

Resultados 2022 TERCER TRIMESTRE

SEGUIMOS APORTÁNDOLE AL PAÍS
CON DESEMPEÑOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS SOBRESALIENTES



Crecer con la transición



720 kbped (3T22)
Niveles de producción pre-pandemia

+50 kbd
Exitoso arranque unidad de crudo adicional en Cartagena **proyecto IPCC**
 Refinería de Barrancabermeja reconocida como la mejor de Latinoamérica por World Refining Association

GAS

• **20%** de participación en la producción 3T22
 • **Micro LNG**
 Avance Piloto en Buenaventura

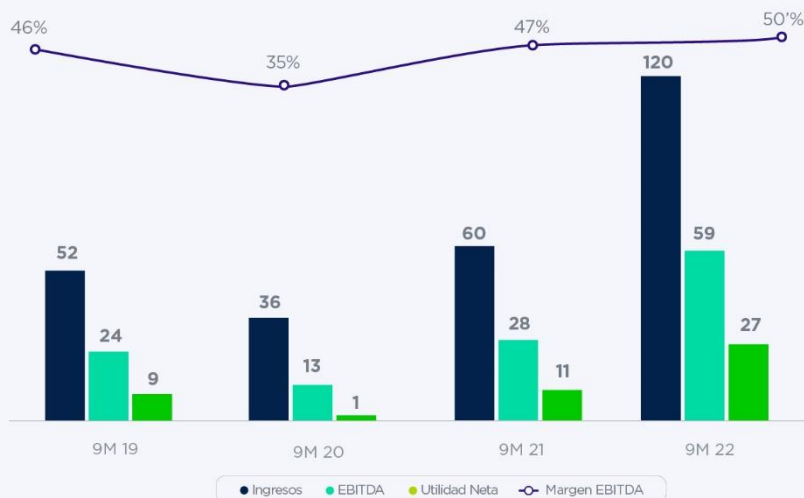


Contribución al EBITDA del Grupo en 3T22 **COP 2.3** **BILLONES**

6 ÉXITOS exploratorios en lo corrido del año

Retornos Competitivos

COP Billones



RESULTADOS FINANCIEROS

RÉCORD 9 MESES*

*acumulado de enero a septiembre



25 mmbbl

CRUDO COMERCIALIZADO

mmbbl: Millones de barriles

GENERAR VALOR CON SOSTECnibilidad®



VENTAS CARGAMENTOS DE CRUDO
 CARBONO COMPENSANDO



FINALIZADA PRUEBA EXITOSA PILOTO H2 VERDE



PUBLICACIÓN SEGUNDO REPORTE especializado de cambio climático atendiendo recomendaciones TCFD



CONTRATACIÓN DE BIENES Y SERVICIOS por COP 17.6 B 9M22

CONOCIMIENTO DE VANGUARDIA



ALIANZA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE y la transición energética con Estado de Bayern, Alemania



PREMIO A LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL EMPRESARIAL otorgado a Ecopetrol en el marco del Congreso TIC ANDICOM 2022



Las cifras del Grupo Ecopetrol al cierre de septiembre de 2022 evidencian un desempeño operativo y comercial sobresaliente que soporta los históricos resultados financieros. En estos nueve meses del año logramos niveles de producción pre-pandemia y alcanzamos una utilidad neta de COP 26.6 billones. Estos logros son el resultado de: i) avances significativos en la estrategia de diversificación operativa, geográfica y comercial, ii) el compromiso del Grupo con la sostenibilidad® y la soberanía energética del país iii) la fortaleza, estabilidad y confiabilidad de los diversos segmentos de la operación, y iv) nuestra estricta disciplina de costos y capital que ha permitido la captura de eficiencias acumuladas por más de COP 1.8 billones, alcanzando en tan solo nueve meses la meta propuesta para todo el 2022.

En relación con el pilar de nuestra estrategia de **Retornos Competitivos**, en el tercer trimestre del año se registraron ingresos por COP 43.4 billones, una utilidad neta de COP 9.5 billones, un EBITDA de COP 21.1 billones, y un margen EBITDA de 48.7%. En el acumulado del año, presentamos resultados históricos con ingresos por COP 119.8 billones, un EBITDA de COP 59.2 billones, y un margen EBITDA de 50%. A cierre de septiembre, el indicador deuda bruta/EBITDA fue de 1.5 veces y el retorno sobre capital empleado (ROACE) fue de 19.1%.

El desempeño operativo y comercial, sumado a un precio internacional del crudo favorable, permitieron alcanzar mejores precios de realización de nuestra canasta de crudos (+24.5 USD/BI en 3T22 frente a 3T21), un aumento en el volumen de venta local de productos (+8.9% en 3T22 frente a 3T21) y el crecimiento en las exportaciones (+17.1% en 3T22 frente a 3T21). Dado el comportamiento en los diferenciales de los precios de la gasolina y diésel en el mercado local versus el precio de referencia internacional, la cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles (FEPC), correspondiente al 2T22 y 3T22, asciende a COP 20.4 billones a cierre de septiembre de 2022. Hemos continuado la gestión ante el Gobierno Nacional para implementar medidas orientadas a reducir este saldo, que incluye la incorporación de recursos en el Presupuesto General de la Nación y el inicio de la senda de ajustes de precio a nivel local.

En el frente comercial, nuestra filial en Singapur, Ecopetrol Trading Asia (ECPTA), que entró en operaciones en abril y fue inaugurada oficialmente en septiembre, nos ha permitido consolidar las exportaciones de nuestros crudos al mercado asiático. La presencia física de Ecopetrol en Singapur ha

facilitado el desarrollo de nuevas relaciones comerciales con clientes en China, India, Japón, Corea del Sur, Brunei, entre otros, profundizando así nuestra estrategia de diversificación al tiempo que mejoramos significativamente los márgenes de venta.

En el pilar de **Crecer con la Transición Energética**, quisiera resaltar varios hitos operativos alcanzados, en gran parte, a la dinámica positiva en la ejecución de CAPEX que para el cierre del año 2022 se proyecta un total de inversiones desplegadas en línea con la meta de USD 4,800 – USD 5,800 millones:

En el frente de **exploración**, en lo corrido del año acumulamos 6 éxitos exploratorios en cuencas de gran interés para Ecopetrol alrededor del país, como el offshore colombiano (Uchuva-1, Gorgon-2), Valle Superior del Magdalena (El Niño-2), Valle Medio del Magdalena (Morito-1) Llanos Orientales (Tejón-1) y en el Valle Inferior del Magdalena (Coralino-1 operado por nuestra filial Hocol), que contribuirán a la soberanía energética del país y específicamente al abastecimiento del mercado de gas natural.

En **producción**, se continúa con la senda de crecimiento, con 720.4 kbped durante el 3T22, nivel más alto desde el 1T20 y nos ubica en el rango superior de la meta anunciada para el 2022. Este aumento en la producción se explica por: i) la producción incremental de nuestros campos a nivel nacional e internacional, ii) mejores condiciones de entorno, iii) aporte en pruebas de los pozos exploratorios, iv) alta demanda de gas y GLP versus 2T22 y v) recuperación de la producción posterior a mantenimientos programados en Cupiagua y Apiay en junio y julio respectivamente.

Durante el 3T22 el aporte del **gas**, combustible clave para la transición, a la producción consolidada fue del 20% y en conjunto con las estrategias del desarrollo del piedemonte en el corto y mediano plazo, la actividad exploratoria y el offshore en el mediano y largo plazo buscamos contribuir a la autosuficiencia del país y apalancar la oferta competitiva de este energético, crítico para la industria local y el consumo residencial.

A lo anterior, se suman los excelentes resultados operativos y financieros de nuestra operación en el **Permian**, que alcanzan nuevos máximos históricos, reflejados en un incremento en la producción en el 3T22 del 79% frente al 3T21 y de 62% frente el 2T22 con una producción promedio de 43.7 kbped (neto para Ecopetrol antes de regalías) en el trimestre.

En el segmento de **transporte**, el volumen transportado ascendió a los 1,074.8 kbd, creciendo 6.2% versus el 3T21. Este resultado se explica por la mayor producción, transporte de barriles adicionales de terceros y un aumento en el transporte de poliductos, dado el incremento de demanda de combustibles en el país.

El segmento de **refinación** registró resultados operativos y financieros destacados en el trimestre, con una carga de 395 kbd, la más alta registrada en la historia y un margen bruto integrado de 20.3 USD/BI. A mediados de septiembre la refinería de Cartagena alcanzó 200 mil barriles diarios de carga gracias al exitoso arranque de la unidad de crudo adicional del Proyecto IPCC (Interconexión de Plantas de Crudo de Cartagena) que incrementó la capacidad de la refinería en +50 kbd, afianzando así su rol clave que permite sustituir importaciones de mayor costo para el país. Por su parte la refinería de Barrancabermeja fue reconocida como la mejor de Latinoamérica por la Asociación Mundial de Refinación (*World Refining Association*) en el marco de la Conferencia Latinoamericana de Tecnología de Refinación (LARTC) que se desarrolló en el mes de septiembre. El premio destaca el liderazgo de la refinería en eficiencia, transición energética, rentabilidad e implementación de nuevas tecnologías. Walter Canova, vicepresidente de Refinación y Procesos Industriales de Ecopetrol, fue distinguido como el Ejecutivo Downstream del año en el mismo evento. Se destaca además la alta disponibilidad operacional de las unidades (96.3%), la cual estuvo en línea con las mejores a nivel internacional, gracias a los programas de eliminación de cuellos de botella y al aseguramiento de las prácticas operacionales, así como al esquema de planeación de paradas de planta que se realizaron de manera estratégica y permitieron capturar los márgenes observados en el mercado (a septiembre se ejecutaron el 85% de las paradas planeadas para el 2022).

En cuanto a **Transmisión y vías**, resaltamos que los resultados financieros trimestrales fueron positivos, con un crecimiento del 24% frente al 3T21 en la utilidad neta normalizada (sin incluir hechos no recurrentes del 3T21), del 24% en los ingresos operacionales y del 15% en el EBITDA total. Durante los 9 meses del año, el aporte de la consolidación de ISA al Grupo Ecopetrol fue de COP 0.9 billones a la utilidad neta (participación de Ecopetrol) y COP 6.5 billones al EBITDA.

En el pilar de **Generación de Valor con SosTECnibilidad®** destacamos los siguientes hitos del 3T22:

En la **dimensión ambiental**, durante el trimestre avanzamos en la construcción de tres ecoparques solares a lo largo del país que adicionarían 72MW de energía renovable a la red de autogeneración de Ecopetrol, entre finales del año y 2023. En esta misma línea, en lo que resta de 2022 esperamos cerrar acuerdos para el desarrollo de otro ecoparque solar que aportaría hasta 56MW a la meta para llegar a 400 – 450 MW al 2024. En cuanto a reducción de emisiones, al cierre de septiembre contamos con un avance del 87%

sobre la meta anual de descarbonización (262,761 tCO₂e).

En el frente de hidrógeno, durante el tercer trimestre del año finalizamos la prueba piloto para la producción de hidrógeno verde en la refinería de Cartagena, con un desempeño exitoso, que servirá como base para los siguientes pasos en el desarrollo e implementación del plan estratégico de hidrógeno de la compañía. Finalizado el programa de pilotos de baja escala en la Refinería, el electrolizador pasó a Esenttia para proveer entre el 8% y 10% del hidrógeno requerido en sus procesos industriales.

Adicionalmente, como parte de los avances en la transición energética, en los meses de agosto y octubre vendimos el segundo y tercer cargamento de crudo carbono compensado del año a las compañías Phillips 66 y Citgo, dos de los mayores refinadores de Estados Unidos, contribuyendo así a la mitigación del cambio climático en Latinoamérica y la región. En la gestión del agua reportamos una evolución positiva con un 78% de reutilización frente al total del agua requerida para operar durante el trimestre, con lo que seguimos avanzando hacia nuestra ambición de agua neutralidad al 2045.

Otros hitos relevantes alcanzados durante el trimestre son: i), la publicación de nuestro segundo reporte especializado sobre gestión de riesgos y oportunidades del cambio climático atendiendo las recomendaciones del *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD), y el reconocimiento por parte del Pacto Global Red Colombia de la ONU por nuestra iniciativa “Red de Ecoreservas” y su impacto en la conservación de la biodiversidad. Adicionalmente, en octubre se dio la inauguración del primer tramo vial de Colombia pavimentado con asfalto que contiene plástico reciclado, junto al Aeropuerto El Dorado de Bogotá

En la **dimensión social**, en lo corrido del año hemos destinado recursos para proyectos e iniciativas del portafolio de desarrollo sostenible por un total de COP 300 mil millones. Se destaca, entre otros, la línea de inversión en educación con programas como: “Bachilleres Ecopetrol Mario Galán Gómez” que ha otorgado mayores oportunidades a más de 1,500 personas a lo largo de la vida del programa y en esta edición concedió becas de estudios universitarios a 65 estudiantes de diferentes regiones del país, apuestas por la equidad de género y el fortalecimiento de carreras STEM¹ con el Programa “Ella es Astronauta” en alianza con la Fundación “She Is” y el *Space Center* de la NASA, así como la inauguración de la primera fase de construcción de 28 aulas de clase en Guamal, Meta. De otra parte, el Grupo ejecutará 16 nuevos proyectos mediante el mecanismo “Obras por Impuestos” por un valor de COP 155 mil millones, los

¹ STEAM: science, technology, engineering, and math

cuales beneficiarán a más de 128 mil colombianos en nueve departamentos del país con iniciativas que buscan acelerar la transición energética, el cierre de brechas en infraestructura vial, el apoyo a la educación pública, y el acceso al agua potable y saneamiento básico. Las inversiones realizadas bajo esta modalidad en los últimos cinco años ascienden a COP 553.5 mil millones.

Así mismo, destacamos la labor de las empresas del Grupo Ecopetrol las cuales entre enero y septiembre contrataron servicios por COP 17.6 billones, con una generación de más de 106 mil empleos. Esto evidencia el aporte e importancia del Grupo a la economía local y su compromiso con el desarrollo empresarial de Colombia.

En el frente de **Gobierno Corporativo**, el pasado 24 de octubre se llevó a cabo la segunda Asamblea General de Accionistas extraordinaria del año, en donde se sometió a consideración del máximo órgano social la elección de miembros de la Junta Directiva. La nueva Junta, además de cumplir con todos los requerimientos estatutarios y legales, está integrada por personas de reconocida trayectoria profesional y amplia experiencia en diversos sectores de la economía, incluido el energético y cuenta con la preparación para profundizar en nuestra estrategia de transición energética. Me enorgullece mencionar también que, en línea con el compromiso de la Compañía con la diversidad e inclusión, con la plancha propuesta y elegida se aumentó la cuota de mujeres que conforman la junta directiva de una a dos miembros.

Ecopetrol obtuvo un puntaje de 77 puntos sobre 100 en la medición del Índice de Sostenibilidad de Dow Jones 2022, aumentando 9 puntos frente al año anterior. Esta evaluación, de la cual participan más de 10,000 compañías en el mundo, es el referente de mayor reconocimiento internacional en buenas prácticas corporativas con un diagnóstico detallado a las dimensiones de gestión ambiental, social, económica y de gobierno corporativo.

Finalmente, en el pilar de **Conocimiento de Vanguardia**, en el 3T22 la agenda de Ciencia, Tecnología e Innovación capturó beneficios por USD 136 millones. Se destaca i) el despliegue de los módulos de gas de la solución digital para la gestión comercial integrada ii) la puesta en marcha de la herramienta digital Visual Mesa que habilita una reducción potencial de emisiones de CO₂e de 20,000 toneladas anuales en la Refinería Barrancabermeja. También el despliegue de las primeras versiones de la plataforma de gestión de agua, que se desarrolla en conjunto con Accenture y AWS, enfocada en optimizar los procesos de captación, uso y vertimiento del recurso

hídrico, en la Refinería de Barrancabermeja, en Upstream convencional (Ocelote Hocol) y no Convencional (Permian). Esta plataforma representa un esfuerzo clave para lograr nuestra meta de ser una Compañía agua neutral al 2045. Por otro lado, durante el trimestre, se resalta la alianza con el Estado de Bayern, Alemania, enfocada en intensificar el intercambio bilateral de conocimiento, innovación y tecnología en pro del desarrollo sostenible y la transición energética.

En adición a los reconocimientos mencionados anteriormente, Ecopetrol y algunas de sus filiales también fueron galardonadas con otros premios, entre ellos: i) tres premios Andesco que reconocen los aportes a la sostenibilidad y la adopción de mejores prácticas de entorno de mercado y de gobierno corporativo, ii) primer puesto en el ranking de Innovación Empresarial por parte de la ANDI (Asociación Nacional de Empresarios de Colombia) en la región Bogotá-Cundinamarca y quinto puesto a nivel país, iii) premio a la transformación digital empresarial otorgado en el marco del Congreso TIC ANDICOM 2022, por CINTEL² y PwCiv), iv) segundo lugar en los premios *Shared Services & Outsourcing Network (SSON)*³, en la categoría de *Human Resources* por el proyecto del Nuevo Normal y v) el segundo lugar entre las empresas con mejor reputación del país otorgado por Merco escalando 3 posiciones versus el 2021.

De cara al cierre del 2022 continuamos comprometidos con la generación de valor sostenible para la sociedad y nuestros accionistas, y seguimos avanzando en la implementación de nuestra estrategia que nos permite aprovechar las oportunidades de la transición energética al tiempo que contribuimos a la soberanía energética del país.

Felipe Bayón
Presidente Ecopetrol S.A.

² Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnologías de la información y las Comunicaciones

³ La red de servicios compartidos más grande del mundo

Bogotá, 8 de noviembre de 2022. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el tercer trimestre de 2022, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

El Grupo Ecopetrol generó en el 3T22 un excelente resultado operativo y financiero, al obtener un EBITDA y utilidad neta de COP 21.1 billones y COP 9.5 billones, respectivamente. Este desempeño fue apalancado por: i) un entorno de precios favorable, ii) una mayor contribución de la producción del Permian y un repunte de la de Ecopetrol, iii) récord en cargas a refinerías, iv) mayor nivel de ventas y v) fuertes resultados de ISA. Lo anterior, permitió compensar: i) presión inflacionaria y cambiaria en costos y gastos de la operación y ii) diferencia en cambio con ocasión de la devaluación del peso. Se destaca en el 3T22 la finalización del pago del saldo al primer trimestre de 2022 de la cuenta por cobrar al FEPC con recaudo en caja de COP 6.5 billones.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2022	3T 2021	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	43,438	23,333	20,105	86.2%	119,796	59,983	59,813	99.7%
Depreciación y amortización	3,056	2,629	427	16.2%	8,361	7,195	1,166	16.2%
Costos variables	16,982	8,994	7,988	88.8%	45,390	21,992	23,398	106.4%
Costos fijos	4,397	2,883	1,514	52.5%	11,700	7,262	4,438	61.1%
Costo de ventas	24,435	14,506	9,929	68.4%	65,451	36,449	29,002	79.6%
Utilidad bruta	19,003	8,827	10,176	115.3%	54,345	23,534	30,811	130.9%
Gastos operacionales y exploratorios	1,781	1,725	56	3.2%	5,986	4,362	1,624	37.2%
Utilidad operacional	17,222	7,102	10,120	142.5%	48,359	19,172	29,187	152.2%
Ingresos (gastos) financieros, neto	(1,853)	(697)	(1,156)	165.9%	(5,366)	(2,180)	(3,186)	146.1%
Participación en resultados de compañías	218	111	107	96.4%	657	226	431	190.7%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	15,587	6,516	9,071	139.2%	43,650	17,218	26,432	153.5%
Provisión impuesto a las ganancias	(5,115)	(2,193)	(2,922)	133.2%	(14,309)	(5,499)	(8,810)	160.2%
Utilidad neta consolidada	10,472	4,323	6,149	142.2%	29,341	11,719	17,622	150.4%
Interés no controlante	(959)	(516)	(443)	85.9%	(2,786)	(1,102)	(1,684)	152.8%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	9,513	3,807	5,706	149.9%	26,555	10,617	15,938	150.1%
EBITDA	21,142	10,371	10,771	103.9%	59,249	27,986	31,263	111.7%
Margen EBITDA	48.7%	44.4%	-	4.3%	49.5%	46.7%	-	2.8%

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

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

I. Resultados Financieros y Operativos

Ingresos por Ventas

Los ingresos por ventas aumentaron 86.2% en el 3T22 versus el 3T21, equivalentes a COP +20.1 billones, totalizando COP 43.4 billones, como resultado de:

- Mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, productos y gas natural de +28.3 USD/BI (COP +10.0 billones), principalmente por mayor precio de referencia Brent y fortalecimiento del diferencial de destilados medios versus el Brent.
- Aumento en la tasa de cambio promedio, impactando positivamente los ingresos (COP +4.7 billones).
- Mayor volumen de ventas (COP +2.7 billones, +113.7 kbped), principalmente por: i) incremento en la producción de Permian, ii) mayor realización y evacuación de buques de crudos al exterior y iii) aumento en la demanda nacional de destilados medios, gasolinas y gas.
- Mayores ingresos de servicios (COP +2.7 billones), en su mayoría por la consolidación de los resultados de la filial ISA, durante todo el 3T22 vs un mes en el 3T21.

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)
Destilados Medios	172.0	153.1	12.3%	170.8	139.3	22.6%
Gasolinas	153.6	139.4	10.2%	151.3	128.5	17.7%
Gas Natural	98.4	92.4	6.5%	97.8	90.2	8.4%
Industriales y Petroquímicos	20.5	21.6	(5.1%)	22.2	22.2	0.0%
GLP y Propano	19.9	19.0	4.7%	18.8	18.9	(0.5%)
Crudo	2.0	2.3	(13.0%)	2.2	2.4	(8.3%)
Combustóleo	0.0	0.2	(100.0%)	0.0	0.4	(100.0%)
Total Volúmenes Locales	466.3	428.0	8.9%	463.1	401.9	15.2%
Volumen de Exportación - kbped	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)
Crudo	417.8	340.5	22.7%	409.7	347.3	18.0%
Productos	93.8	98.8	(5.1%)	85.2	100.9	(15.6%)
Gas Natural*	6.3	3.1	103.2%	5.1	3.0	70.0%
Total Volúmenes de Exportación	517.9	442.4	17.1%	500.0	451.2	10.8%
Total Volúmenes Vendidos	984.2	870.4	13.1%	963.1	853.1	12.9%

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

El total de volumen vendido durante el trimestre ascendió a 984.2 kbped, registrando un aumento de 13.1% vs el volumen vendido en el mismo trimestre del año anterior, como resultado de un incremento en el volumen de venta local, principalmente en gasolinas y destilados medios, y un incremento en las exportaciones de crudos y gas.

Las ventas en Colombia, que representan el 47% del total, registraron un crecimiento de 8.9% o 38.2 kbped versus 3T21, debido principalmente a:

- Incremento de las ventas de diésel (+12.3kbpd), gasolina (+14.2 kbpd) y Jet (+6.6 kbpd), es explicado principalmente por el fortalecimiento de la demanda de combustibles en el mercado nacional dada la mayor actividad económica y las menores restricciones por efecto COVID-19. Los consumos de gasolina y diésel acumulado a septiembre en las zonas de frontera han aumentado 5% y 11% respectivamente frente al 9M21.
- Mayores ventas de gas natural (+6.0 kbped) apalancado principalmente por la recuperación de la demanda nacional.

Las ventas internacionales, que representan el 53% del total, evidenciaron un aumento de 17.1% o 75.5 kbped versus el 3T21, debido al efecto de:

- Mayores exportaciones de crudo (+77.3 kbpd) por mayor producción.
- Ecopetrol Trading Asia (ECPTA), que inició su operación en abril ha comercializado 25 millones de barriles a septiembre contribuyendo a la profundización del mercado asiático.
- Realización de entregas de Ecopetrol por buques que quedaron en tránsito con destino final al cliente al cierre del 2T2022 (+51Kbpd cargamentos que se entregan en puerto de destino el 3T2022), mayor

producción en Permian (+8 kbpd) debido a la entrada en operación de nuevos pozos, mayor actividad de Ecopetrol América (+0.5 kbpd).

- Incremento en las ventas hacia mercados como Estados Unidos y Europa como parte de la estrategia de diversificación de mercados de Ecopetrol. La demanda del mercado asiático siguió limitada para el 3T22 con los flujos de crudos rusos a Asia (~400 kbd por encima del promedio del 2021).

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

USD/BI	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)
Brent	97.7	73.2	33.5%	102.5	68.0	50.7%
Canasta de Venta de Gas	28.1	24.3	15.6%	27.6	24.5	12.7%
Canasta de Venta de Crudo	92.5	68.0	36.0%	95.5	63.6	50.2%
Canasta de Venta de Productos	119.7	81.8	46.3%	121.7	75.9	60.3%

Crudos: En 3T22 vs 3T21, se observó un fortalecimiento de 24.5 USD/BI en los precios de la canasta de crudo, pasando de 68.0 USD/BI a 92.52 USD/BI, como resultado del incremento del precio promedio del Brent y soportado en una gestión comercial de diversificación de clientes y destinos que mitigó el efecto de un mercado más competido ante una mayor presencia de crudos rusos e iraníes comercializados con amplios descuentos.

Productos Refinados: En 3T22 vs 3T21 la canasta de venta de productos se fortaleció en 37.9 USD/BI pasando de 81.8 USD/BI a 119.7 USD/BI, como resultado de la recuperación de los indicadores internacionales y de la mayor demanda global para gasolina y diésel.

Gas Natural: En 3T22 vs 3T21, el precio de las ventas de gas aumentó 3.8 USD/BI (0.6 USD/MBTU)⁴, debido a la indexación de contratos nacionales con el IPP EE.UU. (*Producer Price Index*) a partir de diciembre de 2021.

Programa de Coberturas: Durante el 3T22 se ejecutaron 4 estrategias de cobertura táctica para Ecopetrol. Los volúmenes cubiertos en operaciones tácticas ascendieron a 5.2 mmbbl. Las coberturas tácticas hacen parte de la estrategia comercial de Asset Backed Trading (ABT) maximizando el valor de los productos a través del uso óptimo de activos y la gestión proactiva del riesgo de precio. Así mismo durante el 3T22 se ejecutó un plan de coberturas estratégicas para el segundo semestre del año con el fin de proteger la caja ante escenarios bajos de precio por debajo del precio base de presupuesto.

Costo de Ventas

El costo de ventas presentó un aumento de 68.4% equivalente a COP +9.9 billones en 3T22 versus 3T21. A continuación, los hechos más relevantes de los componentes del costo:

Costos Variables:

Los costos variables presentaron un aumento de 88.8% equivalente a COP +8.0 billones en el 3T22 frente al 3T21, explicado por:

- Aumento en las compras de crudo, gas y productos (COP +4.2 billones), como resultado de: i) mayor precio promedio ponderado de compras locales e importaciones de +24.8 USD/BI (COP +3.1 billones), ii) incremento de la tasa de cambio promedio (COP +1.7 billones) compensado parcialmente por iii) menor volumen comprado (COP -0.6 billones, -20.8 kbpd), principalmente de importaciones de productos dada la estabilidad operativa en ambas refinerías que permitió la mayor atención de la demanda nacional de productos combustibles con producción propia.

⁴ Conversión con poder calorífico de 1.1 MBTU/KPC

- Consumo de inventarios (COP +3.4 billones), por: i) mayor evacuación y entregas al exterior de cargamentos de crudo y ii) menor valoración del costo promedio de los crudos y productos comprados, derivada de caída en los precios internacionales de referencia para 3T22 versus 2T22.
- Incremento en otros costos variables (COP +0.4 billones), por la mayor actividad operacional en línea con aumento del nivel de producción, cargas y volumen transportado, así como incremento en las tarifas y efecto cambiario en los costos por mayor tasa de cambio promedio.

Costos Fijos: Aumento de 52.5% o de COP +1.5 billones en 3T22 frente al 3T21, principalmente por: i) consolidación de los costos fijos de ISA durante todo el 3T22 vs un mes del 3T21 y ii) mayores costos de mantenimiento y servicios de la operación en campos dada reactivación económica, incremento de tarifas por inflación en contratos y efecto cambiario dada mayor tasa de cambio promedio.

Depreciación y Amortización: Aumento de 16.2% o de COP +0.4 billones en 3T22 frente al 3T21, como consecuencia de: i) la consolidación de los resultados de ISA durante todo el 3T22 vs un mes del 3T21, ii) efecto cambiario en la depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada la devaluación del peso frente al dólar, iii) mayor nivel de CAPEX y iv) incremento en la producción de Permian. Lo anterior, fue compensado parcialmente con mayor incorporación de reservas en el año anterior 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 3.2% equivalente a COP +56 mil millones en 3T22 frente al 3T21, explicados principalmente por:

- Incorporación de resultados de ISA durante todo el 3T22 vs un mes del 3T21 (COP +0.2 billones).
- Incremento en operación aduanera principalmente por el mayor número de ventas bajo modalidad DAP (Delivery at Place) COP +0.1 billones.
- Mayores gastos asociados a convenios y proyectos de inversión social (COP +0.1 billones)
- Otros menores donde se destacan mayores gastos laborales, gastos por impuesto de industria y comercio y actualización de provisiones ambientales (COP +0.1 billones).

Lo anterior fue compensado parcialmente con:

- Ingreso por venta de activos del área CEGOC (Casanare, Estero, Garcero, Orocué y Corocora) en el mes de agosto de 2022, que generaron una utilidad (COP 0.3 billones)
- Disminución en los gastos exploratorios por menor reconocimiento de pozos secos (COP 0.2 billones).

Resultado Financiero (No Operacional)

El gasto financiero (no operacional) aumentó 165.7% equivalente a COP +1.2 billones en 3T22 frente al 3T21, como resultado de:

- Incorporación del resultado financiero neto de ISA durante todo el 3T22 vs un mes del 3T21 (COP +0.5 billones), que incluye: intereses, diferencia en cambio, rendimientos financieros y otros.
- Aumento en el gasto por diferencia en cambio (COP +0.5 billones), dada la mayor posición neta pasiva en dólares del Grupo Ecopetrol y la devaluación del peso frente al dólar.
- Incremento en el gasto financiero (COP +0.2 billones), principalmente por deuda adquirida en el 2S21 para financiar la compra de ISA.

Lo anterior, fue compensado parcialmente con mayores rendimientos y valoración del portafolio de activos financieros, cartera de inversiones y cuentas bancarias.

La **Tasa Efectiva de Tributación** para 9M 2022 se ubicó en 32.8% frente a 31.9% en 2021 y para el 3T22 fue de 32.8% versus el 33.7% del 3T21. La variación para ambos periodos se deriva del efecto compensado entre los mejores resultados en las compañías filiales con régimen de tributación especial, como es el caso de la Refinería de Cartagena, ISA y las compañías en Estados Unidos y Brasil; y una mayor tasa nominal de tributación en las compañías de Colombia de 4 puntos básicos frente al 2021.

Flujo de Caja y Deuda

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2022	3T 2021	9M 2022	9M 2021
Efectivo y equivalentes inicial	10,104	5,022	14,550	5,082
(+) Flujo de la operación	14,934	5,280	24,875	11,527
(-) CAPEX	(5,494)	(3,564)	(13,434)	(8,753)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	(775)	(552)	393	1,155
(-) Adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido	0	(9,316)	0	(9,316)
(+) Otras actividades de inversión	1,455	56	1,985	216
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	(2,143)	13,485	(5,117)	11,441
(-) Pagos de dividendos	(5,222)	(274)	(11,187)	(1,424)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	66	(50)	867	159
(-) Restitución de capital	(7)	0	(14)	0
Efectivo y equivalentes final	12,918	10,087	12,918	10,087
Portafolio de inversiones	2,963	3,047	2,963	3,047
Caja total	15,881	13,134	15,881	13,134

Flujo de Caja:

Al cierre del 3T22, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 15,881 mil millones (42% COP y 58% USD).

En el 3T22, el principal movimiento de generación en la liquidez del Grupo Ecopetrol fue el flujo proveniente de la operación por COP +14.9 billones, asociado al desempeño operativo en todos los segmentos del negocio y los abonos recibidos por el Ministerio y aplicados a la cuenta por cobrar del Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles por COP +6.5 billones. Lo anterior estuvo parcialmente compensado por la acumulación de la cuenta del FEPC durante el 3T22 de COP +9.9 billones, dado el diferencial entre los precios internacionales y los nacionales de los productos gasolina y diésel. El saldo acumulado a septiembre del FEPC asciende a COP 20.4 billones.

Las principales salidas de efectivo para el 3T22 fueron para atender las necesidades de inversión (CAPEX) por COP -5.5 billones y los pagos de dividendos por COP -5.2 billones, principalmente a la Nación por COP -4.8 billones.

Deuda:

Al cierre del 3T22, el saldo de la deuda en balance es de COP 107.8 billones, equivalentes a USD 23,470 millones, +COP 8.9 billones frente al cierre del 2T22. Dicho incremento se da mayoritariamente por efecto de la devaluación del peso frente al dólar presentado en el 3T22 sobre la deuda en dólares (la TRM de cierre de 3T22 fue de 4,590 COP/USD y la TRM de cierre de 2T22 fue de 4,151 COP/USD), La contrapartida de dicho incremento se reconoce principalmente en el Patrimonio en la cuenta de Otros Resultados Integrales con ocasión del uso de las coberturas contables de Ecopetrol para mitigar la exposición cambiaria.

Como parte de su estrategia de gestión integral de deuda, durante el 3T22, Ecopetrol S.A. desembolsó los recursos asociados a la línea de financiamiento existente por USD 1,200 millones, contratada en agosto de 2021. Estos recursos fueron destinados en su totalidad al pago anticipado del crédito originalmente contratado para la adquisición de Interconexión Eléctrica S.A. Con esta operación, a la fecha se han pagado USD 3,200 millones a los bancos prestamistas de dicho crédito, quedando un saldo remanente a refinanciar de USD 472 millones, con vencimiento en agosto de 2023.

Dado el fortalecimiento del EBITDA del Grupo Ecopetrol, el indicador Deuda Bruta/EBITDA al 3T22 cerró en 1.5 veces versus 1.6 veces al cierre del 2T22.

Patrimonio

El Patrimonio total del Grupo Ecopetrol al cierre del 3T22 fue de COP 107.8 billones. El patrimonio atribuible a los accionistas al cierre del 3T22 fue de COP 81.9 billones, con un incremento de COP +11.3 billones frente al 2T22 como resultado principalmente del efecto de las utilidades generadas durante el trimestre.

Eficiencias

A lo largo del año, el Grupo Ecopetrol ha concentrado esfuerzos para el despliegue de una estrategia integral enfocada en la mitigación de los efectos que la situación de los mercados internacionales y el conflicto Rusia-Ucrania vienen teniendo sobre la estructura de costos de nuestras operaciones e inversiones, así como, sobre la complejidad de las estrategias comerciales y los efectos inflacionarios internacionales y locales.

Es así como al cierre de septiembre de 2022, el Grupo incorporó eficiencias acumuladas que alcanzan un valor de COP 1.8 billones (avance del 43.9% sobre la meta al 2024), cuyas principales acciones se resumen a continuación:

1. Acciones enfocadas a mitigar los impactos con posible afectación al margen EBITDA del Grupo, las cuales han alcanzado un valor de COP 1.5 billones, enfocadas en:
 - Estrategias identificadas e implementadas por el negocio de producción, enfocadas en la optimización del Costo de Levantamiento, las cuales han aportado COP 270.4 mil millones a la fecha.
 - Estrategia de dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados, resultado de la optimización del factor de dilución de los crudos, el cual pasó de 13.50% (9M21) a 12.40% (9M22) , producto del inicio de la estrategia de mejora de los parámetros operativos de la estación de tratamiento del Campo Chichimene, el desarrollo de la estrategia de codilución con GLP y el incremento de viscosidad en el transporte de crudos pesados en el sistema OCENSA, que en su conjunto han aportado eficiencias por COP 230.9 mil millones.
 - Mejoras operativas implementadas en las empresas del Midstream, cuyas eficiencias al período se ubican en COP 44.2 mil millones.
 - Estrategias de mejoras de márgenes e ingresos desplegadas por el área comercial, operaciones de refinación y petroquímica concentradas en las refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y en Esenttia, así como ingresos en las ventas de excedentes de energía, entre otras acciones, cuyas eficiencias acumuladas en los primeros nueve meses del año suman COP 867.0 mil millones.
 - Iniciativas desplegadas por nuestras áreas corporativas y de soporte, cuya contribución al resultado es de COP 48.1 mil millones.

2. Eficiencias en CAPEX por COP 313.6 mil millones.

Las estrategias desplegadas en nuestras inversiones se han concentrado en la mejora del desempeño operativo y técnico de nuestros proyectos de inversión por medio de las siguientes acciones:

- Despliegue de estrategias de aprovechamiento y uso de materiales entre proyectos, implementación de mejoras en estrategias constructivas y *lean construction*, entre otras, las cuales en su conjunto han aportado alrededor de COP 199 mil millones.
- Optimización de las ingenierías y gerenciamiento de nuestros proyectos de hidrógeno (H₂) en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, que han contribuido con COP 10.6 mil millones.
- La mejora continua en la perforación y completamiento de pozos que ha contribuido con eficiencias de COP 64.3 mil millones.
- Estrategias desplegadas por las empresas del Midstream enfocadas en la optimización de los proyectos de mantenimiento de ductos, las cuales han aportado COP 17.7 mil millones.

- Optimización en las compras de equipos relacionados con la parada de la planta de Hidrocrackeo Moderado (HCM) y luminarias de la refinería de Barrancabermeja, cuyo aporte acumulado ha sido de COP 15 mil millones.
- Otras eficiencias en CAPEX por COP 7 mil millones de pesos

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 9M 2022	% Participación
Producción	1,464	654	2,118	71.8%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	109	163	272	9.2%
Exploración	195	96	291	9.9%
Transporte*	0	187	187	6.4%
Corporativo**	80	0	80	2.7%
Total sin ISA	1,848	1,100	2,948	100.0%
Transmisión de Energía	0	629	629	86.5%
Vías	0	82	82	11.3%
Telecomunicaciones	0	16	16	2.2%
Total ISA	0	727	727	100.0%
Total	1,848	1,827	3,675	-

* 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.

Acumulado al 3T22 las inversiones orgánicas del Grupo Ecopetrol ascendieron a USD 3,675 millones, donde el CAPEX ejecutado por el negocio de petróleo y gas fue de USD 2,948 millones, y las inversiones ejecutadas por ISA ascendieron a USD 727 millones. En cuanto a proyectos asociados a la transición energética, se desplegaron USD 150 millones entre los que se incluyen inversiones en descarbonización, manejo, tratamiento y aprovechamiento de agua, eficiencia energética e hidrógeno. Para cierre de año 2022 se proyecta una inversión total dentro del rango de la meta inicial del plan.

Del total de inversiones del negocio de petróleo y gas, el 78% se ejecutó en Colombia, y el restante 22% en EE.UU. y Brasil. En el caso de ISA, Brasil y Colombia concentraron el 36% y 21% del total de inversiones respectivamente, y el restante 43% correspondió a inversiones en Chile y Perú principalmente. En suma, las inversiones realizadas por el Grupo Ecopetrol en Colombia ascendieron a USD 2,463 millones (67% del total), mientras que las realizadas en el resto del continente fueron de USD 1,212 millones, principalmente concentradas en Brasil y EE. UU.

Las inversiones enfocadas en el crecimiento de la cadena de gas representaron el 10% de las inversiones ejecutadas en el trimestre, y se concentraron principalmente en proyectos de exploración offshore en Colombia, proyectos de producción en Piedemonte, así como en actividades de la filial Hocol.

A continuación, se detalla el destino de las principales inversiones realizadas durante lo corrido del año:

Exploración y Producción: Este segmento representó el 66% de las inversiones orgánicas del Grupo Ecopetrol con USD 2,409 millones, recursos destinados principalmente a la perforación y completamiento de 407 pozos de desarrollo y la realización de 373 *workovers*, actividades concentradas en los campos de Rubiales, Caño Sur, Castilla, Chichimene y Casabe. Además, fueron perforados 13 pozos exploratorios.

Transporte: La inversión estuvo principalmente enfocada en actividades de continuidad operativa, permitiendo mantener la integridad y confiabilidad de los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos de CENIT y sus filiales.

Refinación: Las actividades se enfocaron en la continuidad operativa y la ejecución de los mantenimientos mayores en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, con el objetivo de mantener la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación.

SosTECnibilidad®: Durante el tercer trimestre se ejecutaron inversiones en proyectos de manejo, tratamiento y aprovechamiento de agua principalmente en las operaciones de los activos de las cuencas de Llanos Orientales, Piedemonte y Valle Superior del Magdalena. Se continúa avanzando en la maduración y ejecución de los proyectos de descarbonización y eficiencia energética que tienen como objetivo la reducción de emisiones de CO₂ e incluyen inversiones en proyectos de energías renovables tales como las granjas solares La Cira y en la Refinería de Cartagena. Así mismo, se desarrollaron inversiones en estudios para la producción de hidrógeno en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

Transmisión de energía y vías:

- **Transmisión:** Durante el trimestre se ejecutaron inversiones por USD 263.4 millones. En Colombia se avanzó principalmente en las UPMES El Río, La Loma y Copey-Cuestecitas-Fundación. En Perú, en los proyectos de Coya-Yana y Chincha-Nazca en CTM⁵. Por su parte Brasil, en el plan de refuerzos y mejoras; la instalación de banco de baterías e inversiones en los proyectos Ivaí, Jacarandá, IE Taunas, Minuano, Riacho Grande, Triangulo Mineiro. Por último, en Interchile la ampliación de algunas subestaciones. Para el acumulado del año, las inversiones ascendieron a USD 628.8 millones.
- **Vías:** Durante el trimestre se ejecutaron inversiones por USD 42.5 millones destinadas a Obras Seguridad Normativa en las 4 concesiones en operación en Chile, en el Tramo III y en algunas obras adicionales en Ruta del Maipo. Para el acumulado del año las inversiones ascendieron a USD 81.8 millones.
- **Telecomunicaciones:** En el trimestre se ejecutaron inversiones por USD 4.8 millones, mientras para el acumulado del año, ascendieron a USD 16.1 millones. Estas inversiones están principalmente concentradas en proyectos de conectividad.

II. Resultados por Segmento de Negocio

1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Exploración

A los 9M22 Ecopetrol y sus socios perforaron 13 pozos exploratorios, de los cuales 4 finalizaron su perforación en el 3T22 y se confirmaron 4 descubrimientos en el trimestre relacionados a continuación:

- Los pozos Tejón-1 (55% Ecopetrol y 45% Repsol) y Morito-1 (100% Ecopetrol) perforados durante el primer semestre del año confirmaron presencia de hidrocarburos en pruebas iniciales realizadas durante el 3T22. Estos pozos se encuentran ubicados en el departamento del Meta y Santander respectivamente.
- Pozo Gorgón-2, comprobó la presencia de gas en aguas ultra profundas en el sur del caribe colombiano y confirmó la extensión del descubrimiento de gas realizado en el 2017 por el pozo Gorgón-1. Gorgon-2 está ubicado a 70 km de la costa caribe a una profundidad total que supera los 4.000 metros y una profundidad del lecho marino de 2,400 m; es operado por Shell y Ecopetrol tiene una participación del 50%.
- Pozo Uchuva-1, encontró gas natural en aguas profundas en Colombia a 32 km de la costa y a 76 km de la ciudad de Santa Marta, con una columna de agua de aproximadamente 864 metros. Este pozo es operado por Petrobras donde Ecopetrol tiene el 55.6% de participación.

Por otro lado, los pozos Kinacú-1(100% Ecopetrol) y Coralino-1 (100% Hocol) se encuentran en evaluación al cierre del 3T22; durante el mes de octubre se confirmó presencia de gas en la formación Ciénaga de Oro con el pozo Coralino-1, durante el periodo de pruebas iniciales. El pozo está ubicado en el departamento de Córdoba,

⁵ Consorcio Transmataro

en cercanía al descubrimiento Arrecife, lo que habilita una conexión rápida al mercado, en caso de que se determine su viabilidad comercial; con este pozo se completan 6 éxitos exploratorios en lo corrido del año.

Adicionalmente al cierre del trimestre se encontraban en perforación 7 pozos adicionales, 6 en Colombia y 1 en el Golfo de México en Estados Unidos, con lo cual se proyecta cerrar el año con 24 pozos perforados, en línea con el plan inicial.

La producción acumulada en el 2022 de los activos exploratorios ha sido de 816.6 kbpe (3 kbped en promedio) de la cual el 55% corresponde a gas y el 45% a petróleo; esta producción proviene principalmente de las pruebas extensas de los pozos: Liria YW12, Ibamaca-1, Arrecife-1 ST, Arrecife-3, Flamencos-2, Flamencos-3, Lorito-1 y El Niño-2 y de las pruebas iniciales del pozo Tejón-1.

Avanzado en la incorporación de reservas, el descubrimiento el Niño-2 progresó de su etapa exploratoria a su etapa de desarrollo y producción. El pozo está ubicado en el departamento de Cundinamarca donde Perenco es el operador y participa con el 30%, CNOOC 20% y Ecopetrol el 50% de intereses. Por su parte el descubrimiento Recetor West, (pozo Liria YW12) continua en pruebas extensas y se está trabajando en acelerar el proceso de comercialidad y desarrollo del campo.

En cuanto a la actividad sísmica en Colombia, el programa Flamencos 3D inició la fase operativa y el programa SSJN1 2D, operado por Hocol, estima iniciar la fase de registro durante el cuarto trimestre del año. Respecto al reprocesamiento, en lo corrido del año se han analizado más de 10,600 km equivalentes de información en el Onshore colombiano, lo que permite avanzar con la maduración de nuevas oportunidades.

Producción

Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)
Crudo	490.3	490.9	(0.1%)	491.0	483.5	1.6%
Gas Natural	138.2	122.6	12.7%	135.4	123.6	9.5%
Total Ecopetrol S.A.	628.6	613.5	2.5%	626.4	607.1	3.2%
Crudo	17.7	17.7	0.0%	16.9	18.7	(9.6%)
Gas Natural	20.1	18.7	7.5%	20.2	18.9	6.9%
Total Hocol	37.8	36.4	3.8%	37.1	37.6	(1.3%)
Crudo	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Gas Natural	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Total Equion*	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Crudo	0.0	0.0	-	0.0	0.2	(100.0%)
Gas Natural	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Total Savia	0.0	0.0	-	0.0	0.2	(100.0%)
Crudo	8.9	8.3	7.2%	8.7	9.8	(11.2%)
Gas Natural	1.5	1.1	36.4%	1.3	1.5	(13.3%)
Total Ecopetrol America	10.3	9.4	9.6%	9.9	11.3	(12.4%)
Crudo	28.5	17.0	67.6%	20.8	12.5	66.4%
Gas Natural	15.3	7.4	106.8%	11.7	4.9	138.8%
Total Ecopetrol Permian	43.7	24.4	79.1%	32.5	17.4	86.8%
Crudo	545.4	533.8	2.2%	537.3	524.7	2.4%
Gas Natural	175.1	149.8	16.9%	168.6	148.9	13.2%
Total Grupo Ecopetrol	720.4	683.6	5.4%	705.9	673.6	4.8%

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

La producción del Grupo Ecopetrol para el 3T22 fue de 720.4 kbped, de los cuales Ecopetrol S.A. aportó 628.6 kbped y las filiales 91.9 kbped. El gas aportó el 20% (145.1 kbped) y los productos blancos el 4.2% (30.0 kbped).

En el tercer trimestre la producción incrementó 15.8 kbped respecto al 2T22 y 36.8 kbped (11.5 kbpd crudo y 25.3 kbped gas y productos blancos) frente al mismo periodo del año anterior. El crecimiento frente al segundo trimestre obedece principalmente a: i) Producción incremental principalmente de los campos Rubiales, Caño Sur, Casabe, Akacias y Yariguí, ii) Ingreso de volúmenes incrementales en el Permian, (iii) Recuperación de la producción en los campos La Cira, Caño Limón y Caricare después de eventos de entorno, iv) Mejores resultados en campos exploratorios Liria, Tejón y Flamencos, v) Recuperación en ventas de gas y GLP posterior a desbordamiento de vía Las Lajas en mayo y, vi) recuperación posterior a los mantenimientos en Cupiagua en Junio y Apiay en Julio.

Comparado los 9M22 con el mismo periodo del año anterior, la producción aumentó 32.3 kbped (19.3 kbped Ecopetrol S.A. y 13.0 kbped las filiales) debido principalmente al crecimiento del Permian, la gestión del yacimiento logrando un menor corte de agua en Chichimene, Akacias, Rubiales y Tisquirama, la mayor participación en producción por escenario de altos precios, el restablecimiento de la producción afectada por eventos de orden público y el levantamiento de la restricción operativa en Castilla relacionada con el manejo del agua.

En términos de perforación, durante el 3T22 el Grupo Empresarial perforaron y completaron 138 pozos de desarrollo con una ocupación promedio de 33 equipos, incrementando 30% la actividad comparada con el mismo periodo del año anterior. En total en lo corrido del año se han perforado y completado 407 pozos de desarrollo con un promedio de ocupación de 29 equipos.

La contribución en producción de los 33 campos con proyectos o pilotos con tecnologías de recobro secundario y terciario en el trimestre fue de 271 kbped, equivalente a 36% de la producción diaria total del Grupo Ecopetrol.

Como temas relevantes para el 4T22 se tienen: i) Mantenimientos programados en Cusiana y Chichimene, ii) Crecimiento estimado entre 7 y 10 Kbped a diciembre 2022 en Caño Sur y, iii) Cierre programado de vertimiento en Rubiales desde mediados del mes de diciembre por condiciones naturales del clima.

Permian

En el 3T22 la operación conjunta de Ecopetrol y OXY en la cuenca Permian, en Texas, logró resultados excepcionales. Las operaciones en el 2022 han estado soportadas en 4 taladros de perforación y dos cuadrillas de completamiento. Se destaca la perforación de 21 nuevos pozos en el 3T22, 71 en lo corrido del 2022, para un total de 200 pozos perforados y 185 habilitados para producción, de los cuales, 37 entraron en producción en el 3T22, alcanzando una producción 43.7 kbped (neto Ecopetrol antes de regalías) en el 3T22, con un récord de 50.2 kbped en el mes de septiembre.

En cuanto a la estrategia de sostenibilidad®, continuamos con nuestra iniciativa de cero quemaduras rutinarias y con la utilización de sistemas de monitoreo de emisiones fugitivas en las facilidades. Adicionalmente, hemos incrementado los niveles de agua reciclada. En 9M22 se han reciclado alrededor de 10.8 millones de barriles de agua, superando el volumen reciclado durante todo el 2021 (8.3 millones de barriles).

Proyecto Micro LNG, así avanza la planta de regasificación de gas natural en estado líquido en Buenaventura: Desde el pasado mes de julio se inició la operación de la planta de regasificación de gas natural en estado líquido en el distrito de Buenaventura, proyecto piloto que ha permitido atender cerca de 18,600 familias en esta zona del occidente del país, más del 50% de la demanda actual de este combustible en esta ciudad.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol⁶

USD/BI	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	9.17	8.46	8.5%	9.24	8.02	15.2%	23.7%
Costo de Dilución**	4.97	4.26	16.7%	5.94	4.04	47.0%	100.0%

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

Costo de Levantamiento

El costo de levantamiento acumulado a septiembre 2022 se situó en 9.24 USD/BI, aumentando 1.22 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior. Explicado principalmente por:

Efecto Costo (+2,60 USD/BI):

- Incremento en tarifa de Energía Eléctrica principalmente por la mayor inflación que genera un aumento en las tarifas del Sistema de Interconexión Nacional (SIN) presentada en el actual período y el alza en precios de los combustibles para operación de térmicas.
- Incremento en los contratos de servicios para intervenciones a pozos y mantenimientos principalmente, debido a temas inflacionarios, así como el incremento de la actividad, de acuerdo con el plan para crecer la producción.
- Se han alcanzado eficiencias de COP 261 mil millones, en las líneas de mantenimiento, energía y fluidos que han logrado mitigar parcialmente el efecto inflacionario. Se destacan en mantenimiento de subsuelo: (i) la estrategia de optimización de las intervenciones de *well service*, (ii) optimización de registros y reutilización de materiales como estrategia de economía circular; en mantenimiento de superficie: (i) optimización de las estrategias de confiabilidad y (ii) negociación de tarifas de contratos marco y, en fluidos: las acciones de optimización del tratamiento químico.

Efecto por tasa de cambio (-0,93 USD/BI): Aumento de tasa de cambio de +372 COP/USD.

Efecto Volumen (-0.45 USD/BI): Incremento en la producción.

Costo de Dilución

El costo de dilución acumulado a septiembre 2022 se situó en 5.94 USD/BI, aumentando 1.9 USD/BI frente al mismo periodo del año anterior. Explicado principalmente por:

- **Efecto Precio (USD +2.46/BI):** Incremento de 32.51 USD/BI por mayor precio en compra de nafta, asociado al cambio positivo en indicador de referencia (BRENT) y recuperación de las condiciones de mercado.
- **Efecto por tasa de cambio (USD -0.60/BI):** Impacto positivo por el efecto de la tasa representativa de mercado, por devaluación del peso frente al dólar en +372 pesos/dólar.
- **Efecto por volumen (USD +0.04/BI):** Menor volumen de compra de barriles de nafta (0.69 kbls), principalmente por las eficiencias generadas de proyectos de codilución.

⁶ El cálculo de los valores del costo de levantamiento para el 1T21, 2T21 y 3T21 fueron modificados para eliminar un rubro que fue incorrectamente incluido. De forma que el costo de levantamiento del 1T21 pasa de 7.51 a 7.52 USD/BI, el del 2T21 de 8.02 a 8.03 USD/BI y el del 3T21 de 8.45 a 8.46 USD/BI. Por su parte, el costo de levantamiento de los primeros 6M21 pasa de 7.77 a 7.78 USD/BI, mientras el de 9M21 pasa de 8.01 a 8.02 USD/BI.

Resultados Financieros del Segmento

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

Miles de Millones (COP)	3T 2022	3T 2021	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	25,675	15,729	9,946	63.2%	69,904	43,509	26,395	60.7%
Depreciación, amortización y agotamiento	1,940	1,869	71	3.8%	5,252	5,165	87	1.7%
Costos variables	8,186	5,855	2,331	39.8%	21,150	16,409	4,741	28.9%
Costos fijos	2,979	2,495	484	19.4%	8,495	6,861	1,634	23.8%
Costo de ventas	13,105	10,219	2,886	28.2%	34,897	28,435	6,462	22.7%
Utilidad bruta	12,570	5,510	7,060	128.1%	35,007	15,074	19,933	132.2%
Gastos operacionales y exploratorios	1,108	1,049	59	5.6%	3,602	2,695	907	33.7%
Utilidad operacional	11,462	4,461	7,001	156.9%	31,405	12,379	19,026	153.7%
Ingresos (gastos) financieros	(625)	(507)	(118)	23.3%	(1,565)	(1,493)	(72)	4.8%
Resultados de participación en compañías	8	(1)	9	(900.0%)	9	13	(4)	(30.8%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	10,845	3,953	6,892	174.3%	29,849	10,899	18,950	173.9%
Provisión impuesto a las ganancias	(3,699)	(1,197)	(2,502)	209.0%	(10,360)	(3,352)	(7,008)	209.1%
Utilidad neta consolidada	7,146	2,756	4,390	159.3%	19,489	7,547	11,942	158.2%
Interés no controlante	26	22	4	18.2%	67	64	3	4.7%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	7,172	2,778	4,394	158.2%	19,556	7,611	11,945	156.9%
EBITDA	13,722	6,477	7,245	111.9%	37,437	17,986	19,451	108.1%
Margen EBITDA	53.4%	41.2%	-	12.2%	53.6%	41.3%	-	12.3%

Los **ingresos** del 3T22 aumentaron frente al 3T21 soportados principalmente en i) incremento en los precios del Brent y tasa de cambio, ii) mayores exportaciones de crudos, dada la mayor producción y iii) mejores resultados por parte de Permianⁱ.

El **costo de ventas** del 3T22 aumentó frente al 3T21 respectivamente debido a:ⁱⁱ

- Mayor costo en compras por incremento en los precios de crudo y tasa de cambio, contrarrestado por menores volúmenes de compras a terceros y diluyente.
- Mayor ejecución de costos por: i) mayores tarifas globales de energía, incremento por mayor inflación y desarrollo de proyectos de cambio de fuente de autogeneración para reducir huella de carbono ii) incremento en el número de intervenciones a pozo, mantenimientos y trabajos de integridad asociado a una mayor actividad en el 3T22 y iii) incremento de materiales de procesos y áreas de apoyo asociados a la reactivación de la actividad operacional.
- Consumo de inventario por mayor evacuación y entregas al exterior de cargamentos de crudo.
- Mayor costo de transporte debido a i) mayor tasa de cambio, ii) mayor producción iii) actualización anual de tarifas en oleoductos y poliductos, y iv) mayor transporte de gas de Teca-Nare compensado parcialmente con ahorro en las tarifas por adquisición del oleoducto El Morro-Araguaney.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 3T22 aumentaron frente al 3T21 principalmente por:ⁱⁱⁱ

- Aumento de operación aduanera principalmente por el mayor número de ventas bajo modalidad DAP (Delivery at place) vs el mismo periodo del año anterior.
- Actualización de provisiones.
- Hurto de crudo por válvulas ilícitas en los oleoductos OTA y Caño Limón.

Lo anterior compensado parcialmente con: i) utilidad por venta de porcentaje de participación en los contratos de asociación CEGOC (Casanare, Estero, Garcero, Orocué, Corocora) y ii) disminución en gastos exploratorios, por menor reconocimiento de la actividad exploratoria de pozos no exitosos.

El **gasto financiero neto (no operacional)** del 3T22 aumenta frente al mismo periodo del año anterior, principalmente por el efecto de la diferencia en cambio dado el incremento en la TRM y la posición pasiva del segmento compensado parcialmente con mayores rendimientos del portafolio de inversiones.^{iv}

2. TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)
Crudo	770.0	723.7	6.4%	768.9	720.2	6.8%
Productos	304.8	288.5	5.6%	295.6	273.0	8.3%
Total	1,074.8	1,012.2	6.2%	1,064.5	993.2	7.2%

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

El volumen total transportado del 3T22 aumentó un 6.2% frente al 3T21, explicado por las capturas de barriles adicionales de terceros que estaban fuera de la red de Oleoductos como el recibo de crudos de la asociación Nare y la mayor producción y, así como un aumento en el transporte de productos refinados por el efecto de la recuperación de la actividad económica. En el acumulado, el resultado al 9M22 fue de 1,064.5 kbd, incrementando un 7.2% vs 9M21 y en línea con las expectativas del plan.

Crudos: En el 3T22 los volúmenes transportados aumentaron 6.4% frente al 3T21, debido a mayor producción país, así como el recibo de crudos de la Asociación Nare en el Sistema Vasconia – GRB, y capturas de barriles adicionales de terceros que estaban fuera de la red de Oleoductos. Aproximadamente el 84.1% del volumen de crudo transportado es propiedad del Grupo Ecopetrol.

Durante este trimestre se presentaron 4 afectaciones a los oleoductos originados por terceros, disminuyendo en un 67% frente al 3T21. Por otro lado, la instalación de válvulas ilícitas aumentó en un 13.9%.

Productos Refinados: En el 3T22 los volúmenes transportados de refinados aumentaron en un 5.6% frente al 3T21, principalmente por mayor demanda producto de la recuperación de la actividad económica. Aproximadamente el 26.5% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol. Durante el trimestre la instalación de válvulas ilícitas disminuyó un 23.1% frente al 3T21.

En Sebastopol entran en Operación dos nuevos tanques para el almacenamiento de Refinados: Con el propósito de fortalecer la operación de la Compañía y aportar al negocio del transporte de hidrocarburos, en la estación Sebastopol de la Troncal Magdalena Medio, entraron en operación los tanques 8122 y 8123 cada uno de 100 kbls, aumentando en un 26% la capacidad de almacenamiento en este activo estratégico del sistema de poliductos. Estos tanques serán utilizados para las necesidades de almacenamiento operativo en el centro del país.

Costo por Barril Transportado

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	2.71	2.77	(2.2%)	2.75	2.86	(3.8%)	17.3%

El costo por barril transportado acumulado a septiembre de 2022 se ubicó en 2.75 USD/BI y disminuyó 0.11 frente a septiembre de 2021, explicado principalmente por:

Efecto costo (+0.34 USD/bl): Mayor depreciación debido principalmente al cambio del método de depreciación de Oleoducto Bicentenario, realizado al cierre de 1T22. Adicionalmente se generó un aumento en el costo variable debido a un incremento en el consumo de materiales y energía, producto de los mayores volúmenes transportados, sumado a aumentos en tarifas derivadas de condiciones del mercado.

Efecto volumen (-0.19 USD/bl): Menor costo por barril debido a mayor volumen transportado de crudo y productos, derivado de mayor producción y captura de crudos que estaban fuera del sistema, así como la recuperación de la demanda de gasolina y diésel en el país, producto de la recuperación de la actividad económica.

Efecto tasa de cambio (-0.26 USD/bl): Mayor tasa de cambio de 372.2 pesos/dólar al reexpresar los costos en pesos a dólares.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	3T 2022	3T 2021	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,661	3,158	503	15.9%	9,869	8,785	1,084	12.3%
Depreciación, amortización y agotamiento	372	292	80	27.4%	1,041	868	173	19.9%
Costos variables	189	138	51	37.0%	511	373	138	37.0%
Costos fijos	415	375	40	10.7%	1,129	1,081	48	4.4%
Costo de ventas	976	805	171	21.2%	2,681	2,322	359	15.5%
Utilidad bruta	2,685	2,353	332	14.1%	7,188	6,463	725	11.2%
Gastos operacionales	199	202	(3)	(1.5%)	590	542	48	8.9%
Utilidad operacional	2,486	2,151	335	15.6%	6,598	5,921	677	11.4%
Ingresos (gastos) financieros	20	38	(18)	(47.4%)	(188)	149	(337)	(226.2%)
Resultados de participación en compañías	0	0	0	-	(1)	0	(1)	-
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,506	2,189	317	14.5%	6,409	6,070	339	5.6%
Provisión impuesto a las ganancias	(814)	(736)	(78)	10.6%	(2,192)	(1,914)	(278)	14.5%
Utilidad neta consolidada	1,692	1,453	239	16.4%	4,217	4,156	61	1.5%
Interés no controlante	(323)	(323)	0	0.0%	(816)	(865)	49	(5.7%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,369	1,130	239	21.2%	3,401	3,291	110	3.3%
EBITDA	2,892	2,496	396	15.9%	7,743	6,955	788	11.3%
Margen EBITDA	79.0%	79.0%	-	0.0%	78.5%	79.2%	-	(0.7%)

Los **ingresos** del 3T22 aumentaron frente al 3T21, principalmente por el efecto combinado de: i) mayores volúmenes transportados de crudo como resultado de un aumento en la producción país, e incremento en los volúmenes transportados de crudo de terceros; ii) incremento en los volúmenes transportados de productos refinados debido a la recuperación de la actividad económica; iii) mayor tasa de cambio promedio; y iv) actualización anual de tarifas. Estos efectos se compensan parcialmente con la reducción del ingreso por 11 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario presentados en el 3T21.

El **costo de ventas** del 3T22 aumentó frente al 3T21, principalmente por el efecto de: i) mayor depreciación derivada principalmente del cambio de método de depreciación de Oleoducto Bicentenario, realizado desde el primer trimestre de 2022, un mayor nivel de inversión de capital y efecto cambiario en la depreciación de filiales del segmento con moneda funcional dólar, dada la devaluación del peso frente al dólar; ii) incremento en los costos variables de materiales y energía eléctrica, asociado principalmente a los mayores volúmenes transportados y aumentos en tarifas derivadas de las condiciones del mercado; y iii) mayores actividades de operación y mantenimiento.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 3T22 se mantienen en un nivel similar al presentado en el 3T21.

El **resultado financiero neto** (no operacional) del 3T22 frente al 3T21 disminuyó, debido al efecto cambiario sobre la posición neta activa en dólares del segmento.

3. REFINACIÓN

En el 3T22, las refinerías alcanzaron récord histórico trimestral en carga consolidada de 394.7 kbd (en el mes de septiembre 422 kbd) y un margen bruto integrado de 20.3 USD/BI, frente a una carga de 353.7 kbd y un margen bruto integrado de 9.0 USD/BI en el 3T21. En el acumulado a septiembre, el resultado de carga fue de 361.8 kbd y un margen bruto integrado de 21.3 USD/BI, frente a una carga de 358.1 kbd y un margen bruto integrado de 9.5 USD/BI en 9M21.

El segmento de Refinación continuó su ciclo de paradas de plantas programadas asegurando la disponibilidad operacional y confiabilidad de los activos, completando el 85% del plan anual, acompañado por un muy buen desempeño en HSE (sin lesiones registrables durante paradas).

Estos resultados fueron apalancados por estrategias operativas y comerciales que derivaron en: i) ajustes en la estrategia de ejecución de paradas para capturar los beneficios del entorno de mercado y estabilidad operacional en las unidades de las refinerías y las plantas de petroquímica; y ii) planeación integrada de la cadena logística que permitió maximizar consumo de crudos nacionales en las refinerías.

Adicionalmente se capturaron otros beneficios gracias a: i) altos diferenciales de la canasta de productos vs. Brent, ii) eficiente estrategia comercial para conseguir oportunidades de negocio, iii) aumento en niveles de entregas de Propileno Grado Refinería (PGR) por parte de las refinerías a Esenttia. A pesar de las presiones inflacionarias, el segmento ha mantenido controlados los costos enmarcados en una estricta disciplina operativa.

En el 3T22 las refinerías continúan entregando gasolinas de menos de 50 ppm de azufre, en cumplimiento de la Resolución 40103/2021 de calidad de combustibles.

Refinería de Cartagena

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

Refinería de Cartagena	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)
Carga* (kbd)	163.5	139.4	17.3%	146.5	142.3	3.0%
Factor de Utilización (%)	83.2%	75.4%	10.3%	73.7%	77.8%	(5.2%)
Producción Refinados (kbd)	157.5	131.8	19.5%	142.7	136.2	4.8%
Margen Bruto (USD/BI)	21.0	5.4	288.9%	23.7	6.8	248.5%

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

La Refinería de Cartagena aumentó su capacidad a 200 mil barriles por día para contribuir con la seguridad energética de Colombia:

- La cifra es superior en 50 mil barriles frente a la capacidad con que venía operando.
- Esta ampliación permite atender la creciente demanda de combustibles del país.
- Se garantiza la producción de gasolina y diésel limpios, con bajo contenido de azufre, que aportan a mejorar la calidad del aire.

Lo anterior, gracias a la finalización de la puesta en servicio del proyecto de Interconexión de Plantas de Crudo de Cartagena (IPCC), alcanzando los 200 kbd de carga de crudo a partir del 15 de septiembre, durante 10 días del trimestre, sin accidentes registrables en personas, ambiente y seguridad de proceso, apalancando **récord histórico trimestral de carga**. Se ejecutó el mantenimiento mayor programado de la unidad hidrotadora de diésel U-109 (evento ya finalizado), con buen desempeño en disponibilidad mecánica.

El margen bruto 3T22 y acumulado 9M22, triplica los resultados del 2021, debido principalmente a: i) mejores diferenciales vs. Brent en combustibles, y ii) mayor rendimiento en la producción de gasolinas (+4.2% vs. 3T21 y +5.5% vs. 9M21) por maximización de la carga en las unidades de Cracking y Alquilación. También se destaca durante el periodo un alto nivel de disponibilidad operacional de la refinería (96.4%), permitiendo la captura de estos amplios márgenes.

Refinería de Barrancabermeja

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

Refinería de Barrancabermeja	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)
Carga* (kbd)	231.1	214.4	7.8%	215.3	215.7	(0.2%)
Factor de Utilización (%)	83.7%	76.6%	9.3%	74.1%	78.6%	(5.8%)
Producción Refinados (kbd)	235.2	217.3	8.2%	218.8	219.4	(0.3%)
Margen Bruto (USD/Bl)	19.9	11.4	74.6%	19.7	11.3	74.3%

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

En el 3T22, la refinería de Barrancabermeja registró un récord histórico trimestral en su carga, gracias a: i) planeación integrada de la cadena de suministro para maximizar disponibilidad de crudos nacionales, ii) optimización de crudos incluyendo importados, iii) estrategia de almacenamiento de crudo en los periodos de mantenimiento mayor en el 2T22 y iv) alto nivel de disponibilidad operacional de la refinería (96.2%).

En cuanto al margen bruto, se mantienen muy buenos resultados debido principalmente a: i) amplios diferenciales en los precios de combustibles vs. Brent, ii) alta demanda nacional de gasolina, por mayor dinámica económica, menor disponibilidad de etanol para mezcla e incremento de consumo en zona de frontera, iii) maximización de la carga, y iv) implementación estrategia para minimizar producción de fuel y maximizar productos industriales como asfalto, incluyendo su exportación.

Esenttia

Tabla 14: Ventas y Margen – Esenttia

Esenttia	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	129.5	128.1	1.1%	397.6	405.4	(1.9%)
Margen Total (USD/Ton)	141.2	170.8	(17.3%)	247.3	237.1	4.3%

Las ventas totales 3T22 aumentaron respecto al 3T21 principalmente por mayor volumen de ventas de PP⁷, gracias a la estrategia comercial y negociaciones futuras establecidas en el 2T22; pero, el acumulado 9M22 estuvo por debajo del 9M21 debido a factores de mercado como: i) mayor competencia en precios por entrada de producto asiático a la región, ii) alta oferta de producto en países de Suramérica, y iii) continuidad en las dificultades logísticas en la región.

El margen total 3T22 disminuyó frente al 3T21 debido a que el 3T21 tuvo un fuerte incremento de precios que favorecieron los márgenes en dicho período, sin embargo, el acumulado 9M22 fue superior al 9M21 apalancado por: i) la estrategia comercial de venta de volumen en zonas de alto valor, y ii) disminución en costo de materia prima durante 2T22.

En Agosto 2022, Esenttia fue la primera empresa en el sector petroquímico en recibir certificación ICONTEC⁸ Carbono Neutral en la región del Caribe Colombiano.

Invercolsa

⁷ PP: Polipropileno

⁸ Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación

Crecimiento en volumen de gas natural comercializado del 4.9% en 3T22 frente al 3T21, y del 3.5% en el acumulado 9M22 respecto al 9M21, debido a: i) avance de campañas para incentivar consumos en segmentos comerciales y GNV⁹, ii) conexiones de nuevas unidades residenciales, y iii) estrategias de instalación a usuarios para aumentar volúmenes residenciales.

Incremento de instalaciones del 9.3% en 3T22 respecto al 3T21, y del 18.1% en el acumulado 9M22 frente al 9M21, debido a la puesta en marcha de estrategias para promover la venta de instalaciones, dentro de las que se destacan: i) cambios en estructura de contratos para incrementar la capacidad constructiva de contratistas, ii) crecimiento de promedios de instalación en Pasto como resultado de mayor competitividad derivada del uso de recursos de fondo de cuota fomento, iii) mejora en la dinámica de proyectos constructoras en Ibagué, iv) mayor disponibilidad de materiales de construcción por mejoras en cadenas de abastecimiento, y v) mayor alcance a nivel digital y diversificación de medios de comunicación.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	3.94	4.20	(6.2%)	4.35	4.32	0.7%	17.1%

* Incluye refinерías de Barrancabermeja, Cartagena y Esentia

El Costo de Caja de Refinación disminuyó en 0.26 USD/B en el 3T22 frente al 3T21, explicado por:

Efecto Costo y Volumen (+0.28 USD/BI): Principalmente por mayor actividad operacional compensada parcialmente por mayores cargas de crudo en la Refinería de Barrancabermeja (+17 Kbd) y en la Refinería de Cartagena (+24 Kbd).

Efecto Tasa de Cambio (-0.54 USD/BI): Mayor tasa de cambio de +529.71 COP/USD al re-expresar los costos en pesos a dólares.

Por su parte en el acumulado a septiembre de 2022 aumentó en 0.03 USD/BI frente al acumulado a septiembre del 2021, explicado por:

Efecto Costo y Volumen (+0.47 USD/BI): Principalmente por mayor actividad operacional compensada parcialmente por mayores cargas de crudo en la Refinería de Cartagena (+4 Kbd).

Efecto Tasa de Cambio (-0.44 USD/BI): Mayor tasa de cambio de +372.23 pesos/dólar al re-expresar los costos en pesos a dólares.

⁹ GNV: Gas natural vehicular

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	3T 2022	3T 2021	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	24,574	13,893	10,681	76.9%	66,114	35,038	31,076	88.7%
Depreciación, amortización y agotamiento	477	399	78	19.5%	1,296	1,093	203	18.6%
Costos variables	21,523	12,505	9,018	72.1%	56,277	30,786	25,491	82.8%
Costos fijos	663	602	61	10.1%	1,669	1,616	53	3.3%
Costo de ventas	22,663	13,506	9,157	67.8%	59,242	33,495	25,747	76.9%
Utilidad bruta	1,911	387	1,524	393.8%	6,872	1,543	5,329	345.4%
Gastos operacionales	377	424	(47)	(11.1%)	1,391	1,213	178	14.7%
Utilidad (Pérdida) operacional	1,534	(37)	1,571	(4,245.9%)	5,481	330	5,151	1,560.9%
Ingresos (gastos) financieros	(435)	(270)	(165)	61.1%	(1,158)	(864)	(294)	34.0%
Resultados de participación en compañías	58	62	(4)	(6.5%)	171	164	7	4.3%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	1,157	(245)	1,402	(572.2%)	4,494	(370)	4,864	(1,314.6%)
Provisión impuesto a las ganancias	(341)	84	(425)	(506.0%)	(1,291)	112	(1,403)	(1,252.7%)
Utilidad neta consolidada	816	(161)	977	(606.8%)	3,203	(258)	3,461	(1,341.5%)
Interés no controlante	(51)	(50)	(1)	2.0%	(144)	(137)	(7)	5.1%
Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	765	(211)	976	(462.6%)	3,059	(395)	3,454	(874.4%)
EBITDA	2,232	722	1,510	209.1%	7,559	2,354	5,205	221.1%
Margen EBITDA	9.1%	5.2%	-	3.9%	11.4%	6.7%	-	4.7%

Los **ingresos** del 3T22 se incrementaron frente al mismo período del año pasado, debido a: i) fortalecimiento en los diferenciales de precios de productos principalmente en destilados medios y gasolinas, asociados a factores de mercado y al continuo crecimiento de la demanda nacional de combustibles lo que favoreció los resultados en las refinerías, ii) crecimiento en los ingresos de Invercolsa, dada la mayor comercialización y transporte de gas, iii) buen resultado en Esenttia, por mayores cargas de producto proveniente de las refinerías y iv) efecto positivo por el aumento de la tasa de cambio.

El **costo de ventas** del 3T22 aumenta frente al mismo periodo del año anterior, principalmente por mayores precios asociados al fortalecimiento de indicadores internacionales e incremento en la tasa de cambio.

El **EBITDA** acumulado para el segmento de refinación continúa manteniendo récord histórico, producto de los buenos diferenciales de mercado para el negocio de refinación y el buen desempeño operativo.

Los **gastos operacionales (netos de ingresos)** en el 3T22 se mantienen en un nivel similar al presentado en el 3T21.

El **resultado financiero (no operacional)** del 3T22 versus el mismo período en 2021, presentó un mayor gasto, como consecuencia del efecto de la devaluación presentada en la tasa de cierre sobre la posición pasiva neta del segmento.

4. TRANSMISION DE ENERGÍA Y VÍAS

El pasado 1 de noviembre del 2022, ISA anunció sus resultados financieros y operativos del 3T22 al mercado, los cuales pueden ser consultados en la página web de la Compañía. A continuación, se destacan algunos hechos operativos y financieros relevantes:

Transmisión de Energía

Proyectos ganados y energizados:

- En septiembre, ISA ganó en Chile el proyecto Kimal-Lagunas, uno de los más importantes licitados en ese país durante el 2022, el cual representará para la compañía ingresos anuales por USD 14.7 millones y un CAPEX de USD 194 millones. El proyecto es considerado de gran relevancia en el plan de expansión del sistema eléctrico de Chile ya que transportará energía de fuentes de energía renovable no convencionales desde la subestación Kimal hasta la subestación Lagunas.

Durante el trimestre entraron en operación tres proyectos:

- El primero de ellos fue la UPME Ceromatoso-Chinú-Copey en Colombia, el cual genera ingresos anuales por más de USD 14 millones a través de sus 352 km de circuito.
- Por su parte, ISA CTEEP y TAESA pusieron en operación la Interconexión Eléctrica Paraguaçu, permitiendo el flujo de energías renovables generada por fuentes solares y eólicas desde el noreste al sureste de Brasil. El proyecto representó una inversión de USD 120 millones e ingresos anuales por más de USD 30 millones. A través de sus 676 km de circuito se conectará con la línea de transmisión Aimorés, puesta en servicio este año también por ISA CTEEP y TAESA.
- El tercer proyecto es la Interconexión Eléctrica Biguaçu, el cual entró en operación, un año antes del plazo establecido por ANEEL. El proyecto que es el único en Brasil que incluye líneas de transmisión con tramos aéreos, submarinos y subterráneos, aumentará la oferta y mejorará la confiabilidad del suministro de energía. Además, brindará seguridad operativa y permitirá el crecimiento de las fuentes de generación de energía renovable. Representará ingresos anuales para ISA de USD 9.3 millones.

ISA tiene hoy 32 proyectos de transmisión de energía en construcción, que representarán cerca de 4,900 kms de circuito y generarán ingresos aproximados por USD 350 millones una vez entren en operación.

Vías

Proyectos en construcción:

Continúa la etapa de construcción de Rutas del Loa, cuya extensión es de 136 km. Se espera la entrada en operación en el 2024.

Adicionalmente, continúa el avance en la ejecución de obras adicionales en las concesiones de Ruta del Maipo, Ruta del Bosque, Ruta de los Ríos y Ruta de la Araucanía que generarán nuevos ingresos o extensiones del plazo en estas concesiones.

Resultados Financieros

Con relación a los resultados del segmento se destaca lo siguiente:

- La utilidad neta de ISA fue de COP 0.7 billones en 3T22 que evidencia un crecimiento del 450.4% versus los resultados de 3T21. Sin considerar el efecto del re-perfilamiento de la deuda y el cambio en la tarifa de impuesto sobre la renta en Colombia, registrados en 3T21 y no reconocidos este año, la utilidad del trimestre creció un 23.5%. Este incremento se presenta principalmente por: i) una mayor actividad de construcción en todas nuestras geografías, ii) el efecto positivo de las variables macroeconómicas en Colombia, iii) un menor gasto por impuestos por la incorporación de los intereses de capital de Brasil en la tasa efectiva de impuestos y iv) el impacto favorable por la modificación en el tratamiento del activo financiero en Chile. Lo anterior, compensado parcialmente por: i) menores ingresos en Brasil por el comportamiento del IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), ii) por mayores gastos financieros por un mayor nivel de endeudamiento y iii) por el efecto de mayores índices inflacionarios principalmente en Chile. El aporte a la utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol en el 3T22 fue de COP 0.3 billones.
- El aporte al EBITDA al Grupo Ecopetrol asciende a COP 2.3 billones en 3T22 con una importante participación del negocio de transmisión de energía del 73.9% de este indicador.

- El EBITDA del trimestre fue apalancado por: i) mayores ingresos operacionales principalmente por el impacto positivo de las variables macroeconómicas en Colombia, ii) la entrada en operación de proyectos de transmisión de energía desde el 4T21, iii) el aumento de la actividad de construcción en todas las geografías, y iv) el cambio en el tratamiento del activo financiero de las concesiones viales en Chile, de pesos chilenos a UF. Lo anterior, compensado parcialmente por menores ingresos de energía por el comportamiento del IPCA en Brasil.
- En el trimestre, los gastos financieros netos fueron COP 623 mil millones, 26.6% menos (COP 225 mil millones) frente al mismo periodo del año anterior. Si excluimos el efecto del re-perfilamiento de la deuda de ISA Interchile registrado en el 3T21, los gastos financieros netos se incrementarían un 31.5% (COP 149 mil millones). El incremento se debe a un mayor gasto de intereses por el aumento en el endeudamiento para financiar el crecimiento de ISA y sus empresas, y el mayor gasto por diferencia en cambio principalmente por el incremento de la Unidad de Fomento (UF) en Chile, a la que está indexada la deuda en las concesiones viales en ese país.
- A septiembre de 2022, la deuda financiera consolidada de ISA cerró en COP 31.3 billones, con un incremento de 11.54% respecto a diciembre de 2021. Esta variación obedece principalmente al efecto por conversión de COP 3.2 billones, debido principalmente a la depreciación del peso frente al dólar, el real brasileño, al peso chileno y a la UF.
- Adicional a los resultados que vienen directamente de la operación de ISA, este segmento asume los intereses financieros asociados a la deuda adquirida por Ecopetrol para financiar la compra de esta subsidiaria neta del impuesto de renta asociado por COP -0.2 billones en el trimestre.

III. SosTECnibilidad®

Energías Renovables

Al día de hoy contamos con 119 MW instalados que han acumulado ahorros cercanos a COP19 mil millones lo que ha permitido disminuir alrededor de 28 mil toneladas de CO₂e, al cierre septiembre. Durante el 3T22 se continuó la construcción y desarrollo de los Ecoparques Solares Brisas (26 MW) y CENIT (23 MW) a través de contratos PPA¹⁰. El Ecoparque Brisas cerrará el año generando energía para consumo del Grupo Ecopetrol y las Granjas Solares de CENIT cerrarán el año en completamiento mecánico y estarían conectadas a su matriz energética en el 1T23. Continúa la construcción del Ecoparque Solar Cartagena (23 MW) en esquema EDP¹¹ a través de un contratista EPC y adicionalmente se cerró acuerdo para el inicio de la construcción del Ecoparque Solar La Cira (56 MW) en el 4T22. De otra parte, en julio se dio inicio a la construcción del Ecoparque Solar Providencia, el cual tiene una capacidad de generación de 1.8 MWp DC más 2.5 MW de almacenamiento para suministrar energía a la Isla de Providencia. La fecha de finalización del proyecto se perfila para junio de 2023, incluyendo todos sus componentes como paneles, almacenamiento y sistema de control. Estos proyectos aportarán a la meta de los 400 - 450 MW al 2024 y a cierre del 3T22, la incorporación de energía proveniente de FNCER¹² se mantiene en línea con lo reportado el trimestre pasado (119 MW).

Eficiencia Energética

La optimización de la demanda de energía acumulada desde el inicio de la ejecución del programa de eficiencia energética en el 2018 y con corte al 3T22 corresponde a una reducción equivalente de 30.5 MW en energía eléctrica (3.8% a partir de una demanda proyectada a cierre de 2022 de 821 MW), con un ahorro de COP 97 mil millones y 98 mil toneladas de CO₂e evitadas.

¹⁰ PPA: Power Purchase Agreement

¹¹ EDP: Ecopetrol Desarrollo Proyectos

¹² FNCER: Fuentes No Convencionales de Energías Renovables

A cierre de septiembre se finalizó el acompañamiento del consultor de eficiencia energética para la optimización operativa del consumo de energía en pozos de Vicepresidencia Regional Orinoquia (VRO), capacitaciones en gestión energética en CENIT y el desarrollo de la etapa 1 en las plantas de la Refinería de Barrancabermeja y etapas 2 y 3 en las de la Refinería de Cartagena. Adicionalmente, se inició el desarrollo de la caracterización energética (etapa 2) en las plantas de ambas refinerías, y el análisis para la identificación de oportunidades de optimización energética en pozos de campo Rico e inyección de agua del campo Quifa (VFS)., construcción de benchmarking en gestión energética para identificación de nuevas iniciativas de eficiencia energética.

Durante los primeros 9 meses del 2022 se optimizó una demanda equivalente a 5.5 MW en energía eléctrica, con un ahorro de COP 28.4 mil millones y 17.1 mil toneladas de CO₂e evitadas; estos logros permitieron cumplir anticipadamente la meta de aumento en 3% de la eficiencia energética a 2022. En el mismo periodo del 2021 se obtuvo una optimización de consumo de energía equivalente a 3.2 MW en energía eléctrica, COP 6.5 mil millones de ahorros y 8.6 mil toneladas de CO₂e evitadas.

Hidrógeno

En el tercer trimestre finalizó exitosamente la prueba piloto para la producción de hidrogeno verde en la Refinería de Cartagena. Los aprendizajes obtenidos en la prueba podrán ser incluidos en los proyectos de gran escala. Actualmente, el electrolizador pasó a ser parte de los activos industriales de Esenttia, quien actualmente se encuentra finalizando los detalles técnicos para su traslado y posterior inicio de actividad en condiciones industriales.

Para el proyecto de movilidad sostenible en Bogotá, se aprobó un aporte en julio de COP 9 mil millones por parte del comité directivo de FENOGE (Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía) para la prueba de movilidad masiva con hidrógeno verde en Colombia, como primer piloto de movilidad terrestre sostenible con la sustitución de fuentes fósiles por hidrógeno para la promoción y fomento de la Gestión eficiente de la Energía integrado al SITP de Bogotá.

En el tema de aliados, se estructuraron los 5 acuerdos de acción “FFA: frame for action”, que establecen los lineamientos para el desarrollo de proyectos y palancas de valor. Como avance en esta misma temática se logró firmar una declaración conjunta entre Ecopetrol y la Representación del Estado de Bayern (Alemania) en Sudamérica para afianzar la cooperación bilateral en pro de la transición energética de los dos países.

En CCUS (Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono por sus siglas en inglés), se realizaron los estudios de prefactibilidad de varios campos con consultoras expertas en esta temática. En la temática de hidrógeno blanco, se llevó a cabo un proceso de identificación y análisis de geoformas con más componentes en varias cuencas colombianas. Durante septiembre también se ejecutó la integración de los datos y metodologías ya probados previamente en otras cuencas offshore en Colombia.

Gestión Integral del Agua

Durante el 3T22 Ecopetrol reutilizó 33.9 millones de metros cúbicos de agua (2.3 millones de barriles por día), lo que significa que la empresa dejó de captar y verter este volumen, disminuyendo así la presión sobre los recursos hídricos. Este valor representa un aumento del 20% con respecto al 3T del año anterior y equivale al 78% del total de agua requerida para operar en este periodo (77% acumulado año). Estos resultados se han logrado gracias a la implementación de buenas prácticas¹³ de reutilización y recirculación de agua, implementadas en las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, así como en los campos de producción.

Durante el trimestre también se captaron 9.7 millones de metros cúbicos de agua fresca (0.66 millones de barriles por día), en línea con el volumen captado en 3T21. Este volumen representa el 22% del total de agua requerida para operar en Ecopetrol en este periodo (23% en el acumulado año).

¹³ Buenas prácticas como: - reutilización/recirculación de agua en las refinerías principalmente en recuperación de condensados, y sistemas contraincendios - en actividades de perforación se reutilizan aguas residuales domésticas e industriales que después de pasar por tratamientos terciarios (ósmosis inversa y desmineralización), se utilizan nuevamente en la elaboración de lodo de perforación, lavado de equipos, agua de refrigeración para las bombas y usos industriales. -- - reutilización de aguas de producción principalmente en reinyección para mantener la presión de los yacimientos o aumentar la producción de hidrocarburos - también se reutilizan aguas de producción en preparación de lodos de perforación, mantenimiento de pozos, sistemas contraincendios, refrigeración de equipos, generación de energía en Termosuria, entre otros.

A cierre de 3T22 se hizo reuso de 0.91 millones de metros cúbicos de aguas de producción tratadas del Campo Castilla (62 mil barriles por día en promedio) en actividades agrícolas y forestales en la Ecoreserva ASA La Guarupaya en el Municipio de Acacias (Departamento del Meta), lo cual representa un aumento del 892% con respecto al resultado alcanzado en 3T21, dado que durante ese periodo del año pasado el reuso se vio impactado por las pruebas finales del sistema de riego y la transición por la entrega de la operación del ASA, de Agrosavia a Ecopetrol.

Cambio Climático - Descarbonización

Para el año 2022, la meta de reducción de emisiones se mantiene en 262,761 tCO₂e, a partir de la implementación de 45 nuevas iniciativas de mitigación en áreas operativas. Al corte del tercer trimestre del año se ha logrado una reducción de 229,317 tCO₂e, correspondiente a un avance del 87%.

Se actualizó, en conjunto con el área financiera, la “Guía metodológica para la valoración económica de oportunidades de inversión con precio sombra de CO₂e”, que a partir de 2022 se denomina Precio Interno de CO₂e, como caso base para la evaluación financiera de los proyectos. Respecto a la primera versión de esta guía, este criterio pasa de ser complementario a un criterio obligatorio en la valoración económica de los proyectos futuros. Cabe resaltar que el precio interno de CO₂e se convierte en una herramienta robusta para fomentar la reducción de emisiones y/o el crecimiento bajo en emisiones, adicional se amplía al Grupo Ecopetrol manteniendo el escenario de precio interno de CO₂e en 20 USD/Ton CO₂e (2022-2024), 30 USD/Ton CO₂e (2025-2029) y 40 USD/Ton CO₂e (2030+).

En el marco de la gestión de emisiones de alcance 3, se elaboraron y publicaron, en conjunto con abastecimiento, tres cláusulas de descarbonización, para promover acciones de mitigación en la cadena de suministro que contribuirán a las metas de reducción de emisiones de Ecopetrol.

Por cuenta de CENIT y su compromiso con la sostenibilidad®, se dio inicio a la ejecución de las líneas de trabajo definidas para la conservación de la certificación Carbono Neutro otorgada por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación - Icontec, en el 2021. Es así como en una reunión realizada el pasado 30 de agosto, se desarrolló el primer punto del plan para mantener la certificación: validación y verificación de emisiones 2021. Ésta incluyó una revisión de campo desarrollada el 15 de septiembre en la estación Monterrey.

Biodiversidad

En el marco de la iniciativa nacional “Sembrar Nos Une” del grupo Ecopetrol, al 3T22, se registra un aporte de 5,492,090 árboles plantados, que equivale a un cumplimiento del 91.53% de la meta establecida por el Grupo al cierre del 2022 (6,000,000 de árboles).

Para el 3T22, Ecopetrol S.A. continúa ejecutando las actividades para el cumplimiento de las obligaciones de inversión forzosa del 1% (COP 17,988 millones de un total de COP 158,648 millones para ejecutarse en los próximos años) y compensaciones ambientales mediante acciones de conservación y preservación a través de mecanismos de acuerdos voluntarios de conservación, adquisición de predios en áreas estratégicas ambientales con titulación a nombre de autoridades ambientales, restauración ecológica y acciones de vigilancia del recurso hídrico. En adición, Ecopetrol S.A. tiene suscritos 256 acuerdos voluntarios de conservación que incluyen 1,210 hectáreas destinadas a la conservación y recuperación de coberturas vegetales que protegen fuentes hídricas superficiales, nacaderos y franjas boscosas y que aportan a mejorar la conectividad para la movilidad de especies para la protección de la biodiversidad. Como incentivos a la conservación en estos acuerdos, Ecopetrol viene implementando proyectos silvopastoriles en 86.7 hectáreas, sistemas agroforestales en arreglos con cacao, plátano y cítricos en 62 hectáreas, instalación de 112 estufas ecoeficientes y con + 116 bancos dendroenergéticos¹⁴.

Las obligaciones de compensación ambiental de Ecopetrol a 3T22 corresponden a 9,319.8 hectáreas de las cuales se encuentran cerradas 3,087.2 hectáreas, en proceso de cierre 733.5 hectáreas, en aprobación para inicio de ejecución 460 y en ejecución 5,039.2 hectáreas (incluyendo las que están en proceso de contratación y formulación para la ejecución).

¹⁴ Huertos Leñeros en lo que se plantan especies vegetales nativas para ser empleadas en las estufas ecoeficientes.

Durante el trimestre Ecopetrol S.A. recibió un reconocimiento por parte del Pacto Global Red Colombia como una de las empresas con mayor aporte al logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible en el país. Esto gracias a la iniciativa de la "red de ecoservas" y su impacto en la conservación de la biodiversidad. En cuanto a CENIT, ésta recibió el reconocimiento como una de las "Empresas Inspiradoras 2022" de la Fundación ANDI, Portafolio y USAID, por el Programa C-Siembra, que busca contribuir en la meta país para mitigar emisiones y disminuir la deforestación, desarrollar acciones para la compensación del medio biótico, poner en práctica acciones voluntarias de preservación, recuperación y uso sostenible, e integrar acciones para el desarrollo territorial y la promoción de alternativas económicas sustentables. Actualmente la iniciativa se desarrolla en 18 departamentos y 25 municipios, con el objetivo de sembrar 1'626.985 árboles al finalizar el año.

Por último, se dio el lanzamiento del diplomado de "Conservación, Manejo de la biodiversidad y Bioeconomía Sostenible" en compañía del Instituto Humboldt y la Pontificia Universidad Javeriana.

Inversión Social y Ambiental

El Grupo Ecopetrol destinó recursos de inversión social, ambiental y de relacionamiento a proyectos e iniciativas del Portafolio de Desarrollo Sostenible en el marco de la Estrategia de Entorno por un valor de COP 137 mil millones durante el 3T22 y un total de COP 300 mil millones¹⁵ año acumulado al cierre de septiembre, que incluyen inversiones de carácter estratégico y obligatorio.

Durante el 3T22 se destaca la entrega de los siguientes proyectos de inversión social estratégica de Ecopetrol: **i)** segunda cohorte de 35 beneficiarias del programa *She Is* visitó el Space Center de la NASA, **ii)** 65 becas para estudiantes universitarios en el marco de ceremonia de reconocimiento del programa "Bachilleres Ecopetrol Mario Galán Gómez, **iii)** inauguración primera fase de construcción de 28 aulas del colegio José María Córdoba de Guamal (Meta), **iv)** entrega del Centro de Desarrollo Infantil "Sonrisas De Campo Alegre" Condoto (Chocó), **v)** finalización de la intervención de más de 75 km de la red vial terciaria en los municipios de Sabana de Torres, Rionegro y Cantagallo, y el Distrito de Barrancabermeja, **vi)** entrega de dotación de equipos biomédicos al Hospital Regional del Magdalena Medio para fortalecer las capacidades de atención a menores, mujeres lactantes y especialmente los servicios de urgencias y cuidados intensivos, **vii)** entrega de dotación de salas de cómputo, laboratorios, mobiliario escolar y menaje de cocina y restaurantes de sedes educativas en Ubalá, Medina y Santa María (Cundinamarca), **viii)** finalización del Programa Ecopetrol Emprende Cartagena con asesoría empresarial a 45 Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MiPyME), y **ix)** entrega de kits de ayuda humanitaria para atender la ola invernal en el departamento del Meta, apoyando a 2,208 familias de 20 municipios del departamento.

De igual manera, se desarrollaron proyectos de inversión social por parte de CENIT: **i)** mejoramiento del proceso productivo y encadenamiento comercial de organizaciones de base comunitaria de productores de cacao especial, beneficiando a 293 familias en Tumaco (Nariño) y **ii)** inauguración de dos centros de empoderamiento económico y social de la mujer en Arauquita (Arauca) y Orito (Putumayo) beneficiando a más de 360 mujeres durante el proyecto los siguientes 25 meses. Por cuenta de Esenttia: **i)** entrega de 10 nuevas becas de acceso a educación superior, completando 99 becas desde la creación del Programa Becas Educando Transformamos en 2014. Del lado de Hocol se destaca: **i)** mejoramiento de la Institución educativa del Corregimiento de Canutal en el municipio de Ovejas, Sucre; mediante la instalación de sistema fotovoltaico.

En cuanto a proyectos de inversión social obligatoria¹⁶ de Ecopetrol, se encuentran en ejecución: **i)** fortalecimiento del proceso productivo pecuario para el resguardo Alto Unuma (Puerto Gaitán, Meta), **ii)** fortalecer la cultura del Joropo (Casanare) y **iii)** formación ambiental y comunitaria dirigidas a las Juntas de Acción Comunal y Autoridades Locales (Casanare).

¹⁵ La inversión acumulada al 3T22 se divide en: **i)** Inversión estratégica por COP 243 mil millones e **ii)** Inversión obligatoria por COP 22 mil millones. Como parte del valor estratégico se incluye la ejecución en 2022 de los proyectos de Obras por Impuestos que corresponde a COP 28 mil millones por Ecopetrol S.A. Ecopetrol S.A.: Inversión social, ambiental y de relacionamiento acumulado: COP 223 mil millones. Subordinadas: Inversión Socio Ambiental acumulada: COP 42 mil millones.

¹⁶ Inversión social obligatoria: ejecutada no sólo para cumplir requisitos legales sino también como oportunidades para contribuir al mejoramiento de las condiciones socioeconómicas y ambientales del territorio

Por otra parte, en el marco del mecanismo de Obras por Impuestos, la Agencia de Renovación del Territorio, de los 20 nuevos proyectos de los cuales el Grupo Ecopetrol manifestó interés, asignó 16 por un valor de COP 155 mil millones, los cuales beneficiarán a más de 128 mil colombianos en 30 municipios de los departamentos de Arauca, Casanare, Putumayo, Bolívar, Meta, Sucre, Tolima, Cesar y Antioquia. Las obras fueron asignadas a Ecopetrol y a sus subordinadas ISA, Hocol y Oleoducto de los Llanos. Esto consolida al Grupo Ecopetrol como el conglomerado empresarial colombiano al que más proyectos le han sido otorgados bajo este mecanismo, en beneficio de los municipios Zonas Más Afectadas por el Conflicto Armado – ZOMAC.

Bajo este mecanismo, el Grupo Ecopetrol tiene asignados 58 proyectos por un valor COP 553 mil millones entre los años gravables 2017 y 2021. Al 3T22 se han finalizado 36 proyectos por un valor de COP 334 mil millones, destacando durante el trimestre la finalización de 3 proyectos de educación dotación tecnológica de 57 sedes educativas de los municipios de Tauramena, Monterrey y Pore en Casanare, a cargo del Oleoducto de los Llanos (ODL) y Bicentenario (BIC), y una obra de infraestructura a cargo de Ecopetrol: Construcción de 2 km de pavimento rígido vía Tello - Baraya en el departamento del Huila. Los 4 proyectos benefician a 14,472 habitantes y cuentan con una inversión cercana a los COP 43 mil millones.

Durante el 3T22 se destacan los siguientes proyectos de inversión ambiental de Ecopetrol, entre los cuales se encuentran en ejecución: i) identificación de una metodología para cuantificación de carbono en el ecosistema de humedales de agua dulce para habilitación de créditos de carbono que apalanquen las metas de descarbonización de la empresa, ii) planificación socioecológica en las áreas operativas y proyectadas de Ecopetrol, como aporte a una transición hacia la sostenibilidad, iii) actualización y seguimiento de la línea base ambiental hidrológica y de calidad de agua superficial del Valle Medio del Magdalena, y iv) diseño y desarrollo de mecanismos de gobernanza del agua, soluciones naturales del clima, alternativas en carbono forestal e iniciativas de conservación de biodiversidad. Adicionalmente, se realizaron inversiones para la implementación de acciones de conservación, preservación, uso sostenible y acciones complementarias para la gestión de la biodiversidad, servicios de control y vigilancia de áreas conservadas y/o reforestadas, optimización del sistema de riego del vivero Tibú, estufas ecoeficientes para habitantes en áreas de influencia de la empresa en el Meta, y la implementación de acuerdos orientados a los planes de conservación de mamíferos amenazados en Casanare.

Planeación y Autorizaciones Ambientales

Durante el tercer trimestre de 2022 Ecopetrol S.A. ha obtenido para el desarrollo de sus proyectos y operaciones 29 autorizaciones ambientales (3 ante ANLA y 26 ante Corporaciones) y han tramitado 56 ante autoridades ambientales de orden nacional y regional.

Entre las autorizaciones ambientales que se han obtenido en el tercer trimestre se encuentran:

- Autorizaciones dirigidas a viabilizar la perforación de pozos, la inyección de agua con fines de recobro, la construcción de facilidades civiles, mecánicas y eléctricas, así como, de tratamiento de agua y crudo entre otros como modificación del Plan de Manejo Ambiental Integral – PMAI de Mares y Bloque Apiay
- Autorizaciones radicadas ante la autoridad nacional de licencias ambientales como: estudio de impacto ambiental para el Área de Perforación Exploratoria Marina Rubí y estudio de impacto ambiental para la modificación de la Licencia ambiental del área de pozos Cusiana TA y Cusiana T.

En julio se dio inicio a trabajos de campo para el diagnóstico ambiental para la construcción de un centro de autogeneración de energía solar (82 MW) y biomasa (23 MW) para suministrar energía a la refinería de Cartagena, el cual finalizaría en noviembre de 2022. En septiembre se recibió autorización ambiental para el proyecto Instalación, puesta en marcha y operación de proyecto de generación de energía eléctrica por efecto fotovoltaico en el Campo Casabe – Peñas Blancas – Inclusión Área La Estrella cuya capacidad es 26 MW y se espera su puesta en marcha en 2024.

Comunidades y Entorno

En Ecopetrol se concertaron diferentes escenarios de diálogo social democrático e inclusivo con comunidades, institucionalidad, gremios y asociaciones del Magdalena Medio, Caribe, Casanare, Huila y Meta, en temáticas sociales, contratación de mano de obra y bienes y servicios locales, transporte e inversión social, entre otras. Estos espacios de reconocimiento mutuo, valoración de las diferencias en condiciones de igualdad y construcción de confianza, propenden por el fortalecimiento del relacionamiento con nuestros grupos de interés, la prevención y transformación de la conflictividad, y contribuyen al desarrollo sostenible y la consolidación de la gobernanza en los diferentes territorios en los cuales desarrollamos nuestras actividades.

Así mismo, se hizo cierre de la consulta previa realizada con el resguardo Vencedor Pirirí del municipio de Puerto Gaitán. Como acuerdo relevante de la consulta previa, el resguardo realizó su Plan de Vida, el cual fue radicado en el Ministerio del Interior. El Plan de Vida le permite a la comunidad tener una hoja de ruta para la planeación de proyectos que mejoren las condiciones de vida de la comunidad en diferentes temas y fortalezcan su gobierno propio. También se llevó a cabo la Feria artesanal Expoartesano 2022, donde Ecopetrol realizó un patrocinio que permitió la asistencia de 8 artesanos del departamento del Putumayo.

Por cuenta de Esenttia, se desarrollaron talleres de relacionamiento con las comunidades de la Isla Tierra Bomba para desarrollar un ejercicio de Planeación Popular Participativa en el marco del proyecto Tierra Bomba Sostenible, que se convertirá en una hoja de ruta para potenciales intervenciones sociales del Grupo Ecopetrol. Por parte de Hocol, se realizó la clausura de formación de 43 promotores ambientales certificados por el SENA en la vereda la Cristalina del municipio de Puerto Gaitán (Meta). Por otra parte, se llevó a cabo el cierre del proyecto “Nuestra Esencia” mediante el cual se fortalecieron los usos y tradiciones étnicas del Patrimonio Cultural Inmaterial asentadas en 7 corregimientos del municipio de Santa Rosa de Lima del departamento de Bolívar.

En el marco de los Premios ANDESCO a la Sostenibilidad, la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones – se otorgaron 2 reconocimientos al Grupo Ecopetrol: i) Gran Premio Andesco a la sostenibilidad para Ecopetrol y ii) proyecto “Aprendamos con Eloisa Latorre: Un aporte al conocimiento de la energía, el medio ambiente y la convivencia con su infraestructura” para ISA, por contar con mejores prácticas en el entorno de mercado.

Responsabilidad Corporativa

Ecopetrol obtuvo 77 puntos sobre 100 en 2022 en el Dow Jones Sustainability Index (DJSI), mejorando 9 puntos frente a la medición del 2021. En este frente:

- Se registró una mejora de 15 puntos en la dimensión Económica y de Gobernanza con respecto a 2021, con un puntaje de 80/100. En esta dimensión se destacan los puntajes de 100/100 de los capítulos de Materialidad y Ética de los Negocios. Se reporta así una mejora en 7 de los 8 capítulos que componen esta dimensión.
- El puntaje en la Dimensión Social fue de 86/100, con una mejora de 17 puntos con respecto a 2021. En esta dimensión los capítulos de Reporte Social y Ciudadanía y Filantropía Corporativa obtuvieron 100/100. Mejoramos en 8 de los 10 capítulos que componen esta dimensión.
- En la dimensión Ambiental bajamos 9 puntos, como consecuencia de la reasignación del Capítulo de Energy Mix, que pasó de la dimensión Económica a la Ambiental. En este capítulo Ecopetrol perdió puntos por la composición del portafolio de productos, las reservas y la capacidad LNG. De los 7 capítulos que componen esta dimensión, mejoramos en 3 y nos mantuvimos en 2, en los cuales sacamos el máximo puntaje (riesgos relacionados con el Agua y Reporte Ambiental)
- Al puntaje total, S&P descontó 1.13 puntos por el incidente de Lizama, el cual sigue apareciendo esporádicamente en medios de comunicación.

De otra parte, durante el trimestre Ecopetrol también completó la información para CDP Clima y CDP Agua. Los resultados de este *benchmark* se esperan a final del año. CENIT por su parte recibió el “Premio Colombiano de Sostenibilidad a las Buenas Prácticas Laborales” en la categoría de Empresas Grandes, por nuestra gestión integral del Talento Humano y su contribución al desarrollo sostenible y a la generación de impactos positivos en las personas, la sociedad y el país. El reconocimiento fue entregado por ACRIP y el Centro RS.

Derechos Humanos

Ecopetrol inició un nuevo ciclo de levantamiento de riesgos de Derechos Humanos (DDHH) a nivel operativo, con el objetivo de asegurar un proceso de debida diligencia que permita la identificación de riesgos e impactos en DDHH, así como el establecimiento de medidas de tratamiento para estos. Este ejercicio se inició en la Regional Orinoquía y se realizó el alistamiento con la Vicepresidencia Regional Andina Oriente y la Gerencia de Seguridad Física. En los planes de tratamiento se incorporarán acciones asociadas a la prevención y mitigación de causas.

Continuó el proceso de capacitación en DDHH, haciendo énfasis en la identificación de riesgos asociados a líderes sociales. En el 3T se realizaron capacitaciones en DDHH a Comité Directivo, aproximadamente 800 proveedores, 600 trabajadores y a 10 socios. Se hizo énfasis en el deber de respeto y promoción de los DDHH, la importancia de realizar un levantamiento de riesgos asociados a DDHH, roles y responsabilidades, beneficios para Ecopetrol de gestionar los asuntos de DDHH en línea con Principios Rectores de Naciones Unidas y demás estándares internacionales. En lo que va corrido del año, el curso virtual de DDHH ha sido realizado por más de 7,400 trabajadores y se han hecho capacitaciones en DDHH a más de 900 proveedores, aproximadamente 1,200 trabajadores y a 10 socios.

Gobierno Corporativo y órganos sociales

En adición a los premios mencionados anteriormente, Ecopetrol también fue reconocido con el premio ANDESCO a la sostenibilidad por contar con mejores prácticas en el entorno de Gobierno Corporativo 2022, con el Proyecto – “Fortalecimiento del Modelo de Gobierno Corporativo del Grupo Ecopetrol”. Se llevó a cabo el programa de formación “Directores de Juntas Directivas del Grupo Ecopetrol” diseñado por la Gerencia de Gobierno Corporativo en asocio con el CESA y la Universidad de los Andes para el fortalecimiento del rol de los directores y las juntas directivas del Grupo, en la que participaron más de 30 personas entre directores y secretarios. Esta formación incluyó temáticas relacionadas con sostenibilidad, prácticas ASG, estrategia, gobierno corporativo y competencias blandas.

El pasado 24 de octubre de 2022 se realizó la reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas en la cual se puso a consideración la elección de miembros de la Junta Directiva. Para la conformación de la plancha se veló por el cumplimiento de la ley y la normatividad interna de la Compañía. Se atendió lo dispuesto en el artículo 20 de los estatutos sociales al postular en la plancha al menos tres miembros actuales, se aumentó la participación de mujeres por encima de lo estatutariamente establecido al postularlas en dos renglones de la plancha y se mantuvo el número de miembros independientes superior al mínimo establecido en los estatutos. La información se encuentra disponible en la página web de Ecopetrol para disposición de todos los accionistas y los grupos de interés.

Ciencia, tecnología e Innovación

Durante el 3T22 se avanzó en la implementación del portafolio de ciencia, tecnología e innovación asegurando la captura de beneficios por USD 136 millones, gracias a los resultados obtenidos por las tecnologías de negocio y las soluciones digitales implementadas en Ecopetrol y CENIT, principalmente por:

En el frente de transformación digital, se capturaron beneficios por USD 85 millones, lo que corresponde a un incremento de 133% frente al 3T21 (USD 36.5 millones); de los beneficios capturados, el 37% se debe a incrementos en la producción y reducción de diferidas en las regionales Castilla, Chichimene, Oriente (Rubiales), Andina y Apiay; el 9% a mayores niveles de automatización de las plantas y sistemas de bombeo en midstream y mayores ingresos por disminución de paradas por altos/bajos inventarios en los sistemas; el 7% a aumentos en utilidades de operaciones de trading de negocios spot de combustibles y un 6% por mejoras en costos financieros gracias al fortalecimiento del proceso de abastecimiento. Dentro de los proyectos de digitalización, destacan:

- Avances en la transición energética; mediante la herramienta digital Visual Mesa se ha logrado optimizar en tiempo real el sistema de generación de energía de la refinería de Barrancabermeja con el fin de reducir el consumo de gas en los servicios industriales (ahorro consumo de gas: 1 GBTU diario) y generar una reducción en las emisiones de CO₂ (20.000 toneladas anuales). Así mismo en la Refinería de Cartagena se busca un ahorro en consumo de gas del orden del 4% y generar una reducción en las emisiones de CO₂ de 23,000 toneladas anuales.

- Mayores eficiencias en la Gestión de la Cadena de Suministro entre Ecopetrol y sus filiales: implementación de solución digital para maximizar el capital de trabajo en inventarios de crudos y productos, optimizar costos de dilución y de logística y tener la capacidad propositiva de reacciones y decisiones de operación a eventos no planificados.
- La optimización de los procesos de comercialización, logístico y financiero con la puesta en marcha de los módulos de gas de la solución digital para la gestión comercial integrada. Esta herramienta permite la toma de decisiones comerciales informada al automatizar y consolidar el análisis de precio, mercado y costos logísticos. En lo referente al proceso logístico, la herramienta permite mayor trazabilidad y control de la información volumétrica y habilita la consolidación de reportes operativos.

En cuanto al **desarrollo y soporte tecnológico**, se capturaron beneficios por USD 50.9 millones, principalmente por optimización del tratamiento de gases de Tea como una estrategia de descarbonización en el segmento de producción, por mayores ingresos gracias a la mitigación de diferidas en Chichimene por medio de la inyección del aditivo Europa y por producción incremental en 13 campos de Castilla con estimulaciones hidráulicas, químicas matriciales o mecánicas.

Se avanza en la consolidación de un ecosistema EnergyTech para promover el conocimiento de vanguardia alrededor de soluciones tecnológicas e innovación aplicadas a los grandes retos de la transición energética. En el 3T22 se firmó un acuerdo con el Estado de Baviera, Alemania, el cual permite el intercambio de conocimiento en modelos de desarrollo sostenible, transición energética, metodologías y mejores prácticas, y el apalancamiento en el desarrollo tecnológico. Esta alianza aspira al desarrollo de un *Startup Hub Colombia-Alemania*, enfocado en innovación y tecnología para la cadena de valor del hidrógeno verde. Así mismo, se estableció una colaboración con la Embajada de Colombia en Alemania para aumentar capacidades en tecnologías de transición energética, principalmente en hidrógeno verde, energías renovables, biomasa y tratamiento de agua. Se avanza también en establecer una agenda conjunta con el ecosistema de Singapur, a través del ISCE² *Institute of Sustainability for Chemicals, Energy and Environment* de A*STAR¹⁷, enfocada en generar valor sostenible a través de la digitalización y automatización.

Respecto a la **innovación**, en el despliegue del Centro de Innovación en el Caribe se destacan los acuerdos con la Cámara de Comercio del Caribe para la articulación del ecosistema y la operación del centro con el SENA para la operación del Tecnoparque y con la Refinería de Cartagena para el parque de movilidad. Así mismo, se resalta la capa virtual a través del metaverso del Centro de Innovación, en la cual han ingresado aproximadamente 500 personas, entre ellas, empresarios colombianos, funcionarios del gobierno y emprendedores, a recorrer el sistema de generación de hidrogeno verde, el piloto de Micro-LNG y la plataforma para la gestión integral del agua, permitiendo divulgar el conocimiento asociado a estos proyectos.

Respecto a la **propiedad intelectual**, en el tercer trimestre de 2022, a Ecopetrol le fueron otorgadas seis nuevas patentes. De las cuales, cuatro fueron otorgadas en Colombia; dos de ellas en cotitularidad con la Universidad Industrial de Santander y una con la Universidad Pontificia Bolivariana. Las otras dos en Venezuela. Estas patentes representan un avance científico y tecnológico en el negocio tradicional de hidrocarburos; en la evaluación de los sistemas de fluidos para el control de pérdidas en perforación, el control de la fluctuación de producción, la gestión del agua en campos con crudos pesados y altos volúmenes de agua, la mejora en las condiciones de transporte de crudo pesado y extrapesado y la fluidización de sedimentos favoreciendo la recuperación de los hidrocarburos en el almacenamiento. De igual forma, en la exploración de cuerpos de agua como mares y océanos, para el desarrollo de patrones climáticos, exploración de fuentes de energía, mapeo de habitat, estudios ambientales, vigilancia y reconocimiento marítimo, y monitoreo del clima.

En cuanto a reconocimientos en CT+i, Ecopetrol fue reconocida como la empresa más innovadora de la región Bogotá-Cundinamarca y la quinta empresa más innovadora de Colombia, según el ranking de innovación de la ANDI y Dinero. En el top 15 se ubican tres empresas del Grupo Empresarial, Ecopetrol (5), Esenttia (10) e ISA (15). Así mismo, CINTEL¹⁸ y PwC le otorgaron a Ecopetrol el premio a la transformación digital empresarial en el marco del Congreso TIC ANDICOM 2022. Por su parte, Microsoft le otorgó una distinción a Ecopetrol por su visión innovadora en energía, sustentada en los proyectos del Puesto Digital y Nuevo Normal – Journey to Cloud,

¹⁷ Agency for Science, Technology and Research (A*STAR) (<https://www.a-star.edu.sg/>)

¹⁸ Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnologías de la información y las Comunicaciones

proyectos referentes en la región, con gran impacto en eficiencia operacional y con arquitecturas técnicas de soporte, robustas e innovadoras. Así mismo, Shared Services & Outsourcing Network (SSON), la red de servicios compartidos más grande del mundo, le otorgo el segundo lugar a Ecopetrol en la categoría de Human Resources por el proyecto del Nuevo Normal, resaltando las mejoras de transformación, costo y capacidad en los servicios de recursos humanos.

V. Presentación de Resultados

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del tercer trimestre de 2022:

Español

9 de noviembre de 2022
08:00 a.m. Colombia
08:00 a.m. Nueva York

Inglés

9 de noviembre de 2022
10:00 a.m. Colombia
10:00 a.m. Nueva York

Para acceder, estarán disponibles los siguientes enlaces de conexión:

Español: <https://onlinexperiences.com/Launch/QReg/ShowUUID=DC61965E-7501-445F-BAE2-2659C10E174F&LangLocaleID=1034>

Inglés: <https://onlinexperiences.com/Launch/QReg/ShowUUID=BB969832-83A2-4612-976C-2C021A7B73E9&LangLocaleID=1033>

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

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

Información de Contacto:

Gerente de Mercado de Capitales

Tatiana Uribe Benninghoff

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

Relaciones con los Medios (Colombia)

Jorge Mauricio Tellez

Teléfono: +57 601-234-4329 - Correo electrónico: mauricio.tellez@ecopetrol.com.co

Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	22,163	12,084	83.4%	60,962	30,035	103.0%
Exterior	21,275	11,249	89.1%	58,834	29,948	96.5%
Total ingresos	43,438	23,333	86.2%	119,796	59,983	99.7%
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	3,056	2,629	16.2%	8,361	7,195	16.2%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,857	1,787	3.9%	4,986	4,957	0.6%
Depreciación fijo	1,199	842	42.4%	3,375	2,238	50.8%
Costos variables	16,982	8,994	88.8%	45,390	21,992	106.4%
Productos importados	6,915	5,039	37.2%	23,244	11,265	106.3%
Compras nacionales	6,895	4,618	49.3%	19,522	11,350	72.0%
Servicio de transporte hidrocarburos	302	216	39.8%	870	665	30.8%
Variación de inventarios y otros	2,870	(879)	(426.5%)	1,754	(1,288)	(236.2%)
Costos fijos	4,397	2,883	52.5%	11,700	7,262	61.1%
Servicios contratados	1,109	1,028	7.9%	3,095	2,395	29.2%
Servicios de construcción	993	0	-	2,653	0	-
Mantenimiento	821	663	23.8%	2,439	1,738	40.3%
Costos laborales	834	656	27.1%	1,888	1,801	4.8%
Otros	640	536	19.4%	1,625	1,328	22.4%
Total costo de ventas	24,435	14,506	68.4%	65,451	36,449	79.6%
Utilidad bruta	19,003	8,827	115.3%	54,345	23,534	130.9%
Gastos operacionales	1,781	1,725	3.2%	5,986	4,362	37.2%
Gastos de administración	1,681	1,422	18.2%	5,342	3,828	39.6%
Gastos de exploración y proyectos	100	301	(66.8%)	638	536	19.0%
(Recuperación) gasto por impairment de activos de largo plazo	0	2	(100.0%)	6	(2)	(400.0%)
Utilidad operacional	17,222	7,102	142.5%	48,359	19,172	152.2%
Resultado financiero, neto	(1,853)	(697)	165.9%	(5,366)	(2,180)	146.1%
Diferencia en cambio, neto	(239)	248	(196.4%)	(378)	352	(207.4%)
Intereses, neto	(1,178)	(639)	84.4%	(3,273)	(1,737)	88.4%
Ingresos (gastos) financieros	(436)	(306)	42.5%	(1,715)	(795)	115.7%
Resultados de participación en compañías	218	111	96.4%	657	226	190.7%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	15,587	6,516	139.2%	43,650	17,218	153.5%
Provisión impuesto a las ganancias	(5,115)	(2,193)	133.2%	(14,309)	(5,499)	160.2%
Utilidad neta consolidada	10,472	4,323	142.2%	29,341	11,719	150.4%
Interés no controlante	(959)	(516)	85.9%	(2,786)	(1,102)	152.8%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	9,513	3,807	149.9%	26,555	10,617	150.1%
EBITDA	21,142	10,371	103.9%	59,249	27,986	111.7%
Margen EBITDA	48.7%	44.4%	4.3%	49.5%	46.7%	2.8%

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

Miles de Millones (COP)	Septiembre 30, 2022	Junio 30, 2022	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	12,918	10,104	27.9%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	33,551	29,114	15.2%
Inventarios	10,784	12,177	(11.4%)
Activos por impuestos corrientes	5,685	6,056	(6.1%)
Otros activos financieros	2,235	1,146	95.0%
Otros activos	2,763	2,365	16.8%
Total activos corrientes	67,936	60,962	11.4%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	76	48	58.3%
Total activos corrientes	68,012	61,010	11.5%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,933	9,103	(1.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	28,493	26,282	8.4%
Propiedades, planta y equipo	96,556	92,035	4.9%
Recursos naturales y del medio ambiente	40,965	38,022	7.7%
Activos por derecho de uso	605	561	7.8%
Intangibles	17,308	15,975	8.3%
Activos por impuestos diferidos	14,951	13,307	12.4%
Otros activos financieros	965	827	16.7%
Goodwill y otros activos	6,344	5,755	10.2%
Total activos no corrientes	215,120	201,867	6.6%
Total activos	283,132	262,877	7.7%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	22,614	9,763	131.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	17,090	22,129	(22.8%)
Provisiones por beneficios a empleados	2,217	2,032	9.1%
Pasivos por impuestos corrientes	6,517	4,692	38.9%
Provisiones y contingencias	1,118	1,147	(2.5%)
Otros pasivos	1,803	1,962	(8.1%)
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	30	27	11.1%
Total pasivos corrientes	51,389	41,752	23.1%
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	85,126	88,983	(4.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	64	80	(20.0%)
Provisiones por beneficios a empleados	11,023	10,643	3.6%
Pasivos por impuestos no corrientes	12,589	11,958	5.3%
Provisiones y contingencias	12,929	12,874	0.4%
Otros pasivos	2,173	1,910	13.8%
Total pasivos no corrientes	123,904	126,448	(2.0%)
Total pasivos	175,293	168,200	4.2%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	81,865	70,608	15.9%
Interés no controlante	25,974	24,069	7.9%
Total patrimonio	107,839	94,677	13.9%
Total pasivos y patrimonio	283,132	262,877	7.7%

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2022	3T 2021	9M 2022	9M 2021
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	9,513	3,807	26,555	10,617
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	959	516	2,786	1,102
Cargo por impuesto a las ganancias	5,115	2,193	14,309	5,499
Depreciación, agotamiento y amortización	3,184	2,687	8,749	7,384
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	239	(248)	378	10
Utilidad por realización de otros resultados integrales en venta de negocios conjuntos	0	0	0	(362)
Costo financiero reconocido en resultados	1,922	936	5,445	2,566
Pozos secos	(1)	180	437	350
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	(7)	34	299	54
Impairment de activos de corto y largo plazo	11	2	52	17
Ganancia por valoración de activos financieros	(77)	19	(180)	38
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	43	(10)	32	0
Ganancia por venta de activos	(276)	(3)	(266)	(7)
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(218)	(111)	(657)	(226)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e inefectividad	388	105	680	255
Otros conceptos menores	(5)	(4)	(1)	10
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(3,903)	(3,851)	(26,737)	(11,338)
Impuesto de renta pagado	(1,952)	(972)	(7,006)	(4,442)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	14,935	5,280	24,875	11,527
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en negocios conjuntos	(145)	(16)	(210)	(16)
Adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido	0	(9,316)	0	(9,316)
Inversión en propiedad, planta y equipo	(2,166)	(1,725)	(5,259)	(3,983)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,983)	(1,695)	(7,473)	(4,562)
Adquisiciones de intangibles	(345)	(144)	(702)	(208)
Venta activos mantenidos para la venta e instrumentos de patrimonio	0	3	0	0
(Compra) venta de otros activos financieros	(776)	(552)	393	1,155
Intereses recibidos	277	63	614	130
Dividendos recibidos	1,001	13	1,179	95
Ingresos por venta de activos	322	(7)	402	7
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(4,815)	(13,376)	(11,056)	(16,698)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	(826)	14,171	(1,156)	13,492
Pago de intereses	(1,210)	(606)	(3,649)	(1,820)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(106)	(80)	(312)	(231)
Restitución de capital	(7)	0	(14)	0
Dividendos pagados	(5,222)	(274)	(11,187)	(1,424)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(7,371)	13,211	(16,318)	10,017
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	65	(50)	867	159
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	2,814	5,065	(1,632)	5,005
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	10,104	5,022	14,550	5,082
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	12,918	10,087	12,918	10,087

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2022	3T 2021	9M 2022	9M 2021
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	9,513	3,807	26,555	10,617
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	3,184	2,687	8,749	7,384
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	2	6	(2)
(+/-) Resultado financiero, neto	1,853	697	5,366	2,180
(+) Provisión impuesto a las ganancias	5,115	2,193	14,309	5,499
(+) Impuestos y otros	518	469	1,478	1,206
(+/-) Interés no controlante	959	516	2,786	1,102
EBITDA Consolidado	21,142	10,371	59,249	27,986

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (3T22)

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	7,172	765	1,369	207	0	9,513
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,950	493	381	360	0	3,184
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	0	0	0	0	0
(+/-) Resultado financiero, neto	625	435	(20)	793	20	1,853
(+) Provisión impuesto a las ganancias	3,699	341	814	261	0	5,115
(+) Otros Impuestos	302	147	25	45	(1)	518
(+/-) Interés no controlante	(26)	51	323	611	0	959
EBITDA Consolidado	13,722	2,232	2,892	2,277	19	21,142

Anexos Ecopetrol S.A.

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

Tabla 6: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)
Nacionales	21,377	11,780	81.5%	57,181	29,551	93.5%
Exterior	14,810	8,174	81.2%	43,368	22,784	90.3%
Total ingresos	36,187	19,954	81.4%	100,549	52,335	92.1%
Costos variables	20,651	11,584	78.3%	55,430	29,136	90.2%
Costos fijos	3,626	3,067	18.2%	10,011	8,465	18.3%
Costo de ventas	24,277	14,651	65.7%	65,441	37,601	74.0%
Utilidad bruta	11,910	5,303	124.6%	35,108	14,734	138.3%
Gastos operacionales	886	988	(10.3%)	2,702	2,505	7.9%
Utilidad operacional	11,024	4,315	155.5%	32,406	12,229	165.0%
Ingresos (gastos) financieros	(1,193)	(679)	75.7%	(3,112)	(2,596)	19.9%
Resultados de participación en compañías	3,133	1,271	146.5%	7,528	3,941	91.0%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	12,964	4,907	164.2%	36,822	13,574	171.3%
Provisión impuesto a las ganancias	(3,451)	(1,100)	213.7%	(10,267)	(2,957)	247.2%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	9,513	3,807	149.9%	26,555	10,617	150.1%
EBITDA	12,962	6,363	103.7%	37,858	17,887	111.7%
Margen EBITDA	35.8%	31.90%	3.9%	37.70%	34.20%	3.5%

Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Septiembre 30, 2022	Junio 30, 2022	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,147	2,987	38.8%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	28,906	26,385	9.6%
Inventarios	6,793	8,100	(16.1%)
Activos por impuestos corrientes	4,426	4,651	(4.8%)
Otros activos financieros	4,137	2,973	39.2%
Otros activos	1,599	1,447	10.5%
Total activos corrientes	50,008	46,543	7.4%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	47	26	80.8%
Total activos corrientes	50,055	46,569	7.5%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	86,235	78,346	10.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	533	517	3.1%
Propiedades, planta y equipo	26,211	25,409	3.2%
Recursos naturales y del medio ambiente	25,452	24,571	3.6%
Activos por derecho de uso	2,935	3,001	(2.2%)
Intangibles	370	313	18.2%
Activos por impuestos diferidos	8,642	7,110	21.5%
Otros activos financieros	310	308	0.6%
Goodwill y otros activos	1,229	1,070	14.9%
Total activos no corrientes	151,917	140,645	8.0%
Total activos	201,972	187,214	7.9%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	19,490	5,714	241.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	14,463	19,863	(27.2%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,939	1,810	7.1%
Pasivos por impuestos corrientes	4,883	3,556	37.3%
Provisiones y contingencias	738	778	(5.1%)
Otros pasivos	1,292	1,539	(16.0%)
Total pasivos corrientes	42,805	33,260	28.7%
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	56,289	62,812	(10.4%)
Provisiones por beneficios a empleados	10,110	9,771	3.5%
Pasivos por impuestos no corrientes	348	287	21.3%
Provisiones y contingencias	10,223	10,328	(1.0%)
Otros pasivos	332	148	124.3%
Total pasivos no corrientes	77,302	83,346	(7.3%)
Total pasivos	120,107	116,606	3.0%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	81,865	70,608	15.9%
Total patrimonio	81,865	70,608	15.9%
Total pasivos y patrimonio	201,972	187,214	7.9%

Tabla 8: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	3T 2022	3T 2021	% Part.	9M 2022	9M 2021	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	190.4	118.2	45.6%	167.1	121.8	40.8%
Asia	191.6	198.5	45.9%	211.9	197.9	51.7%
América Central / Caribe	3.5	0.0	0.8%	3.8	6.7	0.9%
Otros	8.6	8.2	2.1%	11.4	3.3	2.8%
Europa	23.7	6.8	5.7%	15.5	11.3	3.8%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	7.4	0.0%	0.0	5.3	0.0%
América del Sur	0.0	1.4	0.0%	0.0	0.9	0.0%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Total	417.8	340.5	100.0%	409.7	347.3	100.0%

Productos - kbped	3T 2022	3T 2021	% Part.	9M 2022	9M 2021	% Part.
América Central / Caribe	46.6	43.8	49.7%	48.8	38.5	57.3%
Costa del Golfo EE.UU.	30.0	15.4	32.0%	17.1	15.5	20.1%
Asia	0.1	15.1	0.1%	6.2	14.4	7.3%
América del Sur	6.0	10.8	6.4%	6.2	10.5	7.3%
Costa Este EE.UU.	2.0	10.0	2.1%	2.5	17.3	3.0%
Europa	7.8	3.3	8.3%	4.5	3.8	5.3%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Otros	1.2	0.4	1.3%	(0.2)	0.9	-0.2%
Total	93.8	98.8	100.0%	85.2	100.9	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 9: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales - kbped	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)
Crudo	187.6	199.5	(6.0%)	184.2	185.0	(0.4%)
Gas	2.5	3.2	(21.9%)	2.5	2.3	8.7%
Productos	3.3	2.9	13.8%	3.2	2.8	14.3%
Diluyente	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Total	193.4	205.6	(5.9%)	189.9	190.1	(0.1%)

Importaciones - kbped	3T 2022	3T 2021	Δ (%)	9M 2022	9M 2021	Δ (%)
Crudo	40.2	29.5	36.3%	36.7	25.8	42.2%
Productos	84.7	107.8	(21.4%)	106.3	82.6	28.7%
Diluyente	28.0	24.2	15.7%	32.9	26.0	26.5%
Total	152.8	161.5	(5.4%)	175.9	134.4	30.9%

Total	346.2	367.1	(5.7%)	365.8	324.5	12.7%
--------------	--------------	--------------	---------------	--------------	--------------	--------------

Tabla 10: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Bololó-1	A3	VIM-8	Valle Inferior del Magdalena	Hocol 100% (Operador)	Seco	Enero 3/2022
2	Primero	El Niño-2	A1	Boqueron	Valle Superior del Magdalena	Perenco 30% (Operador), ECP 50%, CNOOC 20%	Exitoso	Enero 13/2022
3	Primero	EST-SN-15	Estratigráfico	SN-15	Sinú - San Jacinto	Hocol 100% (Operador)	Taponado y Abandonado	Enero 17/2022
4	Primero	Pilonera-1	A3	SSJN1	Sinú - San Jacinto	Hocol 50 % Lewis Energy 50% (Operador)	Taponado y Abandonado	Enero 20/2022
5	Primero	Boranda Sur-3	A1	Boranda	Valle Medio del Magdalena	Parex 50% (Operador) ECP 50%	En Evaluación	Febrero 23/2022
6	Segundo	Chinchorro-1G	A3	GUA-2	Baja Guajira	Hocol 100%	Seco	Abril 16/2022
7	Segundo	Boranda Norte-1	A1	Boranda	Valle Medio del Magdalena	Parex 50% (Operador) ECP 50%	Seco	Mayo 15/2022
8	Segundo	Tejon-1	A2B	CPO-9	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol 45%	Exitoso	Mayo 22/2022
9	Segundo	Morito-1	A3	Convenio de Explotacion del Magdalena Medio	Valle Medio del Magdalena	ECP 100%	Exitoso	Junio 30/2022
10	Tercero	Gorgon-2	A1	Purple Angel	Caribe Offshore	ECP 50% Shell 50% (Operador)	Exitoso	Julio 10/2022
11	Tercero	Uchuva-1	A3	Tayrona	Caribe Offshore	ECP 55,6% Petrobras 44.4% (Operador)	Exitoso	Julio 15/2022
12	Tercero	Kinacú-1	A2A	Área Sur	Putumayo	ECP 100% (Operador)	En Evaluación	Julio 27/2022
13	Tercero	Coralino-1	A3	VIM-8	Valle Inferior del Magdalena	Hocol 100% (Operador)	En Evaluación*	Sept 01/2022
Pozos perforados a sólo riesgo por el socio								
1	Primero	Cayena-2	A1	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 80% (Operador) ECP 20% A sólo riesgo por el socio	En Evaluación	Enero 12/2022
2	Primero	Caño Caranal DT-1	A3	Cosecha	Llanos Orientales	Sierracol 50% (Operador) ECP 50 % A sólo riesgo por el socio	Seco	Marzo 14/2022
3	Segundo	Fidalga-1	A2C	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 80% (Operador) ECP 20% A sólo riesgo por el socio	En Evaluación	Abril 02/2022
4	Segundo	Fidalga-1 ST1	A2C	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 80% (Operador) ECP 20% A sólo riesgo por el socio	En Evaluación	Mayo 04/2022
5	Segundo	Caño Caranal DT-1 ST1	A3	Cosecha	Llanos Orientales	Sierracol 50% (Operador) ECP 50 % A sólo riesgo por el socio	Seco	Abril 25/2022
6	Segundo	Fidalga-1 ST2	A2C	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 80% (Operador) ECP 20% A sólo riesgo por el socio	En Evaluación	Junio 23/2022
7	Segundo	Boranda Norte-1 ST1	A1	Boranda	Valle Medio del Magdalena	Parex % (Operador) ECP % Operación exclusiva por el socio	Seco	Junio 21/ 2022
8	Tercero	Boranda Norte-1 ST2	A1	Boranda	Valle Medio del Magdalena	Parex % (Operador) ECP % Operación exclusiva por el socio	Exitoso	Julio 19/2022

* Al cierre del trimestre se encontraba en evaluación y durante el mes de octubre se confirmó la presencia de gas en las pruebas iniciales

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

Indicadores HSE*	3T 2022	3T 2021	9M 2022	9M 2021
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.35	0.40	0.31	0.53
Incidentes ambientales**	2	1	7	5

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