golfo de EEUU y España.
- Mayores exportaciones de productos refinados (+44.2 kbpd), como resultado de la mayor disponibilidad de producto asociado a mayor carga en la Refinería de Cartagena.
- Mayores ventas de condensados de crudo y gas, principalmente en Permian (+10 kbpd) debido a una mayor producción.

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

USD/BI	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
Brent	82.1	97.9	(16.1%)
Canasta de Venta de Gas	29.6	27.1	9.2%
Canasta de Venta de Crudo	69.3	88.3	(21.5%)
Canasta de Venta de Productos	99.7	108.3	(7.9%)

**Crudos:** En el 1T23 versus 1T22, se observó una disminución de 19 USD/BI en los precios de la canasta de crudo pasando de 88.3 USD/BI a 69.3 USD/BI, impactado principalmente por condiciones de mercado asociadas al aumento en los inventarios en Estados Unidos, subida de las tasas de interés, una menor demanda de China y decisiones de la OPEP. A pesar de este impacto en los precios, el crudo Castilla se posiciona por encima de sus crudos competidores gracias al éxito de la estrategia comercial de diversificación de mercados y clientes, respaldada en aseguramiento de la calidad, entregas oportunas en nuestra terminal de exportación y en puertos de destino, además de un acercamiento de manera más directa a los clientes del mercado asiático a través de nuestra filial Ecopetrol Trading Asia (ECPTA) en Singapur. Así mismo, durante este periodo, el diferencial de la canasta de crudos se ha venido recuperando por la apertura de China y se continúan negociando volúmenes de venta en modalidad DAP (*Delivered at Place*) a diversos destinos como China, India, Malasia, España y la Costa del Golfo de los Estados Unidos.

**Productos Refinados:** En el 1T23 versus 1T22, la canasta de venta de productos disminuyó en 8.7 USD/BI, pasando de 108.3 USD/BI a 99.7 USD/BI, explicado por el debilitamiento del crudo de referencia Brent (-16%), parcialmente compensado por el fortalecimiento de los indicadores internacionales de precios, especialmente del diésel y jet, que incrementaron su diferencial frente al Brent en 11.3 USD/BI y 22.5 USD/BI respectivamente en los periodos mencionados.

**Gas Natural:** En el 1T23 versus 1T22, el precio de las ventas de gas se fortaleció 2.5 USD/BI, pasando de 27.1 USD/BI a 29.6 USD/BI debido principalmente a la indexación al Índice de Precios al Productor (IPP), el cual creció en un 21.8% durante el 2022.

**Programa de Coberturas:** Durante el 1T23 se ejecutaron 3 operaciones tácticas por 5.28 mmbbls: i) 4.55 mmbbls exportaciones de crudo y ii) 0.73 mmbbls importaciones de crudo. Por parte de Ecopetrol Trading Asia (ECPTA) se ejecutaron estrategias de cobertura para 7.78 mmbbls en el 1T23.

**SosTECnibilidad®:** En 1T23 se consolidó la Mesa de *Trading* de carbono (Mesa de Comercialización) bajo las siguientes líneas estratégicas: (i) Carbono compensado de crudos, productos y transporte marítimo; (ii) Carbono neutralidad de filiales; (iii) Neutralización del impuesto al carbono; y (iv) Actividades de comercialización y optimización.

Adicionalmente, a través del piloto de venta de gasolina extra carbono compensada de la Refinería de Barrancabermeja y de Cartagena, se compensaron cerca de 28 KtonCO<sub>2e</sub>, cubriendo así, las emisiones generadas en los procesos de extracción, transporte, refinación y entrega de la gasolina a los clientes mayoristas. Lo anterior, a través de la compra de créditos asociados al proyecto de mitigación del cambio climático ubicado en la región Caribe.

## Costo de Ventas

El costo de ventas presentó un aumento de 27% equivalente a COP +4.8 billones en 1T23 versus 1T22.

### Costos Variables:

Los costos variables aumentaron 27.2% en el 1T23 frente al 1T22, equivalente a COP +3.3 billones, como resultado combinado entre:

- Mayor consumo de inventarios valorado a un mejor precio (COP +3.1 billones), por: i) realización de inventarios en tránsito del 4T22 y ii) mayor uso de productos terminados e importados para la venta.
- Incremento en otros costos variables (COP +0.4 billones), por una mayor actividad operacional en todos los segmentos de negocio, efecto inflacionario e impacto cambiario en los costos dada la mayor tasa de cambio promedio.
- Disminución en las compras de crudo, gas y productos (COP -0.2 billones), por efecto neto entre: i) menor precio promedio ponderado de compras de -22 USD/BI (COP -2.6 billones) y ii) incremento de la tasa de cambio promedio sobre las compras (COP +2.4 billones).

**Costos Fijos:** Aumento de 34.2% equivalente a COP +1.1 billones en el 1T23 frente al 1T22, por: i) impacto inflacionario y cambiario sobre los costos, ii) mayor actividad de construcción de ISA en Chile y Perú, iii) mayores costos de mantenimiento y servicios de la operación en campos y iv) mayor costo laboral, principalmente asociado al incremento salarial frente al año anterior, entre otros.

**Depreciación y Amortización:** Aumento de 16.7% o de COP +0.4 billones en el 1T23 frente al 1T22, como resultado de: i) efecto cambiario en la depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada la devaluación del peso, ii) incremento en la producción de Permian y Ecopetrol S.A. y iii) mayor nivel de CAPEX. 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

Aumento de 17.4% equivalente a COP +0.3 billones frente al 1T22, explicados principalmente por el efecto combinado entre:

- Aumento en los gastos de exploración en COP +0.2 billones, generado por: i) reconocimiento de la actividad exploratoria de pozos no exitosos y ii) mayores actividades de sísmica y estudios exploratorios en Ecopetrol S.A.
- Incremento en la operación aduanera, principalmente por el mayor número de ventas bajo modalidad DAP por COP +0.1 billones.
- Aumento en gastos laborales por COP +0.1 billones, principalmente por el incremento salarial.
- Actualización de provisiones ambientales y diversas por COP +0.1 billones.
- Baja de activos asociados a la salida del proyecto Rydberg en Ecopetrol América luego del análisis de viabilidad técnica y económica en 1T22 por COP -0.3 billones.
- Otros conceptos +0.1 billones.

## Resultado Financiero (No Operacional)

Disminución del gasto financiero neto en 1T23 en -1.2% equivalente a COP -18 mil millones frente al 1T22, como resultado de:

- Aumento en los rendimientos y valoración del portafolio de inversiones (COP +0.4 billones)



- Mayor ingreso por diferencia en cambio (COP +0.2 billones) como resultado de la revaluación del peso frente al dólar durante el 1T23, dada posición neta pasiva en dólares del Grupo Ecopetrol.
- Incremento en el costo financiero de la deuda (COP -0.6 billones), por mayor nivel de deuda (pasó de USD 23,936 millones en 1T22 a USD 25,045 millones en 1T23), incremento en las tasas de interés y efecto cambiario sobre los intereses de la deuda en moneda extranjera por mayor tasa de cambio promedio.

La **Tasa Efectiva de Tributación** para el 1T23 se ubicó en 44.5% frente al 34.7% de 1T22. El incremento se presenta por un aumento en la tasa de tributación en Colombia para compañías del sector de Hidrocarburos a partir de enero del año 2023, dada la sobretasa de renta por precios altos que para el año gravable 2023 se sitúa en el 15%, los cuales se adicionan a la tasa nominal del 35% y la no deducibilidad de las regalías. Lo anterior, compensado parcialmente con mejores resultados en compañías filiales con tasas nominales de tributación más bajas que la descrita anteriormente.

## Estado de Situación Financiera

Los **activos** del Grupo Ecopetrol crecieron COP +6.0 billones frente al 4T22 principalmente por:

- Aumento en **cuentas por cobrar** (COP +9.1 billones), principalmente por un mayor valor de la cuenta del Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles -FEPC- (COP +7.9 billones) y mayores inversiones en concesiones en ISA Brasil.
- Menor impuesto diferido (COP -1.7 billones), dada la revaluación y el impacto que tiene en las compañías con moneda funcional dólar.
- Disminución en **inventarios**, principalmente por realización de tránsitos del año 2022 (COP -0.8 billones).
- Menor **propiedad, planta, equipo y recursos naturales** (COP -0.7 billones), generado por: i) el menor efecto por conversión en las compañías con moneda funcional diferente al peso colombiano, dada su revaluación en el 1T23 ii) la depreciación del periodo, compensado con iii) mayor CAPEX principalmente en Ecopetrol S.A. y Permian.

El incremento (COP +25.4 billones) del total de **pasivos** durante el 1T23 se generó por:

- Incremento en cuentas por pagar (COP +23.1 billones) principalmente por el **reconocimiento de los dividendos decretados en la Asamblea General de Accionistas el pasado 30 de marzo de 2023**. De este monto, COP 21.6 billones se cruzarán contra la cuenta por cobrar al FEPC, una vez se avance el proceso con el Ministerio de Hacienda y se emitan las respectivas Resoluciones (plazo hasta el 31 de diciembre de 2023).
- Mayor **impuesto a las ganancias** (COP +2.4 billones), dada la mayor tasa de tributación para 2023.
- Aumento en la **deuda** (COP +1.2 billones), generado por el efecto **neto entre adquisición de nueva deuda y pagos a capital en Ecopetrol S.A.**
- Lo anterior, parcialmente compensado con una disminución en los **beneficios a los empleados** y otros (COP +1.3 billones), principalmente por mayor valoración de los patrimonios autónomos que respaldan el pasivo pensional.

El **Patrimonio** total del Grupo Ecopetrol al cierre del 1T23 fue de COP 99.7 billones. El patrimonio atribuible a los accionistas de Ecopetrol fue de COP 72.6 billones, con una disminución de COP -18.4 billones frente a diciembre de 2022, como resultado principalmente, del efecto de la distribución de los dividendos y las utilidades generadas durante el año.

## Flujo de Caja y Deuda

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2023	1T 2022
<b>Efectivo y equivalentes inicial</b>	<b>15,401</b>	<b>14,550</b>
(+) Flujo de la operación	2,071	3,786
(-) CAPEX	(5,154)	(3,355)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	750	400
(+) Otras actividades de inversión	666	177
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	2,114	(1,272)
(-) Pagos de dividendos	(227)	(274)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(124)	(13)
<b>Efectivo y equivalentes final</b>	<b>15,497</b>	<b>13,999</b>
Portafolio de inversiones	2,215	2,550
<b>Caja total</b>	<b>17,712</b>	<b>16,549</b>

### Flujo de Caja:

Al cierre del 1T23 el Grupo Ecopetrol reportó una caja de COP 17.7 billones (65% USD y 35% COP).

En el 1T23, la actividad operativa generó COP 2.1 billones, incluyendo un aumento en el capital de trabajo por: i) aumento en la cuenta por cobrar al FEPC de COP +7.9 billones asociado a un mayor nivel de precios de gasolina motor y diésel en el mercado internacional respecto al precio regulado en Colombia (a marzo 2023 el saldo asciende a COP 34.2 billones y de este monto COP 21.6 billones serán cruzados contra las cuentas por cobrar al FEPC, una vez se avance con el Ministerio de Hacienda y se emitan las respectivas Resoluciones) y ii) pagos de las cuentas por pagar e impuestos corrientes en el periodo. Lo anterior estuvo parcialmente compensado por la disminución de los inventarios en tránsito dada sus entregas durante el 1T23.

Las principales salidas de efectivo del 1T23 fueron: i) desembolsos de CAPEX por COP -5.2 billones, realizadas principalmente en Ecopetrol S.A., Permian e ISA y, ii) pago de dividendos por COP -0,2 billones realizados por las filiales a sus accionistas.

Respecto a los dividendos aprobados por la Asamblea General de Accionistas el 30 de marzo de 2023, que ascienden a COP 593 por acción (73% de payout sobre las utilidades de 2022) o COP 24.4 billones, en abril se efectuó el pago de la primera cuota a los accionistas minoritarios por COP 0.9 billones.

### Deuda:

Al cierre de marzo de 2023, el saldo de la deuda en el balance es de COP 116.4 billones, equivalentes a USD 25,045 millones (la deuda consolidada de Grupo ISA aporta USD 7,542 millones), con un aumento de COP +1.2 billones frente a diciembre de 2022. Dicho incremento se da principalmente por efecto de nuevo endeudamiento tomado por el Grupo Ecopetrol.

El indicador Deuda Bruta/EBITDA al cierre de marzo de 2023 se mantiene en 1.5 veces, dentro del rango fijado en la estrategia 2040 del Grupo Ecopetrol. La relación Deuda/Patrimonio al cierre de marzo de 2023 es de 1.17 veces.

Como parte de su estrategia de refinanciamiento y financiación del plan de inversiones 2023, durante el 1T23, Ecopetrol S.A. emitió bonos por USD 2.000 millones, la destinación de los recursos fueron el prepagado y refinanciamiento de deuda que vencía en 2023, así como una proporción para deuda incremental.

## Eficiencias

En el 1T23 el Grupo Ecopetrol continúa trabajando en una estrategia integral enfocada en la mitigación de los impactos derivados de los mercados internacionales, en particular el efecto que el conflicto Rusia-Ucrania viene teniendo sobre la estructura de costos de nuestras operaciones e inversiones, así como, su impacto en la complejidad de las estrategias comerciales. En este sentido, la estrategia de eficiencias de 2023 tiene como propósito mitigar dichos impactos a través de mejoras que se trasladen a las operaciones, inversiones y estrategias comerciales.

Es así como al cierre del 1T23, el Grupo ha incorporado eficiencias acumuladas que alcanzan un valor de COP 905.4 mil millones de pesos, cuyas principales acciones se resumen a continuación:

- Las acciones enfocadas a mitigar los impactos que puedan afectar el margen EBITDA del Grupo han alcanzado un valor de COP 797.8 mil millones y se han concentrado en:
  - La identificación e implementación de estrategias en el negocio de producción, enfocadas en la optimización del costo de levantamiento.
  - La estrategia de optimización del costo de dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados se refleja en la reducción del factor de dilución de los crudos, el cual pasó de 12.4% al cierre de 2022 a 12% en 1T23 gracias al mejor desempeño de codilución con GLP y mayor viscosidad en las entregas a Ocesa.
  - Las estrategias de mejora operativa implementadas en las filiales del Midstream.
  - Las estrategias de mejoras de márgenes e ingresos desplegadas por nuestra área comercial, las operaciones de refinación y petroquímica, así como, los ingresos en las ventas de excedentes de energía.
  - Las iniciativas desplegadas por nuestras áreas corporativas y de soporte.
  - Las estrategias de eficiencia energética, optimización de consumo de gas y eficiencia en costos de nuestras refinerías.
- Las estrategias desplegadas en nuestras inversiones, las cuales se han concentrado en la mejora del desempeño operativo y técnico de nuestros proyectos de inversión, han incorporado eficiencias de COP 108 mil millones de pesos, producto de:
  - Estrategias de mejora en pozos exploratorios en el Piedemonte.
  - Continuación de las estrategias de mejora de los costos de perforación y completamiento de desarrollo en nuestras filiales y operaciones.

## Inversiones

**Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol**

Inversiones	Grupo Ecopetrol		% Participación
	MUSD	BCOP Equivalente	
Hidrocarburos	817	3.9	64.7%
Bajas Emisiones	155	0.7	12.3%
Transmisión/Vías	290	1.4	23.0%
<b>Línea de Negocio</b>	<b>1,262</b>	<b>6.0</b>	

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

En el 1T23 las inversiones orgánicas del Grupo Ecopetrol ascendieron a USD 1,262 millones (COP 6.0 billones). Del total de las inversiones del Grupo Ecopetrol, el 58% fueron ejecutadas en Colombia, el restante 42% a nivel internacional principalmente en Estados Unidos (27%) y Brasil (5%).

### Hidrocarburos

Este segmento representó el 65% de las inversiones orgánicas del Grupo, los recursos se destinaron principalmente en actividades de perforación y completamiento en los campos de Rubiales, Caño Sur, Castilla, Chichimene, Floreña y Casabe. Además, se ejecutaron actividades exploratorias en los bloques de CPO9 y Santiago de las Atalayas (SDLA). A nivel internacional las inversiones se concentraron en actividades de desarrollo en la cuenca de Permian ubicada en Texas, Estados Unidos, y en los activos de Gunflint, K2 y Dalmatian.

En transporte de hidrocarburos las inversiones estuvieron principalmente enfocadas en actividades de continuidad operativa, incluyendo geotécnica, reparaciones mecánicas y mantenimiento de unidades de bombeo, lo que permite mantener la integridad y confiabilidad de los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos. En refinación las inversiones se enfocaron en la continuidad operativa (90%), con el objetivo de mantener la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación en las refinerías.

### Soluciones bajas en emisiones y SosTECnibilidad®

En el 1T23 se ejecutaron inversiones por USD 155 millones (COP 0.7 billones), de los cuales cerca de USD 130 millones (COP 0,6 billones) se destinaron a proyectos de gas con foco en los activos ubicados en el Piedemonte y en actividad de bloques exploratorios principalmente en SDLA, Tayrona y Llanos 9.

En SosTECnibilidad® se destinaron recursos para proyectos de descarbonización, gestión eficiente del agua de las operaciones, eficiencia energética, calidad de combustibles e hidrógeno. Con las inversiones asociadas en proyectos de descarbonización, energías renovables, eficiencia energética, reducción de quema en teas y emisiones fugitivas, se avanzó en los objetivos de reducción de emisiones del Grupo para el 2023 y en la meta de carbono neutralidad a 2050.

### Transmisión y Vías

Durante el 1T23 se ejecutaron inversiones totales por USD 290 millones (COP 1.4 billones), de las cuales el 71% corresponden al negocio de transmisión de energía, 26% al negocio vías y el restante 3% al negocio de telecomunicaciones. Estas inversiones permitieron dar avance en la construcción de circuito eléctrico y en mejoras que tienen como objetivo incrementar la confiabilidad de la red existente, así como en obras de proyectos viales de Ruta del Loa, Ruta de la Araucanía y Ruta del Maipo en Chile.

## 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, Transporte y Logística, Refinación y Petroquímica, ii) **Soluciones de Bajas Emisiones**, que incluye gas natural, 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. Durante lo que resta del 2023 se trabajará en alinear los reportes de la compañía en estas líneas.

## 1. HIDROCARBUROS

### 1.1 Exploración y Producción

#### Exploración

Durante el 1T23, Ecopetrol y sus socios perforaron 8 pozos exploratorios en línea con el plan de 25 pozos para el año:

- 6 en los Llanos Orientales: Magnus-1, Zorzal-1 y Leyenda-1 que se encuentran en evaluación y Picabuey-1, Turupe-1 ST y Koala-1 declarados secos.
- 2 pozos en el Piedemonte con potencial de gas: Cupiagua XD45 y Cusiana V31 que se encuentran en evaluación.

Durante el mes de marzo, se anunció el resultado exitoso de los pozos Arrecife Norte-1 y Tororoi-1, perforados a finales del año 2022 por la filial Hocol:

- Arrecife Norte-1 operado 100% por Hocol, ubicado al sureste de Montería y en cercanías al descubrimiento Arrecife, evidenció la presencia de gas en la Formación Ciénaga de Oro. Se realizaron las pruebas iniciales de producción en el pozo. Una vez esté conectado al descubrimiento Arrecife, se iniciarán las pruebas extensas. Este descubrimiento contribuye a la estrategia que busca incrementar la producción de gas natural en el norte de Colombia.
- Tororoi-1, operado por Geopark, donde Hocol tiene una participación del 50% ubicado en Villanueva, Casanare en los Llanos Orientales, confirmó la presencia de crudo liviano de 35° API en la Formación Mirador. Al cierre del trimestre finalizaron las pruebas iniciales y actualmente el pozo se encuentra en pruebas extensas.

La actividad exploratoria costa afuera en Colombia, avanza con la evaluación y delimitación de los descubrimientos Uchuva-1 y Gorgón-2 en el caribe colombiano. Así mismo, se adelanta la contratación para iniciar la perforación del pozo delimitador Orca Norte -1 estimada para el cierre de este año.

Respecto a sísmica se destaca: i) la adquisición de 312 km<sup>2</sup> con el programa Flamencos 3D ubicado en el Valle Medio del Magdalena, municipios de Puerto Wilches y Sabana de Torres, en Santander; ii) la compra de 4,287 km de sísmica 2D en los Llanos Orientales; iii) el reprocesamiento de 2,732 Km equivalentes en las cuencas de Valle medio y superior del Magdalena, Piedemonte y Offshore; iv) el inicio del programa sísmico Sinú San Jacinto N1 2D y, v) la adquisición del programa sísmico INOR 3D por 10.5 km<sup>2</sup> en La Cira Infantas.

Adicionalmente, hemos implementado la tecnología “Integrated full tensor gravity (iFTG) en Colombia que nos permite obtener datos magnéticos y gravimétricos de alta resolución, convirtiéndonos en pionero en el registro de este tipo de información en el país, lo cual ayudará en la construcción de modelos geológicos de subsuelo, lo cual mejorará la probabilidad de éxito y la identificación de nuevas oportunidades exploratorias.

En el ámbito internacional, en la filial Brasil durante el 1T23 iniciaron la adquisición sísmica 3D del proyecto Santos Sur, de acuerdo con el compromiso establecido ante la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) en los 7 bloques adquiridos en conjunto con Shell-Operador (70%). En Ecopetrol México se completó la cesión de intereses del bloque 8 en México y se encuentra en trámite la devolución del bloque 6 ante la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), en línea con el enfoque de la Estrategia a 2040.

## Producción

**Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol**

Producción - kbped	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
Crudo	496.6	487.6	1.8%
Gas Natural	129.1	132.3	(2.4%)
<b>Total Ecopetrol S.A.</b>	<b>625.6</b>	<b>619.9</b>	<b>0.9%</b>
Crudo	17.2	16.0	7.5%
Gas Natural	19.0	20.0	(5.0%)
<b>Total Hocol</b>	<b>36.2</b>	<b>36.0</b>	<b>0.6%</b>
Crudo	5.3	8.4	(36.9%)
Gas Natural	0.9	1.0	(10.0%)
<b>Total Ecopetrol America</b>	<b>6.3</b>	<b>9.4</b>	<b>(33.0%)</b>
Crudo	28.6	17.1	67.3%
Gas Natural	22.7	9.6	136.5%
<b>Total Ecopetrol Permian</b>	<b>51.4</b>	<b>26.7</b>	<b>92.5%</b>
Crudo	547.7	529.1	3.5%
Gas Natural	171.7	163.0	5.3%
<b>Total Grupo Ecopetrol</b>	<b>719.4</b>	<b>692.1</b>	<b>3.9%</b>

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 1T23 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 719.4 kbped, aumentando 27.3 kbped frente al 1T22, con un aporte de Ecopetrol S.A. de 625.6 kbped y de filiales de 93.8 kbped. Se destacan: i) el mejor desempeño de producción en Rubiales, apalancado en el proyecto de sostenimiento de presión con reutilización de agua de producción; ii) la continuación de la campaña incremental en Caño Sur, llegando a niveles de producción en marzo de 27.3 kbped; iii) la producción incremental de la filial Permian; iv) mayores ventas de gas desde Bonga-Mamey, en Hocol; v) aporte de producción de los pozos exploratorios Lorito, Flamencos, Arrecife e Ibamaca, y; vi) la mayor participación en la producción de los campos Caño Limón, Quifa y La Cira-Infantas acorde a la cláusula de precios altos.

Adicionalmente, durante el periodo se presentaron afectaciones a la producción debido a: i) temas de seguridad con una afectación de 6.8 kbped por el cierre del campo Capachos del 21 de enero al 15 de abril, y el apagado de la planta de gas en Gibraltar durante el mes de marzo, por atentados al oleoducto Caño Limón Coveñas; ii) bloqueos por parte de terceros en los campos Quifa, Caño Sur y Rubiales, con una afectación de 2.6 kbped; iii) menor demanda de gas de clientes externos y eventos operacionales en térmicas en la Orinoquía y; iv) menor producción de blancos asociado a la reducción del consumo de gas y mantenimientos correctivos en Cusiana.

Por su parte, en la operación conjunta de Ecopetrol y OXY en la cuenca Permian, durante el 1T23 se perforaron 37 nuevos pozos para un total de 257 pozos acumulados y alcanzó una producción para Ecopetrol neta antes de regalías de 51.4 kbped. Se destaca la puesta en marcha de la primera facilidad de producción "Tankless", que implica la eliminación de tanques de almacenamiento, reduciendo las emisiones por venteo.

En términos de perforación de desarrollo, se perforaron y completaron 108 pozos con un promedio de ocupación de 30 taladros activos en el 1T23. Para el cierre del año se estima continuar con el buen desempeño principalmente de los campos ubicados en el Departamento del Meta y de los activos en el Permian.

## Costo de Levantamiento y Dilución

**Tabla 7: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol**

USD/BI	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
Costo de Levantamiento*	8.78	8.66	1.4%
Costo de Dilución**	4.87	6.25	(22.1%)

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

### Costo de Levantamiento

El costo de levantamiento del 1T23 fue de 8.78 USD/BL con un leve incremento frente al 1T22 de 0.12 USD/BI explicado principalmente por:

**Efecto Costo (+2.35 USD/BI):** Aumento en costos por: i) mayor tarifa de energía eléctrica e incremento en su consumo asociado a los niveles de producción, ii) incremento en costos en servicios de soporte a la operación por efecto inflacionario en sus tarifas, iii) mayor número de mantenimientos de operación y obras civiles por aumento y anticipación de la actividad, iv) incremento en tarifas contractuales y volúmenes de tratamientos químicos requeridos en los fluidos de la operación.

**Efecto por tasa de cambio (-1.90 USD/BI):** Impacto de la devaluación promedio del peso frente al dólar en + 847 pesos/dólar.

**Efecto Volumen (-0.33 USD/BI):** Mayores niveles de producción.

Al cierre del 1T23 se han alcanzado eficiencias por 0.2 USD/BI principalmente en los frentes de energía eléctrica, subsuelo y superficie.

### Costo de Dilución

El costo de dilución en el 1T 2023 se ubicó en 4.87 USD/BI, 1.38 USD/BI menos frente al registrado en el mismo periodo de 2022, explicado principalmente por:

**Efecto precio (+0.28 USD/BI):** Menor precio de compra de nafta (-22.96 USD/BI) asociado a la corrección en el indicador de referencia Brent.

**Efecto Tasa de Cambio (-1.06 USD/BI):** Impacto de la devaluación del peso frente al dólar en +847 pesos/dólar.

**Efecto Volumen (-0.60 USD/BI):** Mayor volumen de compra de barriles de nafta (+6.3 kbpd) por mayor producción en campos como Castilla, Chichimene, Rubiales, Jazmín, Nare y Ayacucho.

## Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	1T 2023	1T 2022	Δ (\$)	Δ (%)
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>20,627</b>	<b>18,938</b>	<b>1,689</b>	<b>8.9%</b>
Depreciación, amortización y agotamiento	1,835	1,597	238	14.9%
Costos variables	7,636	5,552	2,084	37.5%
Costos fijos	3,223	2,569	654	25.5%
<b>Costo de ventas</b>	<b>12,694</b>	<b>9,718</b>	<b>2,976</b>	<b>30.6%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>7,933</b>	<b>9,220</b>	<b>(1,287)</b>	<b>(14.0%)</b>
Gastos operacionales y exploratorios	1,373	1,155	218	18.9%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>6,560</b>	<b>8,065</b>	<b>(1,505)</b>	<b>(18.7%)</b>
Ingresos (gastos) financieros	(90)	(406)	316	(77.8%)
Resultados de participación en compañías	5	(1)	6	(600.0%)
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>6,475</b>	<b>7,658</b>	<b>(1,183)</b>	<b>(15.4%)</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(3,812)	(2,668)	(1,144)	42.9%

<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>2,663</b>	<b>4,990</b>	<b>(2,327)</b>	<b>(46.6%)</b>
Interés no controlante	27	21	6	28.6%
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>2,690</b>	<b>5,011</b>	<b>(2,321)</b>	<b>(46.3%)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>8,666</b>	<b>9,862</b>	<b>(1,196)</b>	<b>(12.1%)</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>42.0%</b>	<b>52.1%</b>	<b>-</b>	<b>(10.1%)</b>

Los **ingresos** del 1T23 aumentaron frente al 1T22 principalmente como resultado de: i) incremento en la tasa de cambio, ii) mayores exportaciones de crudos debido a la mayor producción y realización de ventas en tránsito del 4T22, compensado parcialmente por iii) disminución en los precios de referencia.

El **costo de ventas** del 1T23 aumentó frente al 1T22, debido a:

- Mayor consumo de inventarios por la realización de buques de crudos en tránsito.
- Mayores compras a la ANH dado el incremento en volumen y tasa de cambio, compensado por menores precios.
- Mayor ejecución de costos por: i) efecto inflacionario que impacta tarifas globales de energía eléctrica, intervenciones a pozo, tratamiento químico y áreas de soporte a la operación, ii) mayor actividad en subsuelo y servicios contratados y, iii) mayor consumo de energía eléctrica, asociado a la mayor producción.
- Mayor costo de transporte debido a: i) aumento en la tasa de cambio, ii) mayores volúmenes transportados y, iii) actualización anual de tarifas en oleoductos y poliductos, compensada parcialmente con operaciones logísticas de transporte.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 1T23 incrementaron frente al 1T22, principalmente por: i) actualización de provisiones ambientales y diversas y atención de contingencia en pozo; ii) aumento de operación aduanera principalmente por el mayor número de ventas bajo modalidad DAP (*delivery at place*) e incremento de tarifas, y iii) mayor gasto laboral asociado a los aumentos salariales del año; lo anterior compensado por iv) baja de las inversiones realizadas en el activo Rydberg en Ecopetrol América registrada en el 2022.

Los **gastos exploratorios** del 1T23 incrementaron frente al 1T22, por mayor reconocimiento de la actividad exploratoria, ejecución de sísmica y otros gastos en Ecopetrol.

El **resultado financiero neto** (no operacional) del 1T23 disminuyó frente al mismo periodo del año anterior principalmente por mayor ingreso en diferencia en cambio por revaluación del peso dada la posición pasiva del segmento.

Durante el 1T23, los resultados del segmento se vieron impactados por la actualización de la tasa efectiva de tributación dada la aplicación de la Reforma Tributaria en Colombia.

## 1.2 Transporte y Logística

**Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol**

<b>kbd</b>	<b>1T 2023</b>	<b>1T 2022</b>	<b>Δ (%)</b>
Crudo	783.9	757.3	3.5%
Productos	306.3	283.5	8.0%
<b>Total</b>	<b>1,090.2</b>	<b>1,040.8</b>	<b>4.7%</b>

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

El volumen total transportado al cierre del 1T23 fue de 1,090.2 kbd, registrando un aumento de 49.4 kbd frente al 1T22, explicado principalmente por un incremento del 3.5% en el transporte de crudo como resultado en su mayoría de la mayor producción en la zona Llanos. Así mismo, se resalta el aumento del 8% en el volumen de productos refinados transportados en el 1T23 frente 1T22.



**Crudos:** Los volúmenes transportados aumentaron un 3.5% en el 1T23 comparado con 1T22, como resultado de: i) el incremento de la producción país, principalmente en la zona Llanos, ii) las mayores entregas de crudo Castilla Norte en la Refinería de Barrancabermeja y iii) incorporación de barriles adicionales de terceros que estaban fuera de la red de oleoductos. Aproximadamente el 85.4% del volumen de crudo transportado durante el 1T23 fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Durante el 1T23 se presentaron 9 afectaciones a los oleoductos originadas por parte de terceros, lo cual representa una disminución del 18% frente al 1T22. Del mismo modo, la instalación de válvulas ilícitas en el 1T23 se redujo en un 2% frente al 1T22. Con el objetivo de asegurar la evacuación de producción del campo Caño Limón tras afectaciones al oleoducto Caño Limón – Coveñas se realizaron 3 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario, con un volumen evacuado de aproximadamente 662 mil barriles.

**Productos Refinados:** En el 1T23 los volúmenes transportados se incrementaron un 8%, como resultado principalmente de una mayor disponibilidad de producción de las refinerías y optimizaciones operativas en los sistemas de transporte. Cabe resaltar que, por tercer trimestre consecutivo, en el 1T23 se presentó un récord de evacuación de productos refinados alcanzando los 306.3 kbd.

Durante el 1T23 la instalación de válvulas ilícitas se mantuvo en los niveles del 1T22. Aproximadamente el 27.3% del volumen transportado por poliductos durante el 1T23 correspondió a productos de Ecopetrol.

#### Marco regulatorio de tarifas de transporte por oleoductos

El Ministerio de Minas y Energía publicó el 30 de marzo de 2023 la Resolución No. 00279: “Por la cual se establecen algunas disposiciones temporales en relación con la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos”, en la cual se suspende la aplicación del factor anual de actualización tarifaria por variables macroeconómicas y estipula que las tarifas fijadas para el periodo julio 2019 – junio 2023 se mantendrán vigentes hasta tanto se fijen las tarifas del periodo julio 2023 – junio 2027, conforme a los términos que establezca la nueva metodología que se expida.

#### Abastecimiento de combustibles en el sur del país

Debido a la contingencia registrada en el suroccidente del país tras el desastre natural que bloqueó una parte de la Vía Panamericana, y que entre sus afectaciones generó desabastecimiento de combustibles, Cenit inició de manera inmediata acciones para habilitar nuevas rutas que permitieran cumplir la demanda de productos en esta zona del país, desarrollando entre otros un plan para el cabotaje desde el Terminal Marítimo de Buenaventura hasta el de Tumaco, lo anterior, incluyó la construcción de facilidades en la estación y el terminal de Buenaventura, así como la puesta en funcionamiento de una línea nueva de 6 pulgadas dentro de la estación con el fin de optimizar los tiempos para el cargue de los buque tanques.

Gracias a la implementación de estas adecuaciones, se pasó de un flujo aproximado de 750 a 2.000 Barriles por hora, reduciendo los tiempos de cargue de buque tanques de 46 horas a 22 horas efectivas. Bajo esta estrategia durante este trimestre se han cargado 11 buques que han permitido al Grupo Empresarial el suministro de aproximadamente 279 mil barriles de gasolina y diésel al suroccidente del país.

#### Construcción de tanque de almacenamiento en Yumbo

Con el objetivo de aumentar la capacidad del almacenamiento operativo de combustibles en el país, terminó la construcción y llenado del tanque de almacenamiento Yumbo TK-8000 que cuenta con una capacidad nominal de 60 kbls, con el mismo se espera disminuir las paradas por altos y bajos inventarios, eliminar el pago de fletes de carrotanque, así como, permitir la captura de demanda creciente de combustibles.

#### Costo por Barril Transportado

**Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol**

USD/Bl	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
Costo por Barril Transportado	2.58	2.77	(6.9%)

El costo por barril transportado acumulado a marzo de 2023 se ubicó en 2.58 USD/BI, 0.19 USD/BI menos que el registrado a marzo de 2022, explicado principalmente por:

**Efecto Costo (+0.42 USD/BI):** i) mayores costos de mantenimiento y servicios contratados ii) mayor costo variable debido a un incremento en el consumo de materiales y energía, explicado por mayores volúmenes transportados y aumentos en tarifas derivadas de condiciones del mercado y iii) mayor depreciación asociada principalmente a un mayor nivel de inversión de capital y efecto cambiario en la depreciación de filiales del segmento con moneda funcional dólar.

**Efecto Tasa de Cambio (-0.49 USD/BI):** Impacto de la devaluación promedio del peso frente al dólar, en +846.7 pesos/dólar.

**Efecto Volumen (-0.12 USD/BI):** Menor costo por barril por volumen adicional transportado (+4.7%) frente a 1T22 asociado a: i) el incremento de la producción país, principalmente en la zona Llanos, ii) las mayores entregas de crudo Castilla Norte en la refinería de Barrancabermeja, iii) incorporación de barriles adicionales de terceros que estaban fuera de la red de Oleoductos, y iv) aumento del transporte de productos refinados asociado principalmente a mayor disponibilidad de productos en las refinerías y optimizaciones operativas a los sistemas de transporte.

## Resultados Financieros

**Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte**

Miles de Millones (COP)	1T 2023	1T 2022	Δ (\$)	Δ (%)
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>3,984</b>	<b>3,063</b>	<b>921</b>	<b>30.1%</b>
Depreciación, amortización y agotamiento	354	327	27	8.3%
Costos variables	192	157	35	22.3%
Costos fijos	436	341	95	27.9%
<b>Costo de ventas</b>	<b>982</b>	<b>825</b>	<b>157</b>	<b>19.0%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>3,002</b>	<b>2,238</b>	<b>764</b>	<b>34.1%</b>
Gastos operacionales	220	199	21	10.6%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>2,782</b>	<b>2,039</b>	<b>743</b>	<b>36.4%</b>
Ingresos (gastos) financieros	(10)	(197)	187	(94.9%)
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>2,772</b>	<b>1,842</b>	<b>930</b>	<b>50.5%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(985)	(655)	(330)	50.4%
<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>1,787</b>	<b>1,187</b>	<b>600</b>	<b>50.5%</b>
Interés no controlante	(340)	(241)	(99)	41.1%
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>1,447</b>	<b>946</b>	<b>501</b>	<b>53.0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>3,186</b>	<b>2,419</b>	<b>767</b>	<b>31.7%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>80.0%</b>	<b>79.0%</b>	<b>-</b>	<b>1.0%</b>

Los **ingresos** del 1T23 aumentaron frente al 1T22, principalmente por el efecto de: i) mayor tasa de cambio promedio, ii) actualización anual de tarifas, iii) mayores volúmenes transportados de crudo como resultado principalmente del aumento en la producción país y barriles adicionales que estaban fuera de la red de oleoductos, iv) el incremento en los volúmenes transportados de productos refinados asociado principalmente a mayor producción de las refinerías y optimizaciones operativas en los sistemas de transporte y v) la ejecución de tres ciclos contingentes de reversión de Oleoducto Bicentenario.

El **costo de ventas** del 1T23 aumentó frente al 1T22, principalmente por el efecto de: i) mayores costos de mantenimiento y servicios contratados, ii) mayor costo variable debido al incremento en el consumo de materiales y energía por los mayores volúmenes transportados y aumentos en los precios de acuerdo con las condiciones del mercado y iii) efecto cambiario en los costos.

El **resultado financiero neto** (no operacional) del 1T23 frente a 1T22 presentó un mejor comportamiento, debido principalmente a: i) un menor gasto por diferencia en cambio derivado del efecto cambiario sobre una menor

posición neta activa promedio en dólares del segmento y ii) mayores rendimientos financieros asociados al comportamiento de las tasas de interés sobre los depósitos e inversiones.

### 1.3 Refinación y Petroquímica

En el 1T23, el segmento de refinación alcanzó un récord histórico trimestral en carga consolidada de 412 kbd, así como en la producción de combustibles limpios con 151 kbd de diésel, 117 kbd de gasolina y 34 kbd de jet. De igual manera, se alcanzó un margen bruto de refinación integrado de 22.6 USD/BI, superando al 4T22 en 14% y al 1T22 en 63%.

Los resultados del segmento estuvieron apalancados por estrategias tácticas, operativas y comerciales que derivaron en: i) estabilidad operacional en las unidades de las refinerías y las plantas de petroquímica para capturar los beneficios del entorno de mercado, 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 amplios diferenciales de la canasta de productos versus Brent, ii) una eficiente estrategia comercial para conseguir oportunidades de negocio, y iii) altos niveles de entregas de PGR (propileno grado refinería) por parte de las refinerías a Esenttia.

A partir del 1 de enero del 2023 entró en vigencia la regulación de calidad de diésel con un máximo de 15 ppm de azufre (Resolución 40103). En línea con esta nueva especificación de calidad, en el 1T23 el segmento de refinación entregó diésel con menos de 8.9 ppm de azufre.

En transición energética se destaca el avance en la maduración de los proyectos claves alineados a los cuatro pilares de la Estrategia 2040, mediante la sanción de la Fase 2 (Selección de alternativas) donde se definieron los esquemas técnicos y operativos para el desarrollo de:

- Hidrógeno verde en ambas refinerías: se enmarcan en el plan estratégico de hidrógeno de bajo carbono, lo cual permitirá avanzar significativamente en los pilares de crecimiento y SosTECnibilidad®.
- Mejora de calidad combustibles Refinería de Barrancabermeja: proyecto carbono neutral, el cual permitirá el cumplimiento de la regulación nacional de calidad al 2030, enfocándose en garantizar el suministro nacional de combustibles.

#### Refinería de Cartagena

En el 1T23 la Refinería de Cartagena logró récord histórico trimestral de carga por 189 kbd y alcanzó un margen bruto de 26.5 USD/BI, superando en 42.5% al 1T22, apalancados por la entrada del proyecto Interconexión Plantas de Crudo de Cartagena – IPCC (3T22), así como por: i) mayor disponibilidad operacional de las plantas en enero y febrero (96.7%), a pesar de eventos operacionales puntuales en el mes de marzo; ii) mejores diferenciales versus Brent en combustibles, y iii) mayor producción de diésel y jet por maximización de la carga en las unidades de hidrotreatmento y craqueo catalítico. Cabe resaltar, que en el segundo semestre 2023 se iniciarán los mantenimientos mayores en la Refinería.

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

Refinería de Cartagena	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
Carga* (kbd)	189.0	133.9	41.2%
Factor de Utilización (%)	88.6%	75.1%	18.0%
Producción Refinados (kbd)	183.4	128.7	42.5%
Margen Bruto (USD/BI)	26.5	18.6	42.5%

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

### Refinería de Barrancabermeja

En el 1T23 la refinería de Barrancabermeja alcanzó una carga de 222.8 kbd, excediendo en 16.7% al 1T22, debido principalmente a la alta disponibilidad operacional de las unidades (96.8%), pese a menores recibos de crudos livianos por atentados al oleoducto Caño Limón Coveñas y bloqueos de la comunidad.

El margen bruto se ubicó en 19.4 USD/BI, 83% por encima del 1T22, explicado principalmente por: i) amplios diferenciales en los precios de combustibles versus Brent, ii) mayor rendimiento en la producción de gasolina, diésel y jet asociado a la alta disponibilidad operacional de todas sus unidades; e iii) implementación de estrategias para minimizar producción de combustóleo.

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

Refinería de Barrancabermeja	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
Carga* (kbd)	222.8	190.9	16.7%
Factor de Utilización (%)	82.5%	56.9%	45.1%
Producción Refinados (kbd)	226.4	193.8	16.8%
Margen Bruto (USD/BI)	19.4	10.6	83.0%

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

### Esenttia

En 1T23 las ventas totales crecieron un 3.9% versus el 1T22, en línea con la demanda. El margen total disminuyó un 71.4% en 1T23 frente al 1T22, impactado por factores de mercado como: i) disminución de precios por altos inventarios y demanda lenta en EEUU y China, ii) incremento en costos de materias primas, y iii) menor diferencial PP<sup>1</sup> – PGP<sup>2</sup>, compensado parcialmente por el diferencial PGP – PGR<sup>3</sup> de la torre fraccionadora. Se destaca la puesta en marcha en el mes de febrero del Proyecto de Ampliación de la Planta 2, lo que permitirá aumentar la capacidad de producción de polipropileno en un 15%. También se destaca haber logrado el 12<sup>o</sup> puesto en el sector industrial del estudio Merco Responsables ESG 2022, rankings sectoriales Colombia.

**Tabla 14: Ventas y Margen – Esenttia**

Esenttia	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
Ventas Totales (KTON)	140.1	134.9	3.9%
Margen Total (USD/Ton)	76.3	266.4	(71.4%)

### Invercolsa

En el primer trimestre de 2023 se logró superar la meta de 2,0 millones de usuarios instalados, incluyendo filiales controladas y no controladas por Invercolsa. Así mismo, el volumen de gas natural comercializado creció un 3,9% frente al primer trimestre de 2022, apalancado principalmente por la venta de volumen industrial desde la filial Gases del Oriente, derivado de una mayor demanda en el periodo. En cuanto a GLP, Invercolsa mantuvo la senda de recuperación de los últimos 3 trimestres, logrando un ebitda operacional 5 veces más alto que el del primer trimestre de 2022.

<sup>1</sup> PP: Polipropileno

<sup>2</sup> PGP: Propileno Grado Polímero

<sup>3</sup> PGR: Propileno Grado Refinería

## Costo de Caja de Refinación

**Tabla 15: Costo de Caja de Refinación\***

USD/BI	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
Costo de Caja de Refinación	3.69	4.50	(18.0%)

\* Incluye refinерías de Barrancabermeja, Cartagena y Esentia

El costo de caja de refinación disminuye en -0.81 USD/BI en 1T23 frente al 1T22, explicado por:

**Efecto Costo y Volumen** (-0.01 USD/BI): Mayor carga de crudo en refinерías de +87 kbd compensan mayor actividad operacional y efecto inflacionario.

**Efecto Tasa de Cambio** (-0,80 USD/BI): Mayor tasa de cambio de +846,67 pesos/dólar al re-exresar los costos en pesos a dólares.

## Resultados Financieros

**Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación**

Miles de Millones (COP)	1T 2023	1T 2022	Δ (\$)	Δ (%)
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>22,585</b>	<b>17,118</b>	<b>5,467</b>	<b>31.9%</b>
Depreciación, amortización y agotamiento	530	406	124	30.5%
Costos variables	18,558	14,765	3,793	25.7%
Costos fijos	607	474	133	28.1%
<b>Costo de ventas</b>	<b>19,695</b>	<b>15,645</b>	<b>4,050</b>	<b>25.9%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>2,890</b>	<b>1,473</b>	<b>1,417</b>	<b>96.2%</b>
Gastos operacionales	558	484	74	15.3%
<b>Utilidad (Pérdida) operacional</b>	<b>2,332</b>	<b>989</b>	<b>1,343</b>	<b>135.8%</b>
Ingresos (gastos) financieros	(275)	(167)	(108)	64.7%
Resultados de participación en compañías	90	54	36	66.7%
<b>Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>2,147</b>	<b>876</b>	<b>1,271</b>	<b>145.1%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(786)	(347)	(439)	126.5%
<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>1,361</b>	<b>529</b>	<b>832</b>	<b>157.3%</b>
Interés no controlante	(63)	(41)	(22)	53.7%
<b>Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>1,298</b>	<b>488</b>	<b>810</b>	<b>166.0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>3,237</b>	<b>1,642</b>	<b>1,595</b>	<b>97.1%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>14.3%</b>	<b>9.6%</b>	<b>-</b>	<b>4.7%</b>

En el 1T23 el segmento de Refinación logró el segundo EBITDA trimestral más alto por 3.2 BCOP.

Los **ingresos** del 1T23 presentaron un crecimiento con respecto al 1T22 debido a: i) aumento en las ventas de producto, principalmente en diésel, gasolina, y fuel oil, asociados a las mayores cargas en las refinерías y ii) el incremento en la demanda de combustibles nacionales. Invercolsa incrementó su nivel de ingresos por la mayor comercialización y transporte de gas.

El **costo de ventas** aumentó en el 1T23 frente al 1T22, principalmente por: i) mayor volumen de crudo cargado en las refinерías, ii) mayor consumo de inventario de producto terminado; lo anterior compensado parcialmente por iii) menores precios de la dieta y iv) menor importación de gasolina y diésel.

Los **gastos operacionales** del 1T23 aumentaron frente al 1T22 respectivamente, explicados principalmente por mayores gastos de comercialización asociados a mayores volúmenes de ventas.

El **resultado financiero** (no operacional) del 1T23 versus 1T22, presentó un mayor gasto por intereses y gastos financieros como consecuencia del comportamiento de las tasas.

## 2. SOLUCIONES DE BAJAS EMISIONES

### Estrategia y Comercialización de Gas

En la línea de Soluciones de Bajas Emisiones, el gas natural y GLP aportaron el 22.3% del total de la producción del Grupo, llegando a 160.2 kbped. En el frente de gas social, para el 1T23 realizamos 2,379 nuevas conexiones, lo que representa un incremento de 198% frente al 1T22, ratificando nuestro compromiso social de llevar este combustible a más familias colombianas.

Durante el 1T23 la demanda de gas se ubicó en promedio en 1,000 GBTUD (incluyendo terceros y autoconsumos), registrando un incremento del 1% (14.7 GBTUD) frente al 4T22, debido principalmente al aumento en los consumos internos de Ecopetrol y en el sector de generación térmica. Frente al 1T22 la demanda registró una disminución del 3% (-27.7 GBTUD), principalmente por menor generación térmica y menores consumos del mercado no regulado (sector industrial).

### Energías Renovables

En enero de 2023, Ecopetrol y Total Eren, suscribieron un acuerdo para la construcción de una granja solar fotovoltaica en el campo Rubiales, ubicado en el municipio de Puerto Gaitán, Meta. Esta granja solar contará con una capacidad de aproximadamente 100 MWp generados a partir de 180.000 paneles bifaciales monocristalinos que contribuirán con el crecimiento sostenible de la región gracias a la reducción de más de 24.000 toneladas de emisiones de carbono anuales. Durante el pico de producción esta granja solar contribuirá con el 34% de la demanda del campo.

Al cierre del 1T23 se logró una reducción estimada de 6.417 toneladas de emisiones de carbono gracias a las operaciones de las granjas solares de Brisas, Castilla, San Fernando, Solares en Cenit y la operación de la pequeña central hidroeléctrica Cantayús, así como ahorros por cerca de COP 6,638 millones.

Con el objetivo de incorporar nuevas fuentes de energías renovables no convencionales al portafolio del Grupo se realizó un acuerdo con EDF Colombia y Refocosta para construir una planta de generación de energía a partir de biomasa forestal en el municipio de Villanueva, Departamento de Casanare, la cual contará con una capacidad instalada de 25 MW netos y se estima que logrará una reducción de emisiones de carbono de más de 70.000 toneladas al año.

Adicionalmente, se suscribió un Memorando de Entendimiento con Baker Hughes y la Central Hidroeléctrica de Caldas, para desarrollar posibilidades de generación de energía geotérmica, el cual permitirá estudiar la factibilidad del desarrollo de un pozo de geotermia en el Valle de Nereidas. El desarrollo de la iniciativa de generación de energía geotérmica, que consiste en aprovechar el calor y las altas temperaturas del interior de la tierra para producir energía eléctrica, podría generar entre 50 y 100 MW de energía renovable equivalente para más de 250.000 familias. El acuerdo permitirá realizar estudios técnicos, análisis de subsuelo y estructuración de fuentes de financiación.

### Eficiencia Energética

En 2023 Ecopetrol inició una nueva etapa del programa de eficiencia energética para el periodo 2023-2025, cuyo foco es la implementación de mejoras tecnológicas que permitan optimizar la demanda térmica y eléctrica del Grupo Ecopetrol.

A cierre del 1T23, se ha logrado la optimización energética de 1.1 MW y 33.9 GBTU, una reducción de emisiones de 19 kTonCO<sub>2</sub>e y una eficiencia en costos energéticos de COP 4.4 mil millones, esto equivale a una optimización acumulada desde 2018 de la demanda eléctrica de 5.6%. Este resultado se logró principalmente gracias a: i) la gestión energética en línea y control operacional en las refinerías, y ii) la reducción de pérdidas por energía reactiva en los sistemas de transmisión y distribución de la Vicepresidencia Regional Orinoquía.

Así mismo, en el 1T de 2023 Cenit logró el otorgamiento de la certificación en el estándar internacional ISO 50001, el cual establece un marco de reconocimiento internacional para gestionar y mejorar el desempeño energético y avala las buenas prácticas en cuanto al uso de la energía de forma eficiente y más sostenible.

## Hidrógeno

En línea con el acuerdo suscrito en 2022 entre Ecopetrol y Toyota para la construcción y puesta en marcha de un parque de movilidad con hidrógeno, el 17 de marzo se llevó a cabo el evento de lanzamiento en el Centro de Innovación y Tecnología del Caribe (ECONOVA) donde se presentó el vehículo Toyota Mirai y la hidrogenadora. La duración del piloto será inicialmente de tres años para pruebas de movilidad en ECONOVA.

También en el frente de movilidad sostenible, el 27 de marzo, se realizó el evento de lanzamiento de la operación integral de movilidad de transporte público con hidrógeno de bajas emisiones en Bogotá, el cual incluye la producción de este energético renovable y un bus de transporte público para 50 pasajeros diseñado y ensamblado en Colombia, que cuenta con una autonomía superior a 450 kilómetros con una sola recarga al día. La operación, que se desarrollará inicialmente durante ocho años en el Servicio Integrado de Transporte Público de Bogotá (SITP), busca evaluar variables relacionadas con el sistema de producción de hidrógeno y el desempeño del vehículo, así como aspectos comerciales y tecnológicos del uso de este energético.

En materia de uso industrial, se progresaron a la fase final de maduración los dos proyectos de hidrógeno verde en nuestras refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, los cuales sumarán una capacidad de 120MW de electrólisis con tecnología PEM, con alimentación de fuentes de energía renovables de más de 300 MW, para producir aproximadamente 18,000 toneladas de hidrógeno verde al año. Con la aprobación de la fase selección de alternativas que se alcanzó en el 1T23, se esperan concluir los estudios de desarrollo conjunto con aliados estratégicos de clase mundial.

## 3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

### 1. Transmisión de Energía

Durante el 1T23, ISA ejecutó inversiones por COP 1.4 billones, el cual incluye proyectos que habilitarán la entrada de energías renovables no convencionales a los sistemas interconectados y contribuirán al fortalecimiento de la red de transmisión mejorando su confiabilidad y capacidad.

Durante el 1T23, ISA fue adjudicataria de 13 ampliaciones en Brasil y 8 conexiones (5 en Brasil, 2 en Colombia y 1 en Perú), que en conjunto sumarán un CAPEX de USD 80 millones y agregarán 334 km de circuito a la red.

Para el trimestre entraron en operación un refuerzo y 15 mejoras en ISA CTEEP, los cuales generan un ingreso anual regulado de USD 500 mil<sup>4</sup>. Adicionalmente, IE Itaúnas<sup>5</sup> inició operación comercial parcial, con derecho al 66% de su ingreso anual regulado, equivalente a USD 8 millones<sup>6</sup>. La inversión ejecutada hasta el momento asciende a los USD 68 millones.

ISA continuará avanzando en la construcción de 31 proyectos de transmisión de energía, que representan más de 4,840 kms de circuito adicionales a la red y que al entrar en operación generarán ingresos aproximados de USD 262 millones<sup>7</sup>.

### 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 de los Ríos y Ruta de la Araucanía, que generarán nuevos ingresos o extensiones del plazo en estas concesiones.

<sup>4</sup> Corresponde al ingreso anual regulado (Receita Anual Permitida "RAP") para el ciclo tarifario 2022/2023 (1° de julio de 2022 al 30 de junio de 2023).

<sup>5</sup> IE Itaúnas, subsidiaria 100% de ISA CTEEP.

<sup>6</sup> Corresponde a ciclo tarifario 2022/2023

<sup>7</sup> El portafolio de proyectos en construcción incluye 100% del CAPEX e ingresos de filiales y subordinadas que no son 100% de ISA.

## Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	1T 2023	1T 2022	Δ (\$)	Δ (%)
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>3,911</b>	<b>2,766</b>	<b>1,145</b>	<b>41.4%</b>
Depreciación, amortización y agotamiento	289	249	40	16.1%
Costos fijos	1,282	828	454	54.8%
<b>Costo de ventas</b>	<b>1,571</b>	<b>1,077</b>	<b>494</b>	<b>45.9%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>2,340</b>	<b>1,689</b>	<b>651</b>	<b>38.5%</b>
Gastos operacionales	334	261	73	28.0%
<b>Utilidad (Pérdida) operacional</b>	<b>2,006</b>	<b>1,428</b>	<b>578</b>	<b>40.5%</b>
Ingresos (gastos) financieros	(1,090)	(744)	(346)	46.5%
Resultados de participación en compañías	247	149	98	65.8%
<b>Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>1,163</b>	<b>833</b>	<b>330</b>	<b>39.6%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(10)	(215)	205	(95.3%)
<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>1,153</b>	<b>618</b>	<b>535</b>	<b>86.6%</b>
Interés no controlante	(928)	(490)	(438)	89.4%
<b>Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>225</b>	<b>128</b>	<b>97</b>	<b>75.8%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>2,712</b>	<b>1,964</b>	<b>748</b>	<b>38.1%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>69.3%</b>	<b>71.0%</b>	<b>-</b>	<b>(1.7%)</b>

Los **ingresos operacionales** del 1T23 aumentaron frente a 1T22. A continuación se presentan los principales efectos por línea de negocio:

- En transmisión de energía por: i) el comportamiento en los escaladores contractuales<sup>8</sup>, ii) mayores rendimientos del activo contractual, iii) eficiencias en la energización de proyectos en Brasil y iv) por la entrada en operación de proyectos en Brasil y Colombia.
- En vías por: i) el cambio en el tratamiento del activo financiero de las concesiones viales (de pesos chilenos a unidad de fomento desde el 3T22), ii) el efecto por conversión, iii) la mayor actividad de construcción en Ruta del Loa, Ruta de la Araucanía y Ruta de los Ríos y iv) mayores ingresos de la concesión Ruta Costera en Colombia, y
- En telecomunicaciones por: i) el ajuste de los indexadores contractuales y ii) la mayor venta de servicios de conectividad y capacidad en Colombia y Perú.

Los **costos y gastos operacionales** del 1T23 aumentaron frente al 1T22, principalmente por: i) el incremento en la inflación en Colombia, Brasil y Chile, ii) la entrada en operación de nuevos proyectos en transmisión de energía, iii) nuevos contratos en telecomunicaciones y iv) mayor actividad de mantenimiento en vías.

El **resultado financiero** neto del 1T23 aumentó frente al 1T22, principalmente por el efecto de la diferencia en cambio y los intereses de la deuda adquirida para financiar la compra de ISA.

El **resultado en participación** en compañías del 1T23 aumentó frente al 1T22, debido a la actualización del valor residual de Ivaí<sup>9</sup> en Brasil y el comportamiento positivo de los escaladores contractuales.

<sup>8</sup> En el sector energético, los "escaladores contractuales" se refieren a las cláusulas pactadas para ajustar los precios en función de indicadores económicos.

<sup>9</sup> IE Ivaí, co-controlada 50% de ISA CTEEP.



### III. SosTECnibilidad®

#### Gestión Integral del Agua

Se reutilizaron en la operación 36.9 millones de metros cúbicos de agua (2.6 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 22% con respecto al 1T22 y equivale al 78% del total de agua requerida para operar en este periodo. Estos resultados se han logrado gracias a la implementación de buenas prácticas de reutilización y recirculación de agua en las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, así como, al desarrollo de proyectos de recobro secundario y mantenimiento de presión en los campos de producción<sup>10</sup>.

Durante el 1T23, se capturaron 10.2 millones de metros cúbicos de agua fresca (0.71 millones de barriles por día), un 10% más versus 1T22, y representó el 22% del total de agua requerida para operar en Ecopetrol. Lo anterior, se explica principalmente por mayores requerimientos de agua en las refinerías por incremento en las cargas.

En el 1T23 se reusaron 0.9 millones de metros cúbicos de aguas de producción tratadas del Campo Castilla (61 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 15% con respecto al 1T22, debido a una restricción hidráulica en la línea de conducción.

#### Cambio Climático - Descarbonización

Para el año 2023, el Grupo Ecopetrol estima la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de 407.040 tCO<sub>2</sub>e, apalancado en iniciativas y proyectos asociados a eficiencia energética, energías renovables, aprovechamiento de gas y reducción de emisiones fugitivas y venteos. En 1T23 se ha logrado reducir 74.632 tCO<sub>2</sub>e, con un cumplimiento del 18% versus la meta.

Por otro lado, Ecopetrol anunció su compromiso de reducir sus emisiones de metano en un 45% a 2025 y en un 55% a 2030, con respecto a la línea base de 2019, en las operaciones directas del segmento de producción a través de la detección, medición y eliminación de emisiones fugitivas y la reducción de venteos en tanques y pozos. Lo anterior, permitirá disminuir cerca de 45.000 toneladas de metano, lo que equivale a más de 1.200.000 toneladas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Ecopetrol realizará revisiones periódicas a la meta analizando aspectos tecnológicos, operativos y económicos con la ambición de aproximar a cero las emisiones de metano que se generan en las operaciones durante la próxima década, en línea con las compañías pioneras de la industria. A la fecha, hemos avanzado en la detección y cuantificación de las emisiones utilizando diferentes tecnologías de vanguardia como cámaras infrarrojas y medidores de flujo (enfoque bottom-up), así como análisis de imágenes satelitales y vuelos con sensores de metano (enfoque top-down) con los cuales se ha evaluado cerca del 95% de las operaciones de la compañía.

#### Biodiversidad

Se suscribió un convenio con la ANDI con el objetivo de: (i) desarrollar propuestas de ajustes normativos para una ejecución más efectiva de las obligaciones ambientales asociadas a la protección de la biodiversidad y (ii) articular la participación del sector empresarial en la gestión de la biodiversidad en alineación con las metas de la Conferencia de las Partes del Convenio de Diversidad Biológica en el marco de la Iniciativa "Biodiversidad y Desarrollo".

<sup>10</sup> 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) en la 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.

## Planeación y Autorizaciones Ambientales

Durante el 1T23, Ecopetrol S.A ha obtenido 41 autorizaciones ambientales para el desarrollo de sus proyectos y operaciones (5 ante ANLA y 36 ante Corporaciones Ambientales Regionales). Lo anterior, es el resultado de una correcta planeación ambiental en los proyectos que habilita la ejecución de las actividades asociadas a la perforación de pozos, la inyección de agua con fines de recobro y actividades de exploración costa afuera.

## Economía Circular

Ecopetrol y Esenttia, en alianza con la Alcaldía Mayor de Bogotá, TransMilenio S.A. y la Fundación Botellas de Amor, entregaron el pasado 27 de marzo el primer vagón de una estación del Sistema de Transporte Masivo TransMilenio que opera bajo criterios de sostenibilidad ambiental en la Estación Ricaurte. En la adecuación del vagón se utilizaron 19 toneladas de plástico reciclado, que equivalen a más de 2.7 millones de bolsas plásticas. Adicionalmente, se inauguró el tercer tramo vial pavimentado con asfalto modificado con plástico en 1.6 Kms en la vereda Montecristo Alto, entre Guamal y Cubarral (Meta) y donde se utilizaron 850.000 bolsas plásticas. Lo anterior, busca posicionar al Grupo Ecopetrol como referente en economía circular en la infraestructura de transporte y movilidad sostenible de Bogotá D.C.

## Inversión Social y Ambiental

Durante el 1T23, el Grupo Ecopetrol destinó recursos para la ejecución del Portafolio de Desarrollo Sostenible a inversión social, ambiental y de relacionamiento por un valor de COP 56,971<sup>11</sup> millones, dentro de las cuales se incluyen inversiones de carácter estratégico y obligatorio. Las inversiones sociales estuvieron enfocadas en educación, infraestructura vial y comunitaria, emprendimiento y desarrollo empresarial, desarrollo rural inclusivo y acceso a servicios públicos como agua, alcantarillado, gas y energía eléctrica. Dentro de los hitos del trimestre se encuentran:

- *Infraestructura vial y comunitaria:* Se instaló el primer sistema fotovoltaico en una estación de TransMilenio, el cual cuenta con 32 paneles solares que producirán la energía del vagón y evitará la emisión de 9.2 tCO<sub>2</sub>.
- *Acceso a servicios públicos:* finalización del proyecto Gas Social Barranquilla que benefició a más de 10,000 familias en el Distrito de Barranquilla en 71 barrios de estratos 1 y 2 de la zona urbana, los cuales ahora cuentan con nuevas conexiones del servicio de gas natural, logrando así ampliar la cobertura de este servicio público de un 91% a un 98% en estos estratos. El proyecto contó con una inversión cercana a COP 10,600 millones con aportes de Ecopetrol y el municipio de Barranquilla.
- *Educación:* fueron beneficiados 31,599 estudiantes de instituciones educativas públicas, entre los que se destacan:
  - ✓ Anuncio de las 35 ganadoras de la versión presencial 2023 del programa “Ella es Astronauta”, de las cuales 15 son financiadas por Ecopetrol.
  - ✓ Selección de los 94 estudiantes que recibirán beca para estudios de educación superior y apoyo para su sostenimiento en el programa “Bachilleres Ecopetrol Mario Galán Gómez”.
  - ✓ Finalización de la alianza Crea Sonidos - Fundación Yury Buenaventura y el mecanismo CoCrea, beneficiando 100 músicos, 50 de ellos pertenecientes a zonas de interés de Ecopetrol.
  - ✓ Finalización del programa “Música en las Fronteras” en alianza con la Fundación Batuta, beneficiando 1,704 niños de 14 municipios fronterizos de los departamentos de Amazonas, Arauca, Cesar, Chocó, La Guajira, Putumayo, Nariño, Norte de Santander y Vichada.
- *Emprendimiento y desarrollo empresarial:* finalización del programa “Ecopetrol Emprende” en Villavicencio que benefició cerca de 100 emprendedores y MiPymes, quienes recibieron asesoría para definir modelos de negocio, acceso a ferias, fuentes de financiación, entre otros.

Por otra parte, en el marco del mecanismo de obras por impuestos, CENIT finalizó la construcción de un puente que conduce de la vía Astilleros a Tibú por un valor de COP 12,633 millones, el cual beneficia a más de 47 mil

<sup>11</sup> La inversión acumulada del Grupo Ecopetrol al 1T23 se divide en: i) Inversión estratégica por COP 51,260 millones e ii) Inversión obligatoria por COP 5,711 millones. Como parte del valor estratégico se incluye la ejecución en 2023 de los proyectos de Obras por Impuestos de Ecopetrol S.A. que corresponde a COP 2,067 millones. Inversión social, ambiental y de relacionamiento acumulado Ecopetrol S.A.: COP 44,810 millones. Inversión socio ambiental acumulada Subordinadas: COP 12,161 millones.

habitantes de la región. Adicionalmente, a 31 de marzo el Grupo Ecopetrol manifestó interés ante el Gobierno Nacional por 32 proyectos nuevos por más de COP 181 mil millones, continuando con su compromiso de liderar la implementación del mecanismo de obras por impuestos en el país, teniendo en cuenta que tiene un 39% de participación acumulada 2018-2022. La asignación de dichos proyectos está a cargo de la Agencia de Renovación del Territorio (ART) y se conocerán los resultados durante el 2T23.

En materia ambiental, en el 1T23 Ecopetrol suscribió vehículos contractuales para inversión ambiental por un valor de COP 17,085.4 millones, de los cuales COP 1,312.1 millones corresponden a inversiones estratégicas y COP 15,773.4 millones a inversiones obligatorias que se ejecutaran durante el 2023. En inversión ambiental estratégica se destacan: i) investigación sobre ligantes asfálticos como alternativa de aprovechamiento de los lodos generados en Ecopetrol, ii) la implementación del mecanismo de acción colectiva para la gestión de la seguridad hídrica en las cuencas abastecedoras de los municipios de Villavicencio y Acacías, iii) la consolidación del proyecto Vida Silvestre y iv) la gestión y manejo de la conservación, la biodiversidad y los servicios ecosistémicos en las Ecoreservas de Ecopetrol y su Grupo.

### Comunidades y Territorio

**Relacionamiento:** En el 1T23 se desarrollaron 9 procesos de diálogo a nivel nacional con participación de las Juntas de Acción Comunal, la academia, empresarios y la institucionalidad local. Adicionalmente, Ecopetrol participó activamente en la Asamblea Nacional Popular Comunal 2023, que contó con la presencia de 5,000 miembros de Juntas de Acción Comunal como representantes de las comunidades de todos los Departamentos del país. La participación de Ecopetrol en las mesas de diálogo permitió conocer las visiones de comunales frente a la transición energética, la dinámica de sector de hidrocarburos, la economía popular y la protección del medio ambiente.

**Relacionamiento con grupos étnicos:** Entre Ecopetrol y Hocol se concertaron las rutas metodológicas para las consultas previas con el Resguardo Alto Unuma Meta (RAUM) de Puerto Gaitán y con las comunidades indígenas de Ortega (Tolima), relacionadas con la modificación de la licencia ambiental del campo Rubiales y el proyecto de perforación de pozos inyectores, respectivamente. Adicionalmente, iniciaron acercamientos entre Ecopetrol y las comunidades Wayuu con el fin de concertar las acciones necesarias para iniciar la consulta previa de proyecto Orca Desarrollo, que llevará el gas del pozo Orca hasta las instalaciones de la Asociación Guajira.

### Derechos Humanos

Tras la aprobación del Plan Anual de Derechos Humanos (DDHH) 2023, se inició el levantamiento de riesgos de Derechos Humanos (DDHH) a nivel operativo con la Vicepresidencia Regional Andina Oriente, donde se identificaron los riesgos e impactos asociados a la actividad empresarial en la zona. Este ejercicio se realizó con una perspectiva bidireccional que involucró en su primera fase a trabajadores directos, proveedores y líderes comunitarios.

### Gobierno Corporativo y Órganos Sociales

El 30 de marzo se llevó a cabo la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas, el cual contó con la participación de 3,590 accionistas y 10,015 conexiones mediante *streaming* y redes sociales. En línea con las prácticas de sostenibilidad y economía circular, se destaca:

- la Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol, fue la primera con neutralidad en carbono en Colombia. La empresa Caia estuvo encargada del estudio de las emisiones de CO<sub>2</sub> del evento, el cual se calculó en 74.51 tCO<sub>2</sub>e. La compensación para dicha emisión se hizo a través de la compra de bonos de un proyecto REDD+, que evita la degradación y deforestación de bosques nativos en Bajo Calima y Bahía Málaga (Buenaventura).
- La Asociación de Recicladores Modelo de Vida de Bogotá estuvo encargada de garantizar la adecuada disposición de los residuos generados durante el evento y de darle una segunda vida a los elementos utilizados en el montaje. Se recogieron 105 toneladas de residuos aprovechables.

Durante la reunión se aprobaron, entre otros, los siguientes puntos: i) el proyecto de distribución de utilidades, el cual estableció distribuir un dividendo ordinario de \$487 pesos por acción y un dividendo extraordinario de \$106

pesos por acción para un total de dividendos de \$593 pesos por acción, ii) el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Integrado de Gestión 2022, iii) la elección y asignación de honorarios del revisor fiscal para lo que resta del periodo 2021 – 2025; y por último, iv) la elección de miembros de la Junta Directiva para lo que resta del periodo 2021 – 2025.

Adicionalmente, el 11 de abril la Junta Directiva, designó como Presidente de Ecopetrol S.A. a Ricardo Roa Barragán. El proceso de evaluación y selección de los candidatos se adelantó con el apoyo del Comité de Compensación, Nominación y Cultura de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. y contó con el acompañamiento de una firma internacional experta en selección de ejecutivos de alto nivel. La designación tuvo lugar después de un riguroso análisis de los candidatos propuestos, de conformidad con la Política de Sucesión del Presidente de Ecopetrol S.A. y demás normativa aplicable.

Finalmente, la Compañía emitió su Informe Integrado de Gestión 2022, el cual fue presentado y aprobado en la Asamblea General de Accionistas. En este, el Grupo Ecopetrol reveló a todos sus grupos de interés la estructura adoptada, en tres líneas de negocio, para dar respuesta a los retos de la estrategia 2040, los resultados de su ejercicio y los avances en el propulsor de SOSTECnibilidad®. Así mismo, se resalta la publicación del reporte de SASB (*Sustainability Accounting Standards Board*) para la vigencia de 2022.

Por otra parte, se destaca la mejora en la calificación de Sustainalytics pasando de riesgo “severo” en 2019 a “medio” en el 2022. Frente al Desempeño Relativo, Ecopetrol pasó a ubicarse en la categoría en la que se encuentran cerca del 19% de las compañías de O&G Integrado. El radar se divide en 11 tópicos, en donde las principales mejoras se dieron en “*Land Use and Biodiversity*”, “*Carbon – Own Operations*”, “*Emissions, Effluents and Waste*” y “*Occupational Health and Safety*”.

### Ciencia, Tecnología e Innovación

Durante el 1T23, se avanzó en la construcción de conocimiento de vanguardia con tecnología e Innovación, asegurando beneficios por USD 176.9 millones. Las tecnologías de negocio desarrolladas por el Instituto Colombiano de Petróleos (ICP) concentraron el 77% de los beneficios capturados. Los beneficios se asocian principalmente a producción incremental, reducción de diferidas y rendimientos de NAFTA y destilados medios, eficiencia de energía y gas y mayor productividad. Dentro de los logros del 1T23 se destacan:

- Ecopetrol en alianza con la Fuerza Aérea Colombiana, el Ministerio de Ciencias y Ministerio de Defensa, lanzó el primer satélite FACSAT2- Chiribiquete, el cual cuenta con un sensor que permitirá monitorear los Gases de Efecto Invernadero (GEI), con el propósito de caracterizar las fuentes de emisiones y generar estrategias, en tiempo real, para mitigar los efectos del cambio climático y seguir protegiendo el medio ambiente.
- Implementación de una red enlazada de *Torres Eddy Covariance*, sistema que mide el intercambio de gases entre el terreno y la atmósfera, permitiendo estimar la capacidad potencial para el almacenamiento, captura y uso de GEI. De esta forma, se instaló la primera torre en el ecosistema de manglar aledaño a la Refinería de Cartagena y se proyectan 6 ecosistemas de interés nacional en el Magdalena Medio y la Orinoquia.
- Se desarrolló la primera versión de la plataforma digital de Soluciones Basadas en la Naturaleza, la cual habilita la proyección de captura de carbono y la modelación de biodiversidad, así como la ejecución de análisis de territorio y el despliegue de escenarios, resultando en oportunidades potenciales de sumideros de CO<sub>2</sub> y Soluciones Naturales del Clima.
- Se avanzó en la automatización de laboratorios y plantas piloto del ICP con la puesta en servicio de robots para distribución de muestras, que permiten eficiencias en métodos y tiempos en la actividad experimenta, y con la actualización del sistema de control de las plantas piloto habilitando el acceso remoto.

En el frente de **innovación, ecosistemas y alianzas**, en el 1T23 el Grupo Ecopetrol puso en funcionamiento Econova Caribe, el primer centro de innovación del país enfocado en desarrollar soluciones tecnológicas que contribuyan a acelerar la transición energética y a fortalecer iniciativas relacionadas con la economía circular. Como parte de su lanzamiento, Econova Caribe abrió la convocatoria de 8 retos de innovación abierta que buscan

soluciones tecnológicas en proyectos enfocados en el uso de hidrógeno, el mejoramiento de las operaciones de la refinería de Cartagena y la atención de problemas de la comunidad del sector de Mamonal.

Respecto a **propiedad intelectual**, para el 1T23, se obtuvo, en conjunto con la Universidad Pontificia Bolivariana, una patente de invención en Colombia para un dispositivo que extrae muestras de sedimento en cuerpos de agua, esta tecnología tiene una gran contribución en el sistema de tratamiento de cuerpos de agua.

## IV. 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 1T23, 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.

## V. Presentación de Resultados

El 10 de mayo de 2023 la administración ofrecerá dos conferencias virtuales, una en español y otra en inglés, para comentar los resultados obtenidos. A continuación, se informan los horarios y datos de conexión para participar en las conferencias:

### Español

08:00 a.m. Colombia  
09:00 a.m. Nueva York

### Inglés

10:00 a.m. Colombia  
11:00 a.m. Nueva York

Para acceder, estarán disponibles los siguientes enlaces de conexión:

**Español:** <https://xegmenta.co/ecopetrol/conferencia-de-resultados-1t-2023/>

**Inglés:** <https://xegmenta.co/ecopetrol/results-conference-call-1th-2023/>

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](http://www.ecopetrol.com.co)

### Información de Contacto:

#### Gerente de Mercado de Capitales (E)

Carolina Tovar Aragón

Teléfono: +57 601-234-5190 - Correo electrónico: [investors@ecopetrol.com.co](mailto:investors@ecopetrol.com.co)

#### Relaciones con los Medios (Colombia)

Juan Guillermo Londoño

Teléfono: +57 601-234-4329 - Correo electrónico: [juan.londono@ecopetrol.com.co](mailto:juan.londono@ecopetrol.com.co)

## Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
<b>Ingresos</b>			
Nacionales	20,264	16,614	22.0%
Exterior	18,590	15,859	17.2%
<b>Total ingresos</b>	<b>38,854</b>	<b>32,473</b>	<b>19.7%</b>
<b>Costo de ventas</b>			
<b>Depreciación, amortización y agotamiento</b>	<b>3,009</b>	<b>2,579</b>	<b>16.7%</b>
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,743	1,506	15.7%
Depreciación fijo	1,266	1,073	18.0%
<b>Costos variables</b>	<b>15,348</b>	<b>12,065</b>	<b>27.2%</b>
Productos importados	7,075	7,685	(7.9%)
Compras nacionales	5,953	5,531	7.6%
Servicio de transporte hidrocarburos	374	254	47.2%
Variación de inventarios y otros	1,946	(1,405)	(238.5%)
<b>Costos fijos</b>	<b>4,422</b>	<b>3,294</b>	<b>34.2%</b>
Servicios contratados	1,089	1,332	(18.2%)
Servicios de construcción	751	0	-
Mantenimiento	934	706	32.3%
Costos laborales	962	782	23.0%
Otros	686	474	44.7%
<b>Total costo de ventas</b>	<b>22,779</b>	<b>17,938</b>	<b>27.0%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>16,075</b>	<b>14,535</b>	<b>10.6%</b>
<b>Gastos operacionales</b>	<b>2,354</b>	<b>2,005</b>	<b>17.4%</b>
Gastos de administración	2,105	1,908	10.3%
Gastos de exploración y proyectos	249	93	167.7%
(Recuperación) gasto por impairment de activos de largo plazo	0	4	(100.0%)
<b>Utilidad operacional</b>	<b>13,721</b>	<b>12,530</b>	<b>9.5%</b>
<b>Resultado financiero, neto</b>	<b>(1,506)</b>	<b>(1,524)</b>	<b>(1.2%)</b>
Diferencia en cambio, neto	248	47	427.7%
Intereses, neto	(1,185)	(940)	26.1%
Ingresos (gastos) financieros	(569)	(631)	(9.8%)
<b>Resultados de participación en compañías</b>	<b>342</b>	<b>202</b>	<b>69.3%</b>
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>12,557</b>	<b>11,208</b>	<b>12.0%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(5,593)	(3,884)	44.0%
<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>6,964</b>	<b>7,324</b>	<b>(4.9%)</b>
Interés no controlante	(1,304)	(751)	73.6%
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>5,660</b>	<b>6,573</b>	<b>(13.9%)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>17,842</b>	<b>15,896</b>	<b>12.2%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>45.9%</b>	<b>49.0%</b>	<b>(3.1%)</b>

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

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2023	Diciembre 31, 2022	Δ (%)
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	15,497	15,401	0.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	47,654	39,225	21.5%
Inventarios	11,123	11,880	(6.4%)
Activos por impuestos corrientes	7,076	6,784	4.3%
Otros activos financieros	1,684	1,162	44.9%
Otros activos	3,263	2,779	17.4%
	<b>86,297</b>	<b>77,231</b>	<b>11.7%</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	42	46	(8.7%)
<b>Total activos corrientes</b>	<b>86,339</b>	<b>77,277</b>	<b>11.7%</b>
<b>Activos no corrientes</b>			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	9,487	9,497	(0.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	32,794	32,155	2.0%
Propiedades, planta y equipo	99,582	100,997	(1.4%)
Recursos naturales y del medio ambiente	43,636	42,324	3.1%
Activos por derecho de uso	594	628	(5.4%)
Intangibles	17,543	18,147	(3.3%)
Activos por impuestos diferidos	15,274	17,219	(11.3%)
Otros activos financieros	558	1,564	(64.3%)
Goodwill y otros activos	6,555	6,562	(0.1%)
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>226,023</b>	<b>229,093</b>	<b>(1.3%)</b>
<b>Total activos</b>	<b>312,362</b>	<b>306,370</b>	<b>2.0%</b>
<b>Pasivos corrientes</b>			
Préstamos corto plazo	16,257	22,199	(26.8%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	43,037	19,938	115.9%
Provisiones por beneficios a empleados	2,872	2,754	4.3%
Pasivos por impuestos corrientes	9,973	7,631	30.7%
Provisiones y contingencias	1,413	1,533	(7.8%)
Otros pasivos	1,965	2,727	(27.9%)
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>75,517</b>	<b>56,782</b>	<b>33.0%</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>			
Préstamos largo plazo	100,105	92,936	7.7%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	51	57	(10.5%)
Provisiones por beneficios a empleados	9,439	10,212	(7.6%)
Pasivos por impuestos no corrientes	13,740	13,669	0.5%
Provisiones y contingencias	11,408	11,223	1.6%
Otros pasivos	2,426	2,404	0.9%
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>137,169</b>	<b>130,501</b>	<b>5.1%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>212,686</b>	<b>187,283</b>	<b>13.6%</b>
<b>Patrimonio</b>			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	72,608	91,035	(20.2%)
Interés no controlante	27,068	28,052	(3.5%)
<b>Total patrimonio</b>	<b>99,676</b>	<b>119,087</b>	<b>(16.3%)</b>
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>312,362</b>	<b>306,370</b>	<b>2.0%</b>

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2023	1T 2022
<b>Flujos de efectivo de las actividades de operación</b>		
<b>Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.</b>	<b>5,660</b>	<b>6,573</b>
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones		
Participación de accionistas no controlantes	1,304	751
Cargo por impuesto a las ganancias	5,593	3,884
Depreciación, agotamiento y amortización	3,163	2,709
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(248)	(47)
Costo financiero reconocido en resultados	2,357	1,550
Pozos secos	147	61
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	8	296
Impairment de activos de corto y largo plazo	23	26
Ganancia por valoración de activos financieros	(58)	(41)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	1	(1)
Ganancia por venta de activos	1	(2)
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(342)	(202)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	520	135
Provisiones y contingencias	201	62
Otros conceptos menores	(6)	(23)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(14,290)	(10,247)
Impuesto de renta pagado	(1,963)	(1,698)
<b>Efectivo neto generado por las actividades de operación</b>	<b>2,071</b>	<b>3,786</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión</b>		
Inversión en negocios conjuntos	0	(32)
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,631)	(1,227)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(3,317)	(1,958)
Adquisiciones de intangibles	(206)	(170)
(Compra) venta de otros activos financieros	750	400
Intereses recibidos	554	159
Dividendos recibidos	104	0
Ingresos por venta de activos	8	50
<b>Efectivo neto usado en actividades de inversión</b>	<b>(3,738)</b>	<b>(2,778)</b>
<b>Flujo de efectivo en actividades de financiación</b>		
Captaciones (pagos) de préstamos	3,561	(274)
Pago de intereses	(1,322)	(907)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(125)	(91)
Dividendos pagados	(227)	(274)
<b>Efectivo neto usado en actividades de financiación</b>	<b>1,887</b>	<b>(1,546)</b>
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(124)	(13)
<b>(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>96</b>	<b>(551)</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	15,401	14,550
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo</b>	<b>15,497</b>	<b>13,999</b>



Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2023	1T 2022
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	5,660	6,573
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,163	2,709
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	4
(+/-) Resultado financiero, neto	1,506	1,524
(+) Provisión impuesto a las ganancias	5,593	3,884
(+) Impuestos y otros	616	451
(+/-) interés no controlante	1,304	751
<b>EBITDA Consolidado</b>	<b>17,842</b>	<b>15,896</b>

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (1T23)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Transmisión de Energía y Vías	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,690	1,298	1,447	225	0	5,660
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,845	568	364	386	0	3,163
(+/-) Resultado financiero, neto	90	275	10	1,090	41	1,506
(+) Provisión impuesto a las ganancias	3,812	786	985	10	0	5,593
(+) Otros Impuestos	256	247	40	73	0	616
(+/-) Interés no controlante	(27)	63	340	928	0	1,304
<b>EBITDA Consolidado</b>	<b>8,666</b>	<b>3,237</b>	<b>3,186</b>	<b>2,712</b>	<b>41</b>	<b>17,842</b>

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total
Producción	422	350	773
Exploración	67	17	84
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	25	11	35
Transporte*	-	56	56
Corporativo**	24	-	24
<b>Ecopetrol</b>	<b>538</b>	<b>434</b>	<b>972</b>
Energía	-	207	207
Vías	-	74	74
Telecomunicaciones	-	9	9
<b>ISA</b>	<b>-</b>	<b>290</b>	<b>290</b>
<b>Grupo Ecopetrol</b>	<b>538</b>	<b>724</b>	<b>1,262</b>

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

\*\* Incluye inversión en proyectos de transición energética.

## Anexos Ecopetrol S.A.

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

**Tabla 7: Estado de Resultados**

Miles de Millones (COP)	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
Nacionales	19,426	15,205	27.8%
Exterior	11,474	12,087	(5.1%)
<b>Total ingresos</b>	<b>30,900</b>	<b>27,292</b>	<b>13.2%</b>
Costos variables	19,394	15,268	27.0%
Costos fijos	3,748	3,041	23.2%
<b>Costo de ventas</b>	<b>23,142</b>	<b>18,309</b>	<b>26.4%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>7,758</b>	<b>8,983</b>	<b>(13.6%)</b>
Gastos operacionales	1,132	794	42.6%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>6,626</b>	<b>8,189</b>	<b>(19.1%)</b>
Ingresos (gastos) financieros	(808)	(668)	21.0%
Resultados de participación en compañías	3,498	1,692	106.7%
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>9,316</b>	<b>9,213</b>	<b>1.1%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(3,656)	(2,640)	38.5%
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>5,660</b>	<b>6,573</b>	<b>(13.9%)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>8,400</b>	<b>9,865</b>	<b>(14.8%)</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>27.2%</b>	<b>36.10%</b>	<b>(8.9%)</b>

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2023	Diciembre 31, 2022	Δ (%)
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	3,986	5,788	(31.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	42,968	33,573	28.0%
Inventarios	7,074	7,226	(2.1%)
Activos por impuestos corrientes	5,726	5,617	1.9%
Otros activos financieros	5,002	1,428	250.3%
Otros activos	1,962	1,657	18.4%
<b>Total activos corrientes</b>	<b>66,718</b>	<b>55,289</b>	<b>20.7%</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	34	34	0.0%
<b>Total activos corrientes</b>	<b>66,752</b>	<b>55,323</b>	<b>20.7%</b>
<b>Activos no corrientes</b>			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	87,939	92,417	(4.8%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	442	430	2.8%
Propiedades, planta y equipo	27,968	27,503	1.7%
Recursos naturales y del medio ambiente	25,889	25,188	2.8%
Activos por derecho de uso	3,038	2,989	1.6%
Intangibles	326	351	(7.1%)
Activos por impuestos diferidos	9,011	10,461	(13.9%)
Otros activos financieros	193	929	(79.2%)
Goodwill y otros activos	1,302	1,257	3.6%
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>156,108</b>	<b>161,525</b>	<b>(3.4%)</b>
<b>Total activos</b>	<b>222,860</b>	<b>216,848</b>	<b>2.8%</b>
<b>Pasivos corrientes</b>			
Préstamos corto plazo	12,651	18,898	(33.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	38,729	16,323	137.3%
Provisiones por beneficios a empleados	2,591	2,463	5.2%
Pasivos por impuestos corrientes	6,857	5,190	32.1%
Provisiones y contingencias	1,002	1,086	(7.7%)
Otros pasivos	1,428	1,117	27.8%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>63,258</b>	<b>45,077</b>	<b>40.3%</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>			
Préstamos largo plazo	68,622	61,717	11.2%
Provisiones por beneficios a empleados	8,925	9,704	(8.0%)
Pasivos por impuestos no corrientes	446	435	2.5%
Provisiones y contingencias	8,675	8,548	1.5%
Otros pasivos	326	332	(1.8%)
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>86,994</b>	<b>80,736</b>	<b>7.8%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>150,252</b>	<b>125,813</b>	<b>19.4%</b>
<b>Patrimonio</b>			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	72,608	91,035	(20.2%)
<b>Total patrimonio</b>	<b>72,608</b>	<b>91,035</b>	<b>(20.2%)</b>
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>222,860</b>	<b>216,848</b>	<b>2.8%</b>

**Tabla 9: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol**

Crudo - kbped	1T 2023	1T 2022	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	149.2	158.9	33.8%
Asia	228.9	212.8	51.9%
América Central / Caribe	0.0	6.1	0.0%
Otros	25.4	10.0	5.8%
Europa	32.6	0.0	7.4%
Costa Oeste EE.UU.	5.4	8.7	1.2%
América del Sur	0.0	0.0	0.0%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%
<b>Total</b>	<b>441.5</b>	<b>396.6</b>	<b>100.0%</b>

  

Productos - kbped	1T 2023	1T 2022	% Part.
América Central / Caribe	25.6	36.0	23.7%
Costa del Golfo EE.UU.	45.2	8.0	41.8%
Asia	16.9	6.8	15.6%
América del Sur	9.8	6.7	9.1%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%
Europa	5.1	0.0	4.7%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%
Otros	5.5	0.5	5.1%
<b>Total</b>	<b>108.1</b>	<b>58.0</b>	<b>100.0%</b>

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

**Tabla 10: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol**

Compras Locales - kbped	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
Crudo	204.4	177.3	15.3%
Gas	4.1	1.7	141.2%
Productos	3.3	3.1	6.5%
Diluyente	0.0	0.0	-
<b>Total</b>	<b>211.8</b>	<b>182.1</b>	<b>16.3%</b>

  

Importaciones - kbped	1T 2023	1T 2022	Δ (%)
Crudo	70.9	28.4	149.6%
Productos	80.4	132.5	(39.3%)
Diluyente	28.2	35.1	(19.7%)
<b>Total</b>	<b>179.6</b>	<b>196.0</b>	<b>(8.4%)</b>

  

<b>Total</b>	<b>391.4</b>	<b>378.1</b>	<b>3.5%</b>
--------------	--------------	--------------	-------------

**Tabla 11: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol**

#	Trimestre	Nombre	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Cupiagua XD 45	SDLA	Piedemonte	Ecopetrol 100% (Operador)	En Evaluación	Enero 18/2023
2	Primero	Picabuey-1	LLA-87	Llanos Orientales	Hocol 50% Geopark 50% (Operador)	Seco	Enero 18/2023
3	Primero	Magnus-1	CPO-09	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol (45%)	En Evaluación	Enero 21/2023
4	Primero	Turupe-1 ST	LLA-9	Llanos Orientales	Ecopetrol 100% (Operador)	Seco	Feb 10/2023
5	Primero	Zorzal-1	LLA-87	Llanos Orientales	Hocol 50% Geopark 50% (Operador)	En Evaluación	Feb 11/2023
6	Primero	Koala-1	LLA-87	Llanos Orientales	Hocol 50% Geopark 50% (Operador)	Seco	Mar 13/2023
7	Primero	Leyenda-1	CPO-09	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol (45%)	En Evaluación	Mar 14/2023
8	Primero	Cusiana V 31	SDLA	Piedemonte	Ecopetrol 100% (Operador)	En Evaluación	Mar 28/2023

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

Indicadores HSE*	1T 2023	1T 2022
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.16	0.23
Incidentes ambientales**	1	1

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