

Resultados 2023 segundo trimestre

RESULTADOS SOBRESALIENTES EN UN MERCADO RETADOR



Generar valor con sosTECnibilidad®



INVERSIÓN SOCIAL

estimada 2023

COP 766
Mil millones



TRANSFERENCIAS A LA NACIÓN

COP 23.6
Billones en 1S23



AVANCES EN REDUCCIÓN DE GEI*

*(Gases de Efecto Invernadero)

-1.09 MtCO₂e
al 1S23

Cierre de negociación convención colectiva de trabajo

2023-2026



Conocimiento de Vanguardia



CAPTURA DE BENEFICIOS por COP 1.1 Billones durante 1S23

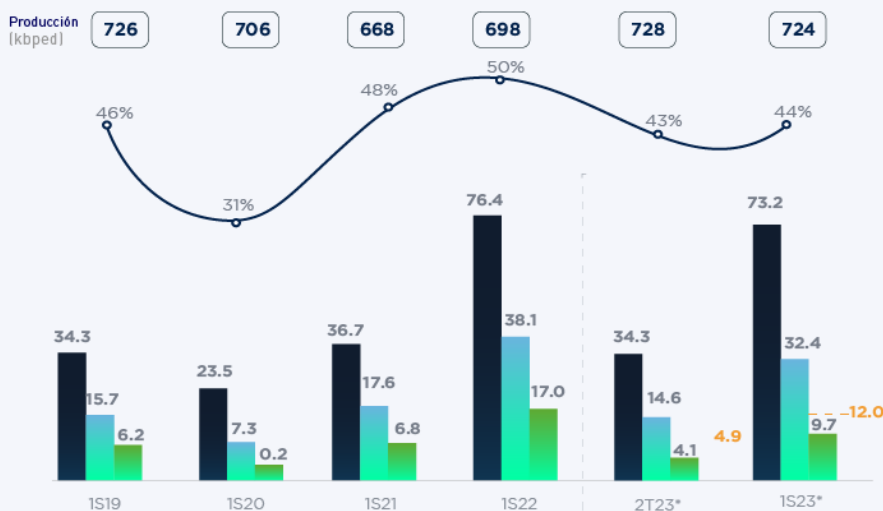
TRANSFORMACIÓN DIGITAL

- Pruebas piloto de la tecnología 5G para uso industrial en la Refinería de Barrancabermeja
- Red Econova al 2T23 ha logrado impactar a +370 empresas, incubar cerca de 20 emprendimientos y acelerar alrededor de 10 empresas

PUESTO #1 en Monitor Empresarial de Reputación Corporativa 2023

Retornos Competitivos

COP Billones



*2T-Segundo trimestre *1S-Primer Semestre

● Ingresos ● EBITDA ● Utilidad Neta ○ Margen EBITDA — Sin reforma tributaria

Segundo mejor EBITDA y Utilidad Neta semestral de la historia de la empresa, para el mismo periodo

Creer con la Transición

Soluciones de Bajas Emisiones

Gas natural y GLP

Aportaron el 22.0%* del total de la producción de hidrocarburos

*Cifra incluye gas y Gas Licuado de Petróleo (GLP) y excluye GNL (Gas Natural Licuado)

Capex del Grupo Ecopetrol

Récord de los últimos 7 años con COP 12.3

Billones invertidos en 1S23

Hidrocarburos

Refinación

428
Kbd

Carga récord refineries

Producción

728
Kbped

(+23.4 vs 2T22)

Volumen transportado

1,097.7 Kbd

(+20.3 vs 2T22)

Producción trimestral más alta de los últimos 3 años

Transmisión y vías

Adjudicación

2 lotes en subasta de transmisión de energía por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) en Brasil

16% Aporte al EBITDA del GE



Gracias al trabajo de nuestro equipo de clase mundial, para mí es un orgullo presentarles los resultados operacionales y financieros del Grupo Ecopetrol del 2T23. Quisiera resaltar no solo nuestra resiliencia y competitividad sino también el excelente desempeño operativo y financiero de todas nuestras líneas de negocio en el marco de un contexto de mercado retador, así como nuestro firme compromiso con la sostenibilidad financiera y la generación de valor para todos nuestros grupos de interés.

En Colombia, desde los campos productores en los Llanos Orientales, hasta las estaciones Offshore en el Caribe, y a nivel Global desde Chile, con nuestra línea de negocio de transmisión y vías, hasta nuestra comercializadora en Singapur, continuaremos enfocados en la excelencia operativa, la innovación y el firme compromiso con una transición energética justa y dentro del marco de nuestra estrategia al 2040, “Energía que Transforma”.

En términos de mercado, durante la primera mitad del año diversos factores han impactado el precio del crudo, tales como la posibilidad de una recesión en el mundo desarrollado, altas tasas de interés, el estrés bancario en Estados Unidos y la desaceleración económica en China. En medio de esta coyuntura sobresale nuestra resiliencia operativa y las estrategias implementadas para aprovechar oportunidades como la diversificación de mercados, la eficiencia y sinergia en nuestras operaciones para enfrentar estos retos.

En el 2T23 se destacan los siguientes hitos en materia operativa: i) Producción récord de los últimos tres años (728 kbped) apalancada en campos como Permian, Caño sur y Rubiales; ii) cargas récord en refinerías (428 kbd) y iii) el cierre de la negociación de la Convención Colectiva de Trabajo 2023-2026, entre otros. A nivel financiero se destacan: i) Avances para disminuir la cuenta por cobrar con el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles-FEPC-. Durante el trimestre se realizó una compensación por COP 8.4 billones y se presentó la menor acumulación promedio desde enero 2022; ii) ejecución de CAPEX por COP 6.3 billones (acumulación 1S23 de COP 12.3 billones; récord semestral de los últimos 7 años); y iii) transferencias a la Nación por COP 18 billones, para un total de 23.6 billones en el 1S23.

A la par del sobresaliente desempeño operativo, Ecopetrol presenta un destacado resultado en sus principales indicadores financieros. En el 2T23 se registraron ingresos por COP 34.3 billones, una utilidad neta de COP 4.1 billones, un EBITDA de COP 14.6 billones y un margen EBITDA de 42.5%. En el acumulado del año presentamos ingresos consolidados por COP 73.2 billones, una utilidad neta de COP 9.7 billones, un EBITDA de COP 32.4 billones, y un margen EBITDA de 44.3%. A cierre de junio, el indicador deuda bruta/EBITDA fue de 1.6 veces y el retorno sobre el capital empleado (ROACE) fue de 14.8%.

Es importante destacar que **el Ebitda y la Utilidad Neta del primer semestre de 2023 son los segundos mejores reportados en la historia para tal periodo**, lo cual ha permitido el pago de COP 11.3 billones¹ en impuestos a la Nación e incluyendo cerca de COP 2.2 billones de pesos incrementales asociados al aumento de la tributación derivado de la reforma tributaria efectiva desde enero 2023.

En la línea de **Hidrocarburos** destacamos el excelente desempeño operativo soportado en un incremento de la producción, récords de carga y disponibilidad en las refinerías, así como el aumento en los volúmenes transportados frente al 2T22. A cierre de junio, se han perforado 10 pozos exploratorios, avanzando en un 40% frente a la meta establecida para el año. En el 2T23 se dio la declaración de éxito del pozo exploratorio Tinamú-1, en Castilla la Nueva en el Departamento del Meta, con la presencia de crudo pesado. En cuanto a la actividad exploratoria costa afuera en Colombia, se presentaron avances en la evaluación del pozo Gorgon-2 y la perforación del pozo Glaucus-1 en la misma área. Se espera que este último alcance su profundidad total en el segundo semestre de 2023. Además, avanzamos en la planeación de perforación del pozo Orca Norte-1 y en la campaña de delimitación del descubrimiento Uchuva.

En cuanto a la **producción**, alcanzamos un promedio de 728.0 kbped en el trimestre, aumentando 23.4 kbped frente al 2T22. Se destaca el aporte y aumento en la producción en los Campos de Caño Sur, Rubiales en Colombia, así como en Permian en Estados Unidos. Lo anterior permitió compensar el impacto de las situaciones de seguridad física y bloqueos originados por terceros presentadas durante este periodo. Así mismo, continuamos avanzando en la descarbonización, en total para el 1S23, en exploración y producción, se lograron reducir 141 mil tCo2 equivalente.

¹ Hacen parte de los COP 23.6 billones de transferencias a la Nación

En el segmento de **transporte**, el volumen total transportado creció en 20.3 kbd frente al 2T22 para un total de 1,098.kbd, explicado principalmente por mayor disponibilidad de producción en las refinerías y una mayor producción de hidrocarburos en la zona Llanos. Lo anterior, a pesar de las afectaciones originadas por parte de terceros que fueron gestionadas a través de 7 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario en el 2T23 para un total de 10 en el 1S23.

En **refinación** logramos un récord histórico trimestral en carga consolidada de 428 kbd apalancado en la operación continua de la Interconexión de las Plantas de Crudo de Cartagena (IPCC) y una disponibilidad operacional mayor al 96%. Pese al debilitamiento de los precios de los productos refinados se logró mantener un margen bruto de refinación integrado de dos dígitos (14.4 USD/BI).

En el frente **comercial**, sobresale la gestión de nuestra filial Ecopetrol Trading Asia, la cual ha logrado comercializar hasta la fecha más de 85 millones de barriles de crudo en el mercado asiático, superando nuestra meta inicial estimada en 2021 en un 15% y representando el 54% de nuestras exportaciones en el 2T23. Asimismo, la filial generó un aporte de USD 62.5 millones al EBITDA del Grupo en el 2T23.

A través de la mesa de trading de carbono durante el 2T23 se compensaron cerca de 35 mil toneladas de CO₂ con créditos de carbono de un proyecto de Soluciones Naturales del Clima Colombiano. Así, se continúa posicionando el crudo Castilla Blend carbono compensando con la venta de un cargamento con destino al Golfo Americano y otro a Europa, lo que representará una compensación aproximada de 16 mil y 33 mil toneladas de CO₂, respectivamente.

En la línea de **Soluciones de Bajas Emisiones** donde se encuentran, entre otros, los negocios de gas natural, GLP, hidrógeno y energías renovables, el gas natural y el GLP aportaron el 22.0% del total de la producción de hidrocarburos del Grupo durante el 2T23. En renovables, nuestros parques solares Brisas, Castilla y San Fernando, además de la Pequeña Central Hidroeléctrica Cantayús, al cierre del 1S23 se lograron reducir 12,300 toneladas de CO₂ equivalente y generaron ahorros por cerca de COP 13,553 millones de pesos.

En el frente de **hidrógeno**, resaltamos la selección de nuestros dos proyectos de producción industrial de hidrógeno verde por parte del programa Climate Finance Accelerator del Gobierno Británico (CFA)

como iniciativas con impacto climático significativo y comprometidos con las estrategias nacionales de reducción de emisiones. Dichos proyectos avanzan en su maduración técnica y financiera en alianza con nuestros socios. En movilidad, con el apoyo de CENIT y H2B2, se realizó la primera dispensación de Hidrógeno al bus piloto SITP de Bogotá, el cual estará rodando en las calles de la ciudad en el 4T23. Por otro lado, en junio se llevó a cabo el Foro de Transición Energética del Grupo Ecopetrol, en el cual participaron durante tres días expertos nacionales e internacionales para compartir conocimiento sobre esta temática que es eje central de nuestra estrategia 2040.

En la línea de **Transmisión y Vías**, se mantienen los resultados operativos y financieros positivos. ISA tuvo un aporte del 16% al EBITDA del Grupo en el 1S23. En este mismo periodo, los ingresos totales de la Filial alcanzaron COP 7.5 billones, por su parte, el EBITDA ascendió a COP 5.1 billones. Durante el 2T23 ISA fue adjudicataria de 6 ampliaciones en Brasil y 1 conexión en Colombia. Adicionalmente, ISA, a través de ISA CTEEP, fue vencedora en dos lotes licitados por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL).

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

En la **dimensión ambiental** en el 2T23, Ecopetrol implementó prácticas de gestión integral del agua, reutilizando 38.4 millones de metros cúbicos de agua en sus operaciones y reduciendo la presión sobre los recursos hídricos. También, se lograron reducir al 1S23 183,695 tCO₂e, con un cumplimiento del 45% con respecto a lo planeado para el total del año.

En la **dimensión social**, se logró el cierre exitoso de la negociación de una nueva Convención Colectiva de Trabajo con 13 organizaciones sindicales, sobresaliendo el compromiso, la dedicación y el profesionalismo de los equipos negociadores. Además, el Grupo Ecopetrol continua firme con su compromiso para el desarrollo sostenible del territorio, aportando recursos y beneficiando a diversos sectores como la educación, el deporte, la salud, así como al desarrollo rural y el acceso a servicios públicos para el cierre de brechas sociales. Al cierre del 2T23, se destinaron COP 170,580 millones para la ejecución del Portafolio de Desarrollo Territorial que incluye la inversión social, ambiental y de relacionamiento de carácter estratégico y obligatorio.

En las inversiones sociales, se realizaron aportes para el acceso a servicios públicos esenciales: gas

natural, agua y energía. Nuestro Programa Gas Social permitió la certificación de 4,843² nuevas conexiones de hogares al servicio de gas en los departamentos de Atlántico, Santander y Casanare. En acceso al agua destacamos el aporte de COP 6,500 millones para la construcción de una pila pública en la Guajira y en el frente de energía participamos, junto con Gobierno Nacional, en un equipo de trabajo liderado por el Ministerio de Minas y Energía, con el fin de consolidar un portafolio de iniciativas con potencial de convertirse en Comunidades Energéticas. Por otro lado, en el 2T23 se llevaron a cabo 13 procesos de diálogo social, con la asistencia de 1,100 personas a nivel nacional en los que participaron Juntas de Acción Comunal, academia, empresarios e institucionalidad local, con el objetivo de fomentar confianza hacia las comunidades en nuestras áreas de influencia.

En la agenda de **innovación y tecnología**, se capturaron beneficios al 1S23 por USD 238 millones (COP 1.1 billones). Alrededor del 30% de los beneficios se concentraron en el frente de transformación digital, destacándose las pruebas piloto de la tecnología 5G para uso industrial en la Refinería de Barrancabermeja con el apoyo de MinTIC y Claro Colombia. Asimismo, la video analítica para monitorear áreas restringidas y la transferencia de datos para conocer en tiempo real los resultados de la prueba. En el frente de investigación y desarrollo tecnológico, se capturaron beneficios por USD 164.8 millones (COP 0.8 billones) al cierre del 1S23, resaltando un modelo de gestión integral del agua que considera la hidrogeología del Valle Medio del Magdalena y el potencial de las unidades acuíferas más profundas.

En **gobierno corporativo**, Ecopetrol finalizó la primera fase de aplicación del ciclo de gestión de riesgos de derechos humanos (DDHH) con las Vicepresidencias Regional Orinoquía y Regional Andina Oriente. Además, durante el 2T23 se inició el programa anual de formación para la Junta Directiva de Ecopetrol S.A, con el fin de promover las mejores prácticas de gobierno corporativo, transición energética, SosTECnibilidad®, entre otras.

Por último, quisiera ratificar mi compromiso con los pilares de la Estrategia a 2040 del Grupo Ecopetrol. Estamos trabajando actualmente con la Junta Directiva para fortalecer dicha hoja de ruta, manteniendo un excelente desempeño operacional y financiero, la seguridad en nuestras operaciones y aumentando nuestro aporte al desarrollo social. Todo esto, apalancado en un sólido y transparente

gobierno corporativo. Continuaremos fortaleciendo las relaciones con todos nuestros grupos de interés, enfocados en la generación de valor sostenible mientras avanzamos hacia la transición energética.

Ricardo Roa Barragán
Presidente Ecopetrol S.A.

² Corresponden a conexiones físicas

Bogotá D.C., 08 de agosto de 2023, Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el segundo trimestre de 2023 y año acumulado, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

El primer semestre de 2023 se ubica como el segundo mejor resultado financiero de la historia del Grupo Ecopetrol en ese mismo periodo, con un nivel de generación de EBITDA de COP 32.4 billones y una Utilidad Neta de COP 9.7 billones (COP 12.0 billones antes de Reforma Tributaria). Lo anterior, apalancado en un excelente desempeño operativo que permitió mitigar el efecto de la disminución en el entorno de precios y el aumento de las contribuciones fiscales asociadas a la Reforma Tributaria.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2023	2T 2022	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	34,300	43,885	(9,585)	(21.8%)	73,154	76,358	(3,204)	(4.2%)
Depreciación y amortización	3,239	2,725	514	18.9%	6,248	5,305	943	17.8%
Costos variables	13,718	16,343	(2,625)	(16.1%)	29,065	28,408	657	2.3%
Costos fijos	4,530	4,010	520	13.0%	8,952	7,303	1,649	22.6%
Costo de ventas	21,487	23,078	(1,591)	(6.9%)	44,265	41,016	3,249	7.9%
Utilidad bruta	12,813	20,807	(7,994)	(38.4%)	28,889	35,342	(6,453)	(18.3%)
Gastos operacionales y exploratorios	2,314	2,199	115	5.2%	4,670	4,205	465	11.1%
Utilidad operacional	10,499	18,608	(8,109)	(43.6%)	24,219	31,137	(6,918)	(22.2%)
Ingresos (gastos) financieros, neto	(2,044)	(1,991)	(53)	2.7%	(3,549)	(3,514)	(35)	1.0%
Participación en resultados de compañías	155	237	(82)	(34.6%)	497	439	58	13.2%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	8,610	16,854	(8,244)	(48.9%)	21,167	28,062	(6,895)	(24.6%)
Provisión impuesto a las ganancias	(3,336)	(5,309)	1,973	(37.2%)	(8,929)	(9,193)	264	(2.9%)
Utilidad neta consolidada	5,274	11,545	(6,271)	(54.3%)	12,238	18,869	(6,631)	(35.1%)
Interés no controlante	(1,187)	(1,075)	(112)	10.4%	(2,490)	(1,826)	(664)	36.4%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	4,087	10,470	(6,383)	(61.0%)	9,748	17,043	(7,295)	(42.8%)
EBITDA	14,585	22,211	(7,626)	(34.3%)	32,427	38,106	(5,679)	(14.9%)
Margen EBITDA	42.5%	50.6%	-	(8.1%)	44.3%	49.9%	-	(5.6%)

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 acumulados en el 1S23 presentaron una disminución de -4.2% correspondientes a COP -3.2 billones versus el 1S22, totalizando COP 73.2 billones como resultado neto entre:

- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de -24.6 USD/BI (COP -17.9 billones), principalmente por menor precio de referencia Brent y en menor medida por el deterioro de los diferenciales versus el Brent de crudo y productos.
- Efecto cambiario positivo en los ingresos (COP +8.7 billones), por mayor tasa de cambio promedio.
- Mayor volumen de ventas (COP +4.2 billones, +53.9 kbped), principalmente 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, y iii) aumento en la exportación de productos refinados, dada la mayor capacidad operativa de la Refinería de Cartagena.
- Mayores ingresos de servicios (COP +1.8 billones), derivados principalmente de transmisión de energía y vías.

Los ingresos por ventas en el 2T23 disminuyeron -21.8% versus 2T22, equivalentes a una variación de COP -9.6 billones totalizando COP 34.3 billones, debido al resultado combinado entre:

- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de -37.3 USD/BI (COP -13.3 billones), por menor precio de referencia Brent y deterioro de los diferenciales versus el Brent, principalmente de productos combustibles los cuales habían alcanzado cifras récord en el 2T22.
- Aumento en la tasa de cambio promedio, impactando positivamente los ingresos (COP +3.1 billones)
- Mayores ingresos de servicios (COP +0.4 billones), por los factores mencionados en el párrafo anterior.
- Mayor volumen de ventas (COP +0.2 billones, +6.6 kbped), por efecto neto entre: i) incremento en la producción de crudo y ii) disminución de la demanda nacional de productos combustibles.

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	2T 2023	2T 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)
Destilados Medios	170.1	175.8	(3.2%)	170.5	170.2	0.2%
Gasolinas	143.7	150.5	(4.5%)	147.7	150.2	(1.7%)
Gas Natural	88.9	98.3	(9.6%)	89.7	97.5	(8.0%)
Industriales y Petroquímicos	19.9	23.8	(16.4%)	21.1	23.3	(9.4%)
GLP y Propano	18.6	17.7	5.1%	18.8	18.2	3.3%
Crudo	2.6	2.4	8%	2.3	2.2	4.5%
Combustóleo	0.2	0.1	100.0%	0.3	0.0	-
Total Volúmenes Locales	444.0	468.6	(5.2%)	450.6	461.6	(2.4%)
Volumen de Exportación - kbped	2T 2023	2T 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)
Crudo	431.1	414.4	4.0%	436.3	405.5	7.6%
Productos	113.3	103.5	9.5%	110.7	81.0	36.7%
Gas Natural*	9.6	4.9	95.9%	8.8	4.5	95.6%
Total Volúmenes de Exportación	554.0	522.8	6.0%	555.7	491.0	13.2%
Total Volúmenes Vendidos	998.0	991.4	0.7%	1,006.3	952.6	5.6%

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

El total de volumen vendido durante el 2T23 ascendió a 998 kbped, 0.7% mayor frente al 2T22, como resultado de mayor volumen de exportación que compensa un menor volumen de ventas locales.

Las ventas en Colombia, que representaron el 44% del total, mostraron una disminución de 5.2% (-24.6 kbped) versus 2T22, debido principalmente a:

- Disminución del 4.5% (-6.8 kbped) en demanda de gasolina explicado por incremento de precios y consumo de inventario de mayoristas.
- Disminución del 3.2% (-5.7 kbped) en ventas de destilados medios explicado por: i) menor consumo de jet por salida de funcionamiento de aerolíneas de bajo costo y ii) situación atípica en 2022 que requirió atención de demanda de la zona norte del país.
- Disminución del 16.4% (-3.9 kbped) en ventas de petroquímicos explicado por: i) menores ventas de polietileno y polipropileno asociadas a una menor demanda.
- Disminución del 9.6% (-9.4 kbped) en ventas de gas explicado por: i) Menor demanda de clientes (mayoritariamente del sector Industrial y en generación térmica), ii) eventos externos que generaron suspensión de entregas de gas del Campo Gibraltar por 19 días debido a múltiples atentados al Oleoducto Caño Limón- Coveñas y iii) evento de anomalía térmica en el gasoducto Mariquita Cali de TGI con restricción a la demanda del occidente del país durante 5 días.

Las ventas internacionales, que representaron el 56% del total, evidenciaron un incremento del 6% (31.2 kbped) en el 2T23 versus el 2T22, debido al efecto combinado de:

- Aumento del 4% (+16.7 kbped) en exportaciones de crudo explicadas principalmente por: i) mayores operaciones de Trading (+21.4 kbped), ii) crecimiento de producción en Permian y iii) neto de cargamentos en tránsito al cierre de junio (-12.4 kbped) principalmente con destino Asia.
- Aumento del 9.5% (+9.8 kbped) en exportaciones de productos debido a mayor disponibilidad de producto por incremento de la oferta en refinerías (principalmente por estabilización de la interconexión de plantas de crudo IPCC en Cartagena). En el 2T23 se alcanzó récord histórico trimestral en carga consolidada de las refinerías de 428 kbd.
- Mayores ventas de GLP en Permian (+5.9 kbped) por éxito en campaña de perforación.
- Aumento del 95.9% (+4.7 kbped) en ventas locales de Gas Natural en las filiales de Permian y Ecopetrol América asociadas principalmente al éxito en la campaña exploratoria de Permian.

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

USD/BI	2T 2023	2T 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)
Brent	77.7	112.0	(30.6%)	79.9	104.9	(23.8%)
Canasta de Venta de Gas	28.4	27.5	3.3%	29.0	27.3	6.2%
Canasta de Venta de Crudo	68.4	105.2	(35.0%)	68.8	97.0	(29.1%)
Canasta de Venta de Productos	89.2	135.3	(34.1%)	94.4	122.8	(23.1%)

Crudos: En el 2T23 versus 2T22, se observó un debilitamiento de 36.8 USD/BI en los precios de la canasta de crudo pasando de 105.2 USD/BI a 68.4 USD/BI. El precio bajó principalmente por un debilitamiento del Brent, explicado por aumento en los inventarios en EE. UU., subida de las tasas de interés en EE. UU. y Reino Unido, una menor demanda de China y la decisión de la OPEP de mantener el nivel de producción. A pesar de este impacto en los precios el crudo Castilla se posiciona por encima de sus crudos competidores. Durante el 2T23 el diferencial de la canasta de crudos se ha venido recuperando por la apertura de China y 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 2T23 versus 2T22, la canasta de venta de productos se redujo en 46.1 USD/BI, pasando de 135.3 USD/BI a 89.2 USD/BI, explicado por el debilitamiento del Brent (-30%), acompañado de un debilitamiento de los indicadores internacionales de precios, especialmente de diésel, jet y gasolina.

Gas Natural: En el 2T23 versus 2T22, el precio de las ventas de gas se fortaleció 0.8 USD/BI, pasando de 27.5 USD/BI a 28.4 USD/BI debido principalmente a la indexación de contratos al Índice de Precios al Productor (IPP).

Programa de Coberturas: Durante el 2T23 se continuó con la estrategia de coberturas tácticas para el manejo activo de riesgos de precio para Ecopetrol. Los volúmenes cubiertos en operaciones tácticas ascendieron a 3.95

mmbls. Las siguientes operaciones comerciales tuvieron una cobertura táctica asociada: i) 3.0 mmbls exportaciones de crudo ii) 0.7 mmbls importaciones de crudo, y iii) 0.25 mmbls exportaciones de Fuel Oil. Por parte de ECPTA, durante el mismo periodo de tiempo se ejecutaron coberturas tácticas por 8.5 mmbls sobre indicador y 1.47 mmbls en fletes.

Costo de Ventas

El costo de ventas presentó un incremento de 7.9% equivalente a COP +3.2 billones en 1S23 versus 1S22 y una disminución de -6.9% equivalente a COP -1.6 billones en 2T23 versus 2T22. A continuación, los hechos más relevantes que se presentaron en cada componente del costo:

Costos Variables

Los costos variables acumulados en el 1S23 presentaron un aumento de 2.3% o de COP +0.7 billones versus 1S22, como resultado combinado de:

- Disminución en las compras de crudo, gas y productos (COP -4.5 billones), por efecto neto entre: i) menor precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones de -33.4 USD/BI (COP -8.0 billones), ii) menor volumen comprado de productos refinados (COP -4.8 billones, -52.4 kbped), dada la mayor disponibilidad operativa en ambas Refinerías, iii) mayor volumen comprado de crudos y gas (COP +4.6 billones, +63.8 kbped), destacando los mayores requerimientos de importación de crudo, asociados a la mayor capacidad operativa en la Refinería de Cartagena y iv) incremento de la tasa de cambio promedio en las compras (COP +3.7 billones).
- Incremento en otros costos variables (COP +0.7 billones), por una mayor actividad operacional en todos los segmentos de negocio, incremento en las tarifas de contratos impactadas por el efecto inflacionario y efecto por mayor tasa de cambio promedio.
- Fluctuación de inventarios (COP +4.5 billones), por: i) menor valoración dados los menores precios de referencia en los volúmenes comprados tanto de crudo como de productos y ii) mayor consumo debido a las mayores ventas-

Los costos variables presentaron una disminución de 16.1% equivalente a COP -2.6 billones en el 2T23 frente al 2T22, explicado por el efecto neto entre: i) disminución en las compras de crudo, gas y productos (COP -4.3 billones), dado menor precio promedio ponderado de compras de -44.8 USD/BI, menor volumen comprado de productos refinados de -46.5 kbped, mayor volumen comprado de crudos y gas de +55.7 kbped e incremento de la tasa de cambio promedio y ii) fluctuación de inventarios e incremento de otros costos variables (COP +1.7 billones), en ambos casos por los factores del semestre ya mencionados.

Costos Fijos

Aumento de 22.6% o de COP +1.6 billones en 1S23 versus el 1S22 y de 13.0% equivalente a COP +0.5 billones en 2T23 frente al 2T22, por: i) incremento de los costos de mantenimiento, consumo de materiales, servicios contratados y otros costos, por mayor operación, ii) efecto inflacionario y cambiario y iii) mayor costo laboral, asociado principalmente al incremento salarial frente al año anterior, impactado por el efecto inflacionario.

Costo Total Unitario

El Costo Total Unitario al 1S23 se ubicó en 45.6 USD/BI, registrando una reducción de 14.7% versus el 1S22 (53.5 USD/BI), explicado principalmente por el efecto de una mayor tasa de cambio y el incremento de volúmenes comercializados. El incremento de +681 pesos/dólar en el periodo generó una disminución en los costos y gastos operativos cercano a los COP 340 mil millones.

Depreciación y Amortización

Aumento de 17.8% equivalente a COP +0.9 billones en 1S23 frente al 1S22 y de 18.9% equivalente a COP +0.5 billones en 2T23 frente al 2T22, como consecuencia de: i) incremento en la producción, ii) efecto cambiario en la

depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada la mayor TRM promedio y iii) un mayor nivel de inversión de capital. 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

Los gastos operativos, neto de otros ingresos presentaron un aumento de 11.1% equivalente a COP +0.5 billones en 1S23 frente al 1S22 y de 5.2% equivalente a COP +0.1 billones en 2T23 frente al 2T22, explicados principalmente por:

- Incremento en gastos de operación aduanera principalmente por el mayor volumen de ventas bajo modalidad DAP (Delivery at Place).
- Incremento en servicios contratados con un mayor costo asociado a la inflación.
- Mayor gasto laboral, asociado principalmente al incremento salarial, impactado por el efecto inflacionario.
- Menor gasto por baja de activos asociados a la salida del proyecto Rydberg en Ecopetrol América luego del análisis de viabilidad técnica y económica en 2022.

Resultado Financiero (No Operacional)

El gasto financiero (no operacional) neto, aumentó 1.0% en el 1S23 frente al 1S22 y 2.7% en el 2T23 frente al 2T22, como resultado de:

- Incremento en el costo financiero, mayor TRM promedio, incremento en tasas de interés y mayor endeudamiento asociado principalmente a nuevos créditos comerciales.

Lo anterior ha sido compensado por:

- Mayor ingreso por valoración y rendimientos del portafolio de títulos asociado al aumento de las tasas en el mercado.
- Aumento en el ingreso por diferencia en cambio, dada la mayor posición neta pasiva en dólar del Grupo Ecopetrol y la revaluación del peso frente al dólar durante 2023.

La **Tasa Efectiva de Tributación** para el 1S23 se ubicó en 42.2% frente al 32.8% del 1S22, mientras que la tasa efectiva de tributación del 2T23 fue de 38.7% versus el 31.5% del 2T22. El incremento en ambos periodos se genera principalmente por el efecto de la sobretasa y la no deducibilidad de las regalías, cambios establecidos en la Reforma Tributaria. Lo anterior, compensado parcialmente con las menores tasas de las compañías filiales con régimen de tributación diferente, como es el caso de la Refinería de Cartagena y Compañías en Estados Unidos.

Estado de situación financiera

Los activos del Grupo Ecopetrol disminuyeron en COP -19.3 billones frente al 1T23 principalmente por:

- Menores cuentas por cobrar (COP -5.8 billones), principalmente por compensación sin giro de recursos entre el saldo por cobrar de la cuenta del Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles (FEPC) con los dividendos a favor de la Nación por COP -8.4 billones, en virtud de la resolución 1612 del 29 de junio de 2023. Adicionalmente se presenta una menor acumulación de la cuenta del FEPC, dado el incremento gradual de los precios a la gasolina en Colombia y la disminución de los precios de referencia.
- Disminución en la propiedad, planta, equipo y recursos naturales (COP -5.3 billones), generado por: i) disminución de la TRM de cierre y su efecto en la conversión de compañías con moneda funcional diferente

al peso colombiano, ii) la depreciación del periodo, compensado con iii) mayor CAPEX principalmente en Ecopetrol S.A. y Permian.

- Disminución del efectivo y portafolio de inversiones (COP -4.7 billones), debido principalmente a: i) las inversiones en capex y ii) pago de dividendos en el trimestre, compensado por iii) el efectivo generado por el flujo de la operación.
- Menores impuestos (COP -2.1 billones), principalmente asociado al impuesto diferido dada la revaluación del peso y el impacto que tiene en las compañías con moneda funcional diferente al peso.
- Disminución en inventarios (COP -0.8 billones).

Por otra parte, la disminución de COP -21.1 billones del total de pasivos frente al 1T23 se generó principalmente por:

- Compensación de dividendos por pagar al Gobierno Nacional con la cuenta por cobrar al FEPC (COP -8.4 billones).
- Menor valor de la deuda (COP -8.3 billones), generado principalmente por el efecto de la revaluación del peso frente al dólar durante el 2T23.
- Disminución del impuesto de renta (COP -1.7 billones), asociado principalmente al pago de la primera cuota de renta de algunas filiales del Grupo Ecopetrol.

El **Patrimonio** total del Grupo Ecopetrol al cierre del 2T23 fue de COP 101.5 billones. El patrimonio atribuible a los accionistas de Ecopetrol fue de COP 74.8 billones, con un aumento de COP +1.8 billones frente a 1T23, como resultado principalmente de: i) las utilidades generadas durante el año y ii) el efecto de coberturas de flujo de efectivo e inversión neta de negocio en el extranjero. Lo anterior es parcialmente compensado con el efecto de la conversión de filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano.

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

El 7 de junio de 2023, Refinería de Cartagena S.A.S. fue notificada sobre la decisión del tribunal arbitral internacional que resolvió la demanda interpuesta por la Sociedad en contra de Chicago Bridge & Iron Company N.V., CB&I UK Limited Ltd. y CBI Colombiana S.A. (CB&I) ante la Cámara de Comercio Internacional, en relación con el contrato de ingeniería, procura y construcción para la ampliación y modernización de la Refinería de Cartagena.

El tribunal Arbitral condenó a CB&I al pago aproximado de \$1,000 USD millones más intereses a favor de Refinería de Cartagena. De igual forma, el Tribunal Arbitral desestimó las pretensiones de CB&I por cerca de \$400 USD millones.

Finalmente, es importante mencionar que decisión del tribunal es vinculante para las partes y como parte del proceso legal, ésta debe ser confirmada por la Corte del Distrito del Sur de Nueva York, momento en el cual se evaluará la forma de recaudo y se realizarán los registros contables respectivos.

Flujo de Caja y Deuda

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2023	2T 2022	6M 2023	6M 2022
Efectivo y equivalentes inicial	15,497	13,999	15,401	14,550
(+) Flujo de la operación	3,139	6,154	5,209	9,940
(-) CAPEX	(5,554)	(4,586)	(10,708)	(7,941)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	486	771	1,237	1,170
(+) Otras actividades de inversión	563	352	1,229	530
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	107	(1,701)	2,221	(2,975)
(-) Pagos de dividendos	(2,334)	(5,692)	(2,561)	(5,965)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(567)	814	(691)	802
(-) Restitución de capital	(12)	(7)	(12)	(7)
Efectivo y equivalentes final	11,325	10,104	11,325	10,104
Portafolio de inversiones	1,629	1,887	1,629	1,887
Caja total	12,954	11,991	12,954	11,991

Flujo de Caja

Al cierre del 2T23, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 13.0 billones (35% COP y 65% USD). Durante el trimestre, el principal movimiento que generó liquidez para el Grupo fue el proveniente del flujo de la operación por COP 3.1 billones, asociado a la actividad operacional de los segmentos del negocio, donde resaltan los mayores volúmenes de ventas apalancados en aumentos en la producción e impactando positivamente el segmento de transporte, desempeño de las refinerías y por los proyectos de energía. Lo anterior, estuvo parcialmente compensado por el aumento en el capital de trabajo, principalmente dada la acumulación de saldos del diferencial de precios reconocido en la cuenta del FEPC y por el pago en algunas filiales del impuesto a las ganancias.

Las principales salidas de efectivo del trimestre fueron: i) los desembolsos de CAPEX por COP 5.6 billones, realizadas principalmente en Ecopetrol y sus filiales Permian, ISA y CENIT y, ii) pago de dividendos por COP 2.3 billones, donde Ecopetrol pagó a sus accionistas minoritarios COP 0.9 billones y las filiales COP 1.4 billones.

Deuda

Al cierre de junio de 2023, el saldo de la deuda en el balance es de COP 108.1 billones, equivalentes a USD 25,866 millones (la deuda consolidada de Grupo ISA aporta USD 7,847 millones), con una disminución de COP -8.3 billones frente a 1T23, principalmente por el efecto de la revaluación del peso frente al dólar en el segundo trimestre de 2023. El indicador Deuda Bruta/EBITDA al cierre de junio de 2023 fue de 1.6 veces, dentro del rango fijado en la estrategia 2040 del Grupo Ecopetrol. La relación Deuda/Patrimonio al cierre de junio de 2023 es de 1.06 veces.

El 28 de junio de 2023, se realizó exitosamente una colocación de Bonos de Deuda Pública Externa en el mercado internacional de capitales por USD \$1,500 millones³. Los recursos de la transacción serán destinados a la refinanciación de deuda y el plan de inversiones. Adicionalmente, el 7 de julio de 2023, como parte de la estrategia de gestión integral de deuda, se anunció el pago anticipado del remanente del bono internacional con vencimiento en septiembre de 2023, el cual fue emitido en 2013. El monto nominal en circulación vigente del bono mencionado es de USD \$821.5 millones de principal y con una tasa cupón de 5.875%. La fecha de redención de los bonos se llevará a cabo el 7 de agosto de 2023⁴.

³ Consultar condiciones en: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/8b3f74a7-75b2-4e9d-8e93-4c18e32e29f9/emision-bonos-junio-esp.pdf?MOD=AJPERES&attachment=false&id=1688080790921](https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/8b3f74a7-75b2-4e9d-8e93-4c18e32e29f9/emision-bonos-junio-esp.pdf?MOD=AJPERES&attachment=false&id=1688080790921)

⁴ Consultar condiciones en: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/a8326a79-683b-48a4-bb5a-b7c1fd740977/make-whole-bono-esp.pdf?MOD=AJPERES&attachment=false&id=1689723567924](https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/a8326a79-683b-48a4-bb5a-b7c1fd740977/make-whole-bono-esp.pdf?MOD=AJPERES&attachment=false&id=1689723567924)

Eficiencias

En el 2T23 el Grupo Ecopetrol continúa trabajando en una estrategia integral de eficiencias y competitividad que permita mantener el buen desempeño operativo de la Compañía a pesar de los impactos por el efecto inflacionario. Se continúan desarrollando iniciativas que apalancan mejoras en costos y gastos, inversiones e ingresos a través de optimizaciones y sinergias en estos frentes.

Al cierre del 2T23 el Grupo ha incorporado eficiencias acumuladas en el año que alcanzan un valor de COP 1,592 mil millones de pesos, cuyas principales acciones se resumen a continuación:

1. Acciones enfocadas en mantener los buenos resultados operativos por COP 1,109 mil millones concentradas en:
 - Factor de dilución: En el 2T23 el factor de dilución disminuyó, pasando de 12.4% en 2022 a 11.6% en el 2T23 debido a las estrategias para aumento de viscosidad de transporte y el mejor desempeño de codilución con GLP.
 - Identificación e implementación de estrategias en el negocio de producción con aporte en la reducción del costo de levantamiento.
 - Iniciativas desplegadas por las áreas corporativas y de soporte para contener y reducir costos.
 - Estrategias para incrementar la autogeneración de energía permitiendo optimizar costos y generar eficiencia energética por medio de uso de tecnología.
 - Estrategias de mejoras de márgenes de comercialización e ingresos desplegadas por el área comercial y las operaciones de refinación y petroquímica.
2. Estrategias desplegadas para optimizar inversiones y permitir la mejora del desempeño operativo y técnico de los proyectos ha incorporado eficiencias por COP 483 mil millones de pesos, producto de:
 - Sinergias en proyectos de producción en Piedemonte producto de análisis integrado de facilidades en Cupiagua y Cusiana.
 - Estrategias de optimización de diseño y de ingeniería para uso eficiente de materiales y reducción en tiempos de construcción en refinación, desarrollo y transporte.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Inversiones	Grupo Ecopetrol Total 6M 2023		% Participación
	MUSD	BCOP Equivalente	
Hidrocarburos*	1,829	8.4	68.6%
Bajas Emisiones**	320	1.5	12.0%
Transmisión/Vías	518	2.4	19.4%
Línea de Negocio	2,667	12.3	

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

TRM promedio 1S23:4,595

** Incluye inversiones en gas y GLP

Al cierre del 2T23 las inversiones orgánicas del Grupo Ecopetrol ascendieron a USD 2,667 millones (COP 12.3 billones). Del total de las inversiones del Grupo Ecopetrol, el 59% fueron ejecutadas en Colombia, el restante 41% a nivel internacional principalmente en Estados Unidos (27%) y Brasil (6%).

Hidrocarburos

Este segmento representó el 69% de las inversiones orgánicas del Grupo. Los recursos se destinaron principalmente en actividades de perforación, completamiento y construcción de facilidades en los campos de Rubiales, Caño Sur, Castilla, Chichimene, Floreña y CPO9. Además, se ejecutaron actividades exploratorias principalmente en los bloques de CPO9, Magdalena Medio 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 ubicados en el Golfo de México en el mismo país.

En transporte de hidrocarburos las inversiones estuvieron principalmente enfocadas en actividades de continuidad operativa, incluyendo geotecnia, 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, con el objetivo de mantener la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación en las refinerías.

Soluciones bajas en emisiones

Al cierre del 2T23 se ejecutaron inversiones por USD 320 millones (COP 1.5 billones), de los cuales cerca de USD 263 millones (COP 1.2 billones) se destinaron a proyectos de gas con foco en los activos ubicados en el Piedemonte y en actividad de bloques exploratorios. Los demás recursos (USD 57 millones), se destinaron para proyectos de energías renovables, eficiencia energética, calidad de combustibles e hidrógeno. Con las inversiones asociadas a proyectos de descarbonización se avanzó en el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, logrando una reducción acumulada al 2T 2023 de 1.09 MtCO₂e (Alcances 1 y 2), acercándonos cada vez más al cumplimiento de la meta de metano al 2025 (reducción de 45%) y a la meta de reducción del 25% de gases de efecto invernadero alcances 1 y 2 para el 2030.

Transmisión y Vías

Al cierre del 2T23 se ejecutaron inversiones totales por USD 518 millones (COP 2.4 billones), de las cuales el 78% corresponden al negocio de transmisión de energía, 19% al negocio de vías y el restante 3% al negocio de telecomunicaciones. Estas inversiones permitieron dar avance en la construcción del 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 de los Ríos en Chile.

II. Resultados Líneas de Negocio

El Grupo Ecopetrol viene trabajando en la alineación de sus reportes financieros para reflejar los resultados correspondientes bajo las líneas de negocio. Al final de este capítulo se presenta una proforma de los resultados bajo este esquema.

En este informe, se sigue presentando la información operativa y financiera de los segmentos de negocio de acuerdo con la metodología que se ha venido reportando hasta ahora.

1. HIDROCARBUROS

1.1 Exploración y Producción

Exploración

En el 2T23, Ecopetrol y sus socios perforaron 2 pozos exploratorios, Kimera-1 (operado por Ecopetrol con 45% participación de Repsol) ubicado en los llanos orientales y Pollera Norte-1 (operado por Lewis, con 50% de participación de Hocol), ubicado en Colombia Norte; para un total de 10 pozos exploratorios en el primer semestre.

Adicionalmente, durante el 2T23 se anunció el éxito exploratorio Tinamú-1, perforado a finales del 2022 por Ecopetrol en asociación con Repsol (45%).

La actividad exploratoria costa afuera en Colombia avanza con la evaluación y maduración de los proyectos asociados a los recientes descubrimientos Uchuva-1 y Gorgón-2 en el caribe colombiano; en particular, se madura la campaña de delimitación de Uchuva y se continúa con estudios para su desarrollo.

Para el segundo semestre de este año se tiene prevista la finalización de la perforación del pozo Glaucus-1 cerca al descubrimiento de Gorgón y el inicio de perforación del pozo Orca Norte-1.

Respecto a la actividad sísmica se destacan los siguientes avances durante el 2T23: i) la finalización del registro de 312 km² con el programa Flamencos 3D (100% Ecopetrol) ubicado en el Valle Medio del Magdalena, municipios de Puerto Wilches y Sabana de Torres, en Santander; ii) finalización de la adquisición de 210 km del programa sísmico SSJN1 2D (Hocol 50%, Lewis 50%), ubicado en la cuenca de Sinú San Jacinto; iii) finalización del registro de 10.5 km² del programa sísmico INOR 3D, en La Cira Infantas; y, iv) la compra de 1,442 km de sísmica 2D en los Llanos Orientales y Valle Medio del Magdalena.

En relación con el reprocesamiento sísmico, se ejecutaron durante el segundo trimestre alrededor de 4,571 Km equivalentes de información sísmica 2D/3D, distribuidos así: 980 km entre el Valle Medio y el Valle Superior del Magdalena; 1,849 km en el Piedemonte y 1,742 Km en Costa Afuera. Lo anterior, con el objetivo de reducir la incertidumbre a partir de la mejor interpretación de los datos existentes, que permitirán la identificación, evaluación y maduración de nuevas oportunidades.

En el ámbito internacional, en la filial Brasil durante el 2T23 se avanzó en la adquisición sísmica 3D del proyecto Santos Sur.

Producción

Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción – kbped	2T 2023	2T 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)
Crudo	498.7	494.8	0.8%	497.6	491.3	1.3%
Gas Natural	127.8	135.3	(5.5%)	128.4	133.9	(4.1%)
Total Ecopetrol S.A.	626.5	630.2	(0.6%)	626.0	625.2	0.1%
Crudo	17.0	16.9	0.6%	17.1	16.5	3.6%
Gas Natural	18.1	20.4	(11.3%)	18.5	20.2	(8.4%)
Total Hocol	35.0	37.3	(6.2%)	35.6	36.7	(3.0%)
Crudo	6.7	8.8	(23.9%)	6.0	8.5	(29.4%)
Gas Natural	1.1	1.3	(15.4%)	1.0	1.2	(16.7%)
Total Ecopetrol America	7.8	10.1	(22.8%)	7.0	9.7	(27.8%)
Crudo	33.7	16.6	103.0%	31.2	16.9	84.6%
Gas Natural	25.0	10.4	140.4%	23.9	9.9	141.4%
Total Ecopetrol Permian	58.7	27.0	117.4%	55.1	26.8	105.6%
Crudo	556.0	537.1	3.5%	551.9	533.1	3.5%
Gas Natural	172.0	167.5	2.7%	171.8	165.3	3.9%
Total Grupo Ecopetrol	728.0	704.6	3.3%	723.7	698.4	3.6%

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

Nota 2: 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 2T23 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 728.0 kbped, aumentando 23.4 kbped frente al 2T22, con un aporte de Ecopetrol S.A. de 626.5 kbped y de las filiales de 101.5 kbped. Se destaca: i) el mejor desempeño de producción en Rubiales; ii) la continuación de la campaña incremental en Caño Sur con producción de 31.6 kbped en el 2T23; iii) la producción incremental de la filial Permian, llegando a niveles de producción de 58.7

kbped para Ecopetrol antes de regalías en el trimestre. Lo anterior permitió compensar la afectación por eventos de orden público y de entorno con un impacto estimado de -6.4 kbped en el trimestre.

En términos de perforación, al cierre del 1S23 el Grupo Ecopetrol perforó y completó 218 pozos de desarrollo, con un promedio de ocupación de 29 equipos.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento* - Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2023	2T 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	10.08	9.83	2.5%	9.41	9.28	1.4%	25.2%
Costo de Dilución**	4.44	6.78	(34.5%)	4.66	6.53	(28.6%)	100.0%

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

Costo de Levantamiento

Comparado con 2T22, el costo de levantamiento presentó un aumento de 0.25 USD/BI y 6M23 se situó en 9.41 USD/BI, +0.13 USD/BI con respecto al mismo periodo del año anterior. La variación del 1S23 frente al 1S22 se explica principalmente por:

Efecto Costo (+2.11 USD/BI): Aumento en costos por: i) mayor tarifa de energía eléctrica e incremento del consumo asociado a los niveles de producción; ii) incremento en tarifas por efecto inflacionario principalmente en servicios de soporte a la operación, intervenciones a pozo y tratamiento químico.

Efecto tasa de cambio (-1.64 USD/BI): Impacto de la devaluación promedio frente al dólar en +681 pesos/dólar, pasando de 3,914 a 4,595 pesos.

Efecto Volumen (-0.34 USD/BI): Mayores niveles de producción.

Costo de Dilución

Comparado con 2T22, el costo de dilución disminuyó 2.33 USD/BI y 6M23 se situó en 4.66 USD/BI, 1.87 USD/BI por debajo del mismo periodo del año anterior. Este último resultado es explicado principalmente por:

Efecto Precio (-0.69 USD/BI): Menor tarifa de la nafta comprada (COP -31.83 USD/BI) asociada a la corrección en el indicador de referencia Brent.

Efecto Tasa de Cambio (-0.82 USD/BI): Impacto de la devaluación del peso frente al dólar en +681 pesos/dólar.

Efecto Volumen (-0.36 USD/BI): Mayor volumen de compra de barriles de nafta (+4.42 kbpd) por mayor producción principalmente en campos de crudo pesado.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	2T 2023	2T 2022	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	19,509	25,292	(5,783)	(22.9%)	40,135	44,230	(4,095)	(9.3%)
Depreciación, amortización y agotamiento	2,047	1,712	335	19.6%	3,882	3,311	571	17.2%
Costos variables	7,407	7,412	(5)	(0.1%)	15,041	12,963	2,078	16.0%
Costos fijos	3,370	2,950	420	14.2%	6,594	5,518	1,076	19.5%
Costo de ventas	12,824	12,074	750	6.2%	25,517	21,792	3,725	17.1%
Utilidad bruta	6,685	13,218	(6,533)	(49.4%)	14,618	22,438	(7,820)	(34.9%)
Gastos operacionales y exploratorios	1,401	1,340	61	4.6%	2,775	2,494	281	11.3%
Utilidad operacional	5,284	11,878	(6,594)	(55.5%)	11,843	19,944	(8,101)	(40.6%)
Ingresos (gastos) financieros	(814)	(532)	(282)	53.0%	(903)	(939)	36	(3.8%)
Resultados de participación en compañías	7	1	6	600.0%	12	0	12	-
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	4,477	11,347	(6,870)	(60.5%)	10,952	19,005	(8,053)	(42.4%)
Provisión impuesto a las ganancias	(2,539)	(3,994)	1,455	(36.4%)	(6,352)	(6,662)	310	(4.7%)
Utilidad neta consolidada	1,938	7,353	(5,415)	(73.6%)	4,600	12,343	(7,743)	(62.7%)
Interés no controlante	24	21	3	14.3%	53	42	11	26.2%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,962	7,374	(5,412)	(73.4%)	4,653	12,385	(7,732)	(62.4%)
EBITDA	7,598	13,852	(6,254)	(45.1%)	16,264	23,714	(7,450)	(31.4%)
Margen EBITDA	38.9%	54.8%	-	(15.9%)	40.5%	53.6%	-	(13.1%)

Los **ingresos** 2T23 y del 1S23 disminuyeron frente al 2T22 y al 1S22, principalmente por: i) menor precio de referencia Brent; ii) mayor diferencial de la canasta de crudos frente al indicador Brent contrarrestado por: i) mayor tasa de cambio promedio y ii) mayores ventas de crudos, dada la mayor producción.

El **costo de ventas** del 2T23 y del 1S23 aumentó frente al 2T22 y al 1S22, debido a:

- Mayores volúmenes de compra a la ANH, contrarrestado con menores precios.
- Mayor nivel de costos por: i) efecto inflacionario que impacta tarifas globales de energía eléctrica, tarifas de intervenciones a pozo, tarifas de tratamiento químico y costos de áreas de soporte a la operación; ii) mayor actividad en subsuelo, superficie y servicios contratados; iii) mayor consumo de energía eléctrica y tratamiento químico, asociado a mayor producción.
- Mayor costo de transporte debido a: i) aumento en la tasa de cambio promedio y ii) mayor volumen transportado dada la mayor producción.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 2T23 y del 1S23 aumentaron frente al 2T22 y al 1S22, principalmente por: i) mayor gasto laboral por incremento del IPC (índice de precios al consumidor); ii) aumento de operación aduanera principalmente por el mayor volumen de ventas bajo modalidad DAP (Delivery at place) e incremento de tarifas; y iii) actualización de provisiones ambientales y diversas y atención de contingencia en pozo, compensado por iv) la baja de las inversiones realizadas en el activo Rydberg en Ecopetrol América registrada en el 2022.

Los **gastos exploratorios** del 2T23 disminuyeron frente al 2T22, por menor reconocimiento de pozos no exitosos.

El **resultado financiero neto** (no operacional) del 2T23 aumentó frente al mismo periodo del año anterior principalmente por: i) mayor gasto de intereses asociados a la deuda por mayor endeudamiento e incremento en las tasas de interés; ii) posición pasiva del segmento; iii) reconocimiento de provisión de los intereses de mora por sentencias definitivas de contribución de obra pública, sin embargo, frente al 1S22 se presenta una disminución por efecto de la tasa de cambio y mayores rendimientos de portafolio de inversiones.

1.2 Transporte y Logística

Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

Kbd	2T 2023	2T 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)
Crudo	795.4	779.1	2.1%	789.7	768.3	2.8%
Productos	302.3	298.3	1.3%	304.3	290.9	4.6%
Total	1,097.7	1,077.4	1.9%	1,094.0	1,059.2	3.3%

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 2T23 fue de 1,097.7 kbd, registrando un aumento de 20.3 kbd frente al 2T22, explicado principalmente por un incremento del 2.1% en el transporte de crudo como resultado en su mayoría de la mayor producción especialmente en la Zona Llanos, así mismo, se resalta el aumento del 1.3% en el volumen de productos refinados transportados en el 2T23 frente al 2T22. En el acumulado, el resultado al 1S23 fue de 1,094 kbd, incrementando un 3.3% frente al 1S22, resultado de las variables mencionadas.

Crudos: Los volúmenes transportados aumentaron un 2.1% en 2T23 comparado con 2T22, 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) barriles adicionales de terceros que estaban fuera de la red de Oleoductos. Aproximadamente el 86.1% del volumen de crudo transportado fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Durante el 2T23 se presentaron 22 afectaciones a los oleoductos originadas por parte de terceros, lo cual representa un aumento del 120% en el número de afectaciones frente al 2T22. Por su parte, la instalación de válvulas ilícitas en el 2T23 se redujo en un 7% frente al 2T22. Con el objetivo de asegurar la evacuación de producción del campo Caño Limón tras afectaciones al oleoducto Caño Limón – Coveñas originadas por terceros, en el 2T23 se realizaron 7 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario, con un volumen evacuado de aproximadamente 1.9 millones de barriles frente a 1 ciclo con 292 mil barriles en 2T22. Así mismo, se viabilizó ruta alterna de evacuación del crudo condensado de Gibraltar, para su descargue en Ayacucho como diluyente de crudos pesados, bajo esta estrategia durante junio se recibieron aproximadamente 6.2 kbls, permitiendo la producción de 30 MPCD de gas en el campo.

Productos Refinados: En el 2T23 los volúmenes transportados se incrementaron un 1.3%, como resultado principalmente de una mayor disponibilidad de producción de las refinerías y optimizaciones operativas en los sistemas de transporte.

Durante el trimestre la instalación de válvulas ilícitas aumentó un 47% frente al 2T22. Aproximadamente el 27.6% del volumen transportado por poliductos 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.

Apoyo abastecimiento de combustibles en el sur del país

Debido a la contingencia registrada a inicio del año en el suroccidente del país tras el desastre natural que bloqueó una parte de la Vía Panamericana que permanece a paso restringido y que entre sus afectaciones generó desabastecimiento de combustibles, Cenit durante el 2T23 continuó desarrollando una operación de cabotaje desde el Terminal Marítimo de Buenaventura hasta el de Tumaco, que permite atender parte de la demanda de productos en esta zona del país. Bajo esta estrategia durante este trimestre se han cargado 9 buques que han permitido al Grupo Empresarial el suministro de aproximadamente 193 mil barriles de gasolina y diésel al suroccidente del país.

Aprobación de ANLA para la línea de suministro de combustible al aeropuerto El Dorado:

En el marco del proyecto de derivación del Sistema de Transporte de Hidrocarburos Puerto Salgar – Bogotá, en el tramo Mansilla – Puente Aranda, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) aprobó la construcción y operación de la línea de suministro de combustible Jet-A1 al Aeropuerto Internacional El Dorado de Bogotá. Con este pronunciamiento se viabiliza ambientalmente el proyecto, optimizando los tiempos previstos para el trámite de una licencia ambiental y los costos asociados a este proceso.

Cabotaje de Crudo Mezcla Reficar Coveñas – Cartagena:

En mayo se realizó un cabotaje de 241.0 kbls de Crudo Mezcla Reficar (CMR) Coveñas – Cartagena, logrando mantener carga estable en GRC durante mantenimiento programado del sistema Coveñas – Cartagena por 36 h.

Costo por Barril Transportado

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2023	2T 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	2.95	2.76	6.9%	2.76	2.76	0.0%	22.6%

El costo por barril transportado acumulado a junio de 2023 se ubicó en 2.76 USD/BI, manteniéndose al mismo nivel acumulado a junio de 2022, explicado principalmente por:

Efecto Costo (+0.49 USD/BI): 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, iii) efecto cambiario en los costos, iv) mayores costos y gastos laborales y v) mayores gastos por pérdida y reposición de productos.

Efecto Tasa de Cambio (-0.41 USD/BI): Impacto de la devaluación promedio del peso frente al dólar, en +680.6 pesos/dólar.

Efecto Volumen (-0.09 USD/BI): Menor costo por barril por volumen adicional transportado (+3.3%) frente al acumulado a junio de 2022 asociado a: i) el incremento de la producción país, principalmente en la zona Llanos, ii) las mayores entregas de crudo Castilla Norte en la refinería de Barrancabermeja, iii) capturas de barriles adicionales de terceros que estaban fuera de la red de Oleoductos y iv) aumento del transporte de 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)	2T 2023	2T 2022	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	4,068	3,145	923	29.3%	8,052	6,208	1,844	29.7%
Depreciación, amortización y agotamiento	361	343	18	5.2%	715	670	45	6.7%
Costos variables	216	167	49	29.3%	409	322	87	27.0%
Costos fijos	488	370	118	31.9%	924	714	210	29.4%
Costo de ventas	1,065	880	185	21.0%	2,048	1,706	342	20.0%
Utilidad bruta	3,003	2,265	738	32.6%	6,004	4,502	1,502	33.4%
Gastos operacionales	230	191	39	20.4%	450	390	60	15.4%
Utilidad operacional	2,773	2,074	699	33.7%	5,554	4,112	1,442	35.1%
Ingresos (gastos) financieros	(13)	(11)	(2)	18.2%	(22)	(208)	186	(89.4%)
Resultados de participación en compañías	0	(1)	1	(100.0%)	0	(1)	1	(100.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,760	2,062	698	33.9%	5,532	3,903	1,629	41.7%
Provisión impuesto a las ganancias	(992)	(724)	(268)	37.0%	(1,977)	(1,379)	(598)	43.4%
Utilidad neta consolidada	1,768	1,338	430	32.1%	3,555	2,524	1,031	40.8%
Interés no controlante	(343)	(252)	(91)	36.1%	(683)	(492)	(191)	38.8%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,425	1,086	339	31.2%	2,872	2,032	840	41.3%
EBITDA	3,186	2,433	753	30.9%	6,372	4,852	1,520	31.3%
Margen EBITDA	78.3%	77.4%	-	0.9%	79.1%	78.2%	-	0.9%

Los **ingresos** del 2T23 y del 1S23 aumentaron frente al 2T22 y al 1S22 respectivamente, principalmente por el efecto combinado de: i) mayor tasa de cambio promedio, ii) actualización anual de tarifas, iii) mayores volúmenes transportados de crudo como resultado en su mayoría del aumento en la producción país, iv) el incremento en los volúmenes transportados de productos refinados asociado a mayor producción de las refinerías y optimizaciones operativas en los sistemas de transporte y v) la ejecución de mayores ciclos contingentes de reversión del Oleoducto Bicentenario.

El **costo de ventas** del 2T23 y del 1S23 aumentó frente al 2T22 y al 1S22 respectivamente, principalmente por el efecto de: i) mayores costos fijos asociados a operación, mantenimiento, servicios contratados y costos de personal, 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.

Los **gastos operacionales (netos de ingresos)** del 2T23 y del 1S23 aumentaron frente al 2T22 y al 1S22 respectivamente, principalmente por mayores gastos de personal, incrementos en los gastos de pólizas de seguros y mayores gastos de atención de emergencias como resultado del incremento en afectaciones ocasionadas por terceros a la infraestructura.

El **resultado financiero neto (no operacional)** del 1S23 frente al 1S22 presentó un mejor comportamiento, debido principalmente a: i) mayores rendimientos financieros asociados al comportamiento de las tasas de interés sobre los depósitos e inversiones y ii) al ingreso financiero generado en la operación de recompra parcial de los bonos en circulación de Oleoducto Central. Para la vista comparativa 2T23 y 2T22, no se presentaron variaciones significativas en el resultado financiero.

1.3 Refinación y Petroquímica

En el 2T23, el segmento de refinación alcanzó un récord histórico trimestral en carga consolidada de 428 kbd, apalancado por la operación continua de la Interconexión de las Plantas de Crudo de Cartagena – IPCC, la eliminación de cuellos de botella y soportada en una disponibilidad operacional mayor al 96%. Lo anterior, se traduce en un récord histórico de producción de combustibles limpios con 156 kbd de diésel, 121 kbd de gasolina y 36 kbd de jet.

Gracias a lo anterior, se logró capturar un margen bruto de refinación integrado de dos dígitos, ubicándose en 14.4 USD/BI, inferior al 1T23 en 36% y al 2T22 en 50%, principalmente por menores diferenciales vs. Brent de diésel, jet y crudos pesados.

Se implementaron estrategias tácticas, operativas y comerciales, para compensar el impacto de la contracción de la demanda de combustibles y la inflación global, que derivaron en: i) estabilidad operacional en las unidades de las refinerías y las plantas de petroquímica, ii) planeación integrada de la cadena logística que permitió maximizar el consumo de crudos nacionales en las refinerías, iii) una eficiente estrategia comercial para conseguir oportunidades de negocio, y iv) buen desempeño en el programa de eficiencias del segmento, capturando beneficios en los frentes de ingresos, inversiones y costos.

Acumulado a junio del 2023 las refinerías han entregado gasolina y diésel en cumplimiento de la regulación 40103 de calidad de combustibles (azufre en gasolina máximo 50 ppm y diésel máximo 15 ppm). En línea con esta especificación, en el 1S23 el segmento de refinación entregó gasolina con menos de 46 ppm de azufre y diésel con menos de 10 ppm de azufre.

En transición energética se destaca el avance en los siguientes proyectos clave, alineados a los pilares de la Estrategia 2040:

- Unidad de producción de SAF⁵ & HVO⁶ de la refinería de Barrancabermeja: sanción del Startup, donde se definen los criterios para su postulación en el portafolio y el plan de maduración de la siguiente fase. Este proyecto busca contribuir a la competitividad de Ecopetrol suministrando los combustibles de bajas emisiones solicitados por el mercado aeronáutico.
- Electrolizador de Esenttia: puesta en marcha en junio, lo que permite producir hidrógeno a partir del agua, con paneles solares como fuente de energía, para cubrir parcialmente el consumo interno de la operación.

Refinería de Cartagena

En el 2T23 la Refinería de Cartagena logró récord histórico trimestral de carga por 209 kbd, apalancado por la operación continua de la Interconexión Plantas de Crudo de Cartagena – IPCC, así como por la alta disponibilidad operacional de las plantas (96.3%).

En cuanto al margen bruto, en el 2T23 se obtuvo un resultado de 16.2 USD/BI, por debajo del 2T22 en 48.7%, lo anterior debido principalmente a la caída en los diferenciales de los combustibles versus Brent a nivel internacional.

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

Carga (kbd)	2T 2023	2T 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)
Carga (kbd)	209.0	141.7	47.5%	199.1	137.8	44.5%
Factor de Utilización (%)	95.9%	75.8%	26.5%	92.4%	63.9%	44.5%
Producción Refinados (kbd)	203.5	141.4	43.9%	193.5	135.1	43.2%
Margen Bruto (USD/BI)	16.2	31.6	(48.7%)	21.1	25.3	(16.6%)

Refinería de Barrancabermeja

En el 2T23 la refinería de Barrancabermeja alcanzó una carga de 218.7 kbd, por debajo del 2T22 en 2.1%, debido principalmente a menor disponibilidad de crudos livianos, por atentados al oleoducto Caño Limón Coveñas. Se destaca la alta disponibilidad de la refinería 2T23 de 96.6% y 1S23 de 96.7%, por encima del 2T22 en 1% y al 1S22 en 5%.

⁵SAF: Sustainable Aviation Fuel | Jet Renovable Sostenible

⁶HVO: Hydrotreated Vegetable Oil | Diésel Renovable

En cuanto al margen bruto, en el 2T23 se obtuvo un resultado de 12.7 USD/BI, por debajo del 2T22 en 53.5%, lo anterior debido principalmente a la caída en los diferenciales de los combustibles versus Brent a nivel internacional.

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

Refinería de Barrancabermeja	2T 2023	2T 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)
Carga (kbd)	218.7	223.5	(2.1%)	220.8	207.3	6.5%
Factor de Utilización (%)	79.9%	81.5%	(2.0%)	81.2%	69.3%	17.2%
Producción Refinados (kbd)	221.8	226.9	(2.2%)	224.1	210.5	6.5%
Margen Bruto (USD/BI)	12.7	27.3	(53.5%)	16.0	19.7	(18.8%)

Esenttia

En 2T23 las ventas totales bajaron un 23.9% versus el 2T22, en línea con la demanda. El margen total disminuyó un 91.7% en 2T23 frente al 2T22, impactado por factores de mercado como: i) caída de precios por altos inventarios y baja demanda de polipropileno a nivel mundial, y ii) menor disponibilidad de materia prima nacional.

Tabla 14: Ventas y Margen – Esenttia

Esenttia	2T 2023	2T 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)
Ventas Totales (KTON)	101.4	133.2	(23.9%)	241.4	268.1	(10.0%)
Margen Total (USD/Ton)	27.4	331.3	(91.7%)	55.8	298.6	(81.3%)

Invercolsa⁷

Al cierre de junio de 2023 se han Beneficiado 4,217 familias en la ciudad de Pasto en el departamento de Nariño con el convenio suscrito con el Ministerio de Minas Energía, el cual cuenta con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento (FECF), así como con el beneficio actual entregado por Alcanos para subsidiar parte de la red interna y los derechos de conexión a familias de estrato 1 y 2.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	2T 2023	2T 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	4.21	4.66	(9.7%)	3.94	4.58	(14.0%)	17.0%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

El costo de caja de refinación disminuyó en 0.45 USD/BI en el 2T23 frente al 2T22, explicado por:

Efecto costo (+0.59 USD/BI): mayor actividad operacional y efecto inflacionario.

Efecto tasa de cambio (-0.56 USD/BI): mayor tasa de cambio de +516.45 COP/USD al re-exresar los costos en pesos a dólares.

Efecto volumen (-0.48 USD/BI): mayor carga de crudo en refinerías de +62 kbd.

Por su parte en el acumulado a junio de 2023 disminuyó en 0.64 USD/BI frente al acumulado a junio de 2022, explicado por:

Efecto costo (+0.85 USD/BI): mayor actividad operacional y efecto inflacionario.

⁷ Según lo anunciado en la proforma de los resultados por línea de negocio (sección 4) Invercolsa se reportará en la línea de negocios de Soluciones de Bajas Emisiones.

Efecto tasa de cambio (-0.69 USD/BI): mayor tasa de cambio de +681 pesos/dólar al re-exresar los costos en pesos a dólares.

Efecto volumen (-0.80 USD/BI): mayor carga de crudo en refinerías de +74 kbd.

Resultados Financieros

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	2T 2023	2T 2022	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	20,024	24,422	(4,398)	(18.0%)	42,608	41,541	1,067	2.6%
Depreciación, amortización y agotamiento	553	413	140	33.9%	1,084	819	265	32.4%
Costos variables	17,720	19,989	(2,269)	(11.4%)	36,277	34,754	1,523	4.4%
Costos fijos	669	532	137	25.8%	1,275	1,007	268	26.6%
Costo de ventas	18,942	20,934	(1,992)	(9.5%)	38,636	36,580	2,056	5.6%
Utilidad bruta	1,082	3,488	(2,406)	(69.0%)	3,972	4,961	(989)	(19.9%)
Gastos operacionales	556	529	27	5.1%	1,114	1,014	100	9.9%
Utilidad (Pérdida) operacional	526	2,959	(2,433)	(82.2%)	2,858	3,947	(1,089)	(27.6%)
Ingresos (gastos) financieros	(298)	(559)	261	(46.7%)	(571)	(725)	154	(21.2%)
Resultados de participación en compañías	51	60	(9)	(15.0%)	140	114	26	22.8%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	279	2,460	(2,181)	(88.7%)	2,427	3,336	(909)	(27.2%)
Provisión impuesto a las ganancias	240	(602)	842	(139.9%)	(546)	(949)	403	(42.5%)
Utilidad neta consolidada	519	1,858	(1,339)	(72.1%)	1,881	2,387	(506)	(21.2%)
Interés no controlante	(49)	(52)	3	(5.8%)	(113)	(93)	(20)	21.5%
Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	470	1,806	(1,336)	(74.0%)	1,768	2,294	(526)	(22.9%)
EBITDA	1,373	3,685	(2,312)	(62.7%)	4,610	5,327	(717)	(13.5%)
Margen EBITDA	6.9%	15.1%	-	(8.2%)	10.8%	12.8%	-	(2.0%)

Los **ingresos** del 1S23 vs 1S22 aumentaron, debido el mayor nivel de ventas y el incremento de la TRM promedio, que compensa la disminución en los precios de los productos, principalmente en destilados medios y gasolinas, asociados a factores de mercado. Frente al 2T22 los ingresos del 2T23 disminuyeron debido a menores precios de productos, compensados parcialmente por efecto de la TRM promedio.

El **costo de ventas** en el 1S23 vs 1S22 se ve afectado principalmente por mayores compras de crudo, mayor uso de stock de inventarios e incremento de la TRM promedio, compensado parcialmente por menor precio de la dieta de crudos de las refinerías. Frente al 2T22 los costos 2T23 disminuyeron principalmente por un menor costo de la dieta, compensando el incremento de la TRM promedio, el mayor uso del stock de inventarios y las mayores compras de crudo.

Los **gastos operacionales (netos de ingresos)** del 1S23 y 2T23 se incrementaron frente 1S22 y 2T22, explicado principalmente por mayores gastos de comercialización (gastos incurridos para llevar a cabo la comercialización del producto).

El **resultado financiero (no operacional)** del 1S23 y 2T23 versus los mismos periodos en 2022, presentaron un menor gasto, como consecuencia del efecto de la revaluación presentada durante el año en la tasa de cambio sobre la posición pasiva neta del segmento.

1.4 Gestión comercial

Durante el 2T23 se continuó la estrategia orientada a la diversificación de mercados y destinos, respaldada en la estabilidad de la calidad de nuestros crudos y la confiabilidad en el suministro. Asimismo, se fortaleció el programa de compra de crudo a terceros con el fin de garantizar la continuidad en todas nuestras operaciones.

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 22.0% del total de la producción del Grupo, llegando a 159.8 kbped⁸. Durante el 2T23 la demanda de gas se ubicó en promedio en 98.6 kbed, registrando una disminución de -4.5% (-4.6 KBDDe) frente al 2T22. Esto debido a una menor demanda de clientes (mayoritariamente Gas Natural Vehicular -GNV- y mercado no regulado) así como a un menor volumen disponible en la Guajira por mantenimientos y menores consumos propios. De igual manera, durante 2023 se han presentado afectaciones en la oferta de gas por eventos de orden público con impacto en Gibraltar.

Energías Renovables

Con respecto a la operación de nuestros parques solares Brisas, Castilla y San Fernando, además de la Pequeña Central Hidroeléctrica Cantayús al cierre del primer semestre se lograron reducir 12,300 toneladas de CO₂ equivalente, las cuales aportan de forma relevante en nuestras metas, así como ahorros por aproximadamente 13,553 millones de pesos. En la misma línea, y como parte de nuestra promesa de incorporación de 400 MW de fuentes no convencionales de energías renovables dentro de nuestra matriz energética, a la fecha, se terminó la construcción de 7 MW en la Granja Solar Cartagena. Adicionalmente, se tienen 94 MW más en construcción los cuales se desglosan de la siguiente manera: La Cira (56MW), Refinería de Cartagena (16 MW), Cenit (15 MW) en tres proyectos en Copey, Ayacucho y Vasconia y finalmente, el proyecto de ODC en Caucasia (7 MW).

Eficiencia Energética

En el 1S23 el programa de eficiencia energética ha logrado la optimización energética de 2.0 MW y 110 GBTU, una reducción de emisiones de 59.6 kTonCO₂e y una eficiencia en costos energéticos de COP 10.5 Miles de millones. Lo anterior equivale a una optimización de energía eléctrica del 5.8% acumulada desde el 2018 a la fecha y permite seguir avanzando en la meta de 6.3% a cierre de 2023.

Los impactos medidos en eficiencia energética se han logrado a través de la implementación de iniciativas de inversión y acciones operacionales en activos de los tres segmentos del negocio de hidrocarburos, entre ellas destacan la implementación de la herramienta digital Visual Mesa para la optimización de la gestión energética y la implementación del control operacional (ISO 50001) en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, en el *Upstream* destacan la optimización de las pérdidas en líneas de transmisión y distribución en la regional Orinoquía, aprovechamientos energéticos para la generación de energía eléctrica y la implementación de motores PMM en pozos de extracción con sistemas de bombeo electro-sumergible, finalmente en el segmento de transporte de hidrocarburos se ha implementado la optimización operativa de los sistemas de bombeo.

Hidrógeno

En Esenttia, el 7 de junio se dio inicio de operaciones al electrolizador, consiguiendo al 10 de julio 348 horas de operación y una producción de hidrógeno de 557 kg. En movilidad con hidrógeno, el 19 de mayo, con el apoyo de CENIT y H2B2, se realizó la primera dispensación de Hidrógeno al bus piloto SITP de Bogotá. En cuanto a los Megaproyectos de hidrógeno verde en las refinerías, en mayo se inició la ingeniería básica y se avanzó en la negociación de los JDA (*Joint Development Agreement*) con los aliados.

3. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

3.1 Transmisión de Energía

Proyectos adjudicados

Durante el 2T23, ISA, a través de ISA CTEEP fue vencedora en dos lotes licitados por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL). Los proyectos tienen una inversión comprometida para los próximos años

⁸ Cifra incluye gas y Gas Licuado de Petróleo (GLP) y excluye GNL (Gas Natural Licuado)

de más de \$R 2,400⁹ millones (alrededor de COP 2.1 billones) y agregarán más de 1,044 kilómetros de circuito a la línea de transmisión una vez entren en operación. Adicionalmente, ISA fue adjudicataria de 6 ampliaciones en Brasil y firmó una conexión en Colombia.

Entrada en operación de proyectos

- Colombia: ISA INTERCOLOMBIA, puso en operación el proyecto de interconexión UPME 07 de 2017 Sabanalarga - Bolívar, el cual fortalece la red en el norte de Colombia y favorece la oferta de energía en los departamentos de Bolívar y Atlántico. Transelca, inició operación de las SmartValves en la subestación Santa Marta, a través del cual se espera aumentar la capacidad del sistema norte favoreciendo la confiabilidad y la conexión de energías renovables.
- Brasil: entrada en operación de 14 refuerzos y mejoras a la red de transmisión en ISA CTEEP.

ISA continuará avanzando en la construcción de 33 proyectos de transmisión de energía, que representan más de 3,400 kms de circuito adicionales a la red y que al entrar en operación, generarán nuevos ingresos a ISA de aproximadamente COP 1.0 billón.

3.2 Vías

Se firmaron 2 convenios complementarios entre el Ministerio de Obras Públicas de Chile y las concesionarias Ruta de la Araucanía y Ruta de los Ríos, cuya inversión estimada es de UF 1.5 millones (cerca de COP 285 mil millones).

Los convenios incluyen la construcción de puentes peatonales y algunas otras mejoras que ampliarán el plazo de las concesiones en ocho meses y nueve meses para Ruta de la Araucanía y Ruta de los Ríos, respectivamente. Por otro lado, 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.

Resultados Financieros

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

Miles de Millones (COP)	2T 2023	2T 2022	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,547	3,256	291	8.9%	7,459	6,022	1,437	23.9%
Depreciación, amortización y agotamiento	278	257	21	8.2%	567	505	62	12.3%
Costos fijos	1,109	1,086	23	2.1%	2,392	1,915	477	24.9%
Costo de ventas	1,387	1,343	44	3.3%	2,959	2,420	539	22.3%
Utilidad bruta	2,160	1,913	247	12.9%	4,500	3,602	898	24.9%
Gastos operacionales	277	233	44	18.9%	610	493	117	23.7%
Utilidad (Pérdida) operacional	1,883	1,680	203	12.1%	3,890	3,109	781	25.1%
Ingresos (gastos) financieros	(886)	(871)	(15)	1.7%	(1,979)	(1,617)	(362)	22.4%
Resultados de participación en compañías	97	177	(80)	(45.2%)	345	326	19	5.8%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	1,094	986	108	11.0%	2,256	1,818	438	24.1%
Provisión impuesto a las ganancias	(45)	10	(55)	(550.0%)	(54)	(204)	150	(73.5%)
Utilidad neta consolidada	1,049	996	53	5.3%	2,202	1,614	588	36.4%
Interés no controlante	(819)	(792)	(27)	3.4%	(1,747)	(1,282)	(465)	36.3%
Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	230	204	26	12.7%	455	332	123	37.0%
EBITDA	2,395	2,224	171	7.7%	5,107	4,188	919	21.9%
Margen EBITDA	67.5%	68.3%	-	(0.8%)	68.5%	69.5%	-	(1.0%)

⁹ Capex de referencia de ANEEL.

Los **ingresos operacionales** del 2T23 y del 1S23 aumentaron frente al 2T22 y al 1S22 respectivamente, principalmente por: i) mayores ingresos en transmisión de energía debido al comportamiento de los escaladores contractuales en Perú, Colombia y Chile, un efecto favorable de la conversión de los ingresos, y la entrada en operación de proyectos en Brasil y Colombia, compensado con un efecto desfavorable de los escaladores contractuales de Brasil (IPCA e IGPM), ii) mayores ingresos en vías por el mayor rendimiento de las concesiones viales en Chile, efecto favorable por conversión y mayor rendimiento de la concesión Ruta Costera, y iii) mayores ingresos en telecomunicaciones debido a mayor venta de servicios de conectividad y capacidades en Colombia y el efecto favorable de los escaladores contractuales.

Los **costos y gastos operacionales** del 2T23 y del 1S23 aumentaron frente al 2T22 y al 1S22, respectivamente, principalmente por: i) aumento de la inflación especialmente en Brasil, Chile y Colombia, ii) devaluación del peso colombiano frente al dólar, iii) el efecto por conversión, iii) la entrada en operación de nuevos proyectos en transmisión de energía y contratos de telecomunicaciones y iv) mayor actividad de mantenimiento en vías.

El **resultado financiero neto** del 1S23 aumentó frente al 1S22 principalmente por mayores intereses de la deuda. Para la vista comparativa 2T23 y 2T22, no se presentaron variaciones significativas en el resultado financiero.

El **método de participación en compañías** del 2T23 disminuyó frente al 2T22 principalmente por menores ingresos en Taesa y CTEEP, por un efecto desfavorable de los escaladores contractuales de Brasil (IPCA/IGPM). Para la vista comparativa 1S23 y 1S22 se generó un incremento del resultado en participación debido a la actualización del rendimiento de la concesión de Ivaí en Brasil compensado parcialmente por el comportamiento de los escaladores contractuales.

El **impuesto a las ganancias** del 1S23 disminuyó frente al 1S22 principalmente el efecto fiscal de los costos financieros de la deuda, compensados parcialmente por el efecto de mejores resultados en 1S23.

4. PROFORMA DE LOS RESULTADOS POR LINEAS DE NEGOCIO ACUMULADOS A JUNIO 2023

En línea con los objetivos de la Estrategia 2040 y para efectos financieros, los actuales segmentos de reporte se reorganizan en las siguientes líneas de negocio: 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**.

En esta proforma la línea de Soluciones de Bajas Emisiones refleja la información de gas y GLP de Ecopetrol S.A., Hocol, Ecopetrol Permian, Ecopetrol América y Refinería de Cartagena; así como Invercolsa; esto quiere decir que el gas que estaba en el segmento de Exploración y Producción, en esta proforma estará en la línea de Soluciones de Bajas Emisiones constituyéndose en su principal producto. Adicionalmente, el GLP que estaba en los segmentos de Exploración y Producción y Refinación y Petroquímica ahora hace parte de la línea de Soluciones de Bajas Emisiones.

A continuación, presentamos la proforma de los resultados financieros por líneas de negocio acumulados a junio de 2023:

Tabla 18: Proforma resultados financieros por líneas de negocio – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	Segmentos de reporte actuales				Proforma Líneas de Negocio			Total
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Transmisión y vías	Hidrocarburos ¹⁰	Soluciones Bajas Emisiones	Transmisión y vías	
EBITDA ¹¹	16,264	4,610	6,372	5,107	25,178	2,142	5,107	32,427
Margen EBITDA	40.5%	10.8%	79.1%	68.5%	40.6%	47.0%	68.5%	44.3%
UTILIDAD NETA	4,652	1,768	2,872	456	8,780	512	456	9,748
Margen NETO	11.6%	4.1%	35.7%	6.1%	14.2%	11.2%	6.1%	13.3%

¹⁰ La línea de hidrocarburos no incluye la información de gas y GLP de Ecopetrol S.A., Hocol, Ecopetrol Permian, Ecopetrol América y Refinería de Cartagena; así como Invercolsa

¹¹ El EBITDA en la vista de segmentos de reporte actuales no incluye \$74MM asociados a eliminaciones intercompañías

Estos resultados son preliminares y se estarán actualizando en la medida que se avance con la apertura de la información financiera por las líneas de negocio.

III. SosTECnibilidad®

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

Gestión Integral del Agua

Se reutilizaron en la operación 38.4 millones de metros cúbicos de agua (2.65 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 20% con respecto al 2T22 y equivale al 79% 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, implementadas en las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, así como en los campos de producción¹².

Durante el 2T23, se captaron 10.3 millones de metros cúbicos de agua fresca (0.71 millones de barriles por día), un 8% más con respecto al volumen captado en el 2T22 y el 21% del total de agua requerida para operar en Ecopetrol. El aumento en el volumen de agua captada se debe a una mayor carga de crudo en las refinerías, que consecuentemente generó un mayor requerimiento de agua para el proceso.

En el mismo periodo, el reúso de agua de producción alcanzó cerca de 1.15 millones de metros cúbicos de aguas tratadas en los Campos Castilla y Rubiales (79 mil barriles por día en promedio) para el riego de cultivos agroforestales y de palma de aceite, respectivamente, representando un aumento del 23% con respecto al 2T de 2022. Lo anterior, debido principalmente a la entrada en operación del piloto SAARA (Sistema de aprovechamiento de aguas para reúso agrícola) en el campo Rubiales durante el primer semestre de 2023, en el que se obtuvo el reúso de aguas de producción tratadas para el riego de cultivos de palma de aceite en el municipio de Puerto Gaitán (Meta).

Cambio Climático - Descarbonización

Para el año 2023, el Grupo Ecopetrol estima la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en 407,040 tCO₂e, apalancado en iniciativas y proyectos asociados a eficiencia energética, energías renovables, aprovechamiento de gas y reducción de emisiones fugitivas y venteos. Al cierre del 1S23 se lograron reducir 183,695 tCO₂e, con un cumplimiento del 45% con respecto a lo planeado para el total el año.

Por otro lado, en el marco del compromiso adquirido por Ecopetrol con la Coalición por el Clima y Aire Limpio (CCAC) de Naciones Unidas, se elaboró el reporte anual de las emisiones totales de metano bajo la metodología OGMP 2.0. (*Oil & Gas Methane Partnership*). Igualmente, se preparó el reporte de quema de gas en tea, en cumplimiento de las obligaciones establecidas en la iniciativa “*Zero Routine Flaring*” del Banco Mundial. Se reportó una quema total de 10.07 millones de pies cúbicos de gas en 2022, de las cuales 6.67 millones de pies cúbicos corresponden a quemas rutinarias.

Biodiversidad

Se realizaron dos pilotos de la metodología LEAP del Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con la Naturaleza (TNFD, por sus siglas en ingles). El primer piloto se hizo en el marco de una

¹² 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.

consultoría para el campo de Yarigui Cantagallo en Magdalena Medio y el segundo piloto se desarrolló utilizando la herramienta de resiliencia socio-ecológica que se construyó en el marco del convenio FIBRAS con el Instituto Alexander von Humboldt y fue aplicado en 4 núcleos de la operación. Estos pilotos fueron enviados a TNFD para la retroalimentación de la metodología.

En línea con el objetivo del Grupo Empresarial de designar 5 Ecoreservas adicionales a las 15 ya establecidas y alcanzar la meta de un total de 20 Ecoreservas en 2023, se definió durante el 2T23 que 2 serán aportadas por Ocesa en el departamento de Boyacá, 2 por la Vicepresidencia de Producción Regional Central en el Valle Medio del Magdalena y 1 por el Instituto Colombiano del Petróleo en Piedecuesta (Santander).

En el marco de la construcción del NBSAP (Estrategia y plan de acción en Biodiversidad), compromiso del país para la implementación del marco de Biodiversidad Mundial Kunming-Montreal, Ecopetrol viene participando en la contribución de la hoja de ruta “Biodiversidad+Empresa”. Durante el lanzamiento de esta hoja de ruta en el mes de junio, participamos en un panel contando los avances del sector en temas de gestión de la Biodiversidad.

Planeación y Autorizaciones Ambientales

Durante el 2T23, Ecopetrol S.A obtuvo 22 autorizaciones ambientales para el desarrollo de sus proyectos y operaciones (4 ante ANLA y 18 ante Corporaciones Ambientales Regionales -CAR’s). Entre las más relevantes se encuentran: i) recurso de reposición contra la Resolución 0045 del 17 de enero de 2023 – Modificación Licencia ambiental Área de pozos Cusiana T (Piedemonte) y ii) Licencia ambiental proyecto de Desarrollo Flamencos (Central).

Estas autorizaciones son el resultado de una correcta planeación ambiental en los proyectos que habilita la ejecución de las actividades asociadas a la perforación de pozos y uso eficiente de recursos naturales. Adicionalmente, en el 2T del año 2023, se han obtenido 4 autorizaciones ambientales mediante la vía jurídica denominada “cambio menor” con pronunciamiento por parte de la autoridad. Por otra parte, se han radicado 57 trámites ante autoridades ambientales de orden nacional (ANLA 49) y regional (CAR’s 8).

Para el cumplimiento de requerimientos obligatorios asociados a la inversión del 1% y compensación del componente biótico, Ecopetrol ha continuado la implementación de acuerdos de conservación voluntarios con propietarios y/o poseedores de predios, con el objetivo de preservar hábitats naturales que pueden estar en riesgo de intervención. Al primer semestre de 2023, se han suscrito 25 nuevos acuerdos y se mantienen 624 acuerdos vigentes, como consecuencia, se añadieron 168.31 nuevas hectáreas de bosque conservado para un total acumulado de 4,718.9 hectáreas conservadas.

Por otra parte, en el marco del convenio firmado con CORMACARENA y la Gobernación, cuyo objetivo es realizar pagos por servicios ambientales para conservar la cobertura vegetal en áreas estratégicas de las cuencas de los ríos Guayuriba y Metica, durante el segundo trimestre se han establecido 500 acuerdos de conservación. Estos acuerdos han permitido proteger más de 8,000 hectáreas de vegetación protectora que se encuentran principalmente en bosques de galería y cercanos a cuerpos de agua.

Incidentes de origen operacional, con derrame de hidrocarburo y afectación al medio ambiente

Durante el 2T23 se reporta un incidente mayor a 1 barril con derrames de hidrocarburo y con afectación al medio ambiente en Ecopetrol, ocurrido en la Refinería de Cartagena con un volumen total de 8.47 barriles de hidrocarburo derramado. Los volúmenes reportados como derramados tienen una reducción del 85.2% con respecto al 2T22, en la cual se reportaron 57.3 barriles de hidrocarburo derramados en dos incidentes mayores a 1 barril con afectación al medio ambiente.

Gestión comercial que fortalece la Economía Circular y la SosTecnibilidad®

Con el objetivo de posicionar al Grupo Ecopetrol como referente en economía circular en la infraestructura de transporte y movilidad sostenible de Bogotá D.C, durante el 2T23 Ecopetrol y MPI, empresa especializada en

modificación de asfaltos, lograron la primera exportación de asfalto modificado con plástico reciclado en Colombia. El destino de la exportación fue Centroamérica, a donde se envió un cargamento de 350 toneladas de asfalto producidas en la refinería de Barrancabermeja, en estado sólido, el cual incorporó más de 300 kilos de plástico reciclado, lo que equivale a cerca de 1.2 millones de bolsas plásticas. Este hito, abre la puerta para que otros países de la región incorporen esta tecnología en la construcción de vías.

Así mismo la iniciativa Asfalto Modificado con plástico reciclado posconsumo continua su proceso de masificación y se enmarca un nuevo hito gracias a que en conjunto con El Aeropuerto el Dorado, MPI y Dromos se utilizó este producto para la pavimentación de 680 m² en una zona de rodaje de la terminal aérea, siendo la primera vez en el país que se utiliza este producto en una terminal aérea, cumpliendo técnicamente con todos los parámetros exigidos por el Reglamento Aeronáutico de Colombia. En esta oportunidad se utilizó una mezcla asfáltica que contiene 338 kg de plástico reciclado, que equivale a 200,000 bolsas, uno de los productos que mayor contaminación genera en los ecosistemas y de baja utilización en los procesos de reciclaje por su difícil recuperación. A la fecha se cuenta con 9 tramos viales pavimentados con este asfalto.

Alineados con la estrategia de descarbonización del Grupo e impulsar la transición energética y la economía circular en la región, en el 2T23 se destacan los siguientes hitos en el frente de comercialización:

- Por medio de la **mesa de Trading de Carbono** se realizó la venta de los primeros cargamentos de crudo Apiay Blend (cerca de 3 mmbbls) carbono compensado a través de la oficina de Ecopetrol Trading Asia, con destino India que representarán una compensación cercana a las 118 mil toneladas de CO₂e.
- En abril se realizó la venta de un cargamento de **Asfalto** por 16,218 toneladas desde el puerto de Barranquilla a Guayanilla, Puerto Rico. Esta operación marcó un hito al ser la mayor venta de asfalto en la historia de la compañía y por realizarse mediante el buque asfaltero más grande que se ha atendido desde el puerto de Barranquilla, ampliando las oportunidades de comercialización para el país.
- Se realizaron las primeras exportaciones de disolventes a Perú y Centroamérica de Ecospirit-40 por 320 toneladas, este hito corresponde a una nueva referencia de producto más limpia y de mayor eficiencia para la preparación de pinturas.

Inversión Social y Ambiental

Con el fin de materializar los retos propuestos en la visión estratégica del Grupo Ecopetrol, se actualizó la Estrategia para la Gestión del Entorno evolucionando a una Estrategia para la Gestión Integral del Territorio, cuyo objetivo es establecer los lineamientos con los que las empresas del grupo deben contribuir al desarrollo territorial y la sostenibilidad empresarial mediante la construcción de relaciones de confianza, el diálogo social, el desarrollo responsable de la cadena de valor de cada línea de negocio y la ejecución de inversiones para generar prosperidad compartida, en un marco de respeto y promoción por los DDHH.

Al cierre del 2T23, el Grupo Ecopetrol destinó recursos para la ejecución del Portafolio de Desarrollo Territorial Sostenible por un valor de COP 170,580¹³ millones que incluye la inversión social y ambiental de carácter estratégico y obligatorio y de relacionamiento. Para 2023, se espera llegar a una inversión total de COP 766 mil millones, lo que equivale a cerca del 5% de la inversión equiparable¹⁴ del Presupuesto General de la Nación para los sectores de transporte, educación, agricultura y desarrollo rural, comercio, minas y energía y agua potable y saneamiento básico.

Mediante estas inversiones, el Grupo contribuye al desarrollo económico y social del país, ejecutando proyectos con las autoridades locales y la comunidad y de la mano con aliados de orden nacional y de cooperación internacional para generar bienestar y aportar al cierre de las brechas sociales. Dentro de los hitos del trimestre se destacan:

¹³La inversión acumulada del Grupo Ecopetrol al 2T23 se divide en: i) Inversión estratégica por COP 145,966 millones e ii) Inversión obligatoria por COP 24,614 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 5,001 millones.

Inversión social, ambiental y de relacionamiento acumulado Ecopetrol S.A.: COP 123,864 millones.

Inversión socio ambiental acumulada Subordinadas: COP 46,716 millones.

¹⁴ Para efectos de la comparación se incluye en el cálculo los programas sectoriales del Gobierno nacional que tienen algún nivel de relación o que son equiparables a las líneas de inversión social de Ecopetrol.

Educación, deporte y salud

- En el marco de la estrategia para promover la ampliación de la cobertura de educación superior, a través del programa Bachilleres Ecopetrol Mario Galán Gómez, se entregaron 94 nuevas becas a estudiantes de todos los departamentos del país. A lo largo de la historia del programa, se han beneficiado a 1,760 jóvenes de escasos recursos, provenientes de zonas rurales y que han sobresalido por su alto rendimiento académico. Con este programa, Ecopetrol aporta al cumplimiento de las metas del Gobierno Nacional de ampliar a 2026 la cobertura de educación superior del 53.94% al 62%, y en complemento con las demás alianzas vigentes.
- Como parte de la estrategia para promover la retención escolar, se entregó mobiliario escolar, elementos pedagógicos y menaje para los restaurantes escolares en 40 sedes educativas públicas de los municipios de Aipe y Palermo (Huila) que benefician a más de 4,900 estudiantes. Con el proyecto se impacta al 10.8% de las sedes que reciben el Plan de Alimentación Escolar y el 4% de los alumnos del departamento.
- Más de 400 niños y jóvenes del departamento de Casanare participaron en tres muestras culturales en los municipios de Yopal, Aguazul y Tauramena en el marco del programa de iniciación musical Batuta-Ecopetrol. En el departamento de Casanare la tasa de deserción es de 2.11% y mediante esta intervención se logró que el 99% de los niños de las escuelas musicales asistiera a la educación formal.
- Como parte de la implementación de la Unidad de Salud Móvil que facilita el acceso de la población vulnerable del Magdalena Medio a los servicios de salud de baja complejidad, se llegó a un acumulado de 6,501 personas vulnerables atendidas.

Desarrollo rural inclusivo

- Con el propósito de consolidar la *RED de abastecimiento de alimentos del Meta*, se hizo el lanzamiento de la segunda fase de esta alianza con la Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación – FAO. Se espera que durante los próximos tres años se beneficien más de 3,000 familias campesinas, 32 organizaciones productores, 14 agroindustrias y 247 emprendimientos, logrando así ventas de más de COP 13,400 millones por parte de la *RED* y sus asociaciones. La *RED de abastecimiento de alimentos del Meta* se ha consolidado como referente regional e internacional, y contribuye directamente al cumplimiento de las metas del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026.
- Se llevó a cabo el Tercer Foro Petróleo y Agro en el municipio de Villavicencio (Meta) para presentar los resultados del Modelo de Agronegocios Sostenibles ‘MAS Meta’ en alianza Ecopetrol - Universidad de los Andes que vinculó a un total de 320 familias campesinas que desarrollaron sus agronegocios en cacao, café y frutales, con ventas por más de COP 370 millones en el último año. Adicionalmente se hizo el lanzamiento de ECO Chocolates y de la plataforma de formación Campus MAS Meta.
- El programa de Soluciones Integrales Agropecuarias – AGROSOL, que tiene como objetivo apoyar el fortalecimiento de la agricultura familiar, la seguridad alimentaria y la recuperación de la vocación productiva de la población rural, llegó a la vinculación de más de 2,840 familias campesinas de más de 20 municipios desde el 2021.

Infraestructura pública y comunitaria

- Con el objetivo de intervenir más del 3% de la red de infraestructura vial de segundo y tercer orden a 2040, Ecopetrol, en alianza con empresas de la industria¹⁵, el departamento del Meta y el Instituto Nacional de Vías - INVIAS, firmaron una alianza estratégica para pavimentar 43 km de la vía que conduce de Puerto Gaitán hacia la vereda Rubiales (Meta). Con esta inversión de impacto regional que asciende a COP 244,690 millones, de los cuales Ecopetrol aporta COP 214,784 millones, se busca promover el desarrollo productivo y rural en la Orinoquía, habilitando a más de un millón de hectáreas con potencial agrícola, además de mejorar el acceso a los servicios de educación y salud de los habitantes de la región y generando un impacto en el PIB regional de más del 2.5% anual.

¹⁵ Frontera Energy, Tecpetrol, CEPISA, HOCOL.

Emprendimiento y desarrollo empresarial

- Se llevó a cabo el Encuentro Nacional del programa *Ecopetrol Emprende* en alianza con *Créame Incubadora de Empresas*, con la participación de los 1,576 emprendedores y MiPymes, de 45 municipios, que se beneficiarán en 2023.
- En el marco del programa *Ecopetrol Emprende* en Barrancabermeja finalizó la transferencia metodológica para generar capacidades regionales para la implementación de programas de desarrollo empresarial en el BIT (Centro Innovación & Tecnología de la alcaldía de Barrancabermeja).

Acceso a Servicios Públicos

- Se certificaron 5,242¹⁶ nuevos hogares con conexión al servicio de gas en el Distrito de Barranquilla (Atlántico) y los municipios de San Vicente de Chucurí (Santander) y Aguazul (Casanare).
- En el marco del programa *Gas Social* se proyecta que de las 1.7 millones de familias de colombianos que aún cocinan con leña, se logre la conexión al 2040 de 300,000 familias al servicio de gas combustible.

Por otra parte, en el marco del mecanismo de obras por impuestos, se destaca la asignación de 27 nuevos proyectos al Grupo Ecopetrol por parte de la Agencia de Renovación del Territorio - ART correspondientes al año gravable 2022 por un valor COP 167 mil millones, consolidándolo como el mejor año de asignaciones para el Grupo Ecopetrol. De esta manera, el Grupo Ecopetrol continúa siendo el mayor participante del mecanismo con el 37% de lo asignado a nivel nacional con 86 proyectos en total y una inversión acumulada de COP 725 mil millones. Así mismo, Ecopetrol entregó la pavimentación de 3.23 km de vías urbanas del municipio de Paz de Ariporo (Casanare) que tuvo una inversión de COP 9,300 millones y que benefició a 11,172 residentes de los Barrios Siete de Agosto, Panorama, La Esperanza y El Triunfo.

De igual manera, se desarrollaron proyectos de inversión social por parte de CENIT: fortalecimiento de 19 Juntas de Acción Comunal en el Distrito Turístico de Santa Marta (Magdalena) y de 93 Unidades Productivas en los departamentos de Magdalena y Arauca. Por cuenta de ESENTTIA: instalación de un nuevo parque infantil en la zona suroccidental de Cartagena, dos nuevos puentes en el corregimiento de Pasacaballos, un nuevo letrero con el nombre de la comunidad de Ciudad Bicentenario y uno con las Letras Tocancipá, donde ESENTTIA está haciendo el montaje de su planta para la transformación de resinas posconsumo. Con la entrega de estos mobiliarios se recuperaron más de 6,700 kilogramos de material plástico recuperado por recicladores de oficio. Del lado de HOCOL se destaca: i) conexión de 249 hogares al servicio de gas domiciliario en el municipio de Purificación (Tolima).

Durante el 2T23, Ecopetrol ejecutó recursos de inversión ambiental por un valor de COP 9,995 millones, de los cuales COP 5,733 millones corresponden a inversiones obligatorias y COP 4,261 millones a inversiones estratégicas.

Se destaca la inversión ambiental obligatoria en el 2T23 en: i) restauración y conservación de la biodiversidad en el regional Oriente, ii) implementación de acuerdos de conservación orientados a las estrategias de adaptación basada en ecosistemas y la conservación de mamíferos amenazados en la subzona hidrográfica del río Cusiana, y iii) servicios de establecimiento y mantenimiento de reforestación tipo protector, recuperación paisajística y demás medidas de manejo orientadas a la conservación, para el cumplimiento de obligaciones legales ambientales en el piedemonte llanero.

En cuanto a inversión ambiental estratégica durante el 2T23 se destaca: i) desarrollo de la metodología para estimación de reducción de emisiones de carbono en humedales, que incluyó: línea base para monitoreo de carbono, informe de implementación del proyecto piloto de carbono, plan final para la obtener material vegetal y avance en el establecimiento y mantenimiento de árboles sembrados en las regiones seleccionadas por el proyecto, ii) planificación socioecológica como aporte a la sostenibilidad, que incluyó: análisis potencial de negocios verdes y ecoturismo en las áreas de estudio del proyecto, consolidación de red de Ecoreservas en las áreas de interés de Ecopetrol, metodología y lineamientos para evaluar impactos por derrame basados en técnicas de genómica, agenda con prioridades de investigación regional para el fortalecimiento de la gestión de la biodiversidad y la toma de decisiones informada, y talleres de socialización de resultados del proyecto con

¹⁶ Corresponden a conexiones certificadas

diferentes actores, y iii) gestión y manejo de la conservación, biodiversidad y servicios ecosistémicos de las Ecoreservas del Grupo Ecopetrol.

Comunidades y territorio

Procesos de diálogo social

Ecopetrol desarrolló 53 espacios de diálogo a nivel nacional, que corresponden a 13 procesos los cuales han contado con participación de Juntas de Acción Comunal, organizaciones sociales, asociaciones, academia, empresarios locales y sector público territorial.

Por cuenta de CENIT, durante el 2T23 se llevaron a cabo 283 actividades de relacionamiento con autoridades y comunidades en los territorios de interés para la Compañía, permitiendo fortalecer el diálogo social y la promoción de las iniciativas a favor del desarrollo de las regiones.

Relacionamiento étnico

- Entre el 26 y el 28 de junio, la Presidencia de Ecopetrol acompañó la visita de la Presidencia de la República al departamento de La Guajira. En el marco de la visita, Ecopetrol se comprometió con el apoyo en educación, así como con proyectos y soluciones para el suministro de agua para las comunidades Wayuu.
- En la modificación de la licencia ambiental del campo Rubiales, inició el proceso de consulta previa con el Resguardo Alto Unuma y se mantiene un espacio de diálogo intercultural permanente, articulado a la estrategia de gestión integral del territorio.
- Iniciaron concertaciones con las comunidades Wayuu de acciones necesarias para los procesos de consulta previa del proyecto Orca Desarrollo, que llevará el gas del pozo Orca hasta las instalaciones de la Asociación Guajira.
- En el segundo trimestre inició, en los departamentos de La Guajira y Putumayo, el programa de fortalecimiento étnico *Formando en la Diversidad*, beneficiando a 250 personas de las etnias Wayuu y Pasto Siberia, quienes mediante capacitación virtual y presencial fortalecieron sus capacidades individuales, grupales, organizativas y comunitarias.

Transición energética

En el marco de la transición energética justa de Colombia, Ecopetrol tiene un rol de liderazgo y está explorando otras formas de relacionamiento a través de nuevos modelos de participación de las comunidades en proyectos de energía renovable como una forma de implementar comunidades energéticas. En este sentido, participa junto con el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas - IPSE, la Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, Hocol y Cenit en un equipo de trabajo liderado por el Ministerio de Minas y Energía el cual ha consolidado un portafolio de iniciativas con potencial a convertirse en Comunidades Energéticas. Para el 2023, se priorizaron los siguientes proyectos que se encuentran en etapa de planeación y análisis: i) Comunidad Energética Cabo de la Vela; ii) Comunidad Energética Puerto Guzman; iii) Comunidad Energética Resguardo Alto Unuma (En análisis).

Ciencia, Tecnología e Innovación

Durante el 1S23, se avanzó en la construcción de conocimiento de vanguardia con ciencia, tecnología e innovación asegurando beneficios por USD \$238 millones en transformación digital e investigación y desarrollo tecnológico.

En el frente de **transformación digital** se concentraron el 30% de los beneficios capturados equivalentes a USD \$73.2 millones al cierre del 1S23, presentando un incremento de 65% frente al cierre de 1S22 (USD \$44.3 millones), dentro de las soluciones digitales implementadas por Ecopetrol y filiales del Grupo, se destacan:

- Se habilitó "STORM", plataforma que permite estandarizar y centralizar los procesos de comercialización y logística de productos del Grupo Ecopetrol. Durante el primer mes de operación se facturó el 99.98% (USD \$790 millones) de todos los productos y, se logró una disminución del margen de error en la

contabilización, la automatización de los reportes operacionales y mejoras en los tiempos de respuesta. Esta plataforma es clave para la expansión internacional de la comercialización del Grupo Ecopetrol.

- Despliegue de la plataforma industrial “ROMSS” que mejora los procesos de inventarios, movimientos y balances de la Refinería de Barrancabermeja, permitiendo realizar cierres de balances diarios y oportunos a nivel de tanques con las calidades de laboratorio en el cierre volumétrico de la refinería.
- Se implementó el “Programador Digital” para optimizar la programación integrada de la cadena de valor del Grupo Ecopetrol, con esta solución se reducen costos operativos, se optimizan los inventarios de hidrocarburos y se mitigan los riesgos operativos de cadena mediante la identificación, análisis y selección de alternativas.
- Se llevaron a cabo con éxito las pruebas piloto de la tecnología 5G para uso industrial, en la Refinería de Barrancabermeja con el apoyo de MinTIC y Claro Colombia, logrando ofrecer asistencia técnica desde cualquier lugar del mundo en tiempo real, con ayuda de dispositivos como lentes y móviles intrínsecamente seguros. Así mismo, se empleó la video analítica para monitorear áreas restringidas y la transferencia de datos para conocer en tiempo real los resultados de la prueba. El uso de 5G optimiza los procesos y minimiza los riesgos industriales. La alianza entre MinTIC, Claro Colombia y Ecopetrol, es clave para determinar la implementación definitiva de esta tecnología y su posible uso masivo en la región y el país.

Respecto al frente de **investigación y desarrollo tecnológico**, se lograron beneficios por USD \$164.8 millones al cierre del 2T23, entre los principales resultados se destacan:

- En la **gestión integral del agua** se generó un modelo que integra la visión de los factores más relevantes de la hidrogeología del Valle Medio del Magdalena y el potencial asociado a las unidades acuíferas más profundas, donde Ecopetrol tiene oportunidades potenciales para suplir necesidades en proyectos de recobro secundario y mejorado. Así mismo, este modelo permite conocer la calidad del recurso hídrico en los acuíferos profundos y entender los procesos de recarga hídrica, propendiendo por la protección de reservas y la sostenibilidad de las curvas de producción.
- Así mismo en el frente de **economía circular**, se finalizó con éxito la fase experimental a nivel vivero del uso de nano-fertilizantes en especies de palma, con incrementos superiores a un 40% en el rendimiento de generación de biomasa y con potencial de captura de CO₂. Por otro lado, mediante una tecnología de membranas tridimensionales oleofílicas desarrollada por el Instituto Colombiano de Petróleos (ICP), se lograron resultados exitosos en pruebas realizadas en los campos Chichimene y CPO-9 para el mejoramiento de las aguas de inyección, con impactos en factores de recobro, la protección de barriles limpios y operación con sostenibilidad@.
- Se avanza en la identificación de tecnologías disponibles para ser implementada en la **matriz energética de renovables**, resalta la energía eólica offshore como la fuente de energía y la tecnología disponible más promisoría. Esta, tiene potencial para impulsar la producción de hidrógeno verde en el mar, representando una ventaja tanto en el costo nivelado de energía como en el costo nivelado del hidrógeno con miras a una potencial exportación.
- Dentro del estudio de **transición energética**, se avanza en la estimación del potencial de almacenamiento geológico de CO₂ y el análisis de efectividad de ese almacenamiento, como alternativa para reducir el impacto ambiental de las operaciones. Se ha encontrado potencial en las zonas del Valle Medio del Magdalena y la Regional Oriente (Chichimene y Castilla).

En el frente de **innovación, ecosistemas y alianzas**, en el 2T23 el Grupo Ecopetrol amplía su Red de Innovación Econova, con un avance del 50% en el despliegue de Econova Bogotá y de un 25% en Econova Meta. En estos centros de innovación se avanza en la ingeniería conceptual del espacio y la adecuación de la infraestructura para el lanzamiento de su primera fase en el 4T23. Estos centros tendrán como protagonistas a la Revolución 5.0 y Biodiversidad, respectivamente y serán el tercer y cuarto de la red de innovación de Ecopetrol. La Red Econova para el 2T23 ha logrado lanzar 12 retos de industria, impactar a +370 empresas, incubar cerca de 20 emprendimientos y acelerar alrededor de 10 empresas.

Respecto a **propiedad intelectual**, para el 2T23, se obtuvieron tres patentes de invención en Colombia; dos asociadas a métodos y equipos en proyectos de inyección de agua y estimulación de pozos. Otra, producto del

esquema de innovación abierta, en compañía con la empresa GEOSIS S.A., la cual consiste en un sistema interactivo de visualización de objetos en pantallas en tiempo real, el cual se aplica en procesos de exploración y perforación de pozos en la producción de crudos para el análisis a distancia de rocas generadoras.

Gobierno Corporativo y Órganos Sociales

Responsabilidad Corporativa. Ecopetrol finalizó la primera fase de aplicación del ciclo de gestión de riesgos de derechos humanos (DDHH) con las Vicepresidencias Regional Orinoquía y Regional Andina Oriente. En los dos procesos se involucraron a distintos grupos de interés: trabajadores, proveedores, contratistas y líderes comunitarios; aplicando un enfoque bidireccional y diferencial. Como resultado de este ejercicio se definirán los planes de acción para los riesgos e impactos identificados.

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

- Designó como Presidente de Ecopetrol a Ricardo Roa Barragán, quien asumió el cargo el 24 de abril de 2023.
- Aprobó los estados financieros consolidados del Grupo Ecopetrol (GE) y separados de Ecopetrol S.A., correspondientes al 1T23 y 2T23¹⁷.
- Aprobó el incremento salarial máximo 2023 a ser pactado en la Convención Colectiva de Trabajo para los trabajadores beneficiarios de ésta y el incremento salarial anual 2023 para los trabajadores cobijados por el Acuerdo 01.
- Aprobó la propuesta de actualización de los criterios de disciplina de capital para la elaboración del portafolio, así como las premisas de precios y variables macroeconómicas.

Gobierno Corporativo. Durante este trimestre se estructuró y se inició la implementación y puesta en marcha del programa anual de formación para la Junta Directiva de Ecopetrol S.A (JD). La JD, ejerce el rol de orientador estratégico del GE y es el punto de referencia en términos de mejores prácticas de gobierno corporativo, las cuales son extensivas a las demás juntas del GE. Atendiendo la nueva conformación de la JD, se diseñó un programa con aliados tales como Harvard Business School, Kellogg School of Management, entre otras instituciones de primer orden internacional; con el fin de promover conocimientos de vanguardia en prácticas de gobierno corporativo, gestión efectiva de juntas directivas, transición energética, SosTECnibilidad®, entre otras temáticas asociadas a las junta directivas, como pieza esencial para la articulación y el cumplimiento de la unidad de propósito y dirección del GE.

IV. Presentación de Resultados

El miércoles 9 de agosto de 2023 la administración ofrecerá una única conferencia virtual con transmisión en español e inglés, para comentar los resultados obtenidos por Ecopetrol S.A. A continuación, se informan los horarios y datos de conexión para participar en la conferencia:

Conferencia
09:00 a.m. Hora Colombia
10:00 a.m. Hora Nueva York

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

<https://xegmenta.co/ecopetrol/conferencia-de-resultados-2t-2023/>

Una vez reciba la invitación encontrará el enlace para la transmisión en español y el enlace para la transmisión en inglés.

¹⁷ Aprobado en sesión de JD del 28 julio 2023

Para realizar sus preguntas podrá acceder a través de la plataforma una vez inicie la transmisión de la llamada.

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

Información de Contacto:

Gerente de Mercado de Capitales (E)

Carolina Tovar Aragón

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

Relaciones con los Medios (Colombia)

Marcela Ulloa Beltrán

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

Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2023	2T 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	17,211	22,185	(22.4%)	37,476	38,798	(3.4%)
Exterior	17,089	21,700	(21.2%)	35,678	37,560	(5.0%)
Total ingresos	34,300	43,885	(21.8%)	73,154	76,358	(4.2%)
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	3,239	2,725	18.9%	6,248	5,305	17.8%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,949	1,622	20.2%	3,692	3,129	18.0%
Depreciación fijo	1,290	1,103	17.0%	2,556	2,176	17.5%
Costos variables	13,718	16,343	(16.1%)	29,065	28,408	2.3%
Productos importados	5,866	8,643	(32.1%)	12,941	16,328	(20.7%)
Compras nacionales	5,533	7,096	(22.0%)	11,487	12,627	(9.0%)
Servicio de transporte hidrocarburos	371	314	18.2%	745	568	31.2%
Variación de inventarios y otros	1,948	290	571.7%	3,892	(1,115)	(449.1%)
Costos fijos	4,530	4,010	13.0%	8,952	7,303	22.6%
Servicios contratados	1,185	1,073	10.4%	2,274	1,986	14.5%
Servicios de construcción	592	635	(6.8%)	1,343	1,054	27.4%
Mantenimiento	1,059	953	11.1%	1,993	1,660	20.1%
Costos laborales	1,006	835	20.5%	1,969	1,618	21.7%
Otros	688	514	33.9%	1,373	985	39.4%
Total costo de ventas	21,487	23,078	(6.9%)	44,265	41,016	7.9%
Utilidad bruta	12,813	20,807	(38.4%)	28,889	35,342	(18.3%)
Gastos operacionales	2,314	2,199	5.2%	4,670	4,205	11.1%
Gastos de administración	2,065	1,752	17.9%	4,171	3,661	13.9%
Gastos de exploración y proyectos	249	445	(44.0%)	499	538	(7.2%)
(Recuperación) gasto por impairment de activos de largo plazo	0	2	(100.0%)	0	6	(100.0%)
Utilidad operacional	10,499	18,608	(43.6%)	24,219	31,137	(22.2%)
Resultado financiero, neto	(2,044)	(1,991)	2.7%	(3,549)	(3,514)	1.0%
Diferencia en cambio, neto	299	(186)	(260.8%)	547	(139)	(493.5%)
Intereses, neto	(1,230)	(1,155)	6.5%	(2,415)	(2,095)	15.3%
Ingresos (gastos) financieros	(1,113)	(650)	71.2%	(1,681)	(1,280)	31.3%
Resultados de participación en compañías	155	237	(34.6%)	497	439	13.2%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	8,610	16,854	(48.9%)	21,167	28,062	(24.6%)
Provisión impuesto a las ganancias	(3,336)	(5,309)	(37.2%)	(8,929)	(9,193)	(2.9%)
Utilidad neta consolidada	5,274	11,545	(54.3%)	12,238	18,869	(35.1%)
Interés no controlante	(1,187)	(1,075)	10.4%	(2,490)	(1,826)	36.4%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	4,087	10,470	(61.0%)	9,748	17,043	(42.8%)
EBITDA	14,585	22,211	(34.3%)	32,427	38,106	(14.9%)
Margen EBITDA	42.5%	50.6%	(8.1%)	44.3%	49.9%	(5.6%)

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

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2023	Marzo 31, 2023	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	11,325	15,497	(26.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	42,800	47,654	(10.2%)
Inventarios	10,296	11,123	(7.4%)
Activos por impuestos corrientes	8,193	7,076	15.8%
Otros activos financieros	911	1,684	(45.9%)
Otros activos	3,078	3,263	(5.7%)
	76,603	86,297	(11.2%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	35	42	(16.7%)
Total activos corrientes	76,638	86,339	(11.2%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	9,123	9,487	(3.8%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31,888	32,794	(2.8%)
Propiedades, planta y equipo	95,609	99,582	(4.0%)
Recursos naturales y del medio ambiente	43,789	43,636	0.4%
Activos por derecho de uso	564	594	(5.1%)
Intangibles	16,131	17,543	(8.0%)
Activos por impuestos diferidos	12,069	15,274	(21.0%)
Otros activos financieros	808	558	44.8%
Goodwill y otros activos	6,426	6,555	(2.0%)
Total activos no corrientes	216,407	226,023	(4.3%)
Total activos	293,045	312,362	(6.2%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	17,101	16,257	5.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	32,351	43,037	(24.8%)
Provisiones por beneficios a empleados	2,595	2,872	(9.6%)
Pasivos por impuestos corrientes	8,609	9,973	(13.7%)
Provisiones y contingencias	1,197	1,413	(15.3%)
Otros pasivos	1,316	1,965	(33.0%)
Total pasivos corrientes	63,169	75,517	(16.4%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	90,959	100,105	(9.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1,303	51	2,454.9%
Provisiones por beneficios a empleados	9,131	9,439	(3.3%)
Pasivos por impuestos no corrientes	13,467	13,740	(2.0%)
Provisiones y contingencias	11,220	11,408	(1.6%)
Otros pasivos	2,303	2,426	(5.1%)
Total pasivos no corrientes	128,383	137,169	(6.4%)
Total pasivos	191,552	212,686	(9.9%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	74,832	72,608	3.1%
Interés no controlante	26,661	27,068	(1.5%)
Total patrimonio	101,493	99,676	1.8%
Total pasivos y patrimonio	293,045	312,362	(6.2%)

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2023	2T 2022	6M 2023	6M 2022
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	4,087	10,470	9,748	17,043
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	1,187	1,075	2,490	1,826
Cargo por impuesto a las ganancias	3,336	5,309	8,929	9,193
Depreciación, agotamiento y amortización	3,362	2,856	6,524	5,565
(Utilidad) pérdida por diferencia en cambio	(299)	186	(547)	139
Costo financiero reconocido en resultados	2,297	1,973	4,655	3,523
Pozos secos	118	377	265	438
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	14	11	22	306
Impairment de activos de corto y largo plazo	37	15	60	41
Ganancia por valoración de activos financieros	(58)	(61)	(115)	(103)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	(1)	(11)	0	(11)
Pérdida por venta de activos	12	12	13	10
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(155)	(237)	(497)	(439)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	206	157	725	292
Provisiones y contingencias	40	118	241	179
Otros conceptos menores	11	27	4	4
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(6,369)	(12,767)	(20,659)	(23,012)
Impuesto de renta pagado	(4,686)	(3,356)	(6,649)	(5,054)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	3,139	6,154	5,209	9,940
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en negocios conjuntos	0	(33)	0	(65)
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,919)	(1,867)	(3,550)	(3,094)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(3,421)	(2,532)	(6,738)	(4,490)
Adquisiciones de intangibles	(214)	(187)	(420)	(357)
Venta de otros activos financieros	486	771	1,237	1,170
Intereses recibidos	459	177	1,013	336
Dividendos recibidos	82	179	186	179
Ingresos por venta de activos	22	29	30	80
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(4,505)	(3,463)	(8,242)	(6,241)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	2,117	(54)	5,678	(331)
Pago de intereses	(1,874)	(1,532)	(3,196)	(2,439)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(136)	(115)	(261)	(205)
Restitución de capital	(12)	(7)	(12)	(7)
Dividendos pagados	(2,334)	(5,692)	(2,561)	(5,965)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(2,239)	(7,400)	(352)	(8,947)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(567)	814	(691)	802
Disminución en el efectivo y equivalentes de efectivo	(4,172)	(3,895)	(4,076)	(4,446)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	15,497	13,999	15,401	14,550
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	11,325	10,104	11,325	10,104

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2023	2T 2022	6M 2023	6M 2022
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	4,087	10,470	9,748	17,043
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,362	2,856	6,524	5,565
(+/-) Impairment activos a largo plazo	7	2	7	6
(+/-) Resultado financiero, neto	2,044	1,991	3,549	3,514
(+) Provisión impuesto a las ganancias	3,336	5,309	8,929	9,193
(+) Impuestos y otros	562	508	1,180	959
(+/-) Interés no controlante	1,187	1,075	2,490	1,826
EBITDA Consolidado	14,585	22,211	32,427	38,106

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (2T23)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Transmisión de Energía y Vías	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	1,962	470	1,425	230	0	4,087
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,056	572	371	363	0	3,362
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	6	0	1	0	7
(+/-) Resultado financiero, neto	814	298	13	886	33	2,044
(+) Provisión impuesto a las ganancias	2,539	(240)	992	45	0	3,336
(+) Otros Impuestos	251	218	42	51	0	562
(+/-) Interés no controlante	(24)	49	343	819	0	1,187
EBITDA Consolidado	7,598	1,373	3,186	2,395	33	14,585

Tabla 6: Inversiones por negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD) Total al 1S23	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total
Producción	937	754	1.691
Exploración	110	42	152
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	76	31	107
Transporte*		137	137
Corporativo**	60	2	63
Ecopetrol	1,183	966	2,149
Energía	-	404	404
Vías	-	101	101
Telecomunicaciones	-	14	14
ISA	-	518	518
Grupo Ecopetrol	1,183	1,484	2,667

* 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)	2T 2023	2T 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)
Nacionales	17,180	20,599	(16.6%)	36,606	35,804	2.2%
Exterior	12,295	16,471	(25.4%)	23,769	28,558	(16.8%)
Total ingresos	29,475	37,070	(20.5%)	60,375	64,362	(6.2%)
Costos variables	19,356	19,510	(0.8%)	38,751	34,777	11.4%
Costos fijos	3,888	3,345	16.2%	7,635	6,387	19.5%
Costo de ventas	23,244	22,855	1.7%	46,386	41,164	12.7%
Utilidad bruta	6,231	14,215	(56.2%)	13,989	23,198	(39.7%)
Gastos operacionales	1,069	1,022	4.6%	2,201	1,816	21.2%
Utilidad operacional	5,162	13,193	(60.9%)	11,788	21,382	(44.9%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,399)	(1,251)	11.8%	(2,206)	(1,919)	15.0%
Resultados de participación en compañías	2,618	2,703	(3.1%)	6,115	4,395	39.1%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	6,381	14,645	(56.4%)	15,697	23,858	(34.2%)
Provisión impuesto a las ganancias	(2,294)	(4,175)	(45.1%)	(5,949)	(6,815)	(12.7%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	4,087	10,470	(61.0%)	9,748	17,043	(42.8%)
EBITDA	7,048	15,031	(53.1%)	15,448	24,896	(38.0%)
Margen EBITDA	23.9%	40.50%	(16.6%)	25.60%	38.70%	(13.1%)

Tabla 8: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2023	Marzo 31, 2023	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	3,658	3,986	(8.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	36,547	42,968	(14.9%)
Inventarios	6,349	7,074	(10.2%)
Activos por impuestos corrientes	6,400	5,726	11.8%
Otros activos financieros	3,393	5,002	(32.2%)
Otros activos	1,944	1,962	(0.9%)
	58,291	66,718	(12.6%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	22	34	(35.3%)
Total activos corrientes	58,313	66,752	(12.6%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	84,346	87,939	(4.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	419	442	(5.2%)
Propiedades, planta y equipo	28,591	27,968	2.2%
Recursos naturales y del medio ambiente	26,365	25,889	1.8%
Activos por derecho de uso	2,992	3,038	(1.5%)
Intangibles	376	326	15.3%
Activos por impuestos diferidos	5,748	9,011	(36.2%)
Otros activos financieros	30	193	(84.5%)
Goodwill y otros activos	1,366	1,302	4.9%
Total activos no corrientes	150,233	156,108	(3.8%)
Total activos	208,546	222,860	(6.4%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	11,740	12,651	(7.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	29,857	38,729	(22.9%)
Provisiones por beneficios a empleados	2,336	2,591	(9.8%)
Pasivos por impuestos corrientes	6,292	6,857	(8.2%)
Provisiones y contingencias	801	1,002	(20.1%)
Otros pasivos	831	1,428	(41.8%)
Total pasivos corrientes	51,857	63,258	(18.0%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	63,741	68,622	(7.1%)
Provisiones por beneficios a empleados	8,621	8,925	(3.4%)
Pasivos por impuestos no corrientes	538	446	20.6%
Provisiones y contingencias	8,645	8,675	(0.3%)
Otros pasivos	312	326	(4.3%)
Total pasivos no corrientes	81,857	86,994	(5.9%)
Total pasivos	133,714	150,252	(11.0%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	74,832	72,608	3.1%
Total patrimonio	74,832	72,608	3.1%
Total pasivos y patrimonio	208,546	222,860	(6.4%)

Tabla 9: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudes - mboed	2Q 2023	2Q 2022	% Share	6M 2023	6M 2022	% Share
U.S. Gulf Coast	141.8	163.2	32.9%	145.5	166.5	33.3%
Asia	234.2	179.3	54.3%	231.6	184.2	53.1%
Central America / Caribbean	0.0	37.3	0.0%	0.0	23.3	0.0%
Others	33.6	7.7	7.8%	29.5	11.8	6.8%
Europe	21.6	21.5	5.0%	27.0	11.8	6.2%
U.S. West Coast	0.0	5.4	0.0%	2.7	2.0	0.6%
South America	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
U.S. East Coast	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Total	431.2	414.4	100.0%	436.3	399.6	100.0%

Products - mboed	2Q 2023	2Q 2022	% Share	6M 2023	6M 2022	% Share
Central America / Caribbean	26.4	63.8	23.3%	26.0	45.9	23.5%
U.S. Gulf Coast	30.5	13.2	26.9%	37.8	16.5	34.2%
Asia	32.1	11.7	28.4%	24.6	8.9	22.2%
South America	4.8	5.9	4.2%	7.3	6.3	6.6%
U.S. East Coast	0.0	5.6	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Europe	8.1	5.6	7.1%	6.6	2.8	6.0%
U.S. West Coast	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Others	11.4	(2.3)	10.1%	8.5	0.5	7.7%
Total	113.3	103.4	100.0%	110.7	80.9	100.0%

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

Tabla 10: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Local Purchases - mboed	2Q 2023	2Q 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)
Crude Oil	210.7	187.5	12.4%	207.6	182.4	13.8%
Gas	3.7	3.3	12.1%	3.9	2.5	56.0%
Products	3.4	3.1	9.7%	3.3	3.1	6.5%
Diluent	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Total	217.9	193.9	12.4%	214.8	188.0	14.3%

Imports - mboed	2Q 2023	2Q 2022	Δ (%)	6M 2023	6M 2022	Δ (%)
Crude Oil	73.5	41.4	77.5%	72.2	34.9	106.9%
Products	70.6	102.2	(30.9%)	75.5	117.3	(35.6%)
Diluent	20.8	35.8	(41.9%)	24.5	35.4	(30.8%)
Total	164.9	179.4	(8.1%)	172.2	187.6	(8.2%)

Total	382.8	373.3	2.5%	387.0	375.6	3.0%
--------------	--------------	--------------	-------------	--------------	--------------	-------------

Tabla 11: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Cupiagua XD 45	A2C	SDLA	Piedemonte	Ecopetrol 100% (Operador)	En Evaluación	Enero 18/2023
2	Primero	Picabuey -1	A3	LLA-87	Llanos Orientales	Hocol 50% Geopark 50% (Operador)	Seco	Enero 18/2023
3	Primero	Magnus-1	A3	CPO-09	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol (45%)	En Evaluación	Enero 21/2023
4	Primero	Turupe-1 ST	A3	LLA-9	Llanos Orientales	Ecopetrol 100% (Operador)	Seco	Feb 10/2023
5	Primero	Zorzal-1	A3	LLA-87	Llanos Orientales	Hocol 50% Geopark 50% (Operador)	Evaluación	Feb 11/2023
6	Primero	Koala-1	A3	LLA-87	Llanos Orientales	Hocol 50% Geopark 50% (Operador)	Seco	Mar 13/2023
7	Primero	Leyenda-1	A3	CPO-09	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol (45%)	En Evaluación	Mar 14/2023
8	Primero	Cusiana V 31	A3	SDLA	Piedemonte	Ecopetrol 100% (Operador)	En Evaluación	Mar 28/2023
9	Segundo	Kimera-1	A3	CPO-09	Llanos Orientales	Repsol (45%) (Operador) ECP 55%	En Evaluación	Abr 11/2023
10	Segundo	Pollera Norte-1	A3	SSJN-1	Cinturón Plegado de San Jacinto	Hocol 50% Lewis 50% (Operador)	En Evaluación	May 2/2023

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

Indicadores HSE*	2T 2023	2T 2022
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.29	0.30

* 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.