

Resultados 2022 PRIMER TRIMESTRE

CIFRAS HISTÓRICAS QUE IMPULSAN LA ESTRATEGIA



Resultados Financieros

COP Billones

● Ingresos ● EBITDA ● Utilidad Neta ○ Margen EBITDA

Resultados Financieros récord para Ecopetrol



DIVIDENDO DECRETADO

(Ordinario + Extraordinario)



\$280

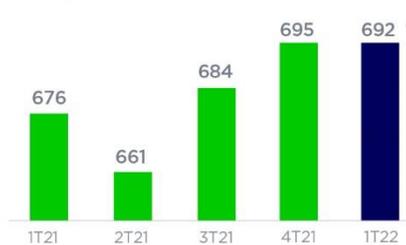
Por acción
equivalente a COP 11.5
billones
DIVIDEND YIELD: 10.4%*

*Dividendo = COP 280 / Precio acción

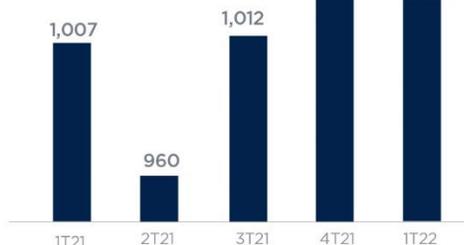
Resultados Operativos

kbped: Miles de barriles de petróleo equivalente por día
kbd: Miles de barriles por día

Producción (kbped)



Transporte (kbd)



Refinación



Contribución al EBITDA del Grupo en 1T22

-COP **2.0** BILLONES



Inversiones por **USD 199 MILLONES**



ENERGÍA

Entrada en operación **15 REFUERZOS Y MEJORAS EN RED DE TRANSMISIÓN EN BRASIL**

SosTECnibilidad

Primer piloto de producción de **HIDRÓGENO VERDE EN COLOMBIA**, Refinería de Cartagena

50 kilovatios
270 paneles solares
7300 Kg/año

LANZAMIENTO DEL PLAN ESTRATÉGICO DE HIDRÓGENO DEL GE
9%-11% aporte a meta descarbonización al 2050

COMPROMISO
AGUA NEUTRALIDAD AL 2045

ALIANZA ECOPETROL, ACCENTURE Y AMAZON



CUMPLIMIENTO

76%

Meta 2022 "Sembrar Nos Une"
~4.5 millones árboles sembrados



Lanzamiento Programa **CONEXIÓN PUMA** en Chile, Protección **20.878 hectáreas de bosque**
Reducción ~223 tonsCO₂ al 2030

CONEXIÓN PUMA | isa



Cerramos el primer trimestre de 2022 con resultados que continúan apalancando nuestros esfuerzos orientados a lograr una transición energética justa y responsable, y reiteran nuestro compromiso de contribuir a la seguridad energética en Colombia y demás países donde operamos, en el marco de nuestra estrategia al 2040, 'Energía que Transforma'.

La coyuntura actual de precios internacionales de crudo (Brent promedio en 1T22 de 98 USD/BI) está siendo impulsada principalmente por el conflicto Rusia-Ucrania y su impacto en la certidumbre de la oferta global de hidrocarburos, así como, las implicaciones en la demanda por los recientes cierres en China. Nuestro Grupo y los países donde operamos no son ajenos a las consecuencias que esta situación genera ni a sus efectos en la reactivación económica.

Si bien los altos precios han favorecido nuestros ingresos, también han generado retos en términos inflacionarios, elevados costos de la energía sumados a la crisis logística a nivel internacional, que empiezan a poner presión en los costos de operación y en los tiempos de ejecución de proyectos. En el Grupo hemos estado monitoreando de manera permanente los impactos directos e indirectos y hemos tomado acciones con el propósito de mitigar su efecto.

En el pilar estratégico **Crece con la Transición Energética**, hemos alcanzado resultados importantes en todos nuestros segmentos. En **exploración**, destacamos los resultados del 3er Ciclo de Oferta Permanente de la ANP de Brasil en la que, junto a Shell, obtuvimos 6 bloques costa afuera localizados en la Cuenca Santos logrando presencia en 12 bloques en el offshore brasilero, y continuamos consolidando nuestros esfuerzos exploratorios en cuencas de alto potencial.

En **producción**, alcanzamos un promedio de 692 kbped, aumentando 16.3 kbped frente al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por: i) el destacado desempeño de nuestra operación de no convencionales en Permian (EE.UU.); ii) los favorables resultados de los pozos exploratorios Liria YW12 y Flamencos; y iii) la recuperación de la producción en el campo Castilla. Respecto al 4T21, la producción disminuyó por mantenimientos y actividades operacionales, y temas de orden público, situación que se ha venido reestableciendo paulatinamente logrando una producción promedio en el mes de marzo de 705 kbped.

Durante el trimestre, el aporte del gas a la producción fue de 19.8% (136.7 kbped) y de los productos blancos de 3.8% (26.2 kbped), para un aumento total del gas natural del 6.1% respecto al 1T21, impulsado por la recuperación de la demanda nacional.

En **Yacimientos No Convencionales**, con la puesta en producción de 31 nuevos pozos en Permian, completamos un total de 135 pozos operados en producción, y alcanzamos una producción promedio en marzo de 61.4 kbped (para la asociación antes de regalías) y 30.1 kbped (neto Ecopetrol antes de regalías). Para el trimestre, la producción promedio fue 26.7 kbped (neto Ecopetrol antes de regalías). En Colombia el 25 de marzo fue expedida por la ANLA la resolución de la licencia ambiental para el Proyecto Piloto de Investigación Integral Kalé, la cual esperamos tener en firme en los próximos meses. Estamos a la espera de la audiencia del estudio de impacto ambiental para el proyecto Platero, el cual se radicó en febrero del presente año. En el Grupo Ecopetrol estamos convencidos de la importancia de los Yacimientos No Convencionales para la seguridad energética del país, razón por la cual continuaremos avanzando en las actividades relacionadas con los pilotos, incluyendo los escenarios de comunicación con las comunidades y otros grupos de interés para dar a conocer los avances y despejar inquietudes respecto a los proyectos.

El **segmento de transporte** tuvo un fuerte desempeño durante el trimestre. Los volúmenes transportados totales en oleoductos y poliductos aumentaron 3.3% frente al mismo periodo del año pasado, apalancados en la mayor producción producto de la reactivación económica.

En el segmento de **refinación**, se alcanzó una carga consolidada de 325 kbd, en un trimestre caracterizado por mantenimientos mayores programados en ambas refinerías, donde gracias a la planeación integrada de la cadena logística garantizamos el abastecimiento del mercado nacional. Adicionalmente, celebramos el primer centenario de la Refinería de Barrancabermeja, motor del desarrollo del país.

En el **frente comercial**, destacamos la mejora en el precio de realización de nuestra canasta de crudos, que pasó de 57.8 USD/BI en 1T21 a 88.3 USD/BI en 1T22, gracias al mayor precio del Brent y a la estrategia comercial de continua diversificación de destinos de exportación que mitigó el efecto de un mercado más competido. Por su parte, Ecopetrol Trading Asia realizó las primeras ventas de 1.09 millones de barriles de crudo para entrega durante el segundo trimestre del año.

En el **negocio de transmisión y vías**, realizamos inversiones de USD 199 millones durante el trimestre. Se avanzó en la construcción de proyectos de transmisión de energía otorgados a ISA CTEEP en licitaciones pasadas y en los refuerzos y mejoras a su red. También se avanzó en Perú en los proyectos de Coya-Yana, y en Colombia la ejecución de varios proyectos de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética).

En el pilar de **Generación de Valor con SOSTECnibilidad**, logramos los siguientes avances:

En la **dimensión ambiental**, definimos la meta de reducción de emisiones para el año en curso (262,761 tCO₂e) en línea con las ambiciones de descarbonización trazadas al 2050 y pusimos en marcha el primer piloto de producción de hidrógeno verde en Colombia, ubicado en la Refinería de Cartagena. Ejecutaremos un plan robusto para la producción de hidrógeno verde, azul y blanco, que esperamos aporte entre el 9% y el 11% a la meta de reducción del 50% de las emisiones de alcance 1, 2 y 3 al 2050. Para el 2022, se contempla una inversión de USD 6 millones en el desarrollo del mencionado piloto en la Refinería de Cartagena y la ejecución de proyectos y estudios sobre hidrógeno.

Logramos la disminución de más de 490 mil toneladas de carbono en los últimos dos años en el Grupo Ecopetrol, gracias a la ejecución de una estrategia integral que ha incluido esfuerzos en reducción de emisiones fugitivas y venteos, disminución de quemas rutinarias de gas en teas y la incorporación de proyectos de energías renovables focalizados principalmente en parques solares, así como distintas iniciativas para continuar logrando avances en la eficiencia energética.

En la **dimensión social**, destinamos recursos de inversión social por COP 68 mil millones de carácter estratégico y obligatorio. En el trimestre se resalta la finalización de tres obras de infraestructura en Casanare, Nariño y la vía Paujil-Cartagena, para un total de 31 proyectos finalizados en el marco del mecanismo de Obras por Impuestos.

En **gobierno corporativo**, destacamos algunos hitos que se dieron en el primer trimestre del año: i) la realización de la Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol de forma presencial, luego de dos años de virtualidad; y ii) la aprobación por parte de los accionistas de la Compañía de un dividendo total de COP 280 por acción (ordinario de COP 243 y extraordinario de COP 37 por acción), equivalente a COP 11.5 billones en total, lo que implica una rentabilidad sobre el precio de la acción (*dividend yield*) de 10.4%.

Se destaca la publicación de la evaluación ESG realizada por S&P, primera de su tipo que hace la calificadoradora sobre Ecopetrol. La calificación de Ecopetrol se encuentra por encima del promedio de la industria y la de Gobierno Corporativo es más alta que la de sus pares. Así mismo, se resalta la publicación del Reporte Integrado de Gestión Sostenible del Grupo Ecopetrol para la vigencia de 2021 y el segundo reporte de SASB.

En el pilar de **Conocimiento de Vanguardia**, resaltamos la alianza creada con Accenture y Amazon Web Services (AWS) con quienes estamos desarrollando una plataforma de datos abiertos para la gestión del agua que incorpore capacidades de analítica e inteligencia artificial y almacenamiento en la nube, para apalancar el uso y la gestión eficiente de este recurso en la industria de

petróleo y gas, y así promover la SosTECnibilidad y la eficiencia operativa para las empresas que la conforman. Esta alianza representa un esfuerzo clave para lograr nuestra recién anunciada meta de ser una Compañía agua neutral al 2045. En 2022, Ecopetrol estima invertir más de USD 200 millones en proyectos para gestión del agua.

Por otro lado, nos unimos con la ANDI, iNNpulsa Colombia, y otras entidades, para conformar el primer Centro de Innovación y Tecnología del Caribe, que hará parte de la red C-Emprende del país, un laboratorio que propondrá soluciones a los desafíos de la transición energética y la petroquímica, con el hidrógeno como protagonista.

Finalmente, en el pilar estratégico de **Retornos Competitivos**, me complace anunciar que alcanzamos el mejor resultado trimestral de la historia del Grupo Ecopetrol. Cerramos el trimestre con un ingreso consolidado de COP 32.5 billones aumentando 89% frente al 1T21, una utilidad neta de COP 6.6 billones, un EBITDA de COP 15.9 billones (margen EBITDA de 49%) y un indicador Deuda Bruta/EBITDA de 1.8x. El retorno sobre capital promedio empleado (ROACE) fue de 14.5%. Durante el primer trimestre, el aporte de la consolidación de ISA al Grupo Ecopetrol fue de COP 0.2 billones a la utilidad neta y COP 2.0 billones al EBITDA.

Al cierre del trimestre, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 16.5 billones, con inversiones comprometidas por USD 986 millones (COP 3.9 billones equivalentes) en línea con el plan del 2022, y el saldo de la cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles alcanzó COP 14.1 billones. Nos encontramos adelantando gestiones activas con los Ministerios de Hacienda y Minas y Energía, para proponer soluciones estructurales en dichos subsidios a los combustibles, y para concretar la liquidación y pago de dichas cuentas.

Por otro lado, continuando con nuestra senda de mayores eficiencias y competitividad, en el primer trimestre del año se incorporaron ahorros por COP 358.2 mil millones vía el fortalecimiento del margen EBITDA, mejora en márgenes de productos y petroquímicos, estrategias en dilución, optimización del costo de levantamiento, entre otros, los cuales han permitido mitigar en parte los efectos que la inflación ha traído en nuestra operación.

Quiero finalizar reconociendo y resaltando que nuestros resultados evidencian el compromiso de los más de 18,000 empleados del Grupo Ecopetrol de trabajar para aportar a la seguridad energética y al desarrollo económico de Colombia y la región.

Felipe Bayón
Presidente Ecopetrol S.A.

Bogotá, 10 de mayo de 2022. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el primer trimestre de 2022, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

El Grupo Empresarial Ecopetrol obtuvo en el primer trimestre del 2022 un resultado financiero sobresaliente desde el punto de vista de indicadores de utilidad neta y EBITDA, al situarse en COP 6.6 billones y COP 15.9 billones, respectivamente. Este resultado fue apalancado por: i) un entorno de precios favorable, ii) incremento en márgenes de refinación, iii) sólido aporte de ISA y iv) excelentes resultados operativos y financieros de Permian. Lo anterior bajo un contexto de: i) mantenimientos programados en algunas unidades de las refinerías que motivaron un mayor nivel de compras, ii) mayores presiones inflacionarias, iii) mayores necesidades de capital de trabajo generado por aumento en las cuentas por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles, y iv) de un incremento de la tasa nominal de tributación en Colombia del 31% al 35%.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2022	1T 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	32,473	17,206	15,267	88.7%
Depreciación y amortización	2,579	2,237	342	15.3%
Costos variables	12,065	6,238	5,827	93.4%
Costos fijos	3,294	2,037	1,257	61.7%
Costo de ventas	17,938	10,512	7,426	70.6%
Utilidad bruta	14,535	6,694	7,841	117.1%
Gastos operacionales y exploratorios	2,005	1,181	824	69.8%
Utilidad operacional	12,530	5,513	7,017	127.3%
Ingresos (gastos) financieros, neto	(1,524)	(651)	(873)	134.1%
Participación en resultados de compañías	202	53	149	281.1%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	11,208	4,915	6,293	128.0%
Provisión impuesto a las ganancias	(3,884)	(1,537)	(2,347)	152.7%
Utilidad neta consolidada	7,324	3,378	3,946	116.8%
Interés no controlante	(751)	(292)	(459)	157.2%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	6,573	3,086	3,487	113.0%
EBITDA	15,896	8,187	7,709	94.2%
Margen EBITDA	49.0%	47.6%	-	1.4%

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 aumentaron 88.7% equivalentes a COP +15.3 billones en el 1T22 versus el 1T21, totalizando COP 32.5 billones, como resultado de:

- Mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de +31.8 USD/BI pasando de 58.8 USD/BI en 1T21 a 90.6 USD/BI en 1T22 (COP +9.5 billones), principalmente por los mayores precios internacionales de referencia e indicadores de productos.
- Mayores ingresos de servicios (COP +2.7 billones), asociados al impacto de la consolidación de los resultados de ISA.
- Efecto cambiario positivo en los ingresos (COP +2.1 billones), por mayor tasa de cambio promedio.
- Incremento en el volumen de ventas (COP +1.0 billón, +54.9 kbped), por i) mayor disponibilidad de crudos para exportación y ii) incremento en la producción de Permian. El anterior incremento fue compensado con iii) el desplazamiento de cargamentos de crudo negociados bajo la modalidad DAP (*Delivery at Place*), cuya realización se hizo efectiva en el mes de abril de 2022 y iv) una menor exportación de destilados medios dados mantenimientos programados en la Refinería de Cartagena.

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Destilados Medios	164.5	137.7	19.5%
Gasolinas	149.9	124.4	20.5%
Gas Natural	96.8	92.3	4.9%
Industriales y Petroquímicos	22.3	25.1	(11.2%)
GLP y Propano	18.7	19.4	(3.6%)
Crudo	2.1	2.4	(12.5%)
Combustóleo	0.0	0.6	(100.0%)
Total Volúmenes Locales	454.3	401.9	13.0%
Volumen de Exportación - kbped	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Crudo	396.6	358.3	10.7%
Productos	58.0	95.4	(39.2%)
Gas Natural*	4.1	2.6	57.7%
Total Volúmenes de Exportación	458.7	456.3	0.5%
Total Volúmenes Vendidos	913.1	858.2	6.4%

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

El total de volumen vendido durante el trimestre ascendió a 913.1 kbped, mostrando un aumento de 6.4% versus el mismo trimestre del año anterior, como resultado de un incremento en ventas locales, principalmente en gasolinas y destilados medios.

Las ventas en Colombia, que representan cerca del 50% del total, mostraron un crecimiento de 13% o 52.5 kbped versus 1T21, debido principalmente a:

- Incremento de las ventas de gasolina (+25.5 kbped), diésel (+16.8 kbped), Jet (+11.0 kbped) y gas (+4.5 kbped), 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.
- Menores ventas de GLP y propano por aprovechamiento de las fuentes de Cusiana y Apiay para codilución del crudo, permitiendo sustituir nafta importada.
- Menores volúmenes de venta de industriales y petroquímicos (-2.7 kbped) por menor producción de azufre, disolventes y polietileno en las refinerías ante menores cargas.

Las ventas internacionales, que representan el 50% del total, evidenciaron un aumento de 0.5% o 2.5 kbpd versus el 1T21, debido al efecto de:

- Mayores exportaciones de crudo (+38.3 kbpd) por mayor producción y menores cargas en refinerías.
- Menores exportaciones de productos (-37.3 kbpd) por menor volumen de exportación de diésel dado el mayor requerimiento para venta local y la menor oferta desde las refinerías.
- Mayores volúmenes de ventas de gas de Permian (+2.4 kbpd) debido a una mayor actividad de producción, compensando menores ventas de gas de Ecopetrol América (-0.9 kbpd)

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

USD/BI	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Brent	97.9	61.3	59.7%
Canasta de Venta de Gas	27.1	24.4	11.1%
Canasta de Venta de Crudo	88.3	57.8	52.8%
Canasta de Venta de Productos	108.3	67.8	59.7%

Crudos: En el 1T22 versus 1T21, se observó un fortalecimiento de 30.5 USD/BI en los precios de la canasta de crudo, pasando de 57.8 USD/BI a 88.3 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. En marzo de 2022 se inició la operación con la filial comercial en Singapur, Ecopetrol Trading Asia, en la cual se negociaron ventas por 1.09 millones de barriles, de las cuales 90 kbbls se realizarán en el mes abril y 1.0 millones de barriles en el mes de mayo del presente año.

Productos Refinados: En 1T22 versus 1T21, la canasta de venta de productos se fortaleció en 40.5 USD/BI pasando de 67.8 USD/BI a 108.3 USD/BI, como resultado de la recuperación de los indicadores internacionales y la demanda global para gasolina y diésel.

Gas Natural: En 1T22 versus 1T21, el precio de las ventas de gas aumentó 2.7 USD/BI, pasando de 24.4 USD/BI a 27.1 USD/BI, debido a la indexación de contratos con IPP de Estados Unidos a partir de diciembre de 2021.

Programa de Coberturas: Durante el 1T22, se ejecutaron estrategias de cobertura táctica de riesgo de precio asociadas a la variabilidad de los precios de crudo, productos refinados y margen intermedio de refinación para 8.9 millones de barriles equivalentes. Adicionalmente, se realizaron coberturas de precios de flete de transporte marítimo por cerca de 20.8 millones de barriles equivalentes.

Costo de Ventas

El costo de ventas presentó un aumento de 70.6% equivalente a COP +7.4 billones en 1T22 versus 1T21. A continuación, los hechos más relevantes de los componentes del costo:

Costos Variables:

Los costos variables, que representan el 67.2% del total del costo de ventas, presentaron un aumento de 93.4% equivalente a COP +5.8 billones en el 1T22 frente al 1T21, como resultado neto entre:

- Aumento en las compras de crudo, gas y productos (COP +6.9 billones), por: i) mayor precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones +37.0 USD/BI (COP +4.3 billones), en línea con los indicadores internacionales, ii) mayor volumen comprado de +62.6 kbpd (COP +1.4 billones), principalmente por mayores requerimientos de combustible importado ante mantenimientos programados en las refinerías y reactivación económica en el mercado local, y iii) incremento de la tasa de cambio promedio en las compras (COP +1.2 billones).

- Fluctuación de inventarios (COP -1.3 billones), principalmente por: i) incremento del nivel de inventarios para abastecer las ventas que se realizarán durante el próximo trimestre, dados mayor número ventas de crudo en tránsito, maximización de cargas frente a entrada de unidades en mantenimiento en la Refinería de Cartagena y atención de la demanda nacional de productos y ii) valoración del precio de los crudos y productos comprados, por los mayores precios internacionales de referencia.
- Otras variaciones menores por COP +0.2 billones.

Costos Fijos: Representan el 18.4% del total del costo de ventas, aumentaron 61.7% equivalente a COP +1.3 billones en 1T22 frente al 1T21, pasando de COP 2.0 en 1T21 a COP 3.3 en 1T22 por: i) consolidación de los resultados de ISA (COP +0.8 billones), ii) mayores costos de la actividad operacional (COP +0.3 billones), dada mayor ejecución de actividades operacionales en línea con la reactivación económica e incremento de tarifas en contratos, iii) mayor costo laboral (COP +0.1 billones), principalmente por incrementos salariales frente al año anterior e incremento en servicios de salud y iv) mayores impuestos y otros (COP +0.1 billones).

Depreciación y Amortización: Representan el 14.4% del total del costo de ventas, aumentaron 15.3% equivalente a COP +0.3 billones en 1T22 versus 1T21, pasando de COP 2.3 en 1T21 a COP 2.6 en 1T22 como consecuencia de: i) la consolidación de los resultados de ISA, ii) un mayor nivel de inversión de capital, iii) incremento en la producción de Permian y iv) efecto cambiario en la depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada la devaluación del peso frente al dólar. Lo anterior es compensado parcialmente con mayor incorporación de reservas en 2021 frente a 2020, lo que se traduce en una menor depreciación.

Gastos Operativos, neto de otros ingresos

Aumento de 69.8% equivalente a COP +0.8 billones frente al 1T21, pasando de COP 1.2 billones en 1T21 a COP 2.0 billones en 1T22, principalmente como resultado de:

- Baja de activos asociados a la salida del proyecto Rydberg en Ecopetrol América luego del análisis de viabilidad técnica y económica COP +0.3 billones.
- Mayores gastos operacionales asociados a la incorporación de los resultados de ISA por COP +0.2 billones.
- Incremento en gastos de operación aduanera de COP +0.1 billones principalmente por el mayor número de ventas bajo modalidad DAP (*Delivery at place*) en 1T22 vs 1T21 .
- Mayores gastos asociados a convenios y proyectos de inversión social por COP +0.1 billones.

Resultado Financiero (No Operacional)

Aumento del gasto financiero neto en 1T22 del 134.1% equivalente a COP +0.9 billones frente al 1T21, como resultado de:

- Incorporación del resultado financiero neto de ISA, que incluye intereses, diferencia en cambio, rendimientos financieros y otros por COP +0.6 billones.
- Incremento en el costo financiero de la deuda (COP +0.2 billones), por cambio en el saldo de deuda promedio con ocasión de deuda adquirida en 2021 por parte de Ecopetrol para financiar la adquisición de ISA y efecto cambiario sobre los intereses de la deuda en moneda extranjera por mayor tasa de cambio promedio.
- Otros conceptos COP +0.1 billones.

La **Tasa Efectiva de Tributación** para el 1T22 se ubicó en 34.7% frente al 31.3% de 1T21. El incremento de la tasa se presenta por una mayor tasa nominal de tributación en Colombia a partir de enero del año 2022, la cual pasó del 31% al 35%.

Flujo de Caja y Deuda

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2022	1T 2021
Efectivo y equivalentes inicial	14,550	5,082
(+) Flujo de la operación	3,786	2,933
(-) CAPEX	(3,355)	(2,437)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	400	1,713
(+) Otras actividades de inversión	177	32
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	(1,272)	(611)
(-) Pagos de dividendos	(274)	(168)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(13)	144
Efectivo y equivalentes final	13,999	6,688
Portafolio de inversiones	2,550	1,364
Caja total	16,549	8,052

Flujo de Caja:

Al cierre del 1T22, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 16.5 billones (44% COP y 56% USD), en la cual ISA aportó COP 5.8 billones.

En el primer trimestre, el principal movimiento lo generó la actividad operativa por COP 3.8 billones, con un incremento en el capital de trabajo por: i) aumento en la cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles de COP +6.3 billones asociado a un mayor nivel de precios de gasolina motor y diésel en el mercado internacional respecto al precio regulado en Colombia y ii) mayores niveles de inventarios por mayor número de ventas de crudo en tránsito y productos dada la maximización de cargas frente a entrada de unidades en mantenimiento en la Refinería de Cartagena y atención de la demanda nacional de productos.

Las principales salidas de efectivo del 1T22 fueron para CAPEX por COP 3.4 billones (1T21 COP 2.4 billones) y pago de deuda (capital e intereses) COP 1.3 billones (1T21 COP 0.6 billones), respectivamente.

Respecto a los dividendos aprobados por la Asamblea General de Accionistas el 30 de marzo de 2022, que ascienden a COP 280 por acción (69% de *payout* sobre las utilidades de 2021) o COP 11.5 billones, en abril se realizaron los siguientes pagos: i) 100% de los Accionistas minoritarios por COP 1.32 billones y, ii) primera cuota a la Nación por COP 1.58 billones.

Deuda:

Al cierre del 1T22, el saldo de la deuda en balance fue de COP 91.6 billones, equivalentes a USD 24.4 billones, disminuyendo COP 3.4 billones frente al cierre de diciembre de 2021 principalmente dada la revaluación del peso frente al dólar presentada en el 1T22 (la TRM pasó de 3,981.16 COP/USD a cierre de 2021 a 3,756.03 COP/USD a cierre de 1T22).

Como resultado del fortalecimiento del EBITDA del Grupo Ecopetrol, el indicador Deuda Bruta/EBITDA cerró en 1.8 veces, disminuyendo en 0.5 veces versus el indicador de diciembre de 2021, que cerró en 2.3 veces.

Patrimonio

El Patrimonio total del Grupo Ecopetrol al cierre del 1T22 fue de COP 89.1 billones. El patrimonio atribuible a los accionistas al cierre del 1T22 fue de COP 66.5 billones, con una disminución de COP 5.3 billones frente a diciembre de 2021, la disminución se debe principalmente al efecto neto entre las utilidades generadas en el 1T22 y los dividendos decretados en Asamblea.

Eficiencias

En 2022, el Grupo Empresarial Ecopetrol ha venido trabajando en 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. En este sentido, la estrategia de eficiencias del 2022 tiene como propósito aportar al Grupo Empresarial mejoras a las operaciones, inversiones y estrategias comerciales que permitan mitigar dichos efectos.

Al cierre del 1T22, el Grupo Empresarial ha incorporado eficiencias acumuladas en el trimestre que alcanzan un valor de COP 358.2 mil millones, cuyas principales acciones se resumen a continuación:

- Acciones enfocadas a mitigar los impactos que pueden afectar el margen EBITDA del Grupo, por COP 318.4 mil millones, concentradas en:
 - Las estrategias identificadas y que vienen siendo implementadas por el negocio de producción, enfocadas a dar respuesta a la optimización del costo de levantamiento, las cuales han aportado COP 66.5 mil millones a la fecha.
 - Estrategia de dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados, producto de la optimización del factor de dilución de los crudos, el cual paso de 13.50% a 12.53%, producto del inicio de la estrategia de dilución con GLP, lo que ha representado eficiencias por COP 61.3 mil millones.
 - Las estrategias de mejora operativa implementadas en las empresas del Midstream, cuyas eficiencias al período se ubican en COP 17.7 mil millones.
 - Las estrategias de mejoras de márgenes e ingresos desplegadas por nuestra área comercial, las operaciones de refinación y petroquímica concentradas en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, y en Esenttia, así como, los ingresos en las ventas de excedentes de energía, entre otras, cuyas eficiencias acumuladas al 1T22 han sido de COP 181.5 mil millones.
 - Las iniciativas desplegadas por nuestras áreas corporativas y de soporte, cuya contribución al resultado es de COP 19.7 mil millones.
 - A partir del 2022, como parte de la estrategia de optimización de los costos asociada al cambio del esquema de transporte y suministro de gas en nuestra refinería de Cartagena, se tiene previsto un impacto negativo de COP 28.4 mil millones, que afecta temporalmente al costo de caja de refinación. Este impacto será compensado en el resto del año por los beneficios que el cambio de esquema tendrá sobre los costos de suministro de gas.
- Eficiencias en capex por COP 39.7 mil millones: las cuales se han concentrado en la mejora del desempeño operativo y técnico de nuestros proyectos de inversión, producto de:
 - La mejora continua en la perforación y completamiento de pozos mejorando el costo en 43 USD por pie perforado (211 USD/ft en 2022 vs 254 USD/ft en 2021), mientras que el costo de completamiento experimentó un retroceso de 1 KUSD por pozo, al pasar de 333 KUSD/Pozo en el 2021 a 334 KUSD/Pozo en el 2022.
 - Las estrategias de aprovechamiento de inventarios de materiales de otros proyectos que vienen siendo desplegadas por las empresas del Midstream, las cuales han protegido la caja del Grupo en COP 3.8 mil millones.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 2022	% Participación
Producción	401	202	603	76.7%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	38	44	82	10.4%
Exploración	20	20	40	5.1%
Transporte*	0	43	43	5.4%
Corporativo**	19	-	19	2.4%
Total sin ISA	478	309	787	100.0%
Transmisión de Energía	-	175	175	87.9%

Vías	-	18	18	9.0%
Telecomunicaciones	-	6	6	3.1%
Total ISA	-	199	199	100.0%
Total	478	508	986	-

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

En el 1T22 las inversiones orgánicas del Grupo Ecopetrol ascendieron a USD 986 millones, el nivel de inversiones más alto para el primer trimestre de los últimos siete años, donde el capex ejecutado por el negocio de petróleo y gas fue de USD 787 millones, y las inversiones ejecutadas por ISA ascendieron a USD 199 millones.

El 66% del total de las inversiones fueron ejecutadas en Colombia, el restante 34% a nivel internacional. Del total de inversiones del negocio de petróleo y gas, el 76% se ejecutó en Colombia, y el restante 24% en Estados Unidos y Brasil. En el caso de ISA, Brasil y Colombia concentraron el 39% y 25% del total de inversiones respectivamente, y el restante 36% correspondió a inversiones en Chile y Perú principalmente.

A continuación, se detalla el destino de las principales inversiones realizadas durante el trimestre:

Exploración y Producción: Este segmento representó el 65% de las inversiones orgánicas del Grupo con USD 643 millones, recursos destinados principalmente a la perforación y completamiento de 131 pozos de desarrollo y 126 workovers, actividades concentradas en los campos de Rubiales, Llanito, Castilla, Chichimene y Casabe. Además, fueron perforados 5 pozos exploratorios, todos en Colombia, de acuerdo con el plan.

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 fase de terminación mecánica del proyecto de expansión de la refinería de Cartagena, en 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: Las inversiones en descarbonización y gestión eficiente de agua de las operaciones representaron cerca del 4% de la ejecución del periodo. Se destacan las inversiones en proyectos de reducción de quemadas en TEAS y emisiones de CO₂, proyectos de eficiencia energética y energía renovable (parques solares y eólicos), hidrógeno, CCUS, e iniciativas orientadas a la optimización del uso de agua en nuestras operaciones.

ISA: En el trimestre se ejecutaron inversiones totales por USD 199 millones, de las cuales USD 175 millones fueron en el negocio de transmisión de energía, USD 18 millones en vías y USD 6 millones en telecomunicaciones.

II. Resultados por Segmento de Negocio

1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Exploración

Durante el 1T22, Ecopetrol y sus socios perforaron siete pozos exploratorios en el *onshore* colombiano:

1. El Niño-2: fue declarado exitoso al confirmar la extensión del descubrimiento El Niño-1 en la Formación Guadalupe, al encontrar crudo de 27 grados API, el pozo actualmente se encuentra en pruebas extensas.
2. Boranda Sur-3: se encuentra en evaluación (pruebas iniciales).
3. Bololó-1: fue declarado seco.
4. Pilonera-1: fue taponado y abandonado sin alcanzar el objetivo geológico.

5. SN-15: pozo estratigráfico perforado por la filial Hocol fue taponado y abandonado, este es un pozo de estudio con el cual se pudo obtener datos que permitieron aportar al conocimiento de la geología del bloque SN15.
6. Cayena-2: pozo operado a sólo riesgo por Parex y se encuentra en evaluación.
7. Caño Caranal DT-01: pozo operado a sólo riesgo por Sierracol y fue declarado seco.

La producción acumulada proveniente de pozos exploratorios en pruebas iniciales y extensas alcanzó los 220,790 bpe al cierre del 1T22 (2,453 bped promedio) principalmente de los pozos Liria YW12, Ibamaca-1, Arrecife-1 ST, Arrecife-3, Flamencos-2 y El Niño-2. El 33% de la producción corresponde a petróleo y 67% a gas.

En cuanto al fortalecimiento de la estrategia de gas, se destaca el desempeño del pozo exitoso Liria YW12 perforado en 2021 que actualmente se encuentra en pruebas extensas y que al 31 de marzo se tenía producción acumulada de 468 MMPC de gas y 35,690 barriles de petróleo. Adicionalmente en el mes de marzo inició la perforación del pozo Cupiagua XD 45 operado 100% por Ecopetrol, segundo pozo exploratorio del área con el fin de encontrar una nueva acumulación de gas e hidrocarburos livianos en proximidades al campo Cupiagua, en línea con la estrategia de *Near Field Exploration*.

En el frente de gas *offshore* en Colombia, a finales de marzo inició la perforación del pozo Gorgón-2 con el objetivo de comprobar la extensión de las arenas gasíferas de la estructura descubierta por el pozo exploratorio Gorgon-1 en el año 2017. El pozo delimitador es operado por Shell con una participación del 50% y Ecopetrol con el 50% restante.

Por otra parte, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) aprobó la cesión de derechos, intereses y obligaciones de la porción del área contratada correspondiente al Programa de Evaluación ORCA (PEV ORCA) del contrato E&E Tayrona que ostentaba Petrobras, a favor de Ecopetrol S.A., quien será el titular y operador del 100% de dicha porción.

En marzo de 2022, Parex Resources y Ecopetrol suscribieron un otrosí al *Farm- Out- Agreement* del activo Capachos (50% Ecopetrol – 50% Parex) localizado en el departamento de Arauca. El acuerdo contempla la perforación de 2 pozos exploratorios, con objetivo a las formaciones Guadalupe y Gachetá, y un trabajo de *workover* en el pozo Andina 3, con el propósito de desarrollar reservas adicionales de gas en la formación Gachetá. Las inversiones de esta segunda fase exploratoria permitirán ampliar el horizonte de producción de crudo y gas y la posibilidad de incorporar nuevas reservas en este importante activo de la cuenca del piedemonte llanero.

En lo relacionado a la actividad sísmica en Colombia, se adelantan actividades de viabilidad para los proyectos sísmicos operados por Ecopetrol en los bloques Llanos-121 y Flamencos y operados por la filial Hocol en los bloques SSJN-1 y Llanos-100. Para el programa sísmico Flamencos 3D ya fue elegida la compañía Petroseismic para realizar las fases pre-operativa y operativa del proyecto.

En el ámbito internacional, Ecopetrol Brasil participó en el 3er Ciclo de Oferta Permanente de la ANP, realizado el 13 de abril y como resultado le fueron adjudicados 6 bloques costa afuera en la región sur de la prolífica cuenca de Santos, donde tendrá una participación del 30% y Shell el 70% como operador. Con esta nueva adquisición se completa un total de 12 bloques en Brasil, de los cuales 10 son exploratorios y 2 adicionales en fase de desarrollo. En cuanto a la actividad sísmica, se destaca la compra de 2,595 Km² de información sísmica en la cuenca Santos.

Producción

La producción del Grupo Ecopetrol para el 1T22 fue de 692 kbped, de los cuales Ecopetrol S.A. aportó 620 kbped y las filiales 72 kbped. El aporte del gas fue de 19.8% (136.7 kbped) y de los productos blancos 3.8% (26.2 kbped), para un aumento total del gas natural de 9.4 kbped respecto al 1T21.

La producción aumentó en 16.3 kbped frente al mismo periodo del año anterior debido principalmente a: i) la anticipación en la perforación y completamiento de pozos en Permian permitiendo iniciar el año con un mejor nivel de producción; ii) mejores ventas de gas, producto de la recuperación de los mercados térmicos y no regulado; iii) el recibo de la operación de 6 campos del activo Nare, después de la finalización del contrato de asociación

con la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltda; iv) los resultados del pozo exploratorio Liria YW12 y el aporte del pozo Flamencos; v) mayor participación en producción por efecto precio del crudo en activos como Llanos Norte, Quifa y La Cira Infantas y, vi) recuperación de la producción en el campo Castilla una vez levantadas las restricciones operativas relacionadas con el manejo del agua.

Respecto al 4T21, la producción disminuyó 0.4% (2.7 kbped) debido principalmente a: i) bloqueos presentados en los campos Yariguí, Capachos y CPI Suroriente y ii) mantenimientos y actividades operacionales. Como reto se tienen los impactos de logística que se vienen presentando a nivel mundial; sin embargo, se mantiene el rango estimado de producción para el año de entre 700 y 705 kbped.

Durante el trimestre se perforaron y completaron 131 pozos de desarrollo en el GE, 40 más que el mismo periodo del año anterior, con un promedio de ocupación de 26 equipos.

Por su parte, los campos con tecnologías de recobro secundario y terciario continúan aportando el 38% de la producción del GE. Como aspecto a resaltar, a finales del 2021 finalizó el piloto de CEOR en Chichimene y se encuentra en evaluación de resultados.

Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Production - mboed	1Q 2022	1Q 2021	Δ (%)
Crude Oil	487,6	486,2	0,3%
Natural Gas	132,3	130,3	1,5%
Total Ecopetrol S.A.	619,9	616,5	0,6%
Crude Oil	16,0	20,4	(21,6%)
Natural Gas	20,0	19,1	4,7%
Total Hocol	36,0	39,5	(8,9%)
Crude Oil	0,0	0,6	(100,0%)
Natural Gas	0,0	0,1	(100,0%)
Total Savia	0,0	0,7	(100,0%)
Crude Oil	8,4	11,0	(23,6%)
Natural Gas	1,0	1,8	(44,4%)
Total Ecopetrol America	9,4	12,8	(26,6%)
Crude Oil	17,1	4,0	327,5%
Natural Gas	9,6	2,2	336,4%
Total Ecopetrol Permian	26,7	6,2	330,6%
Crude Oil	529,1	522,2	1,3%
Natural Gas	163,0	153,5	6,2%
Total Ecopetrol Group	692,1	675,7	2,4%

Notas: La producción bruta incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada Compañía. La producción de gas + GLP para 1T22 fue de 152.3 kbped vs 1T21 de 146.2 kbped.

Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) en Yacimientos No Convencionales

Respecto a los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), el 22 de febrero se llevó a cabo en Puerto Wilches, la Audiencia Pública Ambiental sobre el proyecto Kalé, y el 25 de marzo mediante Resolución No. 00648 la autoridad otorga la licencia ambiental para dicho proyecto. Los siguientes pasos para que ésta quede en firme son: i) resolución por parte de la Autoridad Ambiental de los 7 recursos de reposición interpuestos por terceros intervinientes y Ecopetrol a la resolución emitida y, ii) resolución de las tres tutelas en curso, de las cuales, una, el 21 de abril reconoció a Afrowilches como comunidad a consultar y ordenó la suspensión del proceso de evaluación de las Licencias Ambientales de los Proyectos Kalé y Platero, ante lo cual, Ecopetrol inició el trámite con el Ministerio del Interior para la realización de la consulta, pero a su vez impugnó el fallo. Dado lo anterior, se estima contar con la licencia al tercer trimestre del 2022.

Respecto al PPII Platero, el 15 de febrero del año en curso se radicó ante la ANLA el estudio de Impacto Ambiental (EIA). Como siguientes pasos se tienen: i) resolución de la tutela que suspendió el proceso de evaluación de la Licencia Ambiental de Kalé y Platero y ii) realización de la Audiencia Pública Ambiental.

En ambos casos se avanzó en las conversaciones con las comunidades en cuanto a los temas de Programa de Beneficio a las Comunidades PBC y el Plan de Económico de las Comunidades PEC, las mesas y submesas de diálogo han continuado, así como los diferentes espacios de comunicación donde se dan a conocer los avances y se despejan las dudas respecto de los PPII.

Permian

En el 1T22 la operación conjunta de Ecopetrol y OXY en la cuenca Permian, en Texas, logró resultados en línea con el plan de actividad. Se destaca la perforación de 23 pozos, el completamiento de 21 pozos y la puesta en producción de 31 nuevos pozos. A cierre del 1T22 la asociación cuenta con un total de 135 pozos operados en producción y alcanzando una producción promedio en marzo de 61.4 kbped (para la asociación antes de regalías) y 30.1 kbped (neto Ecopetrol antes de regalías). Para el trimestre, la producción promedio fue 26.7 kbped (neto Ecopetrol antes de regalías).

En términos financieros se destaca para el 1T22, la generación de un EBITDA de USD 111 millones con un margen del 87% y un OPEX de 3.5 USD/BI.

A continuación, se destaca la materialización de logros importantes, tales como:

- Tiempos de perforación promedio por pozo se mantienen en 13.7 días, acorde al promedio del 2021.
- Perforación, completamiento y puesta en producción de 12 pozos con más de 15,000 pies de longitud lateral.
- Se implementó el uso continuo del equipo de cementación offline, permitiendo reducir los tiempos de espera por fragüe en alrededor de ~9 horas por pozo.
- En materia ambiental, se logró reciclar en operaciones de completamiento alrededor de 2.1 millones de barriles de agua y sustituir hasta un 35% el volumen de diésel por gas natural comprimido (CNG).

En cuanto al proceso de transferencia de conocimiento, este continúa en ejecución de manera activa contando a la fecha con 25 empleados de Ecopetrol asignados como secondees en las operaciones de la asociación.

Para finalizar, se resalta que las expectativas de desempeño del 2022 continúan en línea con el plan, que contempla la perforación de alrededor de 104 pozos y el completamiento de 100 pozos, con un aporte en producción para el promedio día año entre 32 a 34 kbped (neto Ecopetrol antes de regalías) y unas inversiones entre 700 a 800 MUSD (neto Ecopetrol).

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol¹

USD/BI	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Costo de Levantamiento*	8.66	7.52	15.2%
Costo de Dilución**	6.25	3.50	78.6%

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

Costo de Levantamiento

En el 1T22 el costo de levantamiento se situó en 8.66 USD/BI, +1.14 USD/BI respecto al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por:

Efecto Costo (+2.21 USD/BI): Aumento en costos principalmente por:

- Reactivación de actividad tras el levantamiento de las restricciones relacionadas con la pandemia de COVID-19.

¹ 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.

- Aumento en tarifa de energía eléctrica por mayores tarifas globales de energía y aumento del consumo del Sistema de Interconexión Nacional (SIN).
- Incremento de intervenciones a pozo con el objetivo de mantener los niveles de producción en los campos.
- Incremento de actividad de subsuelo, superficie y mantenimientos, producto de la reactivación económica.

Efecto por tasa de cambio (-0.88 USD/BI): Aumento de la tasa de cambio promedio en +360.68 pesos/dólar.

Efecto Volumen (-0.19 USD/BI): Incremento en la producción explicado por las razones antes mencionadas.

Costo de Dilución

El costo unitario de dilución se ubicó en 6.25 USD/BI, +2,76 USD/BL respecto al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por: i) Incremento del precio de compra de la nafta en 38.15 USD/BI, pasando de 61.26 USD/BI en el 1T21 a 99.41 USD/BI en el 1T22, asociado a las condiciones actuales de mercado, ii) impacto positivo por el efecto de la TRM, y iii) menor volumen de compra de barriles de nafta en 732 barriles, por el menor consumo en la cadena debido a la entrada en operación de los proyectos de dilución en Apiay y Cusiana.

Resultados Financieros del Segmento

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

Miles de Millones (COP)	1T 2022	1T 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	18,938	13,216	5,722	43.3%
Depreciación, amortización y agotamiento	1,597	1,616	(19)	(1.2%)
Costos variables	5,552	5,226	326	6.2%
Costos fijos	2,569	2,076	493	23.7%
Costo de ventas	9,718	8,918	800	9.0%
Utilidad bruta	9,220	4,298	4,922	114.5%
Gastos operacionales y exploratorios	1,155	703	452	64.3%
Utilidad operacional	8,065	3,595	4,470	124.3%
Ingresos (gastos) financieros	(406)	(493)	87	(17.6%)
Resultados de participación en compañías	(1)	7	(8)	(114.3%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	7,658	3,109	4,549	146.3%
Provisión impuesto a las ganancias	(2,668)	(977)	(1,691)	173.1%
Utilidad neta consolidada	4,990	2,132	2,858	134.1%
Interés no controlante	21	21	0	0.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	5,011	2,153	2,858	132.7%
EBITDA	9,862	5,342	4,520	84.6%
Margen EBITDA	52.1%	40.4%	-	11.7%

Los **ingresos** del 1T22 aumentaron frente al 1T21, soportados principalmente en: i) incremento en los precios del Brent y tasa de cambio y ii) mayores ventas de exportación de crudos, derivado de las menores entregas a las refinerías dados los mantenimientos programados.

El **costo de ventas** del 1T22 aumentó frente al 1T21, debido a:

- Mayor costo en las compras por incremento en los precios de crudo, compensado parcialmente por menores volúmenes de compras a la ANH.
- Mayor ejecución de costos por: i) incremento de consumo de energía regulada en Cravo Norte, asociado con el desarrollo del proyecto de cambio de fuente de autogeneración para reducir huella de carbono, ii) incremento en la actividad del 1T22, reflejada en el número de intervenciones a pozos, mantenimientos y

trabajos de integridad y iii) incremento de materiales de procesos y áreas de apoyo asociados a la reactivación de la actividad operacional.

- Incremento en los niveles de inventario de crudo asociado principalmente a mayores cargamentos en tránsito.
- Mayor costo de transporte debido a: i) mayor tasa de cambio, ii) mayores tarifas frente al 1T21 y iii) mayor volumen de transporte de gas en Teca-Nare, compensado parcialmente con ahorro en las tarifas por adquisición del Oleoducto El Morro-Araguaney.

Los **gastos operacionales (netos de ingresos)** del 1T22 aumentaron frente al 1T21, principalmente por:

- Baja de activos asociados a la salida del proyecto Rydberg en Ecopetrol América.
- Atentados y hurtos de crudo en los oleoductos OTA y Caño Limón.
- Aumento de los gastos de operación aduanera principalmente hacia el mercado asiático (mayores operaciones de fletamento y tarifas).
- Mayor ejecución de convenios de inversión social, ambiental y apoyo a fuerzas armadas.

El **gasto financiero neto (no operacional)** del 1T22 disminuye frente al mismo trimestre del año anterior, principalmente por: i) el efecto de la diferencia en cambio producto de la revaluación del peso frente al dólar dada la posición pasiva del segmento y ii) mayores rendimientos del portafolio de inversiones.

2. TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Crudo	757.3	732.9	3.3%
Productos	283.5	274.5	3.3%
Total	1,040.8	1,007.4	3.3%

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

El volumen total transportado del 1T22 aumentó en 33.4 kbd frente al 1T21, explicado por capturas de barriles de crudo adicionales y aumento en el transporte de productos refinados por el efecto de la recuperación de la actividad económica.

Crudos: En el 1T22 los volúmenes transportados aumentaron 3.3% frente a 1T21, debido al recibo de crudos de la Asociación Nare en el Sistema Vasconia – GRB, y capturas de barriles adicionales que están ingresando desde el Oleoducto de los Llanos. Aproximadamente el 84.4% del volumen de crudo transportado es propiedad del Grupo Ecopetrol. Durante este trimestre se presentaron 11 afectaciones a los oleoductos originados por terceros, disminuyendo en un 8% frente al 1T21. Por otro lado, la instalación de válvulas ilícitas disminuyó en un 26.5%.

Productos Refinados: En el 1T22 los volúmenes transportados de refinados aumentaron en un 3.3% frente al 1T21, principalmente por la recuperación de la actividad económica. Aproximadamente el 28.2% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol. Durante el trimestre la instalación de válvulas ilícitas aumentó un 45% frente al 1T21.

Construcción del tanque de almacenamiento en Pozos Colorados: Con el objetivo de aumentar la capacidad del almacenamiento operativo en la terminal de Pozos Colorados, el día 25 de marzo de 2022 se terminó la construcción de un tanque de almacenamiento con una capacidad nominal de 260 kbbs. Del 25 al 31 de marzo, se llenó con Gasolina Motor con resultados satisfactorios y el 1 de abril se completó el primer despacho del tanque al sistema Pozos Colorados – Galán. La infraestructura es el primer tanque de almacenamiento del país que se construye bajo el sistema de elevación de anillos, con un techo geodésico de 61 metros de diámetro y 13 metros de altura, convirtiéndose en el tanque con techo geodésico más grande construido en Colombia.

Estabilización proyectos de Codilución en Apiay y Cusiana: Los proyectos de Codilución en Apiay y Cusiana viabilizaron el uso del GLP como diluyente para crudos mediante el montaje de facilidades en las Plantas. Este

servicio generó importantes beneficios económicos al Grupo Ecopetrol y a sus clientes, representando ahorros en costos de dilución durante el 1T22 de USD 17.5 millones (Apiay USD 7.9 millones y Cusiana USD 9.6 millones).

Transporte al Llano de combustibles por Poliducto Apiay: Con el transporte de productos refinados a través del Poliducto Oriente y el desarrollo del llenadero de Apiay, superamos la meta de transportar 3.3 kbd gracias al aumento de la demanda en la zona, asegurando la confiabilidad en el abastecimiento del departamento del Meta.

Costo por Barril Transportado

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Costo por Barril Transportado	2.77	2.99	(7.4%)

El costo por barril transportado acumulado a marzo de 2022 se ubicó en 2.77 USD/BI y disminuyó 0.22 frente a marzo de 2021 principalmente por:

Efecto costo (+0.16 USD/BI): Aumento en el costo variable debido a un incremento en el consumo de energía y materiales, producto de los mayores volúmenes transportados, sumado a aumentos en tarifas derivados a condiciones del mercado. Adicionalmente, se generó una mayor depreciación debido al cambio del método de depreciación de Oleoducto Bicentenario, realizado al cierre de 1T22.

Efecto volumen (-0.10 USD/BI): Menor costo por barril debido a mayor volumen transportado de crudo y productos, derivado de capturas adicionales y recuperación de la demanda de gasolina y diésel en el país.

Efecto tasa de cambio (-0.28 USD/BI): aumento por la tasa de cambio mencionado anteriormente.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	1T 2022	1T 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,063	2,808	255	9.1%
Depreciación, amortización y agotamiento	327	286	41	14.3%
Costos variables	157	132	25	18.9%
Costos fijos	341	360	(19)	(5.3%)
Costo de ventas	825	778	47	6.0%
Utilidad bruta	2,238	2,030	208	10.2%
Gastos operacionales	199	184	15	8.2%
Utilidad operacional	2,039	1,846	193	10.5%
Ingresos (gastos) financieros	(197)	139	(336)	(241.7%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,842	1,985	(143)	(7.2%)
Provisión impuesto a las ganancias	(655)	(593)	(62)	10.5%
Utilidad neta consolidada	1,187	1,392	(205)	(14.7%)
Interés no controlante	(241)	(270)	29	(10.7%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	946	1,122	(176)	(15.7%)
EBITDA	2,419	2,187	232	10.6%
Margen EBITDA	79.0%	77.9%	-	1.1%

Los **ingresos** del 1T22 aumentaron frente al 1T21, principalmente por el efecto de: i) mayores volúmenes transportados de crudo de terceros, ii) incremento en los volúmenes transportados de productos refinados debido a la recuperación de la demanda local, iii) mayor tasa de cambio promedio y iv) actualización anual de tarifas. Estos efectos se compensan parcialmente con la reducción del ingreso por concepto de Margen Plan de continuidad que hacía parte de las tarifas de transporte hasta abril de 2021.

El **costo de ventas** del 1T22 aumentó frente al 1T21, principalmente por el efecto de: i) mayor depreciación derivada del cambio de método de depreciación de Oleoducto Bicentenario, realizado desde el primer trimestre de 2022 y ii) incremento en los costos variables de energía eléctrica y materiales, asociado principalmente a los mayores volúmenes transportados y aumentos en tarifas derivadas de las condiciones del mercado. Lo anterior se ve compensado parcialmente con una reducción del costo fijo asociada principalmente a eficiencias generadas por la entrada del nuevo modelo operativo del segmento.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 1T22 incrementaron principalmente frente al 1T21, debido a mayores actividades de inversión social e incrementos en los gastos de pólizas de seguros.

El **resultado financiero neto** (no operacional) del 1T22 disminuyó, debido al efecto cambiario sobre la posición neta activa en dólares del segmento.

3. REFINACIÓN

En el 1T22, el segmento de Refinación registró paradas de plantas programadas en ambas refinerías con el objetivo de asegurar la disponibilidad operacional y confiabilidad de los activos, lo cual fue acompañado por resultados destacables en el desempeño HSE. Las refinerías alcanzaron una carga consolidada de 324.9 kbd y un margen bruto integrado de 13.9 USD/BI, récord trimestral desde 2016, frente a una carga de 360.2 kbd y un margen bruto integrado de 10.1 USD/BI en el 1T21.

Estos resultados se explican principalmente por: i) fortalecimiento de la canasta de productos vs. Brent; ii) gestión activa de optimización de inventarios en ambas refinerías y eficiente estrategia comercial para conseguir oportunidades de negocio; iii) planeación integrada de la cadena logística que permitió suplir la demanda de productos requeridos por el mercado durante las actividades de paradas de plantas; iv) aprovechamiento de amplios márgenes de PP²-PGP y spread PGP³-PGR⁴, así como altos niveles de entregas de PGR por parte de las refinerías a Esenttia; v) mantenimientos mayores programados en ambas refinerías, completando el 50% del plan de paradas de plantas del 2022; y vi) costo de caja del segmento con leve incremento frente al 1T21, principalmente por menores niveles de carga asociado a las paradas para mantenimiento mencionadas.

Refinería de Cartagena

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

Refinería de Cartagena	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Carga* (kbd)	133.9	143.3	(6.6%)
Factor de Utilización (%)	75.1%	74.7%	0.5%
Producción Refinados (kbd)	128.7	139.2	(7.5%)
Margen Bruto (USD/BI)	18.6	8.1	129.6%

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

En el 1T22, la refinería de Cartagena registró un récord histórico trimestral en su margen bruto, debido principalmente a: i) mejor rendimiento de gasolinas (+6.4%) por mayor carga en la unidad de Cracking; y ii) fortalecimiento en precio de productos compensando los mayores precios del crudo. Lo anterior contrarrestó: i) el menor nivel de carga impactado por la ejecución de la parada programada de planta de la Hidrotratadora de Diesel U-108 y de una de las plantas de H2, ambos eventos ya finalizados. Se destaca durante el periodo un buen desempeño en la confiabilidad de las unidades Crudo, Coker, Cracking, Hidrocracking y Servicios Industriales, dando estabilidad operativa a la refinería permitiendo la captura de los altos márgenes mencionados.

² PP: Polipropileno

³ PGP: Propileno Grado Polímero

⁴ PGR: Propileno Grado Refinería

Refinería de Barrancabermeja

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

Refinería de Barrancabermeja	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Carga* (kbd)	190.9	216.9	(12.0%)
Factor de Utilización (%)	56.9%	85.0%	(33.1%)
Producción Refinados (kbd)	193.8	220.9	(12.3%)
Margen Bruto (USD/Bl)	10.6	11.5	(7.8%)

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

La carga y el margen bruto en el 1T22 se vieron afectados por: i) mantenimiento programado de la TEA 6 que dejó a las plantas que procesan fondos y la unidad cracking UOP I fuera de servicio, así como ii) la finalización de la parada programada de la *cracking Orthoflow*, que se había iniciado en el 4T21, alcanzando una ejecución exitosa del 60% del plan de paradas del 2022; y iii) menor disponibilidad de crudo liviano.

La refinería de Barrancabermeja cumplió sus primeros 100 años el pasado 18 de febrero, atendiendo la demanda de combustibles limpios al interior del país y abasteciendo la producción de petroquímicos para la industria nacional. Se proyecta hacia el futuro seguir invirtiendo en tecnología e innovación para responder a los retos de transición energética en materia de descarbonización de las operaciones, la confiabilidad de sus plantas y proyectos ambientales y de mejora de calidad de combustibles para asegurar el cumplimiento de las regulaciones en la materia.

Esenttia

Tabla 14: Ventas y Margen – Esenttia

Esenttia	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Ventas Totales (KTON)	134.9	139.6	(3.4%)
Margen Total (USD/Ton)	266.4	124.3	114.3%

En el 1T22 las ventas totales disminuyeron en 3.4% frente al 1T21, en línea con el comportamiento de la demanda regional, mientras el margen total duplicó su resultado explicado por: i) aprovechamiento de condiciones favorables de precios en el mercado asociadas a menor costo de materia prima (PGR), y una mayor valorización del producto final (PP) respecto al el intermedio (PGP); así como ii) alto nivel de entregas de PGR por parte de las refinerías.

Invercolsa

Tabla 15: Volumen de Gas Natural e Instalaciones - Invercolsa

Invercolsa	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Volumen de gas natural (Mill. m ³)	64.1	62.5	2.6%
Instalaciones	15,817	12,962	22.0%

Se mantiene tendencia positiva en los resultados, superando frente al mismo trimestre del año anterior en: i) 2.6% de volumen de gas natural debido a avances de campañas para incentivar consumos en segmentos comerciales y GNV⁵, así como estrategias de instalación a usuarios para aumentar volúmenes residenciales; y ii) 22% de instalaciones producto de campañas con énfasis en confiabilidad. Se resalta la entrada en operación de la nueva estación de gas natural en Hobo, la cual beneficia a 83 mil familias en el Huila.

En sesión del 29 abril de 2022, la Junta Directiva de Ecopetrol S.A autorizó la desinversión de la totalidad de su participación en Inversiones de Gases de Colombia S.A. (“Invercolsa”) correspondiente al 51.8% de su capital social. Dicha enajenación está sujeta a la obtención de las autorizaciones gubernamentales y al agotamiento de

⁵ GNV: Gas natural vehicular

los trámites previstos en la Ley 226 de 1995. La decisión tiene como principales finalidades la desinversión de un activo no estratégico para los objetivos de crecimiento y transición energética, y la reasignación de capital a nuevas oportunidades alineadas con la estrategia al 2040.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 16: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Costo de Caja de Refinación	4.50	4.26	5.6%

* Incluye refinерías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

El costo de caja de refinación aumentó en 0.24 USD/BI en 1T22 frente al 1T21, explicado por:

Efecto costo y volumen (0.70 USD/BI): Principalmente por menores cargas de crudo en la Refinería de Barrancabermeja (-26 kbd) y Refinería Cartagena (-9 kbd), debido principalmente a paradas de planta programadas en ambas refinерías.

Efecto tasa de cambio (-0.46 USD/BI): aumento por la tasa de cambio mencionado anteriormente.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 17: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	1T 2022	1T 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	17,118	9,681	7,437	76.8%
Depreciación, amortización y agotamiento	406	335	71	21.2%
Costos variables	14,765	8,481	6,284	74.1%
Costos fijos	474	435	39	9.0%
Costo de ventas	15,645	9,251	6,394	69.1%
Utilidad bruta	1,473	430	1,043	242.6%
Gastos operacionales	484	363	121	33.3%
Utilidad (Pérdida) operacional	989	67	922	1,376.1%
Ingresos (gastos) financieros	(167)	(291)	124	(42.6%)
Resultados de participación en compañías	54	46	8	17.4%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	876	(178)	1,054	(592.1%)
Provisión impuesto a las ganancias	(347)	33	(380)	(1,151.5%)
Utilidad neta consolidada	529	(145)	674	(464.8%)
Interés no controlante	(41)	(42)	1	(2.4%)
Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	488	(187)	675	(361.0%)
EBITDA	1,642	653	989	151.5%
Margen EBITDA	9.6%	6.7%	-	2.9%

El resultado EBITDA 1T22 para el segmento de refinación vuelve a marcar un récord histórico producto de los buenos diferenciales de mercado para el negocio de refinación y el buen desempeño de Esenttia e Invercolsa.

Los **ingresos** del 1T22 presentaron un crecimiento con respecto al 1T21 debido a los mejores diferenciales de precios de productos, principalmente en destilados medios, gasolinas y petroquímicos asociados a factores de mercado y al continuo crecimiento de la demanda de combustibles nacionales. Invercolsa tuvo crecimiento en sus ingresos dada la mayor comercialización y transporte de gas. Se resalta el buen resultado en Esenttia con buenos márgenes de Polipropileno, aprovechados con mayores cargas de Propileno proveniente de las refinерías.

El **costo de ventas** presentó un aumento en el 1T22 frente al 1T21, principalmente por: i) mayores precios de la dieta de crudos de las refinерías y las importaciones de productos, ii) un mayor volumen de importaciones de productos, principalmente diésel y gasolinas, como consecuencia del incremento en la demanda, y una intensa

actividad de paradas de planta, especialmente en la Refinería de Barrancabermeja, compensado parcialmente por, iii) capitalización de inventarios para abastecer las ventas de productos que se realizarán en el siguiente mes ante los mantenimientos de la Refinería de Cartagena.

Los **gastos operacionales** del 1T22 aumentaron frente al 1T21 respectivamente, explicados principalmente por mayores costos de comercialización asociados a mayores volúmenes de ventas.

El **resultado financiero (no operacional)** del 1T22 versus 1T21, presenta un menor gasto como consecuencia del efecto de la revaluación presentada en la tasa de cambio dada la posición neta pasiva del segmento.

4. TRANSMISION DE ENERGÍA Y VÍAS

El pasado 4 de mayo del 2022, ISA anunció sus resultados financieros y operativos del 1T22 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

Continúan en etapa de construcción 33 proyectos ubicados en los países donde ISA tiene presencia, los cuales, una vez entren en operación, se estima generarían ingresos anuales por USD 335 millones. Además, se encuentran en etapa de construcción 249 refuerzos y mejoras en Brasil, que incrementarán los ingresos anuales en aproximadamente USD 94 millones adicionales.

En Colombia se viene adelantando la construcción de varios proyectos de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) otorgadas a ISA en años pasados; en Perú, principalmente en el proyecto Coya Yána; en Chile, se adelantan ampliaciones de varias subestaciones; y finalmente en Brasil, se avanza en la construcción de proyectos de transmisión, adjudicados en años anteriores.

Se destaca la entrada en operación de 15 refuerzos y mejoras a la red de transmisión en Brasil, que se espera incrementen los ingresos anuales en aproximadamente USD 2.5 millones.

Vías

Continúa la etapa de construcción de Rutas del Loa, cuya extensión es de 136 km y registra un avance del 27%. Adicionalmente, se avanzó en la ejecución de las terceras pistas de Maipo y en las obras adicionales y de Seguridad Normativa en las Concesiones Maipo, Bosque, Ríos y Araucanía.

Telecomunicaciones

Se continuó con el avance de los proyectos de conectividad que acompañan la dinámica del negocio y el mantener el producto disponible para la consecución de los ingresos por servicios prestados. Se realizaron inversiones para el incremento en la capacidad de la red de transporte y habilitar los servicios para clientes.

Resultados Financieros

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

- El aporte al EBITDA al Grupo Ecopetrol asciende a COP 2.0 billones en 1T22, con una importante participación del negocio de transmisión de energía del 84% de este indicador.
- El EBITDA del trimestre fue apalancado por: i) mayores ingresos operacionales principalmente por el impacto positivo de las variables macroeconómicas en Brasil y Colombia, ii) la entrada en operación de proyectos de transmisión de energía en el 1T21, iii) la consolidación de dos meses adicionales de PBTE⁶ en comparación con el 1T21, y iv) un crecimiento de los costos operacionales por debajo de los ingresos operacionales.

⁶ Piratininga - Bandeirantes Transmissora de Energia S.A.

- La utilidad neta de ISA fue de COP 0.4 billones en 1T22 que evidencia una disminución del 15.1% versus los resultados de 1T21 principalmente por mayores gastos financieros y diferencia en cambio generado por los mayores niveles de inflación principalmente en Chile y Brasil. El aporte a la utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol en el 1T22 fue de COP 0.2 billones y para el año corrido desde la adquisición de ISA de COP 0.5 billones.
- 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 -0.1 billones.

III. SosTECnibilidad

Energías Renovables

Durante el 1T22 se avanzó en el desarrollo y construcción del Parque Solar Llanos Norte (40 MW) y el Ecoparque Solar Brisas (26 MW) a través de contratos PPA, además en la maduración e implementación de diversos proyectos solares, eólicos y de geotermia, que aportarán, a cierre 2022, cerca de 93 MW adicionales a la meta de 400 MW a 2023.

A cierre del 1T22, el Grupo Ecopetrol ha logrado la incorporación de 112.5 MW de energía renovable en su matriz de suministro a partir de los Parques Solares Castilla (21 MW) y San Fernando (61 MW) en operación, la subasta renovable de la UPME 2019 (30 MW) y pequeñas granjas solares de Cenit (0.5 MW), generando ahorros en el costo de energía por COP 12.7 mil millones y la reducción de cerca de 21,063 toneladas de CO₂e equivalente para el mismo periodo.

Eficiencia Energética

La optimización de la demanda de energía acumulada desde el inicio de la ejecución del programa en el 2018 y con corte al 1T22 corresponde a una reducción equivalente acumulada de 26.7 MW en energía eléctrica (3.3%⁷), ahorro de COP 72.0 mil millones y 85 mil toneladas de CO₂e evitadas. En 2022 el programa se enfoca en mejora de los procesos por i) implementación tecnológica asociada a motores de imágenes permanentes, optimización de facilidad central de procesamiento y plantas de agua para disposición en Rubiales y procesos de extracción y recolección, ii) inicio de análisis de plantas de proceso en la Refinería de Barrancabermeja y iii) la cobertura de nuevas estaciones de transporte en Cenit. Durante el 1Q del 2022 se optimizó una demanda equivalente a 1.6 MW en energía eléctrica COP 3.7 mil millones de ahorros y 1.3 mil toneladas de CO₂e evitadas, estos logros permitieron cumplir anticipadamente la meta de aumento en 3% la eficiencia energética a 2022.

Hidrógeno

En el 1T22, el Grupo Ecopetrol inició la producción de hidrogeno verde con su primer proyecto piloto de producción en Colombia con la entrada en operación el electrolizador de tecnología PEM (*Proton Exchange Membrane*, por sus siglas en inglés) de 50 kilovatios y 270 paneles solares, ubicados en la Refinería de Cartagena, el cual, durante los próximos tres meses, utilizará aguas industriales de la refinería para producir diariamente 20 kg de hidrógeno verde de alta pureza (99.99%). Ejecutaremos un plan robusto para la producción de hidrógeno verde, azul y blanco, que esperamos aporte entre el 9% y el 11% a la meta de reducción del 50% de las emisiones de alcance 1, 2 y 3 al 2050.

Para el 2022, el plan contempla una inversión de USD 6 millones en el desarrollo del mencionado piloto en la Refinería de Cartagena; la movilidad de un bus de 50 pasajeros con celda de hidrógeno del transporte masivo en alianza con Fanalca; el desarrollo de factibilidad de nuevas plantas de hidrógeno verde/azul en las refinerías de entre 40 y 60 MW cada una, y la evaluación de concentraciones de hidrógeno blanco en diferentes regiones del país.

⁷ Porcentaje calculado con una demanda proyectada para el 2022 de 861 MW

El hidrógeno que se produzca tendrá cuatro aplicaciones: uso en operaciones propias, movilidad sostenible, mezcla de hidrógeno con gas para uso térmico y nuevos productos de bajo carbono para mercado doméstico y de exportación.

En el desarrollo de aliados, se contó con la participación durante la etapa de showroom de 13 compañías preseleccionadas de la etapa de RFI. Actualmente se está analizando la información recopilada y se proyecta terminar esta etapa en junio.

Gestión Integral del Agua

Durante el 1T22 Ecopetrol reutilizó 30.3 millones de metros cúbicos de agua (2.1 millones de barriles por día), lo que representa un aumento del 10% con respecto al 1T21 y equivale al 76% del total de agua requerida para operar en este periodo. Estos resultados se han logrado gracias a la implementación de buenas prácticas de reutilización y recirculación de agua, implementadas en las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, así como en los campos de producción⁸.

Así mismo, la captación de metros cúbicos de agua fresca disminuyó 10% con respecto al 1T21 (9.38 millones de metros cúbicos de agua fresca, equivalente a 0.66 millones de barriles por día), explicado principalmente por disminuciones en los volúmenes de inyección en campos de producción. Este volumen representa el 24% del total de agua requerida para operar en Ecopetrol en este periodo.

Así mismo, durante el 1T22 se reusaron 1.03 millones de metros cúbicos de aguas de producción tratadas del Campo Castilla (72 mil barriles por día en promedio) en actividades agrícolas y pecuarias en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) en el Municipio de Acacías (Departamento del Meta), lo cual representa un aumento del 61% versus el 1T21.

Por otro lado, Ecopetrol, Accenture y Amazon Web Services lanzaron el proyecto para la gestión integrada del agua, que permite la simulación y optimización de los procesos de captación, uso y deposición del agua en tres activos del Grupo Ecopetrol, el cual es un primer gran paso para lograr nuestra ambición de Neutralidad del Agua y los Objetivos de Sostenibilidad en la industria energética.

En la misma línea de investigación, en el Campo Rubiales se desarrolla un piloto para desplegar un modelo subsuelo-superficie basado en inteligencia artificial (IA), con el objetivo de evolucionar la caracterización de yacimientos y asistir con IA la operación y optimización de los campos, con foco en optimizar el recobro y minimizar la producción de agua para el activo.

Cambio Climático - Descarbonización

Ecopetrol definió y aprobó la meta de reducción de emisiones para el año 2022, que corresponde a 262,761 tCO_{2e}, y que estará soportada por la implementación de alrededor de 45 nuevas iniciativas de mitigación en áreas operativas.

En línea con la meta de alcanzar cero emisiones netas de carbono al 2050, en el 1T22 se obtuvo por parte de la firma internacional *Ruby Canyon Environmental*, la verificación de 490,115 tCO₂ reducidas correspondiente a los siguientes proyectos:

- Proyecto “Despacho técnico-económico de Energía – Refinería de Barrancabermeja, que logró una reducción de 413,824 tCO_{2e} para el periodo de octubre de 2019 a mayo de 2021.
- Proyecto “Suministro de energía eléctrica por medio de generación in situ con gas asociado del campo Casabe Peñas Blancas”, que logró una reducción de 26,974 tCO_{2e} para el periodo de octubre de 2019 a agosto de 2021.

⁸ Incluye, entre otros: i) reutilización/recirculación de agua en las refinerías principalmente en recuperación de condensados, y sistemas contraincendios; ii) actividades de perforación reutilizan aguas residuales domésticas e industriales que después de pasar por tratamientos terciarios, se utilizan nuevamente en la elaboración de lodo de perforación, lavado de equipos, agua de refrigeración para las bombas y usos industriales; iii) reutilización de aguas de producción principalmente en reinyección para mantener la presión de los yacimientos o aumentar la producción de hidrocarburos.

- Programa de aprovechamiento de gas asociado de Ecopetrol, que incluye el aprovechamiento de gas en 4 campos (Orito y Colon de Ecopetrol, Palagua y Cañada Norte operados por UT IJP y Hocol respectivamente), que logró una reducción de 34,912 tCO_{2e} para el periodo de marzo a septiembre de 2020.
- Proyecto “Primera sombrilla de generación solar fotovoltaica de Ecopetrol” que logró una reducción de 14,405 tCO_{2e} para el periodo de octubre de 2019 a septiembre de 2020.

Biodiversidad

En marco de la iniciativa nacional “Sembrar Nos Une”, al 1T22 el Grupo Ecopetrol ha aportado 4,534,416 árboles, que equivale a un cumplimiento del 76% de la meta establecida en 2022 (6 millones de árboles). Se destaca la contribución de ISA a la meta con la siembra de 330 mil árboles.

En el marco de la implementación del portafolio de Soluciones Naturales del Clima, para el desarrollo de proyectos de reducción/ remoción de emisiones, se firmó un acuerdo de cooperación con ISA para aunar esfuerzos y contribuir en el marco del Programa Conexión Jaguar, el Proyecto de Conservación y Conectividad de los Bosques y Humedales del Distrito Regional de Manejo Integrado Ciénagas de Barbacoas, en el Magdalena Medio.

Con la firma de estos proyectos se adelantan acciones tempranas que habilitan oferta de carbono, con un potencial de más de 1 MtCO₂/año que habilitará compensaciones a partir del 2030 y que nos permitirá avanzar en el cumplimiento de la meta de reducción de emisiones a 2050.

NPor otra parte, ISA lanzó el programa Conexión Puma, con el fin de proteger en Chile, 20,878 hectáreas de bosque y reducir 222,904 toneladas de CO₂ para el año 2030, que se sumarían a las proyecciones actuales de más de 7 millones de toneladas de CO₂ mitigadas y más de 828,000 hectáreas protegidas.

Inversión Social y Ambiental

En el 1T22 el Grupo Ecopetrol destinó recursos de Inversión Social, Ambiental y Relacionamiento en proyectos de Desarrollo Sostenible en el marco de la Estrategia de Entorno por un valor de COP 68,130⁹ millones que incluyen inversiones de carácter estratégico y regulatorio. Se destaca la masificación del servicio de gas a familias en Arauca y Boyacá, el mejoramiento de infraestructura en Putumayo, Cundinamarca y Santander y la Finalización del programa Ecopetrol Emprende en el Meta.

Por otra parte, el Grupo Ecopetrol tiene asignados COP 402,614 millones del mecanismo de Obras por Impuestos entre los años 2017 y 2020, con 43 proyectos en 14 departamentos del país. Con corte al 1T22 se han finalizado 31 proyectos por un valor de COP 285,460 millones destacando la finalización de la ejecución de 3 obras de infraestructura: Construcción de placa huella para vías terciarias en Aguazul (Casanare) e Ipiales (Nariño) y el mejoramiento de la vía Paujil- Cartagena del Chaira Etapa 3, por un valor estimado de COP 53,155 millones, que benefician a 260,689 habitantes de 6 municipios con 18,8 kilómetros de vías mejoradas.

Comunidades y Entorno

Desde Ecopetrol, se mantiene el relacionamiento permanente con el Gobierno Nacional y demás entidades del Estado con el fin de asegurar su acompañamiento en diferentes situaciones de conflictividad social que derivan en afectaciones a nuestras actividades en región donde operamos. Movilizaciones en el sur de Bolívar y Arauca-Catatumbo en protesta por la erradicación de cultivos ilícitos y vías de hecho hacia nuestros activos en departamentos como el Casanare, Huila y el Meta, han derivado en escenarios de diálogo con la garantía del acompañamiento institucional, generando procesos de concertación que contribuyen a la paz territorial y consecuente viabilidad de nuestra operación.

⁹ La inversión en el 1T22 se divide en: i) Inversión Estratégica por COP 65,938 millones (incluye la ejecución en 2022 de los proyectos de Obras por Impuestos que corresponde a COP 13,202 millones por Ecopetrol S.A.) ii) Inversión Obligatoria por COP 2,192 millones. No se reportan cifras de CENIT (segmento transporte) y HOCOL en el presente informe, dado que la información se encuentra en proceso de consolidación para el 2022; por lo cual las cifras se reportarán de forma acumulada en el informe del 2T22.

Se cerró la consulta previa realizada para el proyecto Chinchiná-Pereira con los resguardos Suratena y Altomira de la étnica Embera, ubicados en el municipio de Marsella, Risaralda. Las comunidades de ambos resguardos firmaron las actas de cierre de los procesos dando por cumplidas todas las medidas de manejo acordadas para el desarrollo del proyecto.

Responsabilidad Corporativa

En el 1T22 Ecopetrol publicó su Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2021¹⁰, el cual fue presentado y aprobado en la Asamblea General de Accionistas.

Por otro lado, en el 1T22, Ecopetrol presentó los resultados de su encuesta anual a los grupos de interés que, por primera vez, se centró en las percepciones y expectativas de nuestros grupos de interés sobre los temas de sostenibilidad, específicamente los 28 elementos materiales priorizados por Ecopetrol tras su ejercicio de materialidad. Los resultados de la encuesta, que están disponibles en nuestra página web. Estos resultados se utilizarán para calibrar la materialidad de la Compañía y guiar el desarrollo de los planes anuales de relacionamiento con los grupos de interés.

Derechos Humanos

En 1T22 se realizó una sensibilización a aproximadamente 200 administradores de contratos con el objetivo de exaltar la importancia del “Anexo de DDHH y Responsabilidad Social Empresarial” vigente desde el año 2016 y que hace parte de los anexos contractuales para proveedores. Este anexo extiende el compromiso de respeto de los DDHH a la cadena de suministro de Ecopetrol, comprometiendo a los proveedores a implementar prácticas responsables y respetuosas de los DDHH, así como a identificar, prevenir y mitigar situaciones que afecten real o potencialmente el ejercicio de estos.

Gobierno Corporativo y órganos sociales

El 30 de marzo se realizó la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas, en donde se contó con la presencia de 2,900 accionistas y 3,670 conexiones mediante streaming y redes sociales. La Asamblea fue por primera vez transmitida no solo en español sino en inglés, en un esfuerzo para brindar información oportuna a todos nuestros grupos de interés a nivel nacional e internacional.

En cumplimiento de la decisión adoptada por la Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol S.A, según la cual dicho órgano aprobó la distribución de un dividendo ordinario de COP 243 por acción y uno extraordinario, de naturaleza excepcional, equivalente a COP 37 por acción, para un total de dividendos de COP 280 por acción, equivalente a COP 11,512,674,513,255. El 21 de abril, Ecopetrol S.A. procedió con el pago total de los dividendos a sus accionistas minoritarios que ascendió a COP 1,324,899,648,800 y COP 1,585,333,200,000 al accionista mayoritario. El saldo remanente de los dividendos decretados a favor del accionista mayoritario se pagará en cuotas durante el transcurso del año y conforme a las recomendaciones del CONPES (Consejo Nacional de Política Económica y Social), se prevé como fecha máxima el 30 de septiembre de 2022.

Durante la reunión también se aprobaron, entre otros, los siguientes temas: i) el informe Anual de Gobierno Corporativo y el Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2021, y, ii) la reforma estatutaria que incluyó cambios frente a las funciones, el periodo y perfiles de la Junta Directiva. Lo anterior, contribuye al fortalecimiento del gobierno corporativo del Grupo Ecopetrol, en línea con las medidas implementadas por la Compañía desde su proceso de democratización nacional e internacional, robustecidas con ocasión del ingreso de Colombia a la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos), y constantemente actualizadas con el fin de cumplir los más altos estándares internacionales. Los principales puntos de la reforma estatutaria se encuentran disponibles en la página web.

¹⁰ Este informe ha sido elaborado de conformidad con los estándares de Global Reporting Initiative (GRI). Así mismo, el Reporte sigue los lineamientos de los siguientes marcos de reporte: i. Sustainability Accounting Standards Board (SASB) ii. Stakeholder Capitalism Metrics (SCM) del Foro Económico Mundial (WEF) iii. Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) iv. Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas - ODS v. Principios de Pacto Global.

Por su parte, el pasado 25 de marzo del 2022, ISA celebró su Asamblea General de Accionistas, en donde se ratificaron los 9 miembros de Junta Directiva que se habían elegido en Asamblea Extraordinaria de octubre de 2021. Así mismo, se aprobó el Proyecto de distribución de utilidades del ejercicio 2021 decretando dividendos por COP 829.651 millones, equivalentes al 50% de la utilidad neta, que corresponde a un dividendo ordinario de COP 749 por acción, para las 1.107.677.894 acciones ordinarias en circulación, y la constitución de reservas patrimoniales.

Tecnología e Innovación

Al cierre del 1T22 se capturaron beneficios de la **agenda digital** por USD 17.14 millones, aumentando en 43% frente al 1T21 (USD 12 millones). Así mismo, se realizó el despliegue en operación de 8 soluciones digitales con impacto positivo en el nuevo normal, la gestión de proyectos y la gestión de abastecimiento, profundizando los procesos de transformación de las áreas de negocio.

En las **fábricas digitales**, en el 1T22 se han certificado beneficios por USD 0.52 millones asociados principalmente a productos robóticos que han automatizado actividades en procesos administrativos en empresas del Grupo Ecopetrol como Esenttia y Ecopetrol S.A. Adicionalmente se capturan beneficios por USD 0.46 millones gracias a la productividad robótica y al sistema de gestión documental. Así mismo, se dio inicio del proyecto para la gestión integrada del agua, que permite la simulación y optimización de los procesos de captación, uso y disposición del agua en tres activos del Grupo Ecopetrol, el cual es un primer gran paso para lograr la meta de ser agua neutral al 2045.

En el frente de **innovación** en el 1T22, destacamos el inicio en la ejecución del Centro de Innovación y Tecnología del Caribe en Cartagena, que permitirá la incorporación de capacidades regionales con foco en transición energética y petroquímica. Además, avanzamos en la creación del ecosistema EnergyTech, con la firma de un Memorando de Entendimiento (MoU) con Tecnalía, Centro de investigación y desarrollo tecnológico referente en Europa, para desarrollar ejercicios de colaboración con el ecosistema europeo con foco en Transición energética, descarbonización, activos atrapados y economía circular.

IV. Presentación de Resultados

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

Español

11 de mayo de 2022
08:00 a.m. Colombia
09:00 a.m. Nueva York

Inglés

11 de mayo de 2022
10:00 a.m. Colombia
11:00 a.m. Nueva York

Para acceder, estarán disponibles los siguientes enlaces de conexión:

Español: <https://onlinexperiences.com/scripts/Server.nxp?LASCmd=AI:4;F:QS!10100&ShowUUID=1EEBE6A7-C71D-46A3-B0B7-1CE06C483751&LangLocaleID=1034>

Inglés: <https://onlinexperiences.com/scripts/Server.nxp?LASCmd=AI:4;F:QS!10100&ShowUUID=6B16C0A0-C744-4721-9FB1-F045A6145336&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)	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Ingresos			
Nacionales	16,614	8,615	92.8%
Exterior	15,859	8,591	84.6%
Total ingresos	32,473	17,206	88.7%
Costo de ventas			
Depreciación, amortización y agotamiento	2,579	2,237	15.3%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,506	1,569	(4.0%)
Depreciación fijo	1,073	668	60.6%
Costos variables	12,065	6,238	93.4%
Productos importados	7,685	3,196	140.5%
Compras nacionales	5,531	3,141	76.1%
Servicio de transporte hidrocarburos	254	229	10.9%
Variación de inventarios y otros	(1,405)	(328)	328.4%
Costos fijos	3,294	2,037	61.7%
Servicios contratados	1,332	633	110.4%
Mantenimiento	706	503	40.4%
Costos laborales	782	558	40.1%
Otros	474	343	38.2%
Total costo de ventas	17,938	10,512	70.6%
Utilidad bruta	14,535	6,694	117.1%
Gastos operacionales	2,005	1,181	69.8%
Gastos de administración	1,908	1,015	88.0%
Gastos de exploración y proyectos	93	168	(44.6%)
(Recuperación) gasto por impairment de activos de largo plazo	4	(2)	(300.0%)
Utilidad operacional	12,530	5,513	127.3%
Resultado financiero, neto	(1,524)	(651)	134.1%
Diferencia en cambio, neto	47	121	(61.2%)
Intereses, neto	(940)	(535)	75.7%
Ingresos (gastos) financieros	(631)	(237)	166.2%
Resultados de participación en compañías	202	53	281.1%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	11,208	4,915	128.0%
Provisión impuesto a las ganancias	(3,884)	(1,537)	152.7%
Utilidad neta consolidada	7,324	3,378	116.8%
Interés no controlante	(751)	(292)	157.2%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	6,573	3,086	113.0%
EBITDA	15,896	8,187	94.2%
Margen EBITDA	49.0%	47.6%	1.4%

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

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2022	Diciembre 31, 2021	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	13,999	14,550	(3.8%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	25,227	18,449	36.7%
Inventarios	10,972	8,398	30.7%
Activos por impuestos corrientes	4,840	6,274	(22.9%)
Otros activos financieros	1,649	1,627	1.4%
Otros activos	2,387	2,333	2.3%
Total activos corrientes	59,074	51,631	14.4%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	75	65	15.4%
Total activos corrientes	59,149	51,696	14.4%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,669	8,357	3.7%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	26,416	24,160	9.3%
Propiedades, planta y equipo	87,774	90,115	(2.6%)
Recursos naturales y del medio ambiente	36,049	35,910	0.4%
Activos por derecho de uso	496	497	(0.2%)
Intangibles	14,831	14,961	(0.9%)
Activos por impuestos diferidos	10,876	11,731	(7.3%)
Otros activos financieros	1,018	1,308	(22.2%)
Goodwill y otros activos	5,552	5,515	0.7%
Total activos no corrientes	191,681	192,554	(0.5%)
Total activos	250,830	244,250	2.7%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	8,739	9,206	(5.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	26,480	13,568	95.2%
Provisiones por beneficios a empleados	2,219	2,296	(3.4%)
Pasivos por impuestos corrientes	2,559	2,152	18.9%
Provisiones y contingencias	1,464	1,590	(7.9%)
Otros pasivos	1,288	1,410	(8.7%)
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	25	27	(7.4%)
Total pasivos corrientes	42,774	30,249	41.4%
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	82,879	85,855	(3.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	88	71	23.9%
Provisiones por beneficios a empleados	9,797	9,083	7.9%
Pasivos por impuestos no corrientes	11,744	10,780	8.9%
Provisiones y contingencias	12,624	12,642	(0.1%)
Otros pasivos	1,780	1,818	(2.1%)
Total pasivos no corrientes	118,912	120,249	(1.1%)
Total pasivos	161,686	150,498	7.4%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	66,455	71,733	(7.4%)
Interés no controlante	22,689	22,019	3.0%
Total patrimonio	89,144	93,752	(4.9%)
Total pasivos y patrimonio	250,830	244,250	2.7%

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2022	1T 2021
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	6,573	3,086
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones		
Participación de accionistas no controlantes	751	292
Cargo por impuesto a las ganancias	3,884	1,537
Depreciación, agotamiento y amortización	2,709	2,302
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(47)	241
Utilidad por realización de otros resultados integrales en venta de negocios conjuntos	0	(362)
Costo financiero reconocido en resultados	1,550	792
Pozos secos	61	133
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	296	(10)
Impairment de activos de corto y largo plazo	26	13
Ganancia por valoración de activos financieros	(41)	22
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	(1)	0
Ganancia por venta de activos	(2)	0
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(202)	(53)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e inefectividad	135	66
Otros conceptos menores	(23)	8
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(10,185)	(3,978)
Impuesto de renta pagado	(1,698)	(1,156)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	3,786	2,933
Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Inversión en negocios conjuntos	(32)	0
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,227)	(850)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,958)	(1,569)
Adquisiciones de intangibles	(170)	(18)
(Compra) venta de otros activos financieros	400	1,713
Intereses recibidos	159	24
Ingresos por venta de activos	50	8
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(2,778)	(692)
Flujo de efectivo en actividades de financiación		
Captaciones (pagos) de préstamos	(274)	(63)
Pago de intereses	(907)	(478)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(91)	(70)
Dividendos pagados	(274)	(168)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(1,546)	(779)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(13)	144
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(551)	1,606
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	14,550	5,082
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	13,999	6,688

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2022	1T 2021
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	6,573	3,086
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,709	2,302
(+/-) Impairment activos a largo plazo	4	(2)
(+/-) Resultado financiero, neto	1,524	651
(+) Provisión impuesto a las ganancias	3,884	1,537
(+) Impuestos y otros	451	321
(+/-) Interés no controlante	751	292
EBITDA Consolidado	15,896	8,187

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (1T22)

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	5,011	488	946	128	0	6,573
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,606	442	331	330	0	2,709
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	4	0	0	0	4
(+/-) Resultado financiero, neto	406	167	197	744	10	1,524
(+) Provisión impuesto a las ganancias	2,668	347	655	215	(1)	3,884
(+) Otros Impuestos	192	153	49	57	0	451
(+/-) Interés no controlante	(21)	41	241	490	0	751
EBITDA Consolidado	9,862	1,642	2,419	1,964	9	15,896

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)	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Nacionales	15,205	8,365	81.8%
Exterior	12,087	6,871	75.9%
Total ingresos	27,292	15,236	79.1%
Costos variables	15,268	8,515	79.3%
Costos fijos	3,041	2,540	19.7%
Costo de ventas	18,309	11,055	65.6%
Utilidad bruta	8,983	4,181	114.9%
Gastos operacionales	794	582	36.4%
Utilidad operacional	8,189	3,599	127.5%
Ingresos (gastos) financieros	(668)	(1,032)	(35.3%)
Resultados de participación en compañías	1,692	1,305	29.7%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	9,213	3,872	137.9%
Provisión impuesto a las ganancias	(2,640)	(786)	235.9%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	6,573	3,086	113.0%
EBITDA	9,865	5,369	83.7%
Margen EBITDA	36.1%	35.20%	0.9%

Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2022	Diciembre 31, 2021	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	5,157	5,937	(13.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	24,301	15,546	56.3%
Inventarios	7,695	5,600	37.4%
Activos por impuestos corrientes	4,000	5,462	(26.8%)
Otros activos financieros	2,716	1,177	130.8%
Otros activos	1,540	1,397	10.2%
	45,409	35,119	29.3%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	40	42	(4.8%)
Total activos corrientes	45,449	35,161	29.3%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	71,497	77,227	(7.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	546	564	(3.2%)
Propiedades, planta y equipo	24,832	24,609	0.9%
Recursos naturales y del medio ambiente	23,978	23,667	1.3%
Activos por derecho de uso	3,037	2,963	2.5%
Intangibles	300	268	11.9%
Activos por impuestos diferidos	4,860	5,485	(11.4%)
Otros activos financieros	535	630	(15.1%)
Goodwill y otros activos	1,043	1,029	1.4%
	130,628	136,442	(4.3%)
Total activos	176,077	171,603	2.6%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	4,316	4,421	(2.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	23,028	10,744	114.3%
Provisiones por beneficios a empleados	1,977	2,048	(3.5%)
Pasivos por impuestos corrientes	846	691	22.4%
Provisiones y contingencias	1,108	1,213	(8.7%)
Otros pasivos	944	891	5.9%
	32,219	20,008	61.0%
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	58,106	61,286	(5.2%)
Provisiones por beneficios a empleados	8,941	8,282	8.0%
Pasivos por impuestos no corrientes	270	281	(3.9%)
Provisiones y contingencias	10,034	9,959	0.8%
Otros pasivos	52	54	(3.7%)
	77,403	79,862	(3.1%)
Total pasivos	109,622	99,870	9.8%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	66,455	71,733	(7.4%)
Total patrimonio	66,455	71,733	(7.4%)
Total pasivos y patrimonio	176,077	171,603	2.6%

Tabla 8: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	1T 2022	1T 2021	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	158.9	123.4	40.1%
Asia	212.8	213.4	53.6%
América Central / Caribe	6.1	9.5	1.5%
Otros	10.0	0.3	2.5%
Europa	-	6.6	0.0%
Costa Oeste EE.UU.	8.7	3.8	2.2%
América del Sur	-	1.3	0.0%
Costa Este EE.UU.	-	-	0.0%
Total	396.6	358.3	100.0%

Productos - kbped	1T 2022	1T 2021	% Part.
América Central / Caribe	36.0	26.4	62.0%
Costa del Golfo EE.UU.	8.0	18.1	13.8%
Asia	6.8	10.9	11.8%
América del Sur	6.7	8.3	11.5%
Costa Este EE.UU.	-	23.1	0.0%
Europa	-	8.1	0.0%
Costa Oeste EE.UU.	-	-	0.0%
Otros	0.5	0.5	0.9%
Total	58.0	95.4	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	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Crudo	177.3	179.9	(1.4%)
Gas	1.7	1.6	6.3%
Productos	3.1	2.7	14.8%
Diluyente	-	-	-
Total	182.1	184.2	(1.1%)

Importaciones - kbped	1T 2022	1T 2021	Δ (%)
Crudo	28.4	24.3	16.9%
Productos	132.5	80.6	64.4%
Diluyente	35.1	26.4	33.0%
Total	196.0	131.3	49.3%

Total	378.1	315.5	19.8%
--------------	--------------	--------------	--------------

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 Medio 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	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
7	Primero	Caño Caranal DT-1*	A3	Cosecha	Llanos Orientales	Sierracol 50% (Operador) ECP 50 % A sólo riesgo por el socio	Seco	Marzo 14/2022

*En 2022 se incluye la actividad operada a sólo riesgo por el socio.

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

Indicadores HSE*	1T 2022	1T 2021
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.23	0.61
Incidentes ambientales**	1	2

* 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.