

# Resultados 2021

LOS MEJORES EN LA HISTORIA DE ECOPETROL



## Resultados Financieros

COP Billones

● Ingresos ● EBITDA ● Utilidad Neta ● Margen EBITDA

Resultados Financieros récord para Ecopetrol



## HSE



TRIF: 0.44

**CERO FATALIDADES**



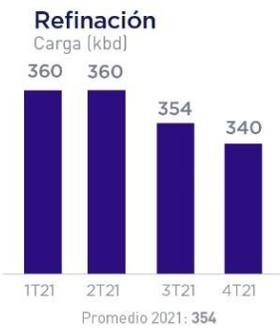
Ganador "Premios Portafolio 2021, "Mejor Gente, Mejor País" y Sello EQUIPARES Nivel Plata



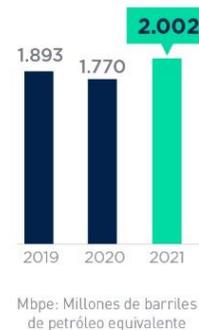
Sello EQUIPARES Nivel Plata y Ganador premio BÓSCARES

## Resultados Operativos

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



## Reservas Volumen (Mbppe)



**8.7 años**  
Vida media de las reservas

**IRR 200%**  
El más alto en 12 años

Mbppe: Millones de barriles de petróleo equivalente

Índice de Reposición de Reservas



**CONTRIBUCIÓN DE MÁS DE 3.1 COP BILLONES**  
en ingresos AL GRUPO EN 4T21  
Aporte del 16% al EBITDA del Grupo



• Primer proyecto adjudicado de **ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BRASIL**

## ENERGÍA

• Primer proyecto de **TRANSMISIÓN \*HVDC EN CHILE**

\*High Voltage Direct Current



## VÍAS

Entrada en operación del **100%** del proyecto 4G Barranquilla - Cartagena

# SosTECnibilidad

AUMENTO DE LA CALIFICACIÓN **Dow Jones Sustainability Index**



**COP 469 MIL MILLONES EN INVERSIÓN SOCIAL**



**CUMPLIMIENTO 110%**  
Meta 2021 "Sembrar nos une". ~4.4 millones de árboles



ADJUDICACIÓN de **66MWp** para construcción de **PARQUES SOLARES**



**isa**  
7° año consecutivo en **Dow Jones Sustainability Index**





En el Grupo Ecopetrol buscamos la competitividad y sostenibilidad del negocio en el largo plazo y durante el 2021 avanzamos de manera decidida al consolidarnos como uno de los grupos de energía e infraestructura líder en Latinoamérica, con ocasión de la adquisición de ISA.

La resiliencia del Grupo Ecopetrol, su capacidad de adaptación a choques externos, el esfuerzo y tenacidad de los más de 18 mil empleados y el trabajo articulado con diversos actores de la cadena, nos permitieron garantizar el suministro de combustibles a nivel nacional, satisfaciendo un nivel de demanda que superó en más del 25% los niveles pre-pandemia, y asegurar el suministro de gas superando la crisis de abastecimiento, las afectaciones a la infraestructura por la ola invernal, y la situación de orden público que afectó al país durante el segundo trimestre del año.

En febrero de este año hicimos el lanzamiento de nuestra estrategia 2040 denominada “Energía que Transforma”. Los objetivos de largo plazo, mapeados en la estrategia, incluyen consolidarnos como una organización flexible, ágil y dinámica que pueda adaptarse rápidamente a los cambios constantes y a los desafíos de un mundo que propende por acelerar la generación y utilización de energías limpias; y transitar un camino de crecimiento rentable y liderazgo sostenible en el continente americano.

En el pilar estratégico de **Retornos Competitivos** me complace anunciar que cerramos el año con un ingreso consolidado de COP 91.7 billones aumentando 83.4% frente al 2020, una utilidad neta de COP 16.7 billones y un EBITDA de COP 42.0 billones (margen EBITDA de 46%), indicadores récord en su historia, ofreciendo un retorno sobre capital promedio empleado (ROACE) de 13.6%. El resultado del cuarto trimestre también fue excepcional, nuestro ingreso consolidado ascendió a COP 31.8 billones, la utilidad neta a COP 6.1 billones, y el EBITDA a COP 14.0 billones con un margen EBITDA de 44%, presentando mejores resultados que incluso en años con precios promedio de crudo superiores al observado en el 2021.

En el pilar estratégico de **Crece con la Transición Energética** avanzamos en múltiples frentes. El **balance de reservas** fue de 2,002 millones de barriles de petróleo equivalente, reflejando un incremento del 13% frente a 2020. Durante el 2021, por cada barril producido incorporamos dos barriles de reservas, alcanzando un índice de reposición de reservas del 200%, el más alto de los últimos 12 años. El aumento de la vida media de las reservas a 8.7 años reflejó la destacada gestión de la Compañía, superando los niveles alcanzados en el pasado. El gas representó el 28% del balance total de reservas con una vida media de 10.4 años.

En **exploración**, perforamos junto con nuestros socios 13 pozos durante el año, superando la meta establecida de 9 pozos para el 2021. La producción anual de los activos exploratorios estuvo compuesta por 65% de petróleo y 35% de gas. A nivel nacional, en la Ronda Colombia 2021, Ecopetrol S.A. obtuvo tres bloques en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, uno en la cuenca de Llanos Orientales y, a través de Hocol, uno en la cuenca del Sinú San Jacinto.

En el 2021 alcanzamos una **producción** promedio de 679 kbped evidenciando una tendencia de recuperación al cerrar el año con una producción en el trimestre de 695 kbped. Dentro del total de producción del Grupo, la participación de crudo ascendió al 79%, favorecida por la exitosa campaña en Permian, donde logramos un acumulado de 132 pozos perforados y un nivel de producción pico de la operación que logró superar los 50 kbped, muy por encima de nuestras expectativas.

Durante el 2021 la producción de **gas natural y GLP** representó un 21% de la producción total del Grupo, impulsada por la oferta adicional del año, alcanzando un margen EBITDA combinado de 53%.

En **Yacimientos No Convencionales en Colombia** radicamos ante la ANLA el Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto Piloto de Investigación Integral Kalé y avanzamos en la preparación del mismo estudio para el proyecto Platero, el cual se radicó en el mes de febrero del presente año.

En el segmento de **transporte**, apalancados en la reactivación económica, los volúmenes transportados totales durante el año llegaron a 1,007 kbd, con un aumento de 20% en polductos.

En el segmento de **refinación**, la tendencia positiva que se observó a lo largo del 2021 permitió cerrar el año con una carga consolidada de 354 kbd y un margen bruto integrado anual de 10.2 USD/BI, y un récord en el cuarto trimestre de 12.5 USD/BI. Los excelentes resultados del año, que permitieron lograr un EBITDA récord histórico para este segmento, se apalancaron en la estabilidad operativa de las refinerías, la recuperación de la demanda de combustibles líquidos y de los márgenes, resultados históricos en Esentia y la estabilidad de los costos operativos en todos los negocios.

En el **frente comercial**, destacamos la mejora en el precio de realización de nuestra canasta de crudos, la cual pasó de 34 USD/BI en 2020 a 67 USD/BI en 2021, lo cual ratifica el éxito de la estrategia comercial de diversificación de destinos de exportación y de relacionamiento cercano con los clientes. Para resaltar, el mercado asiático es el principal destino de nuestras exportaciones de crudo al participar con el 57% de las mismas.

Los resultados trimestrales del **negocio de transmisión y vías**, a través de los cuales consolidamos a ISA, se

incorporan en los resultados del Grupo en el cuarto trimestre con un aporte de COP 3.1 billones en ingresos y el 16% del EBITDA del trimestre. En el cuarto trimestre se destaca en el negocio de energía la adjudicación del proyecto de transmisión de 1,415 km de alto voltaje con corriente directa con capacidad de 3,000 MW en 600 kV en Chile que conectará el norte del país con el área metropolitana, y en Brasil el otorgamiento del primer proyecto de almacenamiento de energía a gran escala. En el negocio de vías, se destaca la terminación de la etapa de construcción y puesta en operación del 100% del proyecto 4G Cartagena-Barranquilla.

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

En la **dimensión ambiental**, se definió en materia de descarbonización la meta de cero emisiones netas de alcance 1 y 2 a 2050 y para el mismo año reducir el 50% de las emisiones totales (alcances 1, 2 y 3). En línea con lograr dichos resultados nos sentimos complacidos del avance logrado en proyectos de energías renovables con i) la entrada en operación en octubre de 2021 del parque Solar San Fernando con una capacidad de 61 MW, convirtiéndonos en el mayor auto-generador con energía renovable, y ii) la asignación de la construcción y puesta en marcha de dos parques solares adicionales con capacidad de 66 MW para una capacidad renovable total de 178 MW.

En línea con la estrategia de descarbonización, en diciembre vendimos, con destino a Asia, nuestro primer cargamento de 1.0 mmbbls de crudo Castilla Blend® carbono compensado, compensando el carbono emitido en la dilución, producción y transporte, con la compra de 32,000 bonos de carbono con certificación Verra.

En el 2021 tuvimos una evolución positiva en nuestra meta de alcanzar agua neutralidad, reutilizando el 74% del total de agua que requerimos para operar. Buscamos constantemente el balance entre el agua requerida para operar y las acciones que reducen la huella de agua y contrarrestan los impactos mediante proyectos de conservación.

Buscando mitigar el cambio climático, contribuir con la protección de la flora y la fauna, y apoyar el desarrollo sostenible de los territorios, en el Grupo Ecopetrol designamos 9 ecoreservas adicionales para completar 15 zonas que contribuirán a proteger la biodiversidad del país.

Otro hito relevante se logró con la certificación de Carbono Neutro que otorgó el instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación Icontec a nuestras filiales Genit, Oleoducto de los Llanos y Oleoducto Bicentenario.

En la **dimensión social**, en el 2021 el Grupo Ecopetrol destinó recursos de inversión social por un valor de COP 469 mil millones, en inversiones de carácter estratégico y

de Ley. Adicionalmente, las inversiones a través del mecanismo “Obras por Impuestos” alcanzaron un valor de COP 232 mil millones, culminando 28 proyectos al cierre del año, entre los que se destaca la dotación de sedes educativas en 18 municipios de Casanare y Putumayo. A través de la inversión social se promueve el desarrollo local para mejorar la calidad de vida consolidando altos niveles de confianza en los territorios de influencia. Estas inversiones buscan promover la dinamización de las economías locales, la educación y el acceso a servicios públicos.

Adicionalmente, con el fin de impulsar la reactivación económica y garantizar mejores condiciones de vida a millones de familias colombianas, Ecopetrol realizó una reducción del 30% de los precios de GLP durante 6 meses, combustible social que se usa en zonas apartadas de Colombia. Durante 2021 realizamos 6,132 nuevas conexiones de Gas Social, avanzando en el objetivo de llevar este combustible a más familias colombianas en condición de vulnerabilidad.

En el frente de **gobierno corporativo**, durante el cuarto trimestre se logró la adhesión de Ecopetrol a la iniciativa “Club del 30%” (capítulo Colombia), que promueve una mayor participación de mujeres en Juntas Directivas y cargos directivos en el sector empresarial, además el porcentaje de participación de mujeres en las juntas directivas del Grupo Ecopetrol aumentó de un 18% en 2020 al 22% en 2021. Adicionalmente, se actualizó el Instructivo para las Juntas Directivas del Grupo Ecopetrol para responder a la integración de nuevas líneas de negocio y se establecieron las políticas de sucesión para los miembros de junta directiva y del presidente de Ecopetrol. Por su parte, ISA y Ecopetrol fueron galardonados con el sello de equidad laboral Equipares por su compromiso en implementación de medidas que buscan la igualdad de género.

En el pilar de **Conocimiento de Vanguardia**, resaltamos en el frente de **Transformación Digital**, durante el 2021, avanzamos en la reinención digital, a través de un portafolio estratégico que captura valor e imprime innovación en cada proceso que intervenimos, superando la captura de beneficios planeados, con un cumplimiento de cerca del 137% equivalente a USD 93 millones.

Los resultados del año nos permiten iniciar el 2022 con una posición financiera sólida en un ambiente favorable de precios que nos da confianza de cumplir con las metas del plan 22-24 y brinda mayor opcionalidad para ejecutar ciertos hitos planteados en el marco de la estrategia al 2040. Continuaremos retándonos, evolucionando y dando pasos importantes en la cadena integrada de hidrocarburos y en materia de descarbonización, electrificación y diversificación.

**Felipe Bayón**  
**Presidente Ecopetrol S.A.**

Bogotá, 1 de marzo de 2022. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el cuarto trimestre y para el año 2021, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

**El Grupo Ecopetrol obtuvo en 2021 un resultado financiero sobresaliente reflejado en una utilidad neta de COP 16.7 billones, 10 veces superior a la del 2020, y un Ebitda de COP 42 billones, ambos indicadores récord en su historia. Este desempeño fue apalancado por: i) entorno de precios favorable y destacada gestión comercial que permitió materializar mejores diferenciales de crudo, productos y petroquímicos, ii) mayores volúmenes de venta de productos y gas, asociado a la mayor demanda del país por reactivación económica, iii) un sólido desempeño operativo en todos sus segmentos de negocio a pesar de la situación de orden público y social del país, iv) el aporte a la producción de Permian, y v) la adquisición de ISA.**

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

Miles de Millones (COP)	4T 2021	4T 2020	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (\$)	Δ (%)
<b>Ventas totales</b>	<b>31,761</b>	<b>14,190</b>	<b>17,571</b>	<b>123.8%</b>	<b>91,744</b>	<b>50,027</b>	<b>41,717</b>	<b>83.4%</b>
Depreciación y amortización	2,404	2,300	104	4.5%	9,599	8,985	614	6.8%
Costos variables	12,685	5,536	7,149	129.1%	34,678	19,840	14,838	74.8%
Costos fijos	4,043	2,471	1,572	63.6%	11,305	8,728	2,577	29.5%
<b>Costo de ventas</b>	<b>19,132</b>	<b>10,307</b>	<b>8,825</b>	<b>85.6%</b>	<b>55,582</b>	<b>37,553</b>	<b>18,029</b>	<b>48.0%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>12,629</b>	<b>3,883</b>	<b>8,746</b>	<b>225.2%</b>	<b>36,162</b>	<b>12,474</b>	<b>23,688</b>	<b>189.9%</b>
Gastos operacionales y exploratorios	2,206	2,459	(253)	(10.3%)	6,568	4,841	1,727	35.7%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>10,423</b>	<b>1,424</b>	<b>8,999</b>	<b>632.0%</b>	<b>29,594</b>	<b>7,633</b>	<b>21,961</b>	<b>287.7%</b>
Ingresos (gastos) financieros, neto	(1,518)	(260)	(1,258)	483.8%	(3,698)	(2,481)	(1,217)	49.1%
Participación en resultados de Compañías	201	(4)	205	(5,125.0%)	426	88	338	384.1%
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>9,106</b>	<b>1,160</b>	<b>7,946</b>	<b>685.0%</b>	<b>26,322</b>	<b>5,240</b>	<b>21,082</b>	<b>402.3%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(2,099)	(659)	(1,440)	218.5%	(7,598)	(1,868)	(5,730)	306.7%
<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>7,007</b>	<b>501</b>	<b>6,506</b>	<b>1,298.6%</b>	<b>18,724</b>	<b>3,372</b>	<b>15,352</b>	<b>455.3%</b>
Interés no controlante	(930)	(241)	(689)	285.9%	(2,031)	(1,154)	(877)	76.0%
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment</b>	<b>6,077</b>	<b>260</b>	<b>5,817</b>	<b>2,237.3%</b>	<b>16,693</b>	<b>2,218</b>	<b>14,475</b>	<b>652.6%</b>
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(35)	605	(640)	(105.8%)	(33)	(621)	588	(94.7%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	35	(190)	225	(118.4%)	35	91	(56)	(61.5%)
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>6,077</b>	<b>675</b>	<b>5,402</b>	<b>800.3%</b>	<b>16,695</b>	<b>1,688</b>	<b>15,007</b>	<b>889.0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>13,981</b>	<b>4,334</b>	<b>9,647</b>	<b>222.6%</b>	<b>41,967</b>	<b>16,840</b>	<b>25,127</b>	<b>149.2%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>44.0%</b>	<b>30.5%</b>	<b>-</b>	<b>13.5%</b>	<b>45.7%</b>	<b>33.7%</b>	<b>-</b>	<b>12.0%</b>

Las cifras incluidas en este reporte son auditadas y se encuentran expresadas en miles de millones de pesos colombianos (COP), o dólares estadounidenses (USD), o miles de barriles de petróleo equivalentes por día (kbped) o toneladas, y así se indica cuando corresponde. Para efectos de presentación, ciertas cifras de este informe fueron redondeadas al decimal más cercano.

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

## I. Resultados Financieros y Operativos

### Ingresos por Ventas

Los ingresos acumulados al cierre de 2021 presentaron un aumento de 83.4% equivalente a COP +41.7 billones versus el 2020, totalizando COP +91.7 billones, como resultado de:

- Mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos refinados de +28.7 USD/BI pasando de 39.6 USD/BI a 68.3 USD/BI (COP +33.4 billones), derivado de: i) recuperación de los precios internacionales de referencia, ii) mejora del diferencial negociado de crudos gracias a la gestión comercial y iii) mayores indicadores de productos.
- Mayores ingresos de servicios (COP +4.2 billones), principalmente derivados de la consolidación de los resultados de ISA a partir del mes de septiembre.
- Efecto cambiario positivo en los ingresos (COP +2.8 billones), por mayor tasa de cambio promedio de +50 pesos/dólar.
- Mayor volumen de ventas (COP +1.3 billones, +10.9 kbped), gracias a la recuperación en la demanda nacional de productos refinados superando los niveles de prepandemia y a una mayor producción de gas en Hocol y Permian. Lo anterior fue compensado parcialmente con un menor volumen de exportaciones de crudos, dada la menor producción.

Los ingresos aumentaron 123.8% equivalentes a COP +17.6 billones en el 4T21 versus el 4T20, totalizando COP 31.8 billones, como resultado de:

- Mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de +32.3 USD/BI pasando de 43.8 USD/BI en 4T20 a 76.1 USD/BI en 4T21 (COP +11.0 billones), gracias al fortalecimiento del precio de referencia, la gestión comercial y a la mejora en los indicadores de productos.
- Mayores ingresos de servicios (COP +3.2 billones), asociados a la consolidación de los resultados de ISA y a la aprobación del Acuerdo con Frontera por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca.
- Efecto cambiario positivo en los ingresos (COP +2.0 billones), por mayor tasa de cambio promedio de +218 pesos/dólar.
- Incremento en el volumen de ventas (COP +1.4 billones, +97.5 kbped), por: i) la realización de cargamentos negociados bajo la modalidad DAP (*Delivery at place*), que habían quedado en tránsito en el trimestre anterior, ii) mayores ventas de productos refinados y gas, principalmente por incremento de la demanda nacional y iii) mayor disponibilidad de crudos para exportación por normalización operativa de la TLU2.

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

Volumen de Venta Local - kbped	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)
Destilados Medios	163.6	129.8	26.0%	145.5	119.1	22.2%
Gasolinas	154.8	126.5	22.4%	135.1	100.8	34.0%
Gas Natural	97.2	93.8	3.6%	92.0	85.7	7.4%
Industriales y Petroquímicos	21.6	23.8	(9.2%)	21.9	22.0	(0.5%)
GLP y Propano	20.8	19.2	8.3%	19.4	18.2	6.6%
Crudo	2.3	4.7	(51.1%)	2.4	6.0	(60.0%)
Combustóleo	0.1	0.7	(85.7%)	0.3	1.2	(75.0%)
<b>Total Volúmenes Locales</b>	<b>460.4</b>	<b>398.5</b>	<b>15.5%</b>	<b>416.6</b>	<b>353.0</b>	<b>18.0%</b>
Volumen de Exportación - kbped	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)
Crudo	460.3	401.6	14.6%	375.8	418.5	(10.2%)
Productos	89.4	114.6	(22.0%)	98.0	109.7	(10.7%)
Gas Natural*	3.9	1.8	116.7%	3.2	1.5	113.3%
<b>Total Volúmenes de Exportación</b>	<b>553.6</b>	<b>518.0</b>	<b>6.9%</b>	<b>477.0</b>	<b>529.7</b>	<b>(9.9%)</b>
<b>Total Volúmenes Vendidos</b>	<b>1,014.0</b>	<b>916.5</b>	<b>10.6%</b>	<b>893.6</b>	<b>882.7</b>	<b>1.2%</b>

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

El total de volumen vendido durante 2021 ascendió a 893.6 kbped, 1.2% o 10.9 kbped mayor al volumen vendido en 2020 como resultado de un crecimiento en las ventas locales, que compensó la contracción del 9.9% en los volúmenes de exportación.

**Las ventas en Colombia, que representaron el 46.6% del total, mostraron un incremento de 18.0% (63.6 kbped) en 2021 versus 2020, debido principalmente a:**

- Incremento en las ventas de gasolina (+34.3 kbpd) y destilados medios (diésel y jet fuel) (+26.4 kbpd) explicado por el fortalecimiento de la demanda de combustibles en el mercado nacional, que fue impulsada principalmente por la recuperación económica una vez superados los picos de COVID-19 en el país.
- Aumento en las ventas de gas (+6.3 kbped) apalancado por la recuperación de la demanda que venía afectada por COVID-19 cubierta por Ecopetrol (+1.4 kbped) con mayor producción de Piedemonte, y por Hocol (+4.9 kbped) mediante: i) volúmenes de la adquisición de la participación de Chevron en la Asociación Guajira desde Mayo 2020 (+3.1 kbped), ii) menores ventas entre Compañías del Grupo Ecopetrol quedando un mayor volumen disponible para venta a terceros (+1.0 kbped), y iii) mayor producción (+0.8 kbped).
- Mayores ventas de productos Petroquímicos e Industriales, impulsadas principalmente por: i) mayores volúmenes de asfalto, ii) mejores precios negociados en polietileno, asfalto y disolventes, iii) mayores operaciones de *trading* y, iv) mejor desempeño de los indicadores internacionales, especialmente los precios del coque que tuvieron un incremento importante en el 2021 debido a la menor oferta en el mercado internacional.

**Las ventas internacionales, que representaron el 53.4% del total, evidenciaron una reducción del 9.9% (52.7 kbped) en el 2021 versus el 2020, debido al efecto combinado de:**

- Menores exportaciones de crudo (-42.7 kbpd) explicadas principalmente por menor disponibilidad ante mayores cargas y menor producción.
- Menores exportaciones de productos (-11.7 kbpd), principalmente diésel que se destinó para abastecer el mercado nacional ante la recuperación de la demanda.
- Mayores ventas de gas principalmente en Permian (+1.5 kbped) por mayor producción.

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

USD/BI	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)
Brent	79.7	45.3	75.9%	70.9	43.2	64.1%
Canasta de Venta de Gas	26.0	24.8	4.8%	24.9	24.3	2.5%
Canasta de Venta de Crudo	73.8	40.7	81.3%	66.8	34.4	94.2%
Canasta de Venta de Productos	89.7	51.1	75.5%	79.6	49.2	61.8%

**Crudos:** En el año 2021 versus 2020, se observó un fortalecimiento de 32.4 USD/BI o 94.2% en los precios de la canasta de crudo, pasando de 34.4 USD/BI en el 2020 a 66.8 USD/BI en el 2021, explicado principalmente por la fortaleza del Brent y el resultado de la estrategia comercial que continúa orientada a la diversificación de mercados, respaldada en la estabilidad de la calidad de nuestras mezclas y la confiabilidad en el suministro. Se continúan negociando volúmenes de venta en modalidad DAP (*Delivered at Place*) a diversos destinos como China, Corea del Sur, India, Brunei, Suecia y la costa del golfo de Estados Unidos.

En el 4T21 versus 4T20 la canasta de crudos se fortaleció en 33.1 USD/BI o 81.3% pasando de 40.7 USD/BI a 73.8 USD/BI, el mejor trimestre desde 2014, comportamiento en línea con nuestras expectativas para el año.

**Productos Refinados:** En el 2021 versus 2020, la canasta de venta de productos se fortaleció en 30.4 USD/BI o 61.8%, pasando de 49.2 USD/BI en el 2020 a 79.6 USD/BI en el 2021, explicado por la recuperación de los precios internacionales de los productos como resultado de la reactivación de la demanda ante menores restricciones de movilidad, y debido a la gestión comercial para ampliar el portafolio de clientes y el uso de coberturas tácticas financieras.

Incremento en el 4T21 versus 4T20 de 38.6 USD/BI o 75.5% pasando de 51.1 USD/BI a 89.7 USD/BI, explicado por la misma dinámica de fortalecimiento de los indicadores internacionales de precios.

**Gas Natural:** En el año 2021, el fortalecimiento de la canasta de venta de gas (+2.5% o 0.6 USD/BI) versus el 2020 estuvo asociado al incremento anual de precio definido en los contratos, mayores ingresos por contratos *take or pay* y contratos de disponibilidad.

En el 4T21 versus 4T20, el precio de las ventas de gas se fortaleció 1.2 USD/BI o 4.8%, pasando de 24.8 USD/BI en el 4T20 a 26.0 USD/BI en el 4T21, debido principalmente a una mayor facturación de contratos *take or pay*.

**Programa de Coberturas:** Durante el 2021, Ecopetrol ejecutó coberturas tácticas de riesgo de precio por un total de 37 millones de barriles, en exportaciones de crudo y operaciones de productos. Las coberturas tácticas hacen parte de la estrategia comercial de *Asset Back Trading (ABT)* que buscan maximizar el valor de los productos a través del uso óptimo de nuestros activos. Durante el 4T21, se ejecutaron nueve estrategias de cobertura táctica para Ecopetrol y una para la Refinería de Cartagena por 12.26 millones de barriles.

Adicionalmente, durante el 2021, se ejecutaron ocho operaciones de cobertura estratégica por 1.6 millones de barriles de crudo en Ecopetrol Permian, con el fin de asegurar alrededor del 50% de la producción incremental entre mayo y diciembre de 2021.

## Costo de Ventas

El costo de ventas en el acumulado presentó un aumento de 48.0% equivalente a COP +18 billones en 2021 versus 2020 y de 85.6% equivalente a COP +8.8 billones en 4T21 versus 4T20. A continuación, los hechos más relevantes de los componentes del costo:

### Costos Variables:

Los costos variables acumulados al cierre de 2021 presentaron un incremento de 74.8% equivalente a COP +14.8 billones versus 2020, como resultado combinado de:

- Aumento en las compras de crudo, gas y productos (COP +18.1 billones), por: i) mayor precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones +33.6 USD/BI (COP +14.5 billones), en línea con los indicadores internacionales, ii) mayor volumen comprado de +41.6 kbped (COP +2.9 billones), dada la reactivación económica reflejada en mayor demanda de combustibles líquidos y nuevos contratos de comercialización de crudos, en línea con la estrategia comercial, y iii) incremento de la tasa de cambio promedio en las compras (COP +0.7 billones).
- Fluctuación de inventarios (COP -3.7 billones), principalmente por: i) valoración del precio de los crudos y productos comprados dada la recuperación de los precios internacionales de referencia, ii) mayor inventario de crudo en tránsito, asociado a mayores ventas DAP con realización en 2022 versus ventas FOB (*Free on Board*) del año anterior y, iii) mayor nivel de inventarios por limitaciones en la evacuación de crudo y el mantenimiento en algunas unidades de refinación.
- Otras variaciones menores por COP +0.4 billones.

Los costos variables presentaron un aumento de 129.1% equivalente a COP +7.1 billones en el 4T21 frente al 4T20, como resultado de:

- Aumento en las compras de crudo, gas y productos (COP +6.4 billones), por i) mayor precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones de +38.7 USD/BI (COP +4.8 billones), ii) mayor volumen comprado de +63.2 kbped (COP +1.0 billón), principalmente por importación de productos refinados dados los mantenimientos programados en la Refinería de Barrancabermeja y la mayor demanda de productos refinados en el país y, iii) incremento de la tasa de cambio promedio en las compras (COP +0.6 billones).
- Fluctuación de inventarios y otros (COP +0.7 billones), principalmente por: i) mayores entregas de cargamentos de crudo en DAP, ii) mayor consumo de productos refinados para atender la demanda nacional y iii) mayor liquidación de regalías de gas asociada al incremento en la producción.

### Costos Fijos:

Aumento de 29.5% equivalente a COP +2.6 billones en el 2021 frente al 2020, por: i) consolidación de los resultados de ISA (COP +1.5 billones), ii) mayores servicios contratados, actividades de mantenimiento, suministros de operación y otros costos de la actividad operacional (COP +0.7 billones), dada mayor ejecución de actividades asociadas a la reactivación económica, mayor participación en campos como Nare y Piedemonte, mayores tarifas y efecto de inflación en contratos y iii) mayores impuestos (COP +0.4 billones), principalmente por incremento en el IVA no descontable asociado al mayor nivel de las compras.

Los costos fijos presentaron un aumento de 63.6% equivalente a COP +1.6 billones en el 4T21 frente al 4T20, por los mismos factores mencionados para el resultado acumulado y el crecimiento estacional en la ejecución de actividades del Grupo Ecopetrol al final del año.

### Depreciación y Amortización:

Aumento de 6.8% equivalente a COP +0.6 billones al cierre de 2021 versus 2020, principalmente por la adquisición y consolidación de los resultados de ISA y por el incremento en la producción de Permian. Por su parte, se presentó un aumento de 4.5% equivalente a COP +0.1 billones en 4T21 versus 4T20, como consecuencia de: i) consolidación de los resultados de ISA, ii) un mayor nivel de inversión de capital y, iii) incremento en la producción de Permian. Lo anterior es compensado parcialmente con mayor incorporación de reservas, lo que se traduce en una menor tasa de depreciación en el 4T21.

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

Aumento de 35.7% equivalente a COP +1.7 billones frente al 2020, como resultado combinado de:

- El efecto base del impacto no recurrente asociado con el ingreso extraordinario reconocido en 2020 por la adquisición de Hocol del 43% de la participación en el contrato de asociación Guajira que pertenecía a Chevron, con efecto positivo en el ingreso de ese periodo dada la valoración de mercado tanto de la porción adquirida como de la preexistente en Ecopetrol S.A. del 57% (COP +1.4 billones), el cual no estuvo presente en el 2021.
- Mayores provisiones de COP +0.5 billones, asociadas principalmente a aspectos ambientales y al proceso de contribución de obra pública.
- Aumento en gastos exploratorios (COP +0.3 billones), por: i) mayor actividad exploratoria asociada principalmente a sísmica en Brasil, ii) actualización de costos de abandono de pozos secos y iii) reconocimiento de la actividad exploratoria de los pozos no exitosos.
- Gastos operacionales de ISA, tras el inicio de consolidación (COP +0.3 billones), así como los costos asociados con el proceso de adquisición.

- Mayores proyectos de inversión social, en especial la realizada para La Misión Internacional de Sabios para el avance de la ciencia, la tecnología y la innovación que fue convocada por el Gobierno Nacional y comunidades, entre otras.
- Los anteriores incrementos de gastos fueron compensados parcialmente con un ingreso extraordinario por la aprobación del Acuerdo con Frontera por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca (COP -0.7 billones)

En el 4T21 versus 4T20 se presenta una disminución de 10.3% equivalente a COP -0.3 billones, por aprobación del Acuerdo con Frontera por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca (COP -0.7 billones) y menor gasto laboral dado el reconocimiento del plan de retiro voluntario de 83 personas en el 4T21 versus 182 personas en el 4T20 (COP -0.2 billones). Lo anterior fue compensado parcialmente por: i) consolidación de los resultados de ISA (COP +0.2 billones), ii) actualización de las provisiones ambientales (COP +0.1 billones), iii) mayores gastos de comisiones y honorarios (COP +0.1 billones), dada la mayor actividad y contratación de consultorías especializadas en procesos de Ecopetrol, iv) mayores convenios de cooperación e inversión social (COP +0.1 billones) y v) otras variaciones menores (COP +0.1 billones).

## Resultado Financiero (No Operacional)

Aumento en 2021 del 49.1% equivalente a COP +1.2 billones frente al 2020, como resultado de:

- Mayor gasto financiero por la incorporación del resultado financiero neto de ISA, que incluye intereses, diferencia en cambio, rendimientos financieros y otros por COP +0.8 billones.
- Menor ingreso financiero por valoración y rendimientos del portafolio de títulos (COP +0.3 billones), asociado a la disminución de las tasas de rendimiento en el mercado y una mejor caja promedio.
- Incremento en el costo financiero de la deuda (COP +0.1 billones), por nueva deuda adquirida para financiar la compra de ISA.

El resultado financiero (no operacional) aumentó COP +1.3 billones en el 4T21 frente al 4T20, por: i) mayor gasto financiero por la consolidación de los resultados de ISA (COP +0.6 billones), ii) pérdida por diferencia en cambio (COP +0.4 billones), dada la devaluación del peso frente al dólar en el 4T21 versus una revaluación en el 4T20, sobre una posición neta pasiva en dólares del Grupo Ecopetrol y iii) mayor costo financiero y otros, principalmente por mayor nivel de deuda (COP +0.3 billones).

La **Tasa Efectiva de Tributación** para el 2021 se ubicó en 28.8% frente al 38.5% de 2020, gracias a los mejores resultados de filiales con beneficio en la tasa de tributación, principalmente de la Refinería de Cartagena la cual tributa a una tasa nominal del 15%, y empresas en el exterior como Ecopetrol América y Permian, las cuales tienen una tasa de tributación del 21%.

## Impairment de activos de largo plazo

Como resultado del ejercicio anual de comparar valores en libros de los activos frente a valores del mercado bajo las normas IFRS, se presenta un gasto de *impairment* de activos de largo plazo COP 33 mil millones antes de impuestos para el 2021 así:

- **Refinación y Petroquímica:** se reconoció un gasto de *impairment* por COP -305 mil millones antes de impuestos, de los cuales: i) COP -340 mil millones corresponden al Plan de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, considerando la finalización de los análisis técnicos del proyecto y ii) COP +35 mil millones corresponden a la Refinería de Cartagena derivado principalmente de la consolidación operativa y financiera que permite la captura de mayores márgenes de refinación en el corto y mediano plazo.

- **Transporte y Logística:** se reconoció un gasto por impairment por COP -166 mil millones antes de impuestos, principalmente por menor perspectiva volumétrica de la Unidad Generadora de Efectivo del Sur, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA).
- **Exploración y Producción:** se reconoció recuperación de impairment por COP +438 mil millones antes de impuestos, principalmente por la mejor perspectiva de la proyección de precios internacionales.

## Flujo de Caja y Deuda

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2021	4T 2020	12M 2021	12M 2020
<b>Efectivo y equivalentes inicial</b>	<b>10,087</b>	<b>7,829</b>	<b>5,082</b>	<b>7,076</b>
(+) Flujo de la operación	11,003	5,336	22,536	9,187
(-) CAPEX	(4,543)	(3,208)	(13,295)	(11,116)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	163	877	1,318	2,108
(-) Adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido	0	0	(9,323)	0
(+) Otras actividades de inversión	566	127	782	479
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	(1,711)	(1,920)	9,729	6,105
(-) Pagos de dividendos	(1,347)	(3,487)	(2,771)	(8,734)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	332	(472)	492	(23)
<b>Efectivo y equivalentes final</b>	<b>14,550</b>	<b>5,082</b>	<b>14,550</b>	<b>5,082</b>
Portafolio de inversiones	2,917	2,972	2,917	2,972
<b>Caja total</b>	<b>17,467</b>	<b>8,054</b>	<b>17,467</b>	<b>8,054</b>

### Flujo de Caja:

Al cierre del 4T2021, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 17.5 billones (52% COP y 48% USD). Del total de la caja del Grupo, ISA y sus filiales aporta COP 5.7 billones, de los cuales para el accionista controlante están disponibles COP 1.7 billones.

Durante el año, los principales movimientos en la liquidez del Grupo fueron: i) los flujos provenientes de la actividad operativa (COP 22.5 billones), ii) la obtención de financiación por COP 14.2 billones, para la adquisición de la participación controlante en ISA, iii) el servicio de la deuda por COP 3.3 billones, y iv) el pago de dividendos por COP 2.8 billones, que incluye accionistas de Ecopetrol S.A. y no controlantes de sus Subsidiarias. El Flujo de Caja Operativo soportó CAPEX por COP 13.3 billones en el año.

Durante el 2021 se presentó un incremento en el capital de trabajo generado principalmente por: i) aumento en cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles – FEPC, (a diciembre, la cuenta por cobrar asciende a COP 7.8 billones), asociado a un mayor nivel de precios en el mercado internacional para gasolinas y diésel frente a los precios regulados en Colombia, ii) mayor nivel de inventarios por buques en tránsito bajo modalidad DAP, mayor nivel de productos en proceso y mayor valoración derivada del incremento en precios de mercado. Lo anterior estuvo parcialmente compensado con un aumento en las cuentas por pagar a proveedores, generado por mayor actividad operacional en el periodo, y por el pago recibido por parte del FEPC en diciembre equivalente a COP 3.9 billones, correspondiente a los saldos adeudados del segundo semestre del 2020 y primer semestre del 2021.

Respecto al 4T21, el flujo de caja de la operación representó el 49% del flujo generado en el año, dado el desempeño sobresaliente del trimestre, representado en el comportamiento de los precios de referencia, mayores volúmenes de ventas, un aporte del flujo de caja operativo de ISA por COP 1.4 billones y el recaudo del FEPC mencionado anteriormente.

### Deuda:

Al cierre de 2021, el saldo de la deuda en balance fue de COP 95.1 billones, equivalentes a USD 23.9 billones. Como resultado del fortalecimiento del EBITDA del Grupo Ecopetrol, el indicador Deuda Bruta/EBITDA cerró en 2.3 veces, disminuyendo en 0.5 veces versus el indicador de diciembre de 2020, que cerró en 2.8 veces.

Cabe resaltar que durante el 4T21 Ecopetrol realizó la primera operación de manejo de deuda por USD 2,000 millones. El uso de los recursos de las emisiones fue la refinanciación parcial del crédito desembolsado para la adquisición de ISA, con lo cual se optimizó el perfil de vencimientos de la deuda del Grupo Ecopetrol.

Adicionalmente en el 4T21, ISA realizó su primera emisión 144A Reg S de bonos por USD 330 millones a un plazo de 12 años. Con esta emisión, ISA se posiciona en el mercado internacional de capitales, diversificando sus fuentes de financiamiento y aprovechando su atractivo en términos de liquidez, profundidad y diversificación.

## Patrimonio

El saldo de Patrimonio del Grupo Ecopetrol a diciembre de 2021 cerró en COP 93.8 billones, mostrando un crecimiento de COP 38 billones, equivalente al 68%, frente al saldo a diciembre de 2020. El incremento en el patrimonio se debe principalmente a: i) el aumento de la participación no controladora con la consolidación de ISA (COP +16,3 billones), ii) las utilidades del año por COP 16.7 billones y iii) la participación no controladora sobre los resultados del Grupo por (COP +2.0 billones), entre otros.

Entre los hitos relevantes del año, se destaca la autorización proferida por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia del Programa de Emisión y Colocación de Acciones (PEC), que por el periodo de cinco años prorrogables, habilita a Ecopetrol para realizar una o varias ofertas simultáneas de acciones en el mercado local e internacional enmarcado en los lineamientos de la Ley 1118 de 2006 mediante la cual la Nación deberá conservar una participación mínima del 80% en el capital de Ecopetrol. Esta autorización no genera ningún compromiso ni obligación de lanzar una oferta de acciones. Cualquier eventual emisión de una o más ofertas de acciones en el marco del Programa estará sujeta a la existencia de condiciones de mercado favorables, entre otras consideraciones.

## Efecto Financiero por la Consolidación de ISA

El 20 de agosto de 2021, Ecopetrol adquirió 569,472,561 acciones de ISA, equivalentes al 51.4% de las acciones en circulación. El cierre de la transacción tuvo lugar con el pago por parte de Ecopetrol al Ministerio de Hacienda y Crédito Público del precio acordado por COP 14,2 billones o COP 25,000 por acción. Dicho pago se realizó en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América por un monto de USD 3,672 millones, mediante la adquisición de deuda extranjera y el uso de liquidez.

Con el cierre de la transacción se inició la consolidación de ISA y sus filiales en las cifras financieras del Grupo Ecopetrol, en un nuevo segmento de reporte. A continuación, se presenta el efecto en el Estado de Resultados y en el Estado de Situación Financiera:

### Estado de Resultados

El efecto de la consolidación de ISA incluye cuatro meses de operación (a partir de septiembre del 2021), después de haber realizado la adquisición. Los principales efectos son los siguientes<sup>1</sup>:

- Aporte al EBITDA de COP +2.7 billones (6.5% del total del consolidado del Grupo Ecopetrol): Corresponde a la consolidación del EBITDA generado por ISA desde su adquisición, calculado con la metodología de Ecopetrol<sup>2</sup> para sus tres líneas de negocio: energía, vías y telecomunicaciones.

<sup>1</sup> Para conciliación de las cifras ver Tabla 5 - Resultados por Segmento de Negocio – Grupo Ecopetrol, en las Tablas Complementarias al Reporte, disponibles en la página web de Ecopetrol.

<sup>2</sup> La metodología de cálculo de EBITDA de Ecopetrol incluye, a diferencia de la metodología de ISA, la inclusión dentro del indicador del método de participación en Compañías asociadas y negocios conjuntos, e impuestos diferentes a renta.

- Aporte a la utilidad neta de COP +0.3 billones (1.6% del total del consolidado del Grupo Ecopetrol): Corresponde al EBITDA mencionado anteriormente, neto de los resultados no operativos: i) depreciación, ii) resultado financiero, iii) impuestos y iv) la participación no controlante sobre los resultados de Filiales donde ISA no tiene el 100% de participación, y la participación no controlante de Ecopetrol sobre ISA (48.6%).
- Adicional a los resultados que vienen directamente de la operación de ISA, este segmento asumió la ganancia por diferencia en cambio de la deuda adquirida por Ecopetrol para financiar la compra de esta subsidiaria (COP +0.4 billones), compensado parcialmente por: i) los intereses financieros asociados a la deuda adquirida (COP -0.1 billones), ii) los honorarios de asesores y costos incurridos por Ecopetrol para llevar a cabo la adquisición (COP -0.1 billones) y, iii) el impuesto de renta asociado a los anteriores conceptos.

### Estado de Situación Financiera

Adicionalmente, a cierre de 2021 se incorporaron en el Estado de Situación Financiera los siguientes efectos por la consolidación de ISA y sus filiales:

- Activos: Se consolidó cada uno de los componentes del activo de ISA, equivalentes a COP 61.7 billones<sup>3</sup> (25.2% del total del consolidado del Grupo Ecopetrol), así como la diferencia entre el valor razonable y valor en libros de los activos de ISA por COP 13.5 billones.
- Pasivos: Se consolidó cada uno de los componentes del pasivo de ISA, equivalentes a COP 39.6 billones<sup>4</sup> (26.3% del total del consolidado del Grupo Ecopetrol), así como la diferencia entre el valor razonable y valor en libros de los pasivos de ISA por COP 2.7 billones.
- Patrimonio: Consolidación del interés no controlante de ISA en subsidiarias, y el interés no controlante de Ecopetrol en ISA, valorados ambos a su valor razonable por COP 18.7 billones, de acuerdo con las normas IFRS. Asimismo, se incorporan los conceptos de ajuste por conversión y otros conceptos del Otro Resultado Integral.
- Adicionalmente, el segmento asumió la financiación por USD 3,672 millones que se consiguió por Ecopetrol para la compra de la filial.
- Durante el cuarto trimestre se recibió pago de dividendos de ISA sobre los resultados del año 2020 por COP 0.3 billones, lo que representó un menor valor del importe pagado de la transacción.

### Eficiencias

Al cierre del 2021, el Grupo Ecopetrol ha incorporado eficiencias que han alcanzado un valor alrededor de COP 3 billones de pesos, que permitieron mitigar el impacto de la inflación en los costos, y cuyas principales acciones se resumen a continuación:

- Eficiencias en OPEX e ingresos mediante acciones enfocadas en el fortalecimiento del EBITDA, por COP 2.14 billones, entre las que se destacan principalmente i) las estrategias identificadas e implementadas por el negocio de producción, enfocadas en la optimización y mejora del costo de levantamiento, ii) acciones relacionadas con las estrategias de ingresos y márgenes, principalmente del área comercial y de las refinerías, y iii) optimización de la generación eléctrica y autoconsumos de gas en refinación, entre otros.
- Eficiencias en CAPEX por COP 0.83 billones, producto de la mejora continua en la perforación y completamiento de pozos, destacando i) el costo del pie perforado disminuyó 29 USD/ft (212 USD/ft en 2021 vs 241 USD/ft en 2020), ii) el costo de completamiento disminuyó 62 KUSD/pozo<sup>5</sup>(405 KUSD/pozo en el

<sup>3</sup> Dentro de los rubros consolidados más representativos se encuentran: i) activos por concesiones COP 23.4 billones, ii) propiedad, planta y equipo por COP 23.2 billones y iii) caja por COP 5.7 billones.

<sup>4</sup> Dentro de los rubros más representativos, se encuentran: i) deuda de ISA por COP 28.0 billones y ii) impuestos corrientes y diferidos por COP 7.8 billones.

<sup>5</sup> KUSD/pozo: Miles de Dólares por Pozo Completado.

2021 versus 467 KUSD/pozo en el 2020), y iii) fortalecimiento de la estrategia de eficiencias en la optimización de los proyectos de construcción de facilidades, mantenimientos mayores, Workovers y estrategias de reemplazo de equipos.

## Inversiones

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

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 12M 2021	% Participación
Producción	1,474	735	2,209	68.1%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	228	198	426	13.1%
Exploración	86	122	208	6.4%
Transporte*	0	306	306	9.4%
Corporativo**	94	0	94	2.9%
<b>Total sin ISA</b>	<b>1,882</b>	<b>1,361</b>	<b>3,243</b>	<b>100.0%</b>
Transmisión de Energía	0	955	955	86.2%
Vías	0	126	126	11.4%
Telecomunicaciones	0	27	27	2.4%
<b>Total ISA</b>	<b>0</b>	<b>1,108</b>	<b>1,108</b>	<b>100.0%</b>
<b>Total</b>	<b>1,882</b>	<b>2,469</b>	<b>4,351</b>	<b>-</b>

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

En 2021 el Grupo Ecopetrol ejecutó inversiones de capital por un total de USD 8,024 millones. Dentro de estas, el Grupo realizó inversiones orgánicas por USD 4,351 millones e inorgánicas (compra de ISA) por un equivalente a COP 14.2 billones (USD 3,673 millones). Este es el mayor nivel de inversión del Grupo en los últimos seis años. Del total de inversiones orgánicas del negocio de petróleo y gas, el 78% se ejecutó en Colombia, y el restante 22% en Estados Unidos, Brasil y México.

Los factores que explican que la ejecución de inversiones orgánicas del Grupo Ecopetrol haya sido inferior a la inicialmente esperada son: i) Eficiencias en la fase de maduración y en la fase de ejecución de proyectos, principalmente los de desarrollo y producción, ii) restricciones relacionadas con la situación de orden público y el impacto del COVID-19 sobre las cadenas de suministro a nivel mundial que afectaron el normal desarrollo del proceso de abastecimiento de proyectos, iii) mayores plazos en trámites administrativos, que principalmente impactaron actividades en Piedemonte, y iv) bloqueos en los campos de Rubiales, Caño Sur, La Cira y Llanito.

Las inversiones enfocadas en el crecimiento de la cadena de gas representaron el 7% de las inversiones ejecutadas en el año, y se vieron principalmente impactadas por el desplazamiento de actividad en Piedemonte derivado de trámites administrativos.

Por su parte, las inversiones de ISA durante el 2021 fueron de USD 1,108 millones, principalmente concentradas en el negocio transmisión de energía con un 86% (USD 955 millones), mientras que vías y telecomunicaciones representaron el 12% (USD 126 millones) y 2% (USD 27 millones) respectivamente. Brasil y Colombia concentraron el 49% y 18% del total de inversiones respectivamente, y el restante 35% correspondió a inversiones en Chile y Perú principalmente.

Durante el 4T21 Ecopetrol realizó inversiones principalmente en el negocio de producción y en continuidad operativa en refinación.

**Exploración y Producción:** De las inversiones orgánicas del 2021 del Grupo Ecopetrol, el segmento de exploración y producción representó el 75%, logrando un total de 395 pozos de desarrollo perforados y completados, y 443 workovers realizados, concentrados principalmente en Rubiales, Castilla, Valle Medio del Magdalena y Permian. En exploración se perforaron 13 pozos, 11 de ellos en Colombia, 2 en las filiales Ecopetrol América y México.

En materia de yacimientos no convencionales (YNC), en el 2021 se realizaron inversiones cercanas a los USD 600 millones, enfocadas en el aumento de las actividades de desarrollo en la cuenca Permian en Texas, Estados Unidos, y en la maduración de las iniciativas asociadas a Proyectos Piloto de Investigación Integral de Yacimientos No Convencionales (PPII) en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

**Transporte:** al cierre de 2021, las inversiones de Cenit y sus filiales representaron el 9% de las inversiones del Grupo Ecopetrol, y estuvieron principalmente concentradas en la integridad y confiabilidad de la infraestructura de oleoductos y poliductos.

**Refinación:** Las inversiones en el 2021 se enfocaron en la continuidad operativa (81%), con el objetivo de mantener la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación en las refinerías, donde se destaca la finalización de las pruebas del reactor biológico del proyecto de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales en Barrancabermeja, permitiendo el cumplimiento de la normatividad de vertimientos (Etapa 1 finaliza en abril de 2022). Las inversiones de crecimiento del segmento estuvieron principalmente concentradas en el avance del proyecto de interconexión de la unidad de crudo original de la refinería de Cartagena con la nueva refinería (IPCC).

**SosTECnibilidad:** Para los proyectos de descarbonización y gestión eficiente de agua de las operaciones fueron destinados USD 177 millones. Adicionalmente, se avanzó en la ejecución de inversiones en tecnología e innovación, con foco en transformación digital, recobro mejorado y transición energética, con inversiones por USD 75 millones.

**ISA:** Ejecutó inversiones en transmisión de energía por USD 126.4 millones, destinadas a avanzar en la construcción de 29 proyectos de transmisión de energía y 233 refuerzos y mejoras para incrementar la confiabilidad de la red existente. El 30.7% de las inversiones fueron ejecutadas en Colombia donde se viene adelantando la construcción de varios proyectos de transmisión adjudicados a ISA por la UPME en años anteriores; 30.3% en Perú principalmente en el proyecto Coya Yana; y el restante 39.0% en Chile y Brasil. Estos proyectos más los refuerzos y mejoras en CTEEP generarán ingresos anuales futuros por cerca de USD 420 millones una vez la totalidad de ellos entre en operación. En vías, ISA ejecutó inversiones en el 4T21 por USD 31.7 millones destinadas a Obras de Seguridad Normativa en las 4 concesiones en operación en Chile, Tramo III y Obras de Par Vial en Ruta del Maipo, adicional a la Construcción de Rutas del Loa. Así mismo, finalizó la construcción del Tramo 6 de la Ruta Costera en Colombia.

## II. Resultados por Segmento de Negocio

### 1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

#### Reservas

Al cierre de 2021 las reservas probadas netas de Ecopetrol fueron de 2,002 MBPE, presentando un aumento del 13% con respecto al 2020 (1,770 MBPE<sup>6</sup>). El 89% de las reservas probadas corresponden a campos en Colombia y el 11% restante corresponde a la operación de Ecopetrol Permian y Ecopetrol America, en Estados Unidos.

El Índice de Reposición de Reservas (IRR) fue del 200%, lo que significa que, por cada barril producido en el año se incorporaron dos barriles a las reservas.

La vida media de las reservas se incrementó a 8.7 años, superando la alcanzada en el 2014, año en el que el Brent promedio se ubicó en USD 102 por barril (frente a USD 69.2 por barril en 2021). Del balance total de reservas, el 72% son líquidos, con una vida media de 8.2 años, mientras que el 28% restante corresponde a gas, con una vida media de 10.4 años.

La incorporación de reservas probadas fue de 462 MBPE, de los cuales 282 MBPE se habilitaron producto de: i) la destacada gestión en los campos de desarrollo en Colombia, ii) la operación de Ecopetrol Permian en Estados

<sup>6</sup> Millones de Barriles de Petróleo Equivalente.

Unidos, iii) la maduración de nuevos proyectos y iv) la implementación de proyectos de expansión de recobro mejorado en campos como Chichimene, Castilla y Akacías principalmente. Los volúmenes restantes, corresponden al efecto favorable de la recuperación del precio internacional del petróleo durante 2021.

Por concepto de ventas, se generó la desincorporación de las reservas de la Compañía Savia en Perú por 3.5 MBPE, cuya venta efectiva se llevó a cabo en enero del 2021 ([ver](#) reporte de reservas 2021).

**Tabla 6: Reservas – Grupo Ecopetrol**

mbpe	2021	2020
Reservas Probadas Iniciales	1,770	1,893
Revisiones	315	(72)
Recobro Mejorado	139	113
Compras	0	30
Ventas	0	(1)
Extensiones y Descubrimientos	12	43
Producción	(231)	(236)
<b>Reservas Probadas Cierre Año</b>	<b>2,002</b>	<b>1,770</b>

## Exploración

Durante 2021 Ecopetrol y sus socios perforaron 13 pozos exploratorios, 4 por encima del plan inicial de 9 pozos, de los cuales 11 fueron en Colombia, 1 pozo en Estados Unidos y 1 pozo en México. Adicionalmente, en la actividad operada a sólo riesgo por socios se perforaron 4 pozos en Colombia.

De los pozos perforados en 2021:

- Tres fueron exitosos: Boranda Sur-2 declarado comercial, Flamencos-3 próximo a iniciar pruebas extensas y Liria YW 12 en pruebas extensas.
- Cinco pozos secos: Moyote-1, Boranda Sur-1, Boranda Centro-1, Chimuelo-1, Silverback-2
- Cuatro en evaluación: Basari-1, Carnaval-1, Cira 3540, Ibamaca-1
- Un pozo de estudio EST SN-8 fue taponado y abandonado.

En la actividad operada a sólo riesgo por el socio se perforaron cuatro pozos: Perla Negra-1, Perla Negra-1 ML1, Cayena 1 ST1 ML1 y Cayena 1 ST 1 ML2.

Al cierre del año 4 pozos se encontraban en perforación (EST SN-15, Bololó-1, El Niño-2 y Boranda Sur-3). Cabe destacar que en enero de 2022 se anunció el descubrimiento de crudo de 17° API en el pozo exploratorio Ibamaca-1 (Hocol 100%), localizado dentro del bloque Convenio de Exploración y Producción Tolima. La filial Hocol se encuentra realizando los análisis correspondientes para definir el plan de pruebas extensas a seguir en los próximos meses.

La producción acumulada en pruebas iniciales, extensas y pozos exploratorios en post comercialidad alcanzó 1,592,949 bpe al cierre del del año (4,364 bped promedio), donde el 65% de la producción corresponde a petróleo y el 35% a gas.

Continuando con las actividades de adquisición de información sísmica a nivel nacional, Ecopetrol a través de la filial Hocol, adquirió 83.98 km de sísmica 2D en el bloque SN18. En el ámbito internacional, la filial Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda, compró 73.371 km<sup>2</sup> de sísmica 3D de los programas Nébula, Picanha en el bloque Saturno y la cuenca Santos para evaluar la prospectividad y el potencial exploratorio de estas áreas. Además, Ecopetrol-America LLC compró 2,375 km<sup>2</sup> de datos sísmicos en el Golfo de México para avanzar en la maduración de 8 prospectos en la Alianza Estratégica con Chevron.

En la Ronda Colombia 2021 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Ecopetrol obtuvo 3 áreas en Evaluación Técnica (TEAs) en el Valle Medio del Magdalena y un bloque de Exploración y Producción en los Llanos. Así mismo, la filial Hocol obtuvo un bloque Exploración y Producción en la cuenca del Sinú San Jacinto.

Como parte de la Ronda 17, ofrecida por la Agência Nacional do petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ANP, en consorcio con la operadora Shell, Ecopetrol logró obtener el 30% de la participación en el bloque S-M-1709, ubicado al sur de la Cuenca Santos.

En cuanto al fortalecimiento de la estrategia de gas, durante el 2021, Ecopetrol perforó con éxito el pozo exploratorio Liria YW12 en el Piedemonte Llanero. El plan para el 2022 incluye continuar con las pruebas del pozo Liria YW12 y avanzar en el plan de delimitación del descubrimiento. A su vez, la filial Hocol desarrolló actividades exploratorias en las áreas de Colombia Norte con la perforación de los pozos Basari-1 y Carnaval-1, los cuales determinaron la presencia de gas y actualmente se encuentran en evaluación.

En lo relacionado al offshore colombiano, el socio Shell como operador de los bloques Fuerte Sur, Purple Angel y COL-5, avanza en las actividades para la perforación del pozo delimitador Gorgon-2, que se planea iniciar el primer trimestre de 2022. Este pozo es clave para definir un posible desarrollo de este descubrimiento y habilitar otras oportunidades exploratorias identificadas en el área.

En el 4T21 se concluyó el estudio de comercialidad y se definió el plan conceptual de desarrollo del descubrimiento Gato do Mato ubicado en los Bloques BM-S-54 y Sul de Gato do Mato. Este proyecto fue transferido a la Gerencia de Desarrollo y Producción de la filial en Brasil con la expectativa de obtener la primera producción entre el cuarto trimestre de 2025 y el primer trimestre de 2026.

### Producción

**Tabla 7: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol**

Producción - kbped	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)
Crudo	492.9	502.8	(2.0%)	485.9	516.0	(5.8%)
Gas Natural	129.8	130.2	(0.3%)	125.2	121.8	2.8%
<b>Total Ecopetrol S.A.</b>	<b>622.8</b>	<b>633.0</b>	<b>(1.6%)</b>	<b>611.1</b>	<b>637.8</b>	<b>(4.2%)</b>
Crudo	16.3	19.9	(18.1%)	18.1	20.2	(10.4%)
Gas Natural	20.9	20.3	3.0%	19.4	15.4	26.0%
<b>Total Hocol</b>	<b>37.2</b>	<b>40.2</b>	<b>(7.5%)</b>	<b>37.5</b>	<b>35.6</b>	<b>5.3%</b>
Crudo	0.0	0.0	-	0.0	1.1	(100.0%)
Gas Natural	0.0	0.0	-	0.0	0.9	(100.0%)
<b>Total Equion*</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>-</b>	<b>0.0</b>	<b>2.0</b>	<b>(100.0%)</b>
Crudo	0.0	3.0	(100.0%)	0.2	3.1	(93.5%)
Gas Natural	0.0	1.0	(100.0%)	0.0	0.9	(100.0%)
<b>Total Savia</b>	<b>0.0</b>	<b>4.0</b>	<b>(100.0%)</b>	<b>0.2</b>	<b>4.0</b>	<b>(95.0%)</b>
Crudo	8.5	9.5	(10.5%)	9.4	10.4	(9.6%)
Gas Natural	1.2	1.6	(25.0%)	1.5	1.8	(16.7%)
<b>Total Ecopetrol America</b>	<b>9.7</b>	<b>11.1</b>	<b>(12.6%)</b>	<b>10.9</b>	<b>12.2</b>	<b>(10.7%)</b>
Crudo	16.3	3.9	317.9%	13.5	3.8	255.3%
Gas Natural	8.7	2.2	295.5%	5.8	1.4	314.3%
<b>Total Ecopetrol Permian</b>	<b>25.0</b>	<b>6.1</b>	<b>309.8%</b>	<b>19.3</b>	<b>5.2</b>	<b>271.2%</b>
Crudo	534.0	539.1	(0.9%)	527.1	554.6	(5.0%)
Gas Natural	160.6	155.3	3.4%	151.9	142.2	6.8%
<b>Total Grupo Ecopetrol</b>	<b>694.7</b>	<b>694.4</b>	<b>0.0%</b>	<b>679.0</b>	<b>696.8</b>	<b>(2.6%)</b>

\*La Filial Equion reportó producción hasta el 29 de febrero de 2020 dada la finalización del contrato de asociación Piedemonte. A partir del primero de marzo de 2020, esta producción se reporta 100% ECP (campos Pauto y Floreña).  
 Notas: La producción bruta incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada Compañía. La producción de gas natural incluye productos blancos. La producción de gas + GLP para 12M2021 es de 143.4 kbped y para el 4T2021 es de 151.2 kbped.

En el 2021 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 679.0 kbped frente a los 696.8 kbped en 2020 una disminución del 2.6%. Ecopetrol S.A. aportó 611.1 kbped y las filiales aportaron 67.9 kbped. El aporte del gas natural (gas + productos blancos) fue de 22.4% (151.9 kbped), aumentando 6.8% respecto al 2020.

Frente a la vigencia 2020 se presentó una disminución en producción debido a la materialización de riesgos en temas de orden público, la fuerte ola invernal en Colombia, la temporada de huracanes en el Golfo de México y las restricciones temporales de producción en el campo Castilla principalmente, asociadas al manejo de agua.

La producción en el 4T21 fue de 694.7 kbped, 11 kbped más que el 3T21, manteniéndose en niveles similares a los del mismo periodo del año anterior. La recuperación obedece principalmente a: i) la recuperación de las ventas de gas y blancos en Cusiana, Cupiagua y Guajira, ii) habilitación del Gasoducto Promioriente en el mes de diciembre, 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) incremento de la actividad principalmente en Caño Limón, Quifa, Castilla y Permian, y v) la entrada en operación de los proyectos de Codilución en Cusiana y Apiay.

En términos de perforación, durante el 2021 un total de 395 pozos fueron perforados y completados con una ocupación promedio de 20 equipos de operación, lo que representó un incremento del 62% en actividad frente al 2020, de los cuales se perforaron y completaron 110 pozos en el 4T21 con una ocupación promedio de 27 equipos.

### Programa de Recobro

En el 2021 los campos con tecnologías de recuperación secundaria y terciaria aportaron el 38% de la producción diaria total del Grupo Ecopetrol, manteniendo su aporte en niveles similares a los del año anterior. Esta contribución proviene de 31 campos con pilotos o proyectos con este tipo de tecnologías, que se encuentran en ejecución.

Durante el 4T21 se continuó con la maduración y ejecución de pilotos de recobro secundario y terciario, resaltando los pilotos de recobro terciario “CEOR”<sup>7</sup> en el campo Cira Infantas y Dina T finalizando con éxito la inyección de polímero para iniciar la etapa de evaluación para su posterior expansión.

**Tabla 8: Pilotos de Recobro - Grupo Ecopetrol**

Tecnología	En evaluación del piloto	En maduración de proyectos
<b>No Térmico</b>	<b>10</b>	<b>15</b>
Inyección de agua	7	10
Optimización inyección de agua	0	1
Inyección de agua mejorada	3	4
Inyección de gas	0	0
<b>Térmico</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
Inyección de vapor	0	2
Inyección de aire	1	0
<b>TOTAL</b>	<b>11</b>	<b>17</b>

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

Respecto a los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), el 29 de octubre se radicó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del PPII Kalé, con el fin de solicitar a la Autoridad Ambiental la Licencia Ambiental, el 12 de noviembre el Ministerio de Medio Ambiente expidió el Auto que ordena Audiencia Pública, la cual, se realizó durante este mes de febrero del 2022. Así mismo se realizó la visita de evaluación por parte de la Autoridad Ambiental en el área de influencia del proyecto como parte del proceso de evaluación de la licencia.

Con respecto al PPII Platero, durante el 4T21 se recopiló información primaria para la temporada de mayores precipitaciones y se realizaron espacios asociados a los lineamientos de participación, con el objetivo de informar a las comunidades y grupos de interés acerca del proyecto. En febrero de este año se radicó el estudio de impacto ambiental ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).

### Permian

Durante el 2021, Ecopetrol y OXY como partes en el operación conjunta Rodeo en la cuenca Permian reportaron resultados operativos superiores a las expectativas. La producción anual promedio para Ecopetrol antes de regalías fue 19.3 kbped. la operación conjunta perforó 89 pozos en 2021 incrementando el total de pozos

<sup>7</sup> CEOR: Chemical Enhanced Oil Recovery

perforados a 132. Adicionalmente, 82 pozos fueron puestos en producción incrementando el total de pozos en producción a 104. En el 4T21 la producción de la operación conjunta superó los 50.0 kbped, representando un neto para Ecopetrol de 25.0 kbped antes de regalías.

Durante la ejecución de las operaciones, la asociación logró alcanzar hitos y récords operacionales significativos como:

- Perforación más rápida de un pozo, perforando en 8.15 días (*Spud to rig release*).
- Velocidad de perforación alcanzada de más de 9,500 pies/24 horas en la zona horizontal.
- Primer pozo perforado de 15,000 pies de longitud lateral.
- Tiempo de bombeo continuo récord alcanzado en actividades de completamiento de 22.8 horas por día.

En materia ambiental i) puesta en operación de una planta recicladora de agua con capacidad para tratar 65 kbbls/d y almacenar 3 MMbbls, permitiendo así reciclar y reusar alrededor de 7.7 MMbbls de agua en operaciones de completamiento y ii) se sustituyó alrededor de 15% del diesel de combustible para operaciones de perforación y completamiento por gas natural comprimido (GNC).

Finalmente, se continúa con el proceso de transferencia de conocimiento contando a la fecha con 25 empleados de Ecopetrol asignados como *secondees* en las operaciones de la asociación.

### Costo de Levantamiento y Dilución

**Tabla 9: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol**

USD/BI	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	8.97	8.42	6.5%	8.30	7.46	11.3%	20.5%
Costo de Dilución**	4.85	2.64	83.7%	4.27	2.56	66.8%	100.0%

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

\*\* Calculado con base en barriles vendidos

### Costo de Levantamiento

El costo de levantamiento acumulado 2021 se situó en 8.30 USD/BI, 0.84 USD/BL más que el costo de levantamiento obtenido en el mismo periodo del 2020, explicado principalmente por:

**Efecto Costo (+0,73 USD/BI):** Aumento en costos principalmente por: i) reactivación de actividad en el 2021 tras el levantamiento de las restricciones relacionadas con la pandemia de COVID-19, ii) incremento en costos por eventos externos asociados al orden público y bloqueos de terceros, iii) incremento de intervenciones a pozo con el objetivo de contrarrestar la declinación de los campos, iv) mayor número de mantenimientos de operación, obras civiles e integridad como parte de la reactivación, v) aumento en energía eléctrica por mayores tarifas globales de energía y aumento del consumo del Sistema de Interconexión Nacional (SIN), vi) incremento en costos laborales por cálculo actuarial, y vii) incremento en áreas de soporte a la operación en razón a la mayor actividad.

**Efecto por tasa de cambio (-0.11USD/BI):** Aumento de tasa de cambio de +50 pesos/dólar.

**Efecto Volumen (+0.22 USD/BI):** Menor producción.

### Costo de Dilución

El costo de dilución acumulado en 2021 se ubicó en 4.27 USD/BI, un aumento de 1.71 USD/BI, explicado principalmente por: i) incremento de 30.06 USD/BI del precio de compra de nafta frente a 2020, asociado al cambio positivo en indicador de referencia (BRENT) y recuperación de las condiciones de mercado, ii) impacto positivo por el efecto de la tasa representativa de mercado, por devaluación del peso frente al dólar en 49.73

pesos/dólar, y iii) menor volumen de compra de barriles de nafta (4 kbls), por disminución en la producción de crudos pesados.

## Resultados Financieros del Segmento

**Tabla 10: Estado de Ganancias o Pérdidas – Exploración y Producción**

Miles de Millones (COP)	4T 2021	4T 2020	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (\$)	Δ (%)
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>19,603</b>	<b>10,453</b>	<b>9,150</b>	<b>87.5%</b>	<b>63,112</b>	<b>36,644</b>	<b>26,468</b>	<b>72.2%</b>
Depreciación, amortización y agotamiento	1,460	1,648	(188)	(11.4%)	6,624	6,254	370	5.9%
Costos variables	7,737	4,784	2,953	61.7%	24,145	17,365	6,780	39.0%
Costos fijos	2,703	2,526	177	7.0%	9,566	9,275	291	3.1%
<b>Costo de ventas</b>	<b>11,900</b>	<b>8,958</b>	<b>2,942</b>	<b>32.8%</b>	<b>40,335</b>	<b>32,894</b>	<b>7,441</b>	<b>22.6%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>7,703</b>	<b>1,495</b>	<b>6,208</b>	<b>415.3%</b>	<b>22,777</b>	<b>3,750</b>	<b>19,027</b>	<b>507.4%</b>
Gastos operacionales y exploratorios	1,793	1,639	154	9.4%	4,489	2,590	1,899	73.3%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>5,910</b>	<b>(144)</b>	<b>6,054</b>	<b>(4,204.2%)</b>	<b>18,288</b>	<b>1,160</b>	<b>17,128</b>	<b>1,476.6%</b>
Ingresos (gastos) financieros	(621)	(271)	(350)	129.2%	(2,113)	(1,358)	(755)	55.6%
Resultados de participación en Compañías	(3)	(3)	0	0.0%	10	(41)	51	(124.4%)
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>5,286</b>	<b>(418)</b>	<b>5,704</b>	<b>(1,364.6%)</b>	<b>16,185</b>	<b>(239)</b>	<b>16,424</b>	<b>(6,872.0%)</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(1,385)	137	(1,522)	(1,110.9%)	(4,737)	72	(4,809)	(6,679.2%)
<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>3,901</b>	<b>(281)</b>	<b>4,182</b>	<b>(1,488.3%)</b>	<b>11,448</b>	<b>(167)</b>	<b>11,615</b>	<b>(6,955.1%)</b>
Interés no controlante	24	18	6	33.3%	89	79	10	12.7%
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment</b>	<b>3,925</b>	<b>(263)</b>	<b>4,188</b>	<b>(1,592.4%)</b>	<b>11,537</b>	<b>(88)</b>	<b>11,625</b>	<b>(13,210.2%)</b>
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	438	338	100	29.6%	438	(180)	618	(343.3%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(135)	(134)	(1)	0.7%	(135)	17	(152)	(894.1%)
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>4,228</b>	<b>(59)</b>	<b>4,287</b>	<b>(7,266.1%)</b>	<b>11,840</b>	<b>(251)</b>	<b>12,091</b>	<b>(4,817.1%)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>7,737</b>	<b>1,836</b>	<b>5,901</b>	<b>321.4%</b>	<b>25,723</b>	<b>6,684</b>	<b>19,039</b>	<b>284.8%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>39.5%</b>	<b>17.6%</b>	<b>-</b>	<b>21.9%</b>	<b>40.8%</b>	<b>18.2%</b>	<b>-</b>	<b>22.6%</b>

**Los ingresos** del 2021 y del 4T21 frente al mismo periodo de 2020 aumentaron principalmente por i) el incremento en los precios del Brent ii) fortaleza en diferenciales de venta de crudos iii) mayor tasa de cambio, así como mayores ventas de exportación de crudos en el 4T21, sin embargo, parcialmente compensado por un menor volumen de ventas asociado a una disminución de la producción.

**El costo de ventas** del 2021 y del 4T21 frente al mismo periodo de 2020 aumentó, debido a:

- Mayor costo en compras por incremento en los precios de crudo, contrarrestados por menores volúmenes de compras a la ANH principalmente por una menor producción.
- Mayor ejecución de costos por: i) incremento de consumo de energía regulada en Cravo Norte, en desarrollo del proyecto de cambio en fuente de autogeneración para reducir huella de carbono, ii) incremento en el número de intervenciones a pozo, mantenimientos y trabajos de integridad asociado a la acumulación de actividad en el 4T21 por desplazamiento en el 2T21 debido al orden público, 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 a cargamentos en tránsito con destino a la India con realización en el 1T22.
- Mayor costo de transporte debido a i) mayor tasa de cambio, ii) actualización anual de tarifas en oleoductos iii) costos asociados a la ejecución de ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario dado menores días de operación del Oleoducto Caño Limón, compensado por iv) menor volumen transportado dada la menor producción.

**Los gastos operacionales** (netos de otros ingresos) del 2021 y 4T21 frente al mismo periodo de 2020 aumentaron, principalmente por:

- Actualización de provisión de obra pública y provisiones ambientales.
- Hurto de crudo en los oleoductos OTA y Caño Limón.
- Aumento de flete de buques por acuerdos comerciales con China y Corea.
- Adquisición de sísmica en Brasil y Ecopetrol America, así como estudios de geología y geofísica principalmente en Gerencias Onshore Oriente y Occidente en Ecopetrol S.A.
- Reconocimiento de la actividad exploratoria de los pozos no exitosos (Silverback-2 en Ecopetrol America, Moyote-1 en México, Aguas Blancas 11 y 24, Chimuelo-1, Boranda Centro-1 y Lorito Este-1 en Ecopetrol S.A.).
- Actualización de costos de abandono de pozos secos.

**El gasto financiero neto** (no operacional) del 2021 y del 4T21 frente al mismo periodo de 2020, aumenta principalmente por i) el efecto de la diferencia en cambio producto de la devaluación del peso frente al dólar dada la posición pasiva del segmento y ii) menores rendimientos del portafolio de inversiones.

## 2. TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

**Tabla 11: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol**

kbd	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)
Crudo	759.0	759.6	(0.1%)	730.0	785.6	(7.1%)
Productos	289.6	266.9	8.5%	277.2	231.5	19.7%
<b>Total</b>	<b>1,048.6</b>	<b>1,026.5</b>	<b>2.2%</b>	<b>1,007.2</b>	<b>1,017.1</b>	<b>(1.0%)</b>

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

El volumen total transportado al cierre del 2021 fue de 1,007.2 kbd mostrando una leve disminución de 9.9 kbd frente al 2020, debido a la disminución en el transporte de crudo como resultado de la menor producción, principalmente en la zona Llanos, no obstante, se resalta el incremento del 19.7% en el volumen de productos refinados transportados frente al año anterior. En el 4T21 el volumen total transportado aumentó en 22.1 kbd frente al 4T20, debido al aumento en el transporte de productos refinados por el efecto de la recuperación de la actividad económica.

**Crudos:** En el 2021 los volúmenes transportados disminuyeron 7.1% cerrando en 730.0 kbd, debido a menor producción, principalmente en la zona Llanos, mientras que en el 4T21 presentaron un comportamiento similar que el 4T20, por el efecto combinado de mayores volúmenes evacuados en el corredor del sur por 8.9 kbd, y una disminución de la evacuación hacia Coveñas y los corredores que conectan con la Refinería de Barrancabermeja de 9.4 kbd. Aproximadamente el 85.3% del volumen de crudo transportado durante el año es propiedad del Grupo Ecopetrol.

En el 4T21 se realizaron 8 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario, con un volumen evacuado de 2.6 millones de barriles con el objetivo de asegurar la evacuación del Campo Caño Limón tras las afectaciones al oleoducto originadas por terceros y por el deslizamiento de tierra registrado en la vereda la China del municipio de Toledo, en el departamento de Norte de Santander. Tras adelantar las labores de reparación, el Oleoducto entró en funcionamiento nuevamente el día 29 de noviembre.

Durante el 4T21 se presentaron 8 afectaciones a los oleoductos originados por parte de terceros, disminuyendo en un 33% frente al 4T20. Por otro lado, la instalación de válvulas ilícitas disminuyó en un 22.5% en el 4T21 comparado con el 4T20.

**Productos Refinados:** Por el efecto de la recuperación de la actividad económica principalmente, en el 2021 los volúmenes transportados cerraron en 277.2 kbd, un incremento del 19.8% frente al 2020, mientras que en el 4T21 aumentaron en un 8.5% frente al 4T20. Aproximadamente el 29.5% del volumen transportado durante el año por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol. Durante el trimestre la instalación de válvulas ilícitas aumentó un 135.3% frente al 4T20.

**Apalancamiento del recibo de Crudos de la Asociación Nare:** Ecopetrol recibió el 5 de noviembre de 2021 por parte de Mansarovar los campos Jazmín, Nare Sur, Under River, Moriche, Abarco y Girasol. Hasta ese

momento la evacuación de crudos se venía realizando mediante el OVG (Oleoducto Velásquez – Galán propiedad de Mansarovar).

El 28 de octubre, Mansarovar suspendió el bombeo por el Oleoducto OVG; Cenit implementó un plan de acción exitoso para lograr la evacuación de los campos, garantizando la seguridad de procesos y la integridad de los equipos en la Estación Vasconia, con el valor agregado del uso del sistema de dilución, para garantizar mezclas con Nafta en las calidades de despacho a Barrancabermeja (GRB) y Oleoducto de Colombia (ODC) hacia Coveñas. A su vez, se incrementó el transporte de 10 Kbd en el Sistema Vasconia – GRB.

**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 le permite al cliente el uso de un diluyente más económico y con mayor factor de dilución, además de ser el GLP un combustible de una fuente de producción local cercano al punto de mezclado, lo que disminuye los volúmenes de nafta que se deben importar.

**Transporte al Llano de combustibles por Poliducto Apiay:** Debido al transporte por el Poliducto de productos refinados y al desarrollo del llenadero de Apiay, el cual entró en operación el 7 de diciembre de 2021, se están sustituyendo al mes alrededor de 600 viajes por carrotanque por la vía al Llano, asegurando la confiabilidad en el abastecimiento del departamento del Meta, reduciendo las emisiones de CO<sup>2</sup> y mejorando las condiciones de tránsito de la vía.

**Costo por Barril Transportado**

**Tabla 12: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol**

USD/BI	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	3.35	3.51	(4.6%)	3.00	3.14	(4.5%)	15.0%

El costo por barril transportado acumulado a diciembre de 2021 se ubicó en 3.00 USD/BI y disminuyó 0.14 USD/BI frente a diciembre de 2020 principalmente por:

**Efecto costo (-0.14 USD/BI):** Disminución en el costo variable debido a una reducción en el consumo de materiales, producto de los menores volúmenes transportados de crudo. Adicionalmente, se generó una menor depreciación debido al cambio al cierre de 2020 de las vidas útiles de Oleoducto de los Llanos y Oleoducto Bicentenario.

**Efecto volumen (+0.04 USD/BI):** Mayor costo por barril debido a menor volumen transportado derivado de la menor producción, contrarrestado parcialmente por un mayor volumen de productos por recuperación de la demanda de gasolina y diésel en el país.

**Efecto tasa de cambio (-0.04 USD/BI):** Mayor tasa de cambio de 49.7 pesos/dólar al reexpresar los costos en pesos a dólares.

El costo por barril transportado para el 4T21 se situó en 3.35 USD/BI, con una disminución de 0.16 USD/BI frente al mismo periodo de 2020.

## Resultados Financieros del Segmento

**Tabla 13: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte**

Miles de Millones (COP)	4T 2021	4T 2020	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (\$)	Δ (%)
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>3,373</b>	<b>3,061</b>	<b>312</b>	<b>10.2%</b>	<b>12,158</b>	<b>12,194</b>	<b>(36)</b>	<b>(0.3%)</b>
Depreciación, amortización y agotamiento	300	281	19	6.8%	1,168	1,253	(85)	(6.8%)
Costos variables	157	143	14	9.8%	532	567	(35)	(6.2%)
Costos fijos	481	437	44	10.1%	1,560	1,561	(1)	(0.1%)
<b>Costo de ventas</b>	<b>938</b>	<b>861</b>	<b>77</b>	<b>8.9%</b>	<b>3,260</b>	<b>3,381</b>	<b>(121)</b>	<b>(3.6%)</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>2,435</b>	<b>2,200</b>	<b>235</b>	<b>10.7%</b>	<b>8,898</b>	<b>8,813</b>	<b>85</b>	<b>1.0%</b>
Gastos operacionales	(270)	375	(645)	(172.0%)	269	935	(666)	(71.2%)
<b>Utilidad operacional</b>	<b>2,705</b>	<b>1,825</b>	<b>880</b>	<b>48.2%</b>	<b>8,629</b>	<b>7,878</b>	<b>751</b>	<b>9.5%</b>
Ingresos (gastos) financieros	59	(211)	270	(128.0%)	207	170	37	21.8%
Resultados de participación en Compañías	1	0	1	-	1	(2)	3	(150.0%)
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>2,765</b>	<b>1,614</b>	<b>1,151</b>	<b>71.3%</b>	<b>8,837</b>	<b>8,046</b>	<b>791</b>	<b>9.8%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(884)	(583)	(301)	51.6%	(2,799)	(2,584)	(215)	8.3%
<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>1,881</b>	<b>1,031</b>	<b>850</b>	<b>82.4%</b>	<b>6,038</b>	<b>5,462</b>	<b>576</b>	<b>10.5%</b>
Interés no controlante	(296)	(246)	(50)	20.3%	(1,161)	(1,119)	(42)	3.8%
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment</b>	<b>1,585</b>	<b>785</b>	<b>800</b>	<b>101.9%</b>	<b>4,877</b>	<b>4,343</b>	<b>534</b>	<b>12.3%</b>
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(164)	338	(502)	(148.5%)	(166)	341	(507)	(148.7%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	57	(100)	157	(157.0%)	58	(101)	159	(157.4%)
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>1,478</b>	<b>1,023</b>	<b>455</b>	<b>44.5%</b>	<b>4,769</b>	<b>4,583</b>	<b>186</b>	<b>4.1%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>3,070</b>	<b>2,153</b>	<b>917</b>	<b>42.6%</b>	<b>10,025</b>	<b>9,287</b>	<b>738</b>	<b>7.9%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>91.0%</b>	<b>70.3%</b>	<b>-</b>	<b>20.7%</b>	<b>82.5%</b>	<b>76.2%</b>	<b>-</b>	<b>6.3%</b>

Los **ingresos** del 2021 disminuyeron levemente frente al 2020, principalmente por el efecto de: i) menores volúmenes transportados de crudo como resultado de la menor producción, y ii) reducción del ingreso por concepto de Margen Plan de Continuidad que hacía parte de la tarifa de transporte de productos refinados hasta abril del 2021. Estos efectos se compensan parcialmente con un incremento en los ingresos asociados a los volúmenes transportados de productos refinados debido a la recuperación de la demanda a lo largo del año y 19 ciclos de reversión en 2021 del Oleoducto Bicentenario, con un volumen evacuado de 5.3 millones de barriles.

Por su parte, los ingresos del 4T21 aumentaron frente al 4T20, principalmente por el efecto de: i) 8 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario, con un volumen evacuado de 2.6 millones de barriles, ii) aprobación del acuerdo de conciliación con Frontera, iii) incremento en los volúmenes transportados de productos refinados debido a la recuperación de la demanda a lo largo del 2021, y iv) por mayor tasa de cambio promedio. Estos efectos positivos se compensan parcialmente con una reducción del ingreso por concepto de Margen Plan de Continuidad que hacía parte de la estructura de precios de productos refinados hasta abril del 2021.

El **costo de ventas** del 2021 disminuyó frente al 2020, principalmente por el efecto de: i) menor depreciación por la extensión de las vidas útiles en los Oleoductos Bicentenario y de los Llanos, y ii) disminución en los costos variables de materiales, asociados principalmente a los menores volúmenes transportados de crudo. Para el 4T21, el costo de ventas aumentó frente al 4T20, principalmente por el efecto de: i) mayores actividades de mantenimiento, e ii) incremento en los costos variables de energía eléctrica y materiales, asociados principalmente a los mayores volúmenes transportados de productos refinados y a los ciclos de reversión presentados en el 4T21.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) 2021 frente a 2020 y 4T21 frente a 4T20 disminuyeron principalmente por el efecto del acuerdo de conciliación, en el cual Frontera reconoció a Bicentenario el valor equivalente a una porción de la deuda sindicada, así como una compensación a favor de Cenit por la terminación anticipada de los contratos.

El **resultado financiero neto** (no operacional) del 2021 frente a 2020 y 4T21 frente al 4T20 refleja el efecto cambiario sobre la posición neta activa en dólares del segmento y la liquidación de coberturas de tipo de cambio.

### 3. REFINACIÓN

Las refinerías cerraron el 2021 con una carga consolidada de 353.6 kbd y un margen bruto integrado de 10.2 USD/BI, frente a una carga de 319.8 kbd y un margen bruto integrado de 8.0 USD/BI en el 2020, manteniendo una tendencia positiva durante el año 2021.

En el 2021 el segmento de refinación enfrentó exitosamente un entorno retador derivado de: i) eventos e interferencias operativas asociadas al orden público, ii) continuidad de restricciones resultado de la extensión de la pandemia, iii) mantenimientos mayores programados y eventos operativos; lo cual fue gestionado a través de: a) una activa optimización de inventarios en ambas refinerías, b) eficiente estrategia comercial para mejorar márgenes, c) planeación integrada de la cadena para maximizar oportunidades de suministro y producción, y d) ajustes en la estrategia de ejecución de paradas durante el año, que permitió capturar oportunidades de entorno.

En el 4T21 las refinerías alcanzaron una carga consolidada de 340.2 kbd, impactada por la ejecución de la parada mayor programada en una de las unidades de crudo de Barrancabermeja, y un margen bruto integrado récord desde 2018 de 12.5 USD/BI, frente a una carga de 355.1 kbd y un margen bruto integrado de 8.5 USD/BI en el 4T20. Adicionalmente, estos resultados se deben a: i) buen desempeño operativo en Cartagena y en Barrancabermeja, ii) mejora de la canasta de productos refinados, en línea con el aumento generalizado de la demanda por la reactivación del sector productivo y la temporada de fin de año; iii) aprovechamiento del incremento del spread PP<sup>1</sup> – PGP<sup>2</sup> en Esentia; y iv) costo de caja del segmento bajo control, entre otros.

#### Refinería de Cartagena

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

Refinería de Cartagena	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)
Carga* (kbd)	143.2	154.5	(7.3%)	142.6	140.6	1.4%
Factor de Utilización (%)	92.1%	85.2%	8.0%	81.4%	76.1%	6.9%
Producción Refinados (kbd)	136.8	151.8	(9.9%)	136.4	134.6	1.3%
Margen Bruto (USD/BI)	13.3	6.6	101.5%	8.5	6.6	28.8%

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

El margen bruto del 2021 cerró 28.8% superior al del año 2020, por su lado el del 4T21 fue récord histórico trimestral. Durante el 2021 se logró: i) estabilidad operativa aun iniciando el primer ciclo de mantenimientos mayores, en las unidades de Cracking y Alquilación; ii) fortalecimiento en precio de venta de productos gracias a la mejora de indicadores y activa gestión comercial, compensando mayores precios de crudos; iii) mejores rendimientos de productos valiosos debido al aprovechamiento de inventarios en la unidad de Cracking, y iv) mayor producción de crudos nacionales en la dieta. Lo anterior pese a: i) restricción de carga en unidad de Crudo (está en finalización de su ciclo de corridas); ii) más consumo de crudo importado; y iii) mayor descuento en diésel de exportación (efecto RVO<sup>8</sup>).

Los resultados del 4T21 alcanzaron récord histórico trimestral y permiten ver el potencial productivo y financiero de la Refinería de Cartagena, sin eventos operativos y en condiciones favorables de entorno.

#### Refinería de Barrancabermeja

**Tabla 15: Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen de Refinación – Refinería de Barrancabermeja**

Refinería de Barrancabermeja	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)
Carga* (kbd)	196.9	200.6	(1.8%)	211.0	179.2	17.7%
Factor de Utilización (%)	71.6%	70.1%	2.1%	76.9%	64.1%	19.9%
Producción Refinados (kbd)	200.8	203.9	(1.5%)	214.6	182.4	17.7%
Margen Bruto (USD/BI)	11.9	9.9	20.2%	11.5	9.1	26.4%

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

<sup>8</sup> RVO: *Renewable Volume Obligation* u Obligación de Volumen Renovable: Exigencia de disponer de un Volumen Renovable Obligatorio, el cual es un porcentaje del combustible fabricado y vendido al público estadounidense, dentro del programa de Estándar de Combustible Renovable (RFS: *Renewable Fuel Standard*). Si cualquier refinador y/o trader de combustibles vehiculares en los Estados Unidos no cumple con los requisitos del programa RFS, debe asumir un costo por galón RIN (*Renewable Identification Numbers* ó Números de Identificación Renovables).

El margen bruto del año 2021 superó el resultado del 2020, alcanzando 11.5 USD/BI, siendo el del 4T21 el más alto de los últimos 3 años. Durante el 2021 se tuvo: i) estabilidad operativa en medio de ejecución de paradas mayores programadas (Crudo U-200, Alquileración, Plantas petroquímicas e inicio Orthoflow), ii) incremento de carga en línea con la recuperación de la demanda y su consecuente mejora en los rendimientos de destilados medios y gasolinas, iii) gestión comercial activa en productos y petroquímicos, generando mejores condiciones de venta, compensando mayores precios de crudos, y iv) destacado desempeño de costos.

**Esenttia**

**Tabla 16: Ventas y Margen – Esenttia**

Esenttia	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	131.1	145.2	(9.7%)	536.6	541.3	(0.9%)
Margen Total (USD/Ton)	289.8	247.0	17.3%	249.9	235.1	6.3%

En el año 2021 el volumen de ventas se mantuvo estable frente al 2020, mientras que el margen total acumulado aumentó por el aprovechamiento de condiciones favorables de mercado asociadas a: i) incremento en la demanda favoreciendo precios del PP<sup>9</sup>, ii) menor disponibilidad de producto asiático por restricciones logísticas, iii) operación estable del principal proveedor de materia prima PGP<sup>10</sup>, y iv) la implementación de una estrategia de ventas para fortalecer relaciones con clientes tradicionales, e incrementar mercado en países de mayor rentabilidad.

El margen total creció un 17% con respecto al 4T20, adicional a lo previamente mencionado, por la disminución en el costo de la materia prima (PGP) en el 4T21.

**Invercolsa**

Al cierre del 2021 se superan los resultados presentados en 2020 en: i) 4% de volumen de gas natural debido a avances de campañas para incentivar consumos de gas en segmentos comerciales y GNV<sup>11</sup>, así como estrategias de instalación a usuarios para aumentar volúmenes residenciales; ii) 80% de instalaciones producto de la reactivación económica; y iii) 13% de EBITDA total consolidado apalancado principalmente por dividendos, instalaciones y gas natural.

Las instalaciones de gas incrementaron un 70% en el 4T21 vs. 4T20, gracias a la reactivación económica y puesta en marcha de estrategias comerciales de promoción realizadas con los proveedores del servicio, enfocadas en la confiabilidad de dichas instalaciones.

**Costo de Caja de Refinación**

**Tabla 17: Costo de Caja de Refinación\***

USD/BI	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	4.95	4.93	0.4%	4.48	4.98	(10.0%)	16.3%

\* Incluye refinерías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

El costo de caja de refinación acumulado a diciembre de 2021 se ubicó en 4.48 USD/BI y disminuyó 0.50 USD/BI, explicado principalmente por:

**Efecto Costo & Volumen (-0,44 USD/BI):** principalmente por mayores cargas de crudo en la Refinería de Barrancabermeja (+32 Kbd) y Refinería de Cartagena (+2 Kbd), debido al incremento de la demanda.

**Efecto Tasa de Cambio (-0,06 USD/BI):** mayor tasa de cambio de +49.73 pesos/dólar al re-exresar los costos en pesos a dólares.

<sup>9</sup> PP: Materia prima para el Polipropileno

<sup>10</sup> PGP: Propileno Grado Polímero

<sup>11</sup> GNV: Gas natural vehicular

El costo de caja de refinación para el 4T21 se situó en 4.95 USD/BI, con un aumento de 0.02 USD/BI frente al mismo período de 2020.

## Resultados Financieros del Segmento

**Tabla 18: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación**

Miles de Millones (COP)	4T 2021	4T 2020	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (\$)	Δ (%)
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>15,938</b>	<b>7,572</b>	<b>8,366</b>	<b>110.5%</b>	<b>50,976</b>	<b>26,104</b>	<b>24,872</b>	<b>95.3%</b>
Depreciación, amortización y agotamiento	365	371	(6)	(1.6%)	1,459	1,474	(15)	(1.0%)
Costos variables	14,074	6,393	7,681	120.1%	44,861	22,395	22,466	100.3%
Costos fijos	601	553	48	8.7%	2,215	1,956	259	13.2%
<b>Costo de ventas</b>	<b>15,040</b>	<b>7,317</b>	<b>7,723</b>	<b>105.5%</b>	<b>48,535</b>	<b>25,825</b>	<b>22,710</b>	<b>87.9%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>898</b>	<b>255</b>	<b>643</b>	<b>252.2%</b>	<b>2,441</b>	<b>279</b>	<b>2,162</b>	<b>774.9%</b>
Gastos operacionales	502	512	(10)	(2.0%)	1,718	1,683	35	2.1%
<b>Utilidad (Pérdida) operacional</b>	<b>396</b>	<b>(257)</b>	<b>653</b>	<b>(254.1%)</b>	<b>723</b>	<b>(1,404)</b>	<b>2,127</b>	<b>(151.5%)</b>
Ingresos (gastos) financieros	(395)	222	(617)	(277.9%)	(1,260)	(1,294)	34	(2.6%)
Resultados de participación en Compañías	37	(1)	38	(3,800.0%)	201	131	70	53.4%
<b>Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>38</b>	<b>(36)</b>	<b>74</b>	<b>(205.6%)</b>	<b>(336)</b>	<b>(2,567)</b>	<b>2,231</b>	<b>(86.9%)</b>
Provisión impuesto a las ganancias	293	(213)	506	(237.6%)	405	645	(240)	(37.2%)
<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>331</b>	<b>(249)</b>	<b>580</b>	<b>(232.9%)</b>	<b>69</b>	<b>(1,922)</b>	<b>1,991</b>	<b>(103.6%)</b>
Interés no controlante	(37)	(13)	(24)	184.6%	(174)	(114)	(60)	52.6%
<b>Utilidad (pérdida) neta antes de impairment</b>	<b>294</b>	<b>(262)</b>	<b>556</b>	<b>(212.2%)</b>	<b>(105)</b>	<b>(2,036)</b>	<b>1,931</b>	<b>(94.8%)</b>
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(309)	(71)	(238)	335.2%	(305)	(782)	477	(61.0%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	113	44	69	156.8%	112	175	(63)	(36.0%)
<b>Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>98</b>	<b>(289)</b>	<b>387</b>	<b>(133.9%)</b>	<b>(298)</b>	<b>(2,643)</b>	<b>2,345</b>	<b>(88.7%)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1,173</b>	<b>345</b>	<b>828</b>	<b>240.0%</b>	<b>3,528</b>	<b>869</b>	<b>2,659</b>	<b>306.0%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>7.4%</b>	<b>4.6%</b>	<b>-</b>	<b>2.8%</b>	<b>6.9%</b>	<b>3.3%</b>	<b>-</b>	<b>3.6%</b>

El EBITDA para el 4T21 fue el mejor en lo corrido del año, y contribuyó a que el acumulado 2021 sea récord histórico para el segmento consolidado, para sus refinerías, como para Esenttia e Invercolsa. Debido a que i) se lograron recuperar las cargas y los márgenes, ii) gestión activa de inventarios, y a iii) una buena estrategia comercial para capturar beneficios de entorno favorable.

Los **ingresos** acumulados 2021 frente a 2020 y del 4T21 frente al 4T20, se incrementaron debido a i) la recuperación en los diferenciales de productos asociados a factores de mercado, principalmente en gasolina, destilados medios y petroquímicos, a pesar de tener un mayor descuento en diésel de exportación (Efecto RVO) y ii) crecimiento en la demanda nacional de combustibles. Invercolsa obtuvo un crecimiento en sus ingresos, dada la mayor comercialización de gas natural e instalaciones, lo que ha sido constante durante todo el 2021. Adicionalmente, se resalta el comportamiento de Esenttia donde el repunte de márgenes de polipropileno en el 4T21 y su estrategia comercial le permitió buenos resultados en ventas.

El **costo de ventas** del 2021 frente a 2020 aumentó principalmente por: i) mayores precios de la dieta de crudos de las refinerías y las importaciones de productos, y ii) al mayor volumen de carga dada la recuperación de la demanda. Sin embargo, en la comparación 4T21 frente al 4T20, los mayores costos se asocian a: i) mayores precios de la dieta de crudos de las refinerías 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 los desafíos operativos en la Refinería de Cartagena. Lo anterior, compensado parcialmente con menores cargas de las refinerías por paradas programadas.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 2021 frente a 2020 acumulado reflejan un aumento explicado por: i) el efecto de las paradas técnicas de la Refinería de Cartagena y ii) mayores gastos de comercialización por aumento en las ventas. Sin embargo, en la vista del 4T21 disminuyeron levemente frente al 4T20 respectivamente, explicado por menores gastos administrativos.

El **resultado financiero** (no operacional) del 2021 frente a 2020 se presenta un nivel similar al del año anterior. En la vista del 4T21 versus 4T20, tuvo un mayor gasto, como consecuencia de un incremento en la tasa de cambio de cierre presentada sobre la posición pasiva neta del segmento.

## 4. TRANSMISION DE ENERGÍA Y VÍAS

El pasado 23 de febrero del 2022, ISA anunció sus resultados financieros y operativos del 4T21 al mercado, los cuales pueden ser consultados en la página web de la Compañía <http://www.isa.co/es/inversionistas>. A continuación, se destacan algunos hechos operativos y financieros relevantes:

### Transmisión de Energía

Durante el 4T21 se dio la entrada en operación: i) en Chile la Ampliación SE Nueva Maitencillo y Nuevo Pan de Azúcar para ampliar la capacidad de las subestaciones y fortalecer el sistema de transmisión Chileno, ii) en Perú, a través de Consorcio Transmantaro, la conexión de la refinería de Talara de Petroperu al STN para ampliar la capacidad de transmisión de energía y mejorar la confiabilidad y iii) 41 refuerzos y mejoras en Brasil. Todos estos proyectos generarán ingresos anuales por USD 8.9 millones.

Continúa la etapa de construcción de 29 proyectos que entrarán en operación entre 2022 y 2025, ubicados en los países donde ISA tiene presencia, los cuales, una vez entren en operación, generarán ingresos anuales por USD 334,2 millones.

Con relación a nuevos negocios se resalta lo siguiente:

- En diciembre se adjudicó la línea de transmisión Kimal – Lo Aguirre al Consorcio Yallique, conformado por Transelec, *ISA Inversiones Chile* y China Southern Power Grid International. El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión HVDC (High Voltage Direct Current) bipolar con capacidad de 3,000 MW en 600 kV y se extenderá por más de 1,400 Km. En Chile, es la primera línea de corriente continua, una tecnología que permite mayor capacidad de transmisión con menores pérdidas en el transporte, comparados con los proyectos de corriente alterna, además de no requerir subestaciones intermedias. Así mismo, permitirá conectar la energía de los proyectos renovables que se encuentran en el norte de Chile para llevarla al centro y sur del país, apalancando así la descarbonización de la matriz energética.
- En Brasil, ISA a través de su filial ISA CTEEP desarrollará el primer proyecto de almacenamiento a gran escala en el sistema de transmisión brasileño, que le fue otorgado en el 4T21. El proyecto será instalado en la Subestación Registro en la zona del litoral sur de Sao Paulo y tiene una capacidad instalada de 30 MW. Este proyecto estará acompañado con refuerzos de red y beneficiará alrededor de 2 millones de personas de la región.

### Vías

Durante el 4T21 se culminó la construcción y se realizó la puesta en servicio del 100% de Ruta Costera. El proyecto recorre los departamentos de Bolívar y Atlántico y beneficia cerca de 3 millones de personas en nueve municipios con una longitud de 146 kms.

Se avanzó en la construcción de los proyectos Rutas del Loa, cuya extensión es de 136 km y se estima entre en operación en el 2023. Adicionalmente, se avanzó en la construcción de 6 proyectos en las concesiones viales de Chile, los cuales representarán 52 km de mejoramiento de algunas de las vías ya existentes.

### Resultados Financieros

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

- El aporte a la utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol en el 4T21 fue de COP 273 mil millones y para el año corrido desde la adquisición de ISA de COP\$386 mil millones.
- El aporte al EBITDA del Grupo Ecopetrol asciende a COP 2.6 billones en 2021, con una importante participación del negocio de energía del 80.5% de este indicador.

- El EBTIDA del trimestre fue apalancado por: i) la entrada en operación de proyectos en Colombia, Brasil, Chile y la consolidación de Piratininga-Bandeirantes Transmissora de Energia (PBTE), ii) efecto positivo en los ingresos por Índice de precios al consumidor ampliado – IPCA, e Índice General de precios de Mercado - IGPM en Brasil e Índice de Precios al Productor - IPP y iii) efecto positivo TRM en Colombia.
- En los resultados no operacionales se destaca el reconocimiento de mayores gastos financieros derivados de: i) la consolidación de la deuda de PBTE, el aumento en el endeudamiento para financiar el crecimiento del Grupo y el mayor gasto por diferencia en cambio, y ii) la refinanciación parcial del crédito desembolsado por Ecopetrol para la adquisición de ISA, con lo cual se optimizó el perfil de vencimientos de la deuda.

Mayor información sobre el aporte de ISA a los resultados del 4T21 del Grupo Ecopetrol se encuentra en la sección “Efecto Financiero por la Consolidación de ISA”.

### III. SosTECnibilidad

#### Energías Renovables

Con la entrada en operación en octubre 2021 del Parque Solar San Fernando con una capacidad de 61 MW, el Grupo Ecopetrol logra la incorporación de un total de 112.5 MW de energía renovable en su matriz de suministro, representando el 8% de la capacidad instalada, entrando a ser el mayor auto generador de energía renovable en Colombia.

Por su parte, el Parque Solar Castilla de 21 MW, que entró en operación en octubre de 2019, ha generado ahorros en el costo de energía desde su inicio por COP \$7.5 mil millones y la reducción de cerca de 37,000 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente para el mismo periodo.

Durante el 4T21 se continuó avanzando en la agenda de incorporación de energías renovables con la asignación de la construcción del Parque Solar Brisas (Huila) con una capacidad de 26 MW y la construcción del Parque Solar Cravo Norte con una capacidad de 40 MW con lo que se completarán un total de 178 MW vs 158 MW del plan cumpliendo el 113% de la meta. La entrada en operación de estos dos proyectos está planeada para el 4T22.

#### 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 4T21 corresponde a una reducción equivalente acumulada de 25 MW en energía eléctrica (3.1%), ahorro de COP \$68.5 mil millones y 83 mil toneladas de CO<sub>2</sub>e evitadas. En 2021 el programa se enfocó en análisis de nuevos procesos con foco en pozos de producción, inicio de análisis de plantas de proceso en la Refinería de Barrancabermeja y cobertura de nuevas estaciones de transporte en Cenit. Durante el 2021 se optimizó una demanda equivalente a 5 MW en energía eléctrica COP \$10.6 mil millones de ahorros y 16 mil toneladas de CO<sub>2</sub>e evitadas, estos logros permitieron cumplir anticipadamente la meta de aumento en 3% la eficiencia energética a 2022.

#### Hidrógeno

En diciembre 2021 se aprobó la estrategia de hidrógeno renovable del Grupo Ecopetrol, construida por un equipo interdisciplinario al interior del Grupo. El plan está enfocado en el desarrollo de 4 aplicaciones para el hidrogeno limpio: i) crecimiento sostenible y descarbonización de operaciones propias, ii) movilidad sostenible, iii) mezcla de hidrógeno con gas para aplicaciones térmicas, y iv) desarrollo de nuevos productos de bajas emisiones.

La hoja de ruta establece 3 horizontes para el desarrollo de un portafolio robusto de hidrógeno: El primer horizonte (al 2030) enfocado en la expansión sostenible en operaciones propias e inicio en el desarrollo de movilidad sostenible; el segundo horizonte (2030-2040) con resultados materiales en la descarbonización de operaciones propias y la diversificación hacia nuevos negocios; y el tercer horizonte (2040 en adelante) de expansión del portafolio de hidrógeno para exportación y movilidad de bajo carbono.

En el primer trimestre de 2022 se desarrollará una prueba de concepto de producción de hidrógeno electrolítico con capacidad de 50 kW, el cual será ejecutado en la refinería de Cartagena donde ya se encuentra el electrolizador y se avanza en trabajos de facilidades y conexiones eléctricas.

### Gestión Integral del Agua

Al cierre del año 2021, se reutilizaron 111.3 millones de metros cúbicos de agua (74% del agua requerida para operar), de los cuales 94.4 millones corresponden a aguas de producción y 16.9 millones a reutilización de aguas captadas, obteniendo un cumplimiento del 106% y 133% de las metas establecidas para el 2021, respectivamente. Estos resultados se han logrado gracias a la implementación de buenas prácticas de reutilización y recirculación de agua<sup>12</sup>, implementadas en las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, así como en los campos de producción.

Como aspecto relevante, al cierre del 4T21 se eliminó el vertimiento de aproximadamente el 39% del agua industrial tratada previamente vertida al río Magdalena proveniente de los campos Casabe y Llanito.

Por otro lado, la captación de metros cúbicos de agua fresca en el 2021 (40.1 millones de m<sup>3</sup> de agua), presentó una reducción del 4% con respecto al volumen captado en 2020, principalmente por disminuciones en los volúmenes de inyección en campos de producción. Este volumen representa el 26% del total de agua requerida para operar en Ecopetrol en el año.

Así mismo, en el 2021 se reusaron 2.3 millones de metros cúbicos de aguas de producción tratadas del Campo Castilla en actividades agrícolas y pecuarias en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) en el Municipio de Acacias (Departamento del Meta), debido a la puesta en marcha del nuevo sistema de riego por aspersión.

Respecto a la medida preventiva de vertimiento de la Estación Acacias sobre el río Guayuriba, durante el 2021 Cormacarena dispuso el levantamiento provisional de la misma el 11 de junio; Ecopetrol desplegó las verificaciones técnicas y acciones necesarias para reactivar el vertimiento cumpliendo criterios de calidad y parámetros establecidos en la normatividad nacional. Los resultados de los monitoreos fisicoquímicos e hidrobiológicos ratificaron el cumplimiento normativo nacional y local. Ecopetrol se encuentra pendiente de la respuesta frente a la solicitud realizada el 27 de septiembre de 2021 del levantamiento definitivo de la medida preventiva ante Cormacarena.

### Cambio Climático - Descarbonización

Durante el 2021, Ecopetrol actualizó su ambición climática, comprometiéndose a: i) reducir el 25% de las emisiones de CO<sub>2</sub>e al año 2030 con respecto al año 2019 (alcances 1 y 2), ii) reducir el 50% de sus emisiones totales al año 2050 (Alcances 1, 2 y 3), y iii) alcanzar cero emisiones netas de carbono en 2050 (alcances 1 y 2).

Así mismo, Ecopetrol se adhirió al Programa Nacional de Carbono Neutralidad liderado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el cual tiene como propósito aunar esfuerzos en la construcción de un crecimiento sostenible y bajo en carbono, contribuyendo de esta manera a la consecución de las metas establecidas en la Contribución Nacionalmente Determinada (NDC por sus siglas en inglés) y el establecimiento de pilares para alcanzar la meta nacional de carbono neutralidad.

Como parte de la hoja de ruta de la estrategia de descarbonización de las operaciones y en línea con la estrategia de cero emisiones de carbono a 2050, durante el mes de diciembre se ejecutó el piloto de venta del primer cargamento de Castilla Blend<sup>®</sup> carbono compensado FOB Coveñas por un millón de barriles a PetroChina con destino a Asia que incluyó la cuantificación y verificación de las emisiones en la producción, dilución y transporte. Para esto se compraron 32,000 bonos de carbono en el mercado voluntario con certificación internacional Verra para compensar las emisiones de carbono emitidas en el proceso.

<sup>12</sup> Reutilización de aguas residuales en actividades de perforación, lavado de equipos, actividades de reinyección, mantenimientos de pozos, generación de energía, entre otros.

Ecopetrol obtuvo la verificación de tercera parte del Inventario de Gases de Efecto Invernadero para el periodo 2017-2020, por parte de la firma Ruby Canyon Environmental, Inc., organización avalada por la International Accreditation Forum (IAF). Los resultados concluyeron que la declaración de emisiones de Grupo Ecopetrol es una representación justa para los años reportados. En el marco de la COP 26, en el mes de noviembre se firmó un Acuerdo Voluntario con el Ministerio de Minas y Energía para promover el carbono neutralidad y la resiliencia climática en el sector de hidrocarburos.

En relación con los resultados del Dow Jones Sustainability Index, en noviembre se incrementó la calificación, dejando la temática de Cambio Climático con una calificación superior, respecto al promedio (pasando de 70 a 90 puntos). Así mismo, en cuanto al reporte CDP se mantuvo la calificación global de “C” que implica el conocimiento sobre los impactos y asuntos relacionados con el clima. Específicamente en este reporte se incrementó la calificación en aspectos relacionados con alcance 3, metas de reducción e identificación de riesgos y oportunidades. Esta calificación está por encima del desempeño promedio de la región. Como resultado del año se alcanzó una reducción de Grupo Ecopetrol de 293,594 tCO<sub>2</sub>e por la implementación de nuevos proyectos superando en 25% la meta establecida de 235,262 tCO<sub>2</sub>e.

Adicionalmente se realizó la detección y medición de emisiones de metano en el 95% de las instalaciones de producción utilizando tecnologías bottom-up<sup>13</sup>. A través de tecnologías top-down<sup>14</sup> se cubrió el 95% de las instalaciones de producción, las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, el área del proyecto piloto de Yacimientos No convencionales y activos con socios localizados en la zona del Magdalena Medio, utilizando un avión dotado con sensores específicos de metano, cubriendo un total de 1,205 km<sup>2</sup>. Así como el cierre de 663 fugas de las 774 fugas identificadas entre 2019 y 2020, con un cumplimiento del 103% con respecto a lo planeado. En 2021 se adelantó una nueva campaña de detección con mayor cobertura encontrando 1,085 fugas adicionales las cuales ya tienen plan de acción. De estas últimas fugas se han cerrado 184 (17%).

### Certificación Carbono Neutro

En los meses de noviembre y diciembre Cenit, Oleoducto de los Llanos y Oleoducto Bicentenario, recibieron la certificación de Carbono Neutro que otorga el instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (Icontec).

Para ello las Compañías desarrollaron una ruta de trabajo que cuenta con tres grandes actividades foco que, a su vez, les permitirán mantener la certificación por tres años. La primera es el inventario de emisiones, que implica tener la estimación mensual y anual de las emisiones de las toneladas de dióxido de carbono equivalente de las empresas. La segunda hace referencia al Portafolio de reducción de emisiones, que significa continuar con la expansión de energías renovables y la tercera tiene que ver con la continuidad en la aplicación de las Soluciones Naturales del Clima como alternativa de compensación, identificando oportunidades que permitan restaurar ecosistemas estratégicos en el país, proteger la biodiversidad, potencializar los servicios ecosistémicos, y contribuir a la construcción de una economía sostenible en los territorios.

### Biodiversidad

En marco de la iniciativa nacional “Sembrar Nos Une”, El Grupo Ecopetrol ha aportado 4,405,591 árboles, que equivale a un cumplimiento del 110% de la meta establecida por el Grupo en el 2021 (4,000,000 árboles).

En materia de conservación de hábitats para protección de la biodiversidad, se realizó la reforestación protectora de 14.8 hectáreas, se establecieron 21.5 hectáreas de sistemas agroforestales, se implementaron 34.5 hectáreas en sistemas silvopastoriles y se rehabilitaron 1.92 hectáreas de bosque. Así mismo se firmaron 33 nuevos acuerdos voluntarios de conservación y se continuó con el seguimiento y monitoreo a 128 acuerdos voluntarios de conservación suscritos en años anteriores.

En el marco de las metas de reducción de emisiones del Grupo Ecopetrol, se inició la implementación del portafolio de Soluciones Naturales del Clima, para el desarrollo de proyectos de reducción/remoción de emisiones. Se suscribieron 5 alianzas estratégicas con organizaciones Nacionales e Internacionales (TNC, WCS, Fundación

<sup>13</sup> Tecnologías botón-up: detección de metano in-situ, cámaras fijas, cámaras y medidores de flujo a nivel de piso.

<sup>14</sup> Tecnologías top-down: detección de metano vista aérea con, por ejemplo, drones, aviones, imágenes satelitales.

Natura, South Pole, Conexión Jaguar de ISA) para adelantar acciones tempranas en proyectos que habiliten oferta de carbono, con un potencial de más de 1 MtCO<sub>2</sub>/año.

Ecopetrol asumió el compromiso con One trillion trees (1t.org) del Foro Económico Mundial para proteger 30,000 hectáreas de ecosistemas estratégicos, la siembra de 12 millones de árboles y lograr la captura de al menos 2 millones de toneladas de emisiones de carbono equivalente al 2030. Así mismo, fue seleccionado con otros 34 miembros a nivel global del Taskforce on Nature-related Financial Disclosures – TNFD para contribuir a la elaboración de un marco de reporte de riesgos y oportunidades asociados al capital natural.

Designación de 15 Ecoreservas, que suman 15,085 hectáreas, en los departamentos de Santander, Meta, Casanare, Huila, Cundinamarca, Boyacá y Córdoba, de la mano del Instituto Alexander Von Humboldt, quien apoyó el potencial técnico ambiental de los predios del Grupo Ecopetrol, con miras a la meta de 50 Ecoreservas al 2030.

### Calidad del Aire

En el año 2021 se estableció la Hoja de Ruta de calidad del aire, cuyos objetivos se alinean con los esfuerzos en materia de Calidad de combustibles, donde Ecopetrol propenderá por contribuir a la gran aspiración de contar en el largo plazo con un aire limpio en el entorno, con base en los criterios y objetivos de la Organización Mundial de la Salud establecidos en sus Guías de Calidad del Aire.

Mediante la reducción de emisiones de contaminantes a estándares de clase mundial, se aportará al mejoramiento de la calidad del aire para proteger la salud del entorno. La Hoja de Ruta de calidad del aire establece la implementación de mejores prácticas en materia de gestión de emisiones que incluye:

- Inventario de emisiones atmosféricas de Contaminantes Criterio<sup>15</sup> verificado.
- Definición de meta de reducción de emisiones atmosféricas de Contaminantes Criterio (CO; SO<sub>2</sub>; NO<sub>2</sub>; MP; y COV).
- Gestión de calidad del aire con base en las Guías de calidad del Aire de la Organización Mundial de la Salud.
- Gestión del conocimiento e incorporación de tecnologías para prevención, control y monitoreo de emisiones de Contaminantes Criterio.

### Planeación y Autorizaciones Ambientales

En 2021 se obtuvieron 18 pronunciamientos de cambio menor, una modificación de licencia ambiental y 2 modificaciones de plan de manejo ambiental por parte de la ANLA, así como 53 autorizaciones de ambientales por parte de las Corporaciones Autónomas Regionales. Se resalta la obtención de la licencia ambiental para la construcción y operación de la línea de gas Vasconia – Teca I en el mes de noviembre de 2021, la cual permitirá transportar un volumen de gas cercano a los 180 millones de pies cúbicos, que servirán para la producción de la energía en las actividades asociadas al aumento de la producción de hidrocarburos dentro del Campo Teca – Cocorná. La obtención de esta licencia busca incorporar actividades asociadas a la generación de energía de respaldo de hasta 9 MW para los módulos de producción en las facilidades a partir de energía fotovoltaica y termosolar.

Se resalta así mismo la obtención Modificación de Licencia Ambiental Resolución 1257 de 2015 APE VMM32 mediante la cual se podrán incorporar 16 ocupaciones de cauce al proyecto, habilitando la perforación exploratoria del pozo Machín. Adicionalmente, aportará en términos de volumen 14 MBPE, y dirigirá sus actividades de exploración a la búsqueda de gas.

<sup>15</sup> Contaminantes Criterio: Dentro de todos los contaminantes que existen en la atmósfera, se identificaron 5 contaminantes criterio que afectan a la salud inmediatamente desde su inhalación: monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>), ozono troposférico (O<sub>3</sub>), material particulado con diámetro aerodinámico menor a 10 µm (PM<sub>10</sub>) y compuestos orgánicos volátiles (COV). Además de éstos, se incluye al CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) por su aporte al efecto invernadero.

## Inversión Social y Ambiental

En el año 2021 el Grupo Ecopetrol<sup>16</sup> destinó recursos en Inversión Social, Ambiental y Relacionamiento en proyectos e iniciativas del Portafolio de Desarrollo Sostenible en el marco de la Estrategia de Entorno de Ecopetrol por un valor total de COP 469,161<sup>17</sup> millones que incluyen inversiones de carácter estratégico y obligatorio.

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. Al cierre de 2021 se han finalizado 28 proyectos por un valor de COP 232,304 millones, destacando los siguientes proyectos entregados en el trimestre: i) Dotaciones de sedes educativas de 11 municipios de Casanare y ii) Dotaciones de sedes educativas de 7 municipios de Putumayo. Las intervenciones realizadas a través del mecanismo de Obras por Impuestos hacen parte de la apuesta del Grupo Ecopetrol por aportar a la dinamización de economías locales para la reactivación económica, en la medida que su ejecución favorece la generación de empleo local.

## Apoyo a la emergencia sanitaria y a la reactivación económica

El Grupo Ecopetrol a través del programa de Apoyo País 2020 – 2021 invirtió aproximadamente COP 139,981 millones. Los recursos invertidos se distribuyeron en COP 16,020 millones en atención humanitaria, COP 13,666 millones en elementos de protección personal y elementos de limpieza, COP 30,755 millones en equipos médicos (más de 100 mil equipos e instrumentos médicos para la atención de la pandemia), COP 18,041 millones en apoyos solidarios (aportes en pagos de factura de energía, bonos solidarios), implementación y arranque de proyectos de investigación y desarrollo por COP 43,649 millones (innovaciones, soporte a proyectos digitales del gobierno) y COP 17,849 millones para soportar proyectos de reactivación económica postpandemia e inicio de estudios para proyectos como la planta solar en la Isla de Providencia. El programa finalizó formalmente en diciembre de 2021 permitiendo la solidaridad con la situación del país llegando a gran parte del territorio nacional e implementando múltiples iniciativas en alianza con el sector real, instituciones de salud, entes territoriales y programas y entidades del Gobierno Nacional.

Con relación al Programa Apoyo País 2020 como apoyo a la pandemia por COVID-19, se ejecutaron COP 7,266 millones acumulados al 4T21 beneficiando a instituciones de salud pública en 25 municipios del país; en el 2022 se realizará la adquisición de equipos médicos para fortalecer la red pública de salud de Bogotá. Con relación al Programa Apoyo País 2021, enfocado en la reactivación económica, se ejecutaron en el 4T21 COP 3,889 millones para un total acumulado de COP 13,571 millones en proyectos de inversión social beneficiando a más de 4,600 personas en proyectos de desarrollo rural inclusivo, emprendimiento empresarial e infraestructura en instituciones educativas. En el 4T21 Ecopetrol fue el ganador de la categoría Responsabilidad Social Corporativa de los “Premios Portafolio 2021, Mejor Gente, Mejor País”, por la solidaridad con el país en la pandemia e impulsar la reactivación económica.

## Comunidades y Entorno

En el marco de la entrega de Campo Nare, se instalaron en Puerto Boyacá mesas de diálogo con el propósito de abordar temáticas de mano de obra, bienes y servicios e inversión social y ambiental. Estos escenarios contribuyeron a la viabilidad de la entrega formal del campo por parte de Mansarovar a Ecopetrol S.A., el 4 de noviembre de 2021.

En coordinación con el Ministerio del Trabajo y la Unidad Administrativa Especial del Servicio Público de Empleo (UAESPE), se realizaron en todo el país, talleres de formación sobre mano de obra local, Decreto 1668 de 2016, certificados de residencia y Servicio Público de Empleo. En dichas jornadas de capacitación participaron más de 800 personas.

<sup>16</sup> No incluye inversiones socioambientales realizadas por ISA.

<sup>17</sup> La inversión acumulada al cuarto trimestre de 2021 se divide en: i) Inversión Estratégica COP \$417,340 millones, e ii) Inversión Obligatoria por COP \$51,821 millones. Como parte del valor estratégico se incluye la ejecución en 2021 de los proyectos de Obras por Impuestos que en 2021 corresponde a COP \$115,467 millones por Ecopetrol S.A. y COP \$24,909 millones por Filiales. Ecopetrol S.A.: Inversión Social y Relacionamiento acumulado: COP \$336,084 millones, Patrocinios por COP \$157 millones e Inversión Ambiental acumulada: COP \$35,378 millones. Filiales: Inversión Socio Ambiental acumulada: COP \$97,542 millones.

Cierre anticipado de Gestión Social del Bloque PUT13 y de sus actividades exploratorias. Se adelantaron reuniones informativas con comunidades e institucionalidad del área de influencia del proyecto. Adicionalmente, en el área de influencia de los proyectos exploratorios del Bloque Sirirí, se realizó seguimiento y monitoreo previo, durante y posterior al X Congreso del Pueblo U'wa sobre la elección del nuevo Cabildo Mayor de Asou'wa el 26 de noviembre de 2021.

Durante el 4T21, se cumplió con el plan de entorno para la viabilidad de los PPII Kale y Platero, realizando más de 400 encuentros con actores estratégicos a nivel local, regional y nacional, lo que permitió mejorar la percepción sobre los YNC en Colombia y transmitir más información a las comunidades, que les permite un mayor conocimiento y generar su propio concepto.

Con base en las gestiones y el relacionamiento realizado, se cerró la consulta previa con los resguardos Iwiwi y Domo Planas para la perforación del pozo Provenza 1, del bloque exploratorio CPO-08 en el municipio de Puerto Gaitán, Meta. Acreditando el cumplimiento de todas las medidas de manejo concertadas durante el proceso consultivo y fortaleciendo nuestro relacionamiento con dichas comunidades étnicas. Se contó con la coordinación de la Autoridad Nacional de Consulta Previa, quien convocó y lideró los diferentes espacios.

En el 4T21, Ecopetrol fue ganador de la categoría ODS 5 Igualdad de Género de los “Premios Experiencias Significativas en Gestión Ambiental y Social 2021” otorgado por el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería, por la promoción de inclusión de la mujer a través del Programa Ella es Astronauta que fomenta el interés de las niñas por la ciencia.

### Responsabilidad Corporativa

A cierre del año Ecopetrol recibió los resultados del Dow Jones Sustainability Index (DJSI), calificación global en la que obtuvo 68 puntos, lo que le permitió entrar al Índice MILA y al Anuario de Sostenibilidad Anual de S&P Global. Por su lado, ISA obtuvo 83 puntos en los resultados del DJSI en la categoría de servicios públicos de energía eléctrica en mercados emergentes.

Ecopetrol avanzó en la aprobación y publicación de su Guía del ciclo de gestión de riesgos en derechos humanos. Este documento da lineamientos sobre debida diligencia en derechos humanos y la identificación de riesgos asociados a nivel del Grupo Ecopetrol.

La Estrategia 2040 de Ecopetrol, fortalece el pilar de SosTECnibilidad, mientras la Compañía avanza en la implementación de las hojas de ruta de los elementos materiales entre los que se destacan el cambio climático, gestión integral del agua, desarrollo local, biodiversidad, calidad de los combustibles y del aire, economía circular, entre otros

En diciembre se completó la encuesta de percepción de grupos de interés, recogiendo información valiosa para informar y calibrar los elementos en las dimensiones social, ambiental y gobernanza, para determinar la materialidad de Ecopetrol.

### Gobierno Corporativo

En el frente de Gobierno Corporativo, destacamos tres hitos que se dieron en el al cierre del año: i) la adhesión de Ecopetrol a la iniciativa Club del 30% (capítulo Colombia), que promueve una mayor participación de mujeres en Juntas Directivas y cargos directivos en el sector empresarial. Este es un compromiso que se alcanzará de manera gradual mediante planes concretos de formación y meritocracia. En el año 2021 aumentó el porcentaje de participación de mujeres en las Juntas Directivas del Grupo Ecopetrol pasando de un 18% al 22%, ii) la actualización del Instructivo para las Juntas Directivas del Grupo Ecopetrol que describe aspectos clave como nominación de miembros, la remuneración de directores y la evaluación de juntas directivas, y iii) de cara a la estrategia de transición energética, se actualizaron elementos clave del Gobierno Corporativo, como el rol de Ecopetrol como inversionista estratégico. Actualización que continuará, en la medida que la nueva estrategia 2040 conlleva la definición de un nuevo modelo de dirección enfocado en varias líneas de negocio.

Por su parte, ISA y sus filiales recibieron el Sello de Equidad Laboral Equipares en Nivel Plata por su compromiso decidido con la implementación del Sistema de Gestión de Igualdad de Género otorgado por el Ministerio de

Trabajo y el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo en Colombia (PNUD), destacándose el 32.7% de promedio de participación total femenina en las empresas frente al 29% promedio de la industria.

### Tecnología

En el 4T21, se dieron avances significativos en la estrategia de Ciencia, Tecnología e Innovación (CT+I) y se definió la aspiración de la estrategia CT+I a 2040; buscando ser orquestadores estratégicos de ecosistemas de conocimiento de vanguardia a nivel nacional y global, con la tecnología y la innovación como catalizadores de la SosTECnibilidad y de los desafíos que plantea la transición energética.

En la reinversión digital, durante el 2021 se capturaron beneficios por USD \$93.3 millones de los USD \$68.3 millones planeados, con un cumplimiento del 136.6%. Para cuatro proyectos de la Agenda Digital se ha generado un retorno de inversión menor a 2 años; se obtuvieron en el proyecto Inversiones Digitales beneficios certificados por USD \$8.9 millones vs USD \$4.6 millones de inversión, Base de Datos Petrotécnica beneficios por USD \$21.7 millones vs USD \$5.6 millones de inversión, Margen Bruto de Refinación beneficios certificados por \$31.2 millones vs USD \$16.2 millones y Campos Integrados completa beneficios por USD \$29.7 millones vs USD \$25.3 millones de inversión, confirmando los resultados planteados como estrategia de la agenda digital.

Así mismo, durante el 2021 se implementaron 86 productos digitales, entregados a los segmentos con un indicador de ejecución por encima del 94,5% y una ejecución de CAPEX del 104%. Este mismo año, se estableció el enfoque de la ola 2, que establece 14 programas estratégicos con beneficios estimados en USD \$600 millones que refrendan la promesa de la Transformación Digital de USD \$1 billón a cinco (5) años.

Dentro de los hitos más relevantes se destaca:

- En **Fábricas Digitales**, al corte de 4T21 se lograron 147,481 horas hombre optimizadas, a través de más de dos millones de transacciones exitosas.
- En **Innovación**, en 2021 se lanzaron 11 retos al ecosistema nacional, para un total de 20 retos lanzados; en los cuales han participado +320 emprendedores y con los cuales hemos generado aproximadamente 95 empleos. A cierre de 4T21, 9 retos han sido cerrados de forma exitosa, en fase de evaluación para escalación.
- En **Ciberseguridad y Ciberdefensa**, se activó la identidad digital integrada a nivel Grupo Ecopetrol, con el monitoreo de 950 cuentas de usuarios privilegiados sobre la meta 432 cuentas, aplicando el modelo de Enfoque Cuantitativo Basado en Riesgos para la estrategia y pilares del programa de Ciberseguridad 2022-2024; priorizando las iniciativas y acciones para la reducción del riesgo cibernético proyectado.
- En cuanto a **continuidad de la operación**, en 4T21, el piloto de retorno a oficinas se retomó, con una duración de 13 semanas, logrando muy buenos resultados, alcanzando la meta de 4,5 en satisfacción y un NPS de 52,3 superando ampliamente la meta de 40. Adicionalmente se ha avanzado en el proyecto del Nuevo Normal.

Las iniciativas de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i), lideradas por el Centro de Innovación y Tecnología, generaron en 2021, beneficios del orden de USD \$254 millones, un cumplimiento del 160% dada la meta anual de USD \$158 millones. En cuanto a la propiedad intelectual en 2021 se radicaron 24 solicitudes de patentes de nuevas tecnologías, principalmente relacionadas con nuevos materiales, procesos y equipos para tratamiento de aguas residuales de producción, y formulaciones para recobro mejorado de hidrocarburos. En 2021, a Ecopetrol le fueron otorgadas ocho patentes de invención; de estas cinco fueron otorgadas en Colombia, una en Brasil, una en Argentina y una en México. Adicionalmente, para la vigencia, se declararon tres secretos industriales que corresponden a una metodología, una formulación y una base de datos.

## IV. Presentación de Resultados

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del cuarto trimestre y cierre de 2021:

**Español**

2 de marzo de 2022  
08:00 a.m. Colombia  
08:00 a.m. Nueva York

**Inglés**

2 de marzo de 2022  
10:00 a.m. Colombia  
10:00 a.m. Nueva York

Para acceder, estarán disponibles los siguientes enlaces de conexión:

Español: <https://onlinexperiences.com/scripts/Server.nxp?LASCmd=AI:4;F:QS!10100&ShowUUID=7B8E007C-B3F7-4B44-BC9C-94AA27FF1B84&LangLocaleID=1034>

Inglés: <https://onlinexperiences.com/scripts/Server.nxp?LASCmd=AI:4;F:QS!10100&ShowUUID=04C13212-39F4-4E2E-A14B-4D13E40CBECA&LangLocaleID=1033>

Al final de la presentación se realizará una sesión de preguntas y respuestas, a la cual deberá acceder a través de las líneas telefónicas que se encuentran en el siguiente link:

<http://web.meetme.net/r.aspx?p=12&a=UCtVncJojfkSS>

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

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

---

**Información de Contacto:****Gerente de Mercado de Capitales**

Tatiana Uribe Benninghoff  
Teléfono: +57601-234-5190 - Correo electrónico: [investors@ecopetrol.com.co](mailto:investors@ecopetrol.com.co)

**Relaciones con los Medios (Colombia)**

Jorge Mauricio Tellez  
Teléfono: +57601-234-4329 - Correo electrónico: [mauricio.tellez@ecopetrol.com.co](mailto:mauricio.tellez@ecopetrol.com.co)

## Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)
<b>Ingresos</b>						
Nacionales	15,637	6,992	123.6%	45,671	24,688	85.0%
Exterior	16,124	7,198	124.0%	46,073	25,339	81.8%
<b>Total ingresos</b>	<b>31,761</b>	<b>14,190</b>	<b>123.8%</b>	<b>91,744</b>	<b>50,027</b>	<b>83.4%</b>
<b>Costo de ventas</b>						
<b>Depreciación, amortización y agotamiento</b>	<b>2,404</b>	<b>2,300</b>	<b>4.5%</b>	<b>9,599</b>	<b>8,985</b>	<b>6.8%</b>
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,372	1,595	(14.0%)	6,328	6,055	4.5%
Depreciación fijo	1,032	705	46.4%	3,271	2,930	11.6%
<b>Costos variables</b>	<b>12,685</b>	<b>5,536</b>	<b>129.1%</b>	<b>34,678</b>	<b>19,840</b>	<b>74.8%</b>
Productos importados	5,679	2,103	170.0%	16,944	7,592	123.2%
Compras nacionales	5,089	2,246	126.6%	16,438	7,677	114.1%
Servicio de transporte hidrocarburos	253	225	12.4%	918	875	4.9%
Variación de inventarios y otros	1,664	962	73.0%	378	3,696	(89.8%)
<b>Costos fijos</b>	<b>4,043</b>	<b>2,471</b>	<b>63.6%</b>	<b>11,305</b>	<b>8,728</b>	<b>29.5%</b>
Servicios contratados	1,647	748	120.2%	4,042	2,744	47.3%
Mantenimiento	900	719	25.2%	2,638	2,257	16.9%
Costos laborales	796	561	41.9%	2,597	2,300	12.9%
Otros	700	443	58.0%	2,028	1,427	42.1%
<b>Total costo de ventas</b>	<b>19,132</b>	<b>10,307</b>	<b>85.6%</b>	<b>55,582</b>	<b>37,553</b>	<b>48.0%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>12,629</b>	<b>3,883</b>	<b>225.2%</b>	<b>36,162</b>	<b>12,474</b>	<b>189.9%</b>
<b>Gastos operacionales</b>	<b>2,206</b>	<b>2,459</b>	<b>(10.3%)</b>	<b>6,568</b>	<b>4,841</b>	<b>35.7%</b>
Gastos de administración	1,783	2,047	(12.9%)	5,608	4,152	35.1%
Gastos de exploración y proyectos	423	412	2.7%	960	689	39.3%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>10,423</b>	<b>1,424</b>	<b>632.0%</b>	<b>29,594</b>	<b>7,633</b>	<b>287.7%</b>
<b>Resultado financiero, neto</b>	<b>(1,518)</b>	<b>(260)</b>	<b>483.8%</b>	<b>(3,698)</b>	<b>(2,481)</b>	<b>49.1%</b>
Diferencia en cambio, neto	(21)	445	(104.7%)	330	347	(4.9%)
Intereses, neto	(1,092)	(556)	96.4%	(2,829)	(2,085)	35.7%
Ingresos (gastos) financieros	(405)	(149)	171.8%	(1,199)	(743)	61.4%
<b>Resultados de participación en Compañías</b>	<b>201</b>	<b>(4)</b>	<b>(5,125.0%)</b>	<b>426</b>	<b>88</b>	<b>384.1%</b>
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>9,106</b>	<b>1,160</b>	<b>685.0%</b>	<b>26,322</b>	<b>5,240</b>	<b>402.3%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(2,099)	(659)	218.5%	(7,598)	(1,868)	306.7%
<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>7,007</b>	<b>501</b>	<b>1,298.6%</b>	<b>18,724</b>	<b>3,372</b>	<b>455.3%</b>
Interés no controlante	(930)	(241)	285.9%	(2,031)	(1,154)	76.0%
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment</b>	<b>6,077</b>	<b>260</b>	<b>2,237.3%</b>	<b>16,693</b>	<b>2,218</b>	<b>652.6%</b>
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(35)	605	(105.8%)	(33)	(621)	(94.7%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	35	(190)	(118.4%)	35	91	(61.5%)
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>6,077</b>	<b>675</b>	<b>800.3%</b>	<b>16,695</b>	<b>1,688</b>	<b>889.0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>13,981</b>	<b>4,334</b>	<b>222.6%</b>	<b>41,967</b>	<b>16,840</b>	<b>149.2%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>44.0%</b>	<b>30.5%</b>	<b>13.5%</b>	<b>45.7%</b>	<b>33.7%</b>	<b>12.0%</b>

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

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2021	Septiembre 30, 2021	Δ (%)
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	14,550	10,087	44.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	18,449	16,849	9.5%
Inventarios	8,398	9,078	(7.5%)
Activos por impuestos corrientes	6,274	6,598	(4.9%)
Otros activos financieros	1,627	1,835	(11.3%)
Otros activos	2,333	2,494	(6.5%)
	<b>51,631</b>	<b>46,941</b>	<b>10.0%</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	65	75	(13.3%)
<b>Total activos corrientes</b>	<b>51,696</b>	<b>47,016</b>	<b>10.0%</b>
<b>Activos no corrientes</b>			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,357	8,133	2.8%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	24,160	23,562	2.5%
Propiedades, planta y equipo	90,115	83,087	8.5%
Recursos naturales y del medio ambiente	35,910	33,414	7.5%
Activos por derecho de uso	497	339	46.6%
Intangibles	14,961	10,377	44.2%
Activos por impuestos diferidos	11,731	12,988	(9.7%)
Otros activos financieros	1,308	1,232	6.2%
Goodwill y otros activos	5,515	21,086	(73.8%)
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>192,554</b>	<b>194,218</b>	<b>(0.9%)</b>
<b>Total activos</b>	<b>244,250</b>	<b>241,234</b>	<b>1.3%</b>
<b>Pasivos corrientes</b>			
Préstamos corto plazo	9,206	8,654	6.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	13,568	12,670	7.1%
Provisiones por beneficios a empleados	2,296	2,179	5.4%
Pasivos por impuestos corrientes	2,152	1,641	31.1%
Provisiones y contingencias	1,590	1,316	20.8%
Otros pasivos	1,410	1,387	1.7%
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	27	34	(20.6%)
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>30,249</b>	<b>27,881</b>	<b>8.5%</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>			
Préstamos largo plazo	85,855	83,225	3.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	71	258	(72.5%)
Provisiones por beneficios a empleados	9,083	12,102	(24.9%)
Pasivos por impuestos no corrientes	10,780	10,015	7.6%
Provisiones y contingencias	12,642	12,044	5.0%
Otros pasivos	1,818	1,921	(5.4%)
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>120,249</b>	<b>119,565</b>	<b>0.6%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>150,498</b>	<b>147,446</b>	<b>2.1%</b>
<b>Patrimonio</b>			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la Compañía	71,733	62,995	13.9%
Interés no controlante	22,019	30,793	(28.5%)
<b>Total patrimonio</b>	<b>93,752</b>	<b>93,788</b>	<b>(0.0%)</b>
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>244,250</b>	<b>241,234</b>	<b>1.3%</b>

**Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol**

Miles de Millones (COP)	4T 2021	4T 2020	12M 2021	12M 2020
<b>Flujos de efectivo de las actividades de operación</b>				
<b>Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.</b>	<b>6,077</b>	<b>675</b>	<b>16,695</b>	<b>1,688</b>
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	930	241	2,031	1,154
Cargo por impuesto a las ganancias	2,064	849	7,563	1,777
Depreciación, agotamiento y amortización	2,776	2,492	10,160	9,310
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	21	(445)	32	(347)
Utilidad por realización de otros resultados integrales en venta de negocios conjuntos	0	0	(362)	0
Costo financiero reconocido en resultados	1,573	818	4,139	3,257
Pozos secos	136	284	486	448
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	7	229	62	246
Impairment de activos de corto y largo plazo	100	(556)	117	655
Ganancia por valoración de activos financieros	(46)	(4)	(7)	(44)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	20	36	19	0
Ganancia en Combinación de negocios	0	1	0	(1,436)
Ganancia por venta de activos	3	(3)	(4)	(6)
Resultado de las inversiones en Compañías asociadas y negocios conjuntos	(201)	4	(426)	(88)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	132	78	387	390
Otros conceptos menores	16	(4)	24	11
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(1,344)	1,568	(12,677)	(2,371)
Impuesto de renta pagado	(1,261)	(927)	(5,703)	(5,457)
<b>Efectivo neto generado por las actividades de operación</b>	<b>11,003</b>	<b>5,336</b>	<b>22,536</b>	<b>9,187</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión</b>				
Inversión en negocios conjuntos	308	0	291	0
Adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido	0	0	(9,323)	0
Inversión en propiedad, planta y equipo	(2,135)	(1,713)	(6,118)	(5,032)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,171)	(1,445)	(6,733)	(5,994)
Adquisiciones de intangibles	(237)	(50)	(444)	(90)
(Compra) venta de otros activos financieros	163	877	1,318	2,108
Intereses recibidos	136	42	266	299
Dividendos recibidos	111	76	206	157
Ingresos por venta de activos	11	9	19	23
<b>Efectivo neto usado en actividades de inversión</b>	<b>(3,814)</b>	<b>(2,204)</b>	<b>(20,518)</b>	<b>(8,529)</b>
<b>Flujo de efectivo en actividades de financiación</b>				
Captaciones (pagos) de préstamos	(92)	(1,067)	13,399	8,802
Pago de intereses	(1,514)	(748)	(3,334)	(2,346)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(105)	(105)	(336)	(351)
Dividendos pagados	(1,347)	(3,487)	(2,771)	(8,734)
<b>Efectivo neto usado en actividades de financiación</b>	<b>(3,058)</b>	<b>(5,407)</b>	<b>6,958</b>	<b>(2,629)</b>
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	332	(472)	492	(23)
<b>(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>4,463</b>	<b>(2,747)</b>	<b>9,468</b>	<b>(1,994)</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	10,087	7,829	5,082	7,076
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo</b>	<b>14,550</b>	<b>5,082</b>	<b>14,550</b>	<b>5,082</b>

**Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol**

Miles de Millones (COP)	4T 2021	4T 2020	12M 2021	12M 2020
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	6,077	675	16,695	1,688
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,776	2,492	10,160	9,310
(+/-) Impairment activos a largo plazo	35	(605)	33	621
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	0	1	0	(1,436)
(+/-) Resultado financiero, neto	1,518	260	3,698	2,481
(+) Provisión impuesto a las ganancias	2,064	849	7,563	1,777
(+) Impuestos y otros	581	421	1,787	1,245
(+/-) Interes no controlante	930	241	2,031	1,154
<b>EBITDA Consolidado</b>	<b>13,981</b>	<b>4,334</b>	<b>41,967</b>	<b>16,840</b>

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (4T21)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Transmisión de Energía y Vías	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	4,228	98	1,478	273	0	6,077
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,659	429	311	377	0	2,776
(+/-) Impairment activos a largo plazo	(438)	309	164	0	0	35
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	0	0	0	0	0	0
(+/-) Resultado financiero, neto	621	395	(59)	546	15	1,518
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,520	(406)	827	122	1	2,064
(+) Otros Impuestos	171	311	53	46	0	581
(+/-) Interés no controlante	(24)	37	296	621	0	930
<b>EBITDA Consolidado</b>	<b>7,737</b>	<b>1,173</b>	<b>3,070</b>	<b>1,985</b>	<b>16</b>	<b>13,981</b>

## Anexos Ecopetrol S.A.

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

Tabla 6: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)
Nacionales	13,491	6,800	98.4%	43,041	23,943	79.8%
Exterior	12,362	5,563	122.2%	35,147	19,586	79.4%
<b>Total ingresos</b>	<b>25,853</b>	<b>12,363</b>	<b>109.1%</b>	<b>78,188</b>	<b>43,529</b>	<b>79.6%</b>
Costos variables	15,228	7,944	91.7%	44,365	28,886	53.6%
Costos fijos	3,333	3,074	8.4%	11,797	11,456	3.0%
<b>Costo de ventas</b>	<b>18,561</b>	<b>11,018</b>	<b>68.5%</b>	<b>56,162</b>	<b>40,342</b>	<b>39.2%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>7,292</b>	<b>1,345</b>	<b>442.2%</b>	<b>22,026</b>	<b>3,187</b>	<b>591.1%</b>
Gastos operacionales	1,688	1,821	(7.3%)	4,193	2,841	47.6%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>5,604</b>	<b>(476)</b>	<b>(1,277.3%)</b>	<b>17,833</b>	<b>346</b>	<b>5,054.0%</b>
Ingresos (gastos) financieros	(1,010)	300	(436.7%)	(3,607)	(3,021)	19.4%
Resultados de participación en compañías	2,685	827	224.7%	6,627	3,905	69.7%
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>7,279</b>	<b>651</b>	<b>1,018.1%</b>	<b>20,853</b>	<b>1,230</b>	<b>1,595.4%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(1,149)	(6)	19,050.0%	(4,105)	760	(640.1%)
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>6,130</b>	<b>645</b>	<b>850.4%</b>	<b>16,748</b>	<b>1,990</b>	<b>741.6%</b>
Gastos por Impairment de activos largo plazo	(82)	43	(290.7%)	(82)	(425)	(80.7%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	29	(13)	(323.1%)	29	123	(76.4%)
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>6,077</b>	<b>675</b>	<b>800.3%</b>	<b>16,695</b>	<b>1,688</b>	<b>889.0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>7,531</b>	<b>1,626</b>	<b>363.2%</b>	<b>25,417</b>	<b>6,066</b>	<b>319.0%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>29.1%</b>	<b>13.20%</b>	<b>15.9%</b>	<b>32.50%</b>	<b>13.90%</b>	<b>18.6%</b>

Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2021	Septiembre 30, 2021	Δ (%)
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	5,937	1,661	257.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	15,546	13,786	12.8%
Inventarios	5,600	5,800	(3.4%)
Activos por impuestos corrientes	5,462	5,439	0.4%
Otros activos financieros	1,177	2,601	(54.7%)
Otros activos	1,397	1,351	3.4%
	<b>35,119</b>	<b>30,638</b>	<b>14.6%</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	42	47	(10.6%)
<b>Total activos corrientes</b>	<b>35,161</b>	<b>30,685</b>	<b>14.6%</b>
<b>Activos no corrientes</b>			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	77,227	73,028	5.7%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	564	546	3.3%
Propiedades, planta y equipo	24,609	23,886	3.0%
Recursos naturales y del medio ambiente	23,667	22,333	6.0%
Activos por derecho de uso	2,963	3,028	(2.1%)
Intangibles	268	239	12.1%
Activos por impuestos diferidos	5,485	5,089	7.8%
Otros activos financieros	630	648	(2.8%)
Goodwill y otros activos	1,029	1,197	(14.0%)
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>136,442</b>	<b>129,994</b>	<b>5.0%</b>
<b>Total activos</b>	<b>171,603</b>	<b>160,679</b>	<b>6.8%</b>
<b>Pasivos corrientes</b>			
Préstamos corto plazo	4,421	3,762	17.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	10,744	8,815	21.9%
Provisiones por beneficios a empleados	2,048	1,938	5.7%
Pasivos por impuestos corrientes	691	409	68.9%
Provisiones y contingencias	1,213	805	50.7%
Otros pasivos	891	1,073	(17.0%)
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>20,008</b>	<b>16,802</b>	<b>19.1%</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>			
Préstamos largo plazo	61,286	59,789	2.5%
Provisiones por beneficios a empleados	8,282	11,225	(26.2%)
Pasivos por impuestos no corrientes	281	356	(21.1%)
Provisiones y contingencias	9,959	9,460	5.3%
Otros pasivos	54	52	3.8%
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>79,862</b>	<b>80,882</b>	<b>(1.3%)</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>99,870</b>	<b>97,684</b>	<b>2.2%</b>
<b>Patrimonio</b>			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la Compañía	71,733	62,995	13.9%
<b>Total patrimonio</b>	<b>71,733</b>	<b>62,995</b>	<b>13.9%</b>
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>171,603</b>	<b>160,679</b>	<b>6.8%</b>

Tabla 8: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	4T 2021	4T 2020	% Part.	12M 2021	12M 2020	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	160.6	127.1	34.9%	131.6	172.2	35.0%
Asia	260.0	243.2	56.5%	213.6	205.7	56.8%
América Central / Caribe	5.4	5.2	1.2%	6.4	14.8	1.7%
Otros	7.5	7.3	1.6%	4.4	4.1	1.2%
Europa	16.7	18.8	3.6%	12.7	12.8	3.4%
Costa Oeste EE.UU.	8.4	0.0	1.8%	6.1	4.7	1.6%
América del Sur	1.7	0.0	0.4%	1.1	0.0	0.3%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	4.2	0.0%
<b>Total</b>	<b>460.3</b>	<b>401.6</b>	<b>100.0%</b>	<b>375.8</b>	<b>418.5</b>	<b>100.0%</b>

Productos - kbped	4T 2021	4T 2020	% Part.	12M 2021	12M 2020	% Part.
América Central / Caribe	24.0	28.5	26.8%	34.7	39.7	35.4%
Costa del Golfo EE.UU.	18.0	29.2	20.1%	16.1	21.6	16.5%
Asia	21.6	12.5	24.1%	16.3	12.3	16.6%
América del Sur	7.8	9.8	8.7%	9.9	11.9	10.1%
Costa Este EE.UU.	14.3	29.1	16.0%	16.6	19.4	16.9%
Europa	0.0	5.5	0.0%	2.8	4.0	2.9%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.8	0.0%
Otros	3.8	0.0	4.2%	1.6	0.0	1.6%
<b>Total</b>	<b>89.5</b>	<b>114.6</b>	<b>100.0%</b>	<b>98.0</b>	<b>109.7</b>	<b>100.0%</b>

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

Tabla 9: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales - kbped	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)
Crudo	200.9	185.1	8.5%	189.0	177.8	6.3%
Gas	1.4	2.1	(33.3%)	2.0	2.9	(31.0%)
Productos	2.9	2.7	7.4%	2.8	2.6	7.7%
Diluyente	0.0	0.1	(100.0%)	0.0	0.3	(100.0%)
<b>Total</b>	<b>205.2</b>	<b>190.0</b>	<b>8.0%</b>	<b>193.8</b>	<b>183.6</b>	<b>5.6%</b>

Importaciones - kbped	4T 2021	4T 2020	Δ (%)	12M 2021	12M 2020	Δ (%)
Crudo	20.7	24.9	(16.9%)	24.5	15.3	60.1%
Productos	117.5	68.4	71.8%	91.4	62.1	47.2%
Diluyente	33.6	30.5	10.2%	27.9	35.0	(20.3%)
<b>Total</b>	<b>171.8</b>	<b>123.8</b>	<b>38.8%</b>	<b>143.8</b>	<b>112.4</b>	<b>27.9%</b>

<b>Total</b>	<b>377.0</b>	<b>313.8</b>	<b>20.1%</b>	<b>337.6</b>	<b>296.0</b>	<b>14.1%</b>
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

**Tabla 10: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol**

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Boranda Sur-1	A1	Boranda	Valle medio del Magdalena	Parex 50% (Operador)ECP 50%	Seco	Enero 11/2021
2	Primero	Moyote-1	A3	R02-L01-A6 CS	Sureste	Petronas 50% (Operador) ECP MEXICO 50%	Seco	Enero 27/2021
3	Primero	EST-SN-8	Estratigráfico	SN-8	Sinú - SanJacinto	Hocol (100%)	Taponado y Abandonado	Febrero 27/2021
4	Primero	Boranda Sur-2	A1	Boranda	Valle medio del Magdalena	Parex 50% (Operador)ECP 50%	Exitoso	Febrero 11/2021
5	Primero	Liria YW 12	A2C	Recetor	Piedemonte Llanero	ECP 100%	Exitoso	Marzo 7/2021
6	Segundo	Boranda Centro-1	A1	Boranda	Valle medio del Magdalena	Parex 50% (Operador)ECP 50%	Seco	Abril 04/2021
7	Segundo	Chimuelo-1	A2C	Tisquirama	Valle medio del Magdalena	ECP 100%	Seco	Mayo 8/2021
8	Segundo	Flamencos-3	A1	VMM	Valle medio del Magdalena	ECP 100%	Exitoso	Junio 16/2021
9	Tercero	Basari-1	A3	RC-7	Sinú - San Jacinto	HOCOL (100%)	En Evaluación	Julio 17 / 21
10	Tercero	Silverback 2	A3	Mississippi Canyon 35	US GOM	Chevron 35%, Shell 30%, Progress 15%, Murphy 10%, EAL 10%	Seco	Agosto 25 /21
11	Cuarto	Carnaval-1	A3	Perdices	Sinú San Jacinto	Lewis 50 %-Operador, Hocol 50 %	En evaluación	Octubre 1/2021
12	Cuarto	Cira 3540	A2b	Convenio de Explotación La Cira	Valle Medio del Magdalena	ECP (48%) Sierracol Energy Operador (52%)	En evaluación	Noviembre 17/2021
13	Cuarto	Ibamaca-1	A3	Tolima	Valle Superior del Magdalena	HOCOL 100%	En evaluación	Diciembre 8/2021
1*	Tercero	Perla Negra-1	A3	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 95% (Operador) Ecp 5% Sólo Riesgo	Seco	Agosto 18/2021
2*	Tercero	Perla Negra-1 ML 1	A3	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 95% (Operador) Ecp 5% Sólo Riesgo	En evaluación	Septiembre 14/2021
3*	Cuarto	Cayena -1 ST1 ML1	A1	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 95% (Operador) Ecp 5% Sólo Riesgo	En Evaluación	Octubre 17/2021
4*	Cuarto	Cayena-1 ST 1 ML2	A1	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 95% (Operador) Ecp 5% Sólo Riesgo	En Evaluación	Noviembre 11/2021

\* Al cierre del año 2021 se incluye la actividad operada a sólo riesgo por el socio.

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

Indicadores HSE*	4T 2021	4T 2020	12M 2021	12M 2020
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.22	0.63	0.44	0.50
Incidentes ambientales**	1	1	7	6

\* 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.