INFORMACIÓN RELEVANTE

Resultados Tercer Trimestre 2021

AVANZAMOS EN LA CONSOLIDACIÓN DEL **NUEVO GRUPO ECOPETROL**

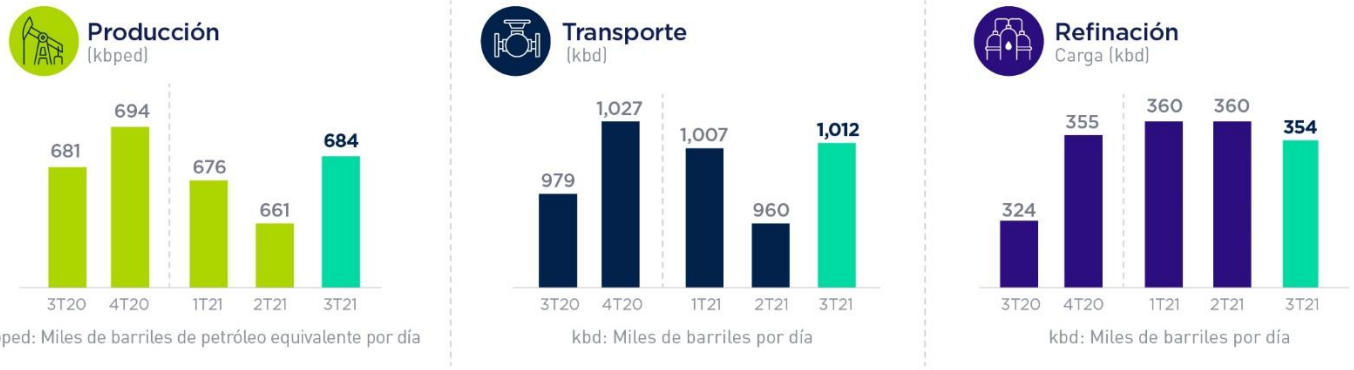
Resultados Financieros
COP Billones

Hitos Financieros

Autorización Programa
de Emisión y Colocación de Acciones Ordinarias

Primera Operación
Manejo Deuda
USD 2,000 MM
Emisión Bonos Internacionales

Resultados Operativos



isa

ENERGÍA

25 Proyectos de Transmisión

257 Refuerzos Redes de Energía en Brasil

VÍAS

8 Proyectos en Chile y Colombia

TELECOMUNICACIONES Y TIC

Incremento Ventas Servicios de Conectividad

SosTECnibilidad

FIRMA
Acuerdo Cooperación
The Nature Conservancy

COP 269
MIL MILLONES
Inversión Social

USD 36.5
MILLONES
Beneficios Agenda Digital

FINALIZACIÓN
Construcción Parque Solar San Fernando
61 MWp

isa
EMISIÓN PRIMER BONO VERDE
USD 1,200 MILLONES

INFORMACIÓN DE CONTACTO
investors@ecopetrol.com.co

Los resultados del tercer trimestre del 2021 confirman la capacidad técnica, operativa y financiera de Ecopetrol para capturar el ambiente favorable de precios. Asimismo, demuestran los beneficios de los ajustes estructurales que hemos implementado como respuesta a los recientes desafíos del entorno. Con la culminación de la compra del 51.4% de participación controlante en Interconexión Eléctrica ("ISA"), las cifras del trimestre incorporan los resultados consolidados de un mes de la operación de esta subsidiaria, lo cual representa un hito transformacional que nos permite presentar por primera vez los resultados del nuevo Grupo Ecopetrol.

Durante este trimestre continuamos entregando resultados récord, con un ingreso consolidado de COP 23.3 billones, una utilidad neta de COP 3.8 billones y un EBITDA de COP 10.4 billones (margen EBITDA de 44%). En los primeros nueve meses del año, nuestro ingreso consolidado ascendió a COP 60.0 billones, la utilidad neta a COP 10.6 billones (6.3 veces la utilidad neta generada en todo el 2020) y el EBITDA a COP 28.0 billones (margen EBITDA de 47%).

En el frente **comercial**, destacamos la mejora en el precio de realización de nuestra canasta de crudos, la cual pasó de 38.4 USD/Bl en el tercer trimestre de 2020 a 68.0 USD/Bl en el tercer trimestre de 2021, lo cual demuestra los buenos resultados de la estrategia de diversificación de destinos y de relacionamiento cercano con nuestros clientes, además de la flexibilidad operativa de la compañía al consolidar el mecanismo de entregas en destino (DAP [1]). Adicionalmente, resaltamos la suscripción de contratos de suministro de diésel y gasolina motor con distribuidores mayoristas, un hito que representa un referente para la industria y marca el inicio de una nueva etapa comercial que consolida la cadena de distribución de combustibles líquidos en el país.

En **exploración**, se destaca el pozo Liria YW12, el cual probó la presencia de hidrocarburos en una nueva estructura cerca de un campo de producción, siendo un hito que continúa impulsando nuestra actividad exploratoria en el Piedemonte Llanero. Con esto, Ecopetrol y sus socios completaron 10 pozos durante los primeros nueve meses del año, superando la meta establecida de 9 pozos para el 2021. La producción acumulada de los activos exploratorios alcanzó más de 1.2 millones bpe al cierre del tercer trimestre de 2021 (4,517 bped promedio), donde el 67% de la producción correspondió a petróleo y el 33% a gas. Adicionalmente, en el mes de agosto se declararon las comercialidades de los descubrimientos Flamencos-1 y Boranda, ubicados en el Valle Medio del Magdalena, los cuales hacen parte de la estrategia de "*Near Field Exploration*" en áreas cercanas a infraestructura existente que busca la incorporación de producción y reservas en corto tiempo. En el ámbito internacional, y alineados con la estrategia de crecimiento y diversificación geográfica del Grupo Ecopetrol, la filial Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil adquirió, durante la sesión de ofertas "Rodada 17" organizada por la Agencia Nacional de Petróleo (ANP por sus siglas en portugués), el 30% de participación en el bloque S-M-1709, localizado en la cuenca Santos de Brasil. La adquisición de este bloque, que será operado por Shell, cuenta con un foco en las cuencas del más alto potencial en el continente.

La **producción** promedio del Grupo Ecopetrol continúa su senda de recuperación, luego del impacto significativo que se dio durante el primer semestre del año, asociado a restricciones operativas en el campo Castilla y la situación de orden público en Colombia. En el tercer trimestre la producción se ubicó en 683.6 kbped, mostrando un crecimiento del 3.5% frente al segundo trimestre. Dentro de los hitos relevantes del trimestre se destacan: i) la estabilización completa de la producción en el campo Castilla, ii) la normalización en la producción previamente impactada por bloqueos asociados a la situación de orden público generados en el segundo trimestre del año, y iii) el aporte de los nuevos descubrimientos comerciales Flamencos-1 y Boranda. Dado el nivel de producción promedio del trimestre y la proyección para el cuarto trimestre del 2021, estimamos una producción para el año de alrededor de 680 kbped.

La producción en el tercer trimestre de 2021 de **gas natural** y **GLP** tuvo un incremento del 3.5% frente al mismo periodo del año anterior, como resultado de mayores volúmenes de ventas de Ecopetrol, Hocol y Permian, asociados a la recuperación de la demanda. Durante el tercer trimestre la contribución de gas y GLP al total de la producción del Grupo fue del 20.6%, con un margen EBITDA combinado del 60.0%.

En **Permian** la operación avanza según lo planeado, empleando 4 taladros de perforación y 2 cuadrillas de completamiento. Durante el trimestre perforamos 22 pozos, para un total de 69 en lo que va corrido del año. Adicionalmente, 16 nuevos pozos iniciaron producción, para un total de 91 pozos en producción (22 del 2020 y 69 en el 2021). Resaltamos que el nivel de producción de la operación ya supera los 50.0 kbped, generando 24.4 kbped antes de regalías a Ecopetrol durante el tercer trimestre (equivalentes a 18.9 kbped netos después de regalías).

[1] Delivered at Place.

En el frente de los **Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) en Yacimientos No Convencionales** Kalé y Platero, se continúa avanzando en los cronogramas de trabajo según lo planeado. El pasado 29 de octubre se radicó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) del PPII-Kalé, y el 8 de julio se realizó el primer diálogo territorial y monitoreos ambientales, como requisitos para la radicación del EIA del PPII-Platero. A la fecha, se han completado 450 encuentros de diálogo y pedagogía en el área de influencia.

En el segmento de **transporte**, durante el trimestre movilizamos 1,012.2 kbd, mostrando una recuperación de 52.3 kbd frente al trimestre inmediatamente anterior. El volumen transportado durante los primeros nueve meses del año se ubicó en 993.3 kbd, mostrando una disminución de 2.0% frente al mismo periodo de 2020, resultado de la menor producción de crudo en el país principalmente en la zona Llanos.

En materia de autogeneración de energía renovable en el segmento, destacamos que en el mes de septiembre inició el funcionamiento de seis nuevas plantas solares en las estaciones de Baranoa, Miraflores, Mansilla, Tocancipá, Yumbo y Pereira, las cuales tienen como objetivo principal y en línea con nuestra meta de descarbonización al 2050, la reducción de aproximadamente 513 toneladas anuales de CO2. De igual forma, el pasado 22 de octubre se culminó la construcción del Parque Solar San Fernando, el cual aportará 61 MWp de capacidad disponible y es considerado el autogenerador de energía renovable más grande del país.

Con relación a las disputas por los contratos de transporte, el acuerdo anunciado por Frontera, CENIT y Bicentenario en noviembre 17 de 2020, fue aprobado por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca mediante auto que fue notificado el día 5 de noviembre de 2021. El acuerdo que cuenta con concepto favorable de la Procuraduría General de la Nación, recibido el 24 de marzo de 2021, pone fin a la totalidad de las disputas entre las partes en relación con los contratos de transporte del Oleoducto Bicentenario y del Oleoducto Caño Limón - Coveñas, así como otros contratos para almacenamiento y servicios portuarios. Con este acuerdo se terminan todos los procesos arbitrales existentes derivados de estas disputas.

El segmento de **refinación** continuó con la tendencia positiva que se ha observado a lo largo de este año, con una carga consolidada durante lo corrido del 2021 de 358.0 kbd y un margen bruto integrado de 9.5 USD/Bl. Durante el tercer trimestre el segmento cerró con una carga de 353.8 kbd y un margen bruto integrado de 9.0 USD/Bl respectivamente. Estos resultados han estado soportados en: i) la mejora de la canasta de productos refinados, en línea con el aumento generalizado de la demanda por la reactivación del sector productivo, ii) la realización de inventarios por un ambiente favorable de precios y el buen desempeño operativo en la refinería de Barrancabermeja, iii) la adopción de estrategias comerciales en Esenttia para mitigar el debilitamiento del Margen del Polipropileno, iv) la estabilidad en Invercolsa producto de las mayores ventas de gas natural e instalaciones, y v) la estabilidad del costo de caja del segmento. Lo anterior, a pesar de los eventos operativos que se generaron en la refinería de Cartagena durante el trimestre, los cuales ya fueron resueltos.

En el nuevo segmento de **transmisión de energía y vías** (resultante de la reciente adquisición de ISA), el cual solo consolida un mes de resultados en el trimestre, destacamos: i) en el negocio de energía, la entrada en operación de tres proyectos (en Chile, Brasil y Colombia), así como el otorgamiento de la licencia ambiental del proyecto UPME07-2017 Sabanalarga-Bolívar 500 kV en Colombia, y ii) en el negocio de vías, se avanzó en la construcción de ocho proyectos en Colombia y Chile, que sumarán 246 km a la red vial existente.

Es importante destacar que se estableció la Oficina de Transición (TMO por sus siglas en inglés), que ha posibilitado el proceso de Transición de ISA en la consolidación y reporte del Grupo Ecopetrol. El esfuerzo principal durante las últimas 12 semanas, tiempo transcurrido desde la adquisición, se ha enfocado en garantizar el cumplimiento de los requerimientos legales y regulatorios asociados a procesos de consolidación contable, reportes y planeación financiera, así como en aspectos relacionados con c*ompliance* y gobierno corporativo. Los próximos pasos estarán dirigidos a la priorización de oportunidades y sinergias que permitan acelerar la captura de valor conjunta.

En el frente de **SosTECnibilidad**, durante lo corrido del año continuamos avanzando en cada uno de los pilares de la estrategia:

En la **dimensión ambiental**, particularmente en los proyectos de energías renovables, se dio la inclusión de Ecopetrol como uno de los actores principales en la hoja de ruta del Hidrógeno de Colombia lanzada por el Ministerio de Minas y Energía el pasado 30 de septiembre. Adicionalmente resaltamos la suscripción de un contrato con South Pole el 6 de agosto de 2021, quien será nuestro aliado estructurador en los proyectos de Soluciones Naturales del Clima, y la firma del Acuerdo de Cooperación con *The Nature Conservancy* para apalancar la implementación del plan de descarbonización del Grupo Ecopetrol. Destacamos el cumplimiento a septiembre del 79% de la meta establecida para 2021 en el marco de la

iniciativa nacional “Sembrar Nos Une” (3,149,716 árboles sembrados).

En la **dimensión social**, durante los primeros nueve meses del año la Compañía destinó recursos de inversión social por un valor de COP 269 mil millones, en inversiones de carácter estratégico y obligatorio. Así mismo, a través del mecanismo “Obras por Impuestos”, al cierre del tercer trimestre hemos finalizado 25 proyectos por un valor de COP 201 mil millones, enfocados principalmente en mejoramiento de vías y dotaciones a residencias estudiantiles. Adicionalmente, el Programa de Diversidad e Inclusión de Ecopetrol recibió el Sello Plata Equipares-Icontec, destacando la gestión de comunicaciones realizada en el marco de este programa por su coherencia, asertividad, conexión e impacto como pilar fundamental para la estrategia.

En el frente de **gobierno corporativo,** el equipo de la TMO designado al interior de Ecopetrol viene presentando aperiódicamente a la Junta Directiva los avances respecto a la incorporación exitosa de ISA al Grupo Ecopetrol, en línea con nuestro compromiso de avanzar en una transición que asegure la continuidad de la estrategia y la robustez de los principios de gobernanza de Ecopetrol e ISA. La identificación y alineación de las mejores prácticas de ambas compañías asegurarán la implementación de una estructura de gobierno corporativo destacada por su experiencia y transparencia. El pasado 22 de octubre de 2021 se llevó a cabo la Asamblea General de Accionistas Extraordinaria de ISA, en la que se designaron nuevos directores y Ecopetrol ejerció su derecho a nominar candidatos en virtud del control que hoy ejerce en ISA.

En el frente de **transformación digital**, al cierre del tercer trimestre de 2021 hemos capturado beneficios por USD 36.5 millones en la agenda digital, destacando avances en los proyectos de agenda digital, fábricas digitales, inteligencia e innovación.

Entre otros hitos relevantes del trimestre, destacamos la autorización proferida por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia del Programa de Emisión y Colocación de Acciones (PEC), el cual habilita a Ecopetrol, durante un plazo de cinco años prorrogables, para realizar una o varias ofertas simultáneas de acciones en el mercado local e internacional. Lo anterior, nos brinda mayor flexibilidad en la administración de nuestra estructura de capital en el marco de nuestros avances y esfuerzos en materia de Transición Energética.

Así mismo, destacamos la realización de nuestra primera operación de manejo de deuda por USD 2,000 millones, con el fin de refinanciar parcialmente el crédito desembolsado para apalancar la transacción de adquisición de ISA y así optimizar el perfil de vencimientos de la deuda del Grupo Ecopetrol.

De cara al cierre del 2021 continuamos comprometidos con la generación de valor sostenible para la sociedad y nuestros accionistas, mientras seguimos avanzando en la consolidación del Nuevo Grupo Ecopetrol y su estrategia integrada, manteniendo foco en el negocio tradicional al tiempo que avanzamos en los pilares de transición energética

Felipe Bayón
Presidente Ecopetrol

Bogotá, 9 de noviembre de 2021. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el tercer trimestre de 2021, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

Durante el 3T21, el Grupo Ecopetrol generó una utilidad neta de COP 3.8 billones, 4.5 veces superior a la obtenida en el mismo trimestre de 2020, mientras que el EBITDA se ubicó en COP 10.4 billones, registrando un récord histórico. Los resultados del trimestre reflejaron la senda de recuperación de la producción, el incremento de la demanda nacional de combustibles y los mayores volúmenes transportados, una vez superada la situación de orden público presentada en el 2T21. En el trimestre se destaca: i) el levantamiento de la restricción en los vertimientos en Castilla, ii) nuevos pozos en operación en Permian, iii) la declaración de éxito del pozo exploratorio Liria YW12, iv) la adquisición e inicio de consolidación de ISA en el Grupo Ecopetrol, y v) un entorno favorable del Brent-Peso. Lo anterior permitió mitigar algunos eventos operativos en el segmento de refinación, mayores gastos exploratorios, impactos de la ola invernal, y el desplazamiento de ventas de crudo bajo la modalidad DAP para el 4T21

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2021	3T 2020	Δ ($)	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ ($)	Δ (%)
Ventas totales	**23,333**	**12,323**	**11,010**	**89.3%**	**59,983**	**35,836**	**24,147**	**67.4%**
Depreciación y amortización	2,629	2,296	333	14.5%	7,195	6,685	510	7.6%
Costos variables	8,994	4,038	4,956	122.7%	21,992	14,304	7,688	53.7%
Costos fijos	2,883	2,010	873	43.4%	7,262	6,256	1,006	16.1%
Costo de ventas	**14,506**	**8,344**	**6,162**	**73.8%**	**36,449**	**27,245**	**9,204**	**33.8%**
Utilidad bruta	**8,827**	**3,979**	**4,848**	**121.8%**	**23,534**	**8,591**	**14,943**	**173.9%**
Gastos operacionales y exploratorios	1,723	1,301	422	32.4%	4,364	2,383	1,981	83.1%
Utilidad operacional	**7,104**	**2,678**	**4,426**	**165.3%**	**19,170**	**6,208**	**12,962**	**208.8%**
Ingresos (gastos) financieros, neto	(697)	(956)	259	(27.1%)	(2,180)	(2,221)	41	(1.8%)
Participación en resultados de compañías	111	15	96	640.0%	226	92	134	145.7%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**6,518**	**1,737**	**4,781**	**275.2%**	**17,216**	**4,079**	**13,137**	**322.1%**
Provisión impuesto a las ganancias	(2,194)	(576)	(1,618)	280.9%	(5,499)	(1,209)	(4,290)	354.8%
Utilidad neta consolidada	**4,324**	**1,161**	**3,163**	**272.4%**	**11,717**	**2,870**	**8,847**	**308.3%**
Interés no controlante	(516)	(289)	(227)	78.5%	(1,102)	(913)	(189)	20.7%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	**3,808**	**872**	**2,936**	**336.7%**	**10,615**	**1,957**	**8,658**	**442.4%**
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(2)	(21)	19	(90.5%)	2	(1,225)	1,227	(100.2%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	1	4	(3)	(75.0%)	0	281	(281)	(100.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**3,807**	**855**	**2,952**	**345.3%**	**10,617**	**1,013**	**9,604**	**948.1%**
EBITDA	**10,371**	**5,254**	**5,117**	**97.4%**	**27,986**	**12,506**	**15,480**	**123.8%**
Margen EBITDA	**44.4%**	**42.6%**	**-**	**1.8%**	**46.7%**	**34.9%**	**-**	**11.8%**

Las cifras incluidas en este reporte no han sido 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 en toneladas, y así se indica cuando corresponde. Para efectos de su 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 que están basadas únicamente en las expectativas de la Administración con relación al futuro de la empresa y su continuo acceso a capital para financiar su plan de negocios. Las declaraciones relacionadas con el desempeño futuro de la Compañía dependen, básicamente, de cambios en las condiciones de mercado, regulaciones de gobierno, presiones de la competencia, el comportamiento de la economía colombiana y la industria, la capacidad de la Compañía para lograr la integración exitosa de la recientemente adquirida Interconexión Eléctrica S.A. ("ISA") en el Grupo Empresarial, entre otros factores y por lo tanto, están sujetas a cambios sin aviso previo.

I. Resultados Financieros y Operativos

Ingresos por Ventas

Aumento de 89.3%, o de COP +11.0 billones, en el 3T21 versus el 3T20, como resultado de:

a) Mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de +29.8 USD/Bl (COP +8.9 billones), por el fortalecimiento del precio de referencia.
b) Mayores ingresos de servicios (COP +1.0 billón), dada la consolidación de los resultados de septiembre de ISA.
c) Incremento en el volumen de ventas (COP +0.6 billones, +40.1 kbped), por mayores ventas de productos refinados y gas, dada la recuperación en la demanda nacional una vez superada la situación de orden público registrada en el 2T21. Lo anterior, fue compensado parcialmente por una disminución en las exportaciones de crudos, dado los mayores cargamentos en tránsito al cierre de septiembre con realización esperada en el 4T21.
d) Efecto cambiario positivo en los ingresos, por mayor tasa de cambio promedio (COP +0.5 billones).

Tabla 2: Ventas Volumétricas - Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)
Destilados Medios	153.1	112.1	36.6%	139.3	115.5	20.6%
Gasolinas	139.4	99.4	40.2%	128.5	92.2	39.4%
Gas Natural	92.4	85.2	8.5%	90.2	83.1	8.5%
Industriales y Petroquímicos	21.6	23.8	(9.2%)	22.2	21.2	4.7%
GLP y Propano	19.0	17.8	6.7%	18.9	17.8	6.2%
Crudo	2.3	6.3	(63.5%)	2.4	6.5	(63.1%)
Combustóleo	0.2	0.6	(66.7%)	0.4	1.4	(71.4%)
Total Volúmenes Locales	**428.0**	**345.2**	**24.0%**	**401.9**	**337.7**	**19.0%**

Volumen de Exportación - kbped	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)
Crudo	340.5	373.7	(8.9%)	347.3	424.2	(18.1%)
Productos	98.8	109.7	(9.9%)	100.9	108.1	(6.7%)
Gas Natural*	3.1	1.7	82.4%	3.0	1.4	114.3%
Total Volúmenes de Exportación	**442.4**	**485.1**	**(8.8%)**	**451.2**	**533.7**	**(15.5%)**
Total Volúmenes Vendidos	**870.4**	**830.3**	**4.8%**	**853.1**	**871.4**	**(2.1%)**

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

El total de volumen vendido en el 3T21 ascendió a 870.4 kbped, 4.8% mayor frente al 3T20, como resultado de las mayores ventas locales y a pesar de la disminución en el volumen de exportación.

Las ventas en Colombia, que representaron el 49% del total, mostraron un incremento de 24.0% (82.8 kbped) en el 3T21 versus 3T20, debido principalmente a:

- El fortalecimiento de la demanda de combustibles, tanto en las ventas de gasolina (+40.0 kbped) como diésel (+21.5 kbped), impulsada principalmente por la recuperación económica una vez superados los picos de COVID-19 en el país. Por su parte, el periodo de vacaciones de mitad de año, la eliminación de restricciones en varias rutas internacionales y la mayor oferta de rutas y vuelos por parte de las aerolíneas impulsaron la recuperación de las ventas de jet fuel (+19.5 kbped), aunque aún permanecen en niveles inferiores a los registrados en 2019.

- Mayores ventas de gas (+7.2 kbped), explicado principalmente por la mayor producción de Ecopetrol y Hocol (+4.8 kbped), apalancada en la recuperación de la demanda.

Las ventas internacionales, que representaron el 51% del total, evidenciaron una disminución de 8.8% (42.7 kbped) en el 3T21 versus el 3T20, debido principalmente a:

- Menores exportaciones de crudo (-33.2 kbpd), explicadas principalmente por: i) mayores cargas en las refinerías (-32.6 kbpd), lo cual reduce la disponibilidad de crudo para exportación y ii) desplazamiento de cargamentos DAP, que serán entregados durante octubre y noviembre de 2021 (-69.5 kbpd). Lo anterior parcialmente compensado por una mayor producción (+14.0 kbpd) y mayores compras (+48.9 kbpd) resultado de la estrategia de compra de crudo nacional.

- Menores exportaciones de productos, consecuencia de los desafíos operativos en la refinería de Cartagena (explicados en la sección "3. Refinación"), que ocasionaron una disminución de las exportaciones de diésel (-19.8 kbpd), parcialmente compensada por un aumento en las exportaciones de gasóleo (+10.6 kbpd).

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

USD/Bl	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)
Brent	73.2	43.3	69.1%	68.0	42.5	60.0%
Canasta de Venta de Gas	24.3	25.0	(2.8%)	24.5	24.0	2.1%
Canasta de Venta de Crudo	68.0	38.4	77.1%	63.6	32.3	96.9%
Canasta de Venta de Productos	81.8	45.8	78.6%	75.9	48.5	56.5%

Crudos: En el 3T21 versus 3T20, se observó un fortalecimiento de 29.6 USD/Bl en los precios de la canasta de crudo, pasando de 38.4 USD/Bl en el 3T20 a 68.0 USD/Bl en el 3T21. Se destaca un incremento en el volumen de venta en modalidad DAP a diversos destinos como Corea del Sur, India, Brunei, Suecia y la Costa del Golfo de los Estados Unidos, pasando del 17.0% en 3T20 al 37.5% en 3T21, logrando mayores beneficios en precio que en los cargamentos FOB (*Free on Board*).

Productos Refinados: En el 3T21 versus 3T20, la canasta de venta de productos se fortaleció en 36.0 USD/Bl, pasando de 45.8 USD/Bl en el 3T20 a 81.8 USD/Bl en el 3T21, explicado por la recuperación de los indicadores internacionales en línea con la reactivación de la demanda, lo cual resultó en mayores volúmenes de venta de combustibles.

Gas Natural: En el 3T21 versus 3T20, el precio de las ventas de gas disminuyó 2.8%, pasando de 25.0 USD/Bl en el 3T20 a 24.3 USD/Bl en el 3T21, debido principalmente a la menor participación en 2021 de la fuente Cupiagua en la canasta volumétrica de ventas.

Programa de Coberturas: Durante el 3T21 Ecopetrol ejecutó coberturas tácticas de riesgo de precio por un total de 8.7 millones de barriles principalmente en exportaciones de crudo.

Se destaca la suscripción de contratos de suministro de diésel y gasolina motor regular con Primax Colombia S.A. y Organización Terpel S.A. por una vigencia de un año, por un monto estimado de USD 3,159 millones. De otro lado, en octubre comenzó la operación del llenadero de Apiay, que permitirá la entrega de gasolina y diésel en este punto del sistema de poliductos, fortaleciendo así el abastecimiento de la región, y posibilitando la reducción de costos, así como el tránsito de carrotanques en la vía.

Costo de Ventas

El costo de ventas aumentó 73.8%, o COP +6.2 billones, en 3T21 versus 3T20 principalmente derivado de:

Depreciación y Amortización: Aumento del 14.5%, o de COP +0.3 billones, en 3T21 versus 3T20, como consecuencia de: i) menor incorporación de reservas en 2020 frente a 2019, ii) mayor nivel de CAPEX, iii) incremento en la producción de Permian, y iv) efecto cambiario en la depreciación de las filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada la devaluación del peso frente al dólar.

Costos Variables:

Aumento de 122.7%, o de COP +5.0 billones, en el 3T21 frente al 3T20, como resultado neto entre:

- Aumento en las compras de crudo, gas y productos (COP +6.2 billones), por: i) mayor precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones (COP +4.1 billones), ii) mayor volumen comprado (COP +1.8 billones, +104.9 kbped), dado un escenario de reactivación económica representado en mayor demanda de combustibles y nuevos contratos de comercialización de crudos, y iii) incremento de la tasa de cambio promedio en las compras (COP +0.3 billones).

- Fluctuación de inventarios (COP -1.3 billones), por: i) incremento en el nivel de barriles de crudo en tránsito dadas las mayores ventas bajo la modalidad DAP versus FOB en el año anterior, y ii) acumulación de inventario de crudo y productos en proceso, asociado a algunos eventos operativos en el segmento de refinación.

- Otras variaciones menores por COP +0.1 billones.

Costos Fijos: En el 3T21 se presentó un aumento de 43.4%, o de COP +0.9 billones, con respecto al 3T20, por: i) mayores servicios contratados, actividades de mantenimiento, suministros de operación y otros costos de la actividad operacional (COP +0.4 billones), asociado a la normalización del ritmo de las actividades en el año y a la ejecución de algunas actividades desplazadas por las afectaciones de orden público sobre algunos campos en el 2T21, ii) consolidación de los resultados de septiembre de ISA (COP +0.3 billones), y iii) mayores impuestos y otros (COP +0.2 billones), principalmente por el incremento del IVA no descontable en línea con las compras.

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

Aumento del 32.4% o de COP +0.4 billones en el 3T21 versus 3T20, como resultado combinado principalmente de:

- Mayores gastos exploratorios (COP +0.2 billones), por: i) reconocimiento en el resultado de la actividad exploratoria de Lorito Este-1, Boranda Centro-1 y Chimuelo-1 en Ecopetrol, Silverback 2 en Ecopetrol América y Ceará en Brasil, y ii) mayor actividad exploratoria asociada a sísmica, estudios de geología y geofísica y procesamiento de datos.

- Mayores gastos de comisiones, honorarios y otros (COP +0.2 billones), principalmente por: i) costos de transacción asociados a la adquisición de ISA, ii) soporte a la gestión de proyectos en Ecopetrol, y iii) actualización de provisiones ambientales.

- Consolidación de los resultados de septiembre de ISA, tras su adquisición (COP +0.1 billones).

- Menor gasto laboral asociado principalmente al reconocimiento del plan de retiro voluntario de 26 personas en el 3T21 versus 117 personas en el 3T20 (COP -0.1 billones).

Resultado Financiero (No Operacional)

Disminución de los gastos financieros del 27.1%, o de COP -259 mil millones, en el 3T21 frente al 3T20, como resultado neto de:

- Ingreso por diferencia en cambio de COP +378 mil millones, principalmente por efecto de: i) una ganancia en valoración cambiaria sobre la nueva deuda por USD 3,762 millones, adquirida para realizar la compra de la participación en ISA en el 3T21 (COP +233 mil millones), y ii) una menor devaluación del peso frente al dólar en el 3T21 frente al 3T20 (COP +145 mil millones).

- Incorporación del resultado financiero neto de ISA para el mes de septiembre, que incluye intereses, diferencia en cambio, rendimientos financieros y otros por COP -129 mil millones.

- Otros efectos menores por COP +10 mil millones.

La **Tasa Efectiva de Tributación** para el 3T21 se ubicó en 33.7%, nivel similar al 33.2% del 3T20. En septiembre el Grupo Ecopetrol reconoció el efecto de la reforma tributaria en el impuesto diferido neto por COP -36 mil millones. Para el año 2022, se espera un aumento en la tasa nominal de tributación, la cual pasará del 30% al 35%.

Flujo de Caja y Deuda

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2021	3T 2020	9M 2021	9M 2020
Efectivo y equivalentes inicial	**5,022**	**9,248**	**5,082**	**7,076**
(+) Flujo de la operación	5,280	3,526	11,527	3,851
(-) CAPEX	(3,564)	(2,064)	(8,753)	(7,908)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	(552)	1,802	1,155	1,231
(-) Adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido	(9,316)	0	(9,316)	0
(+) Otras actividades de inversión	56	92	216	351
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	13,485	(1,877)	11,441	8,025
(-) Pagos de dividendos	(274)	(2,910)	(1,424)	(5,247)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(50)	12	159	450
Efectivo y equivalentes final	**10,087**	**7,829**	**10,087**	**7,829**
Portafolio de inversiones	3,047	4,143	3,047	4,143
Caja total	**13,134**	**11,972**	**13,134**	**11,972**

Nota: La caja corresponde a los recursos disponibles que se encuentran como efectivo y equivalentes de efectivo y las inversiones en títulos financieros, independientemente de su vencimiento.

Flujo de Caja:

Al cierre del 3T21 el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de COP 13.1 billones (36% COP y 64% USD). Durante este trimestre los principales movimientos en la liquidez de la Compañía fueron: i) los flujos provenientes de la actividad operativa (COP 5.2 billones), ii) la obtención de financiación por COP 14.2 billones, para la adquisición de la participación controlante en ISA, y iii) el servicio de la deuda por COP 0.8 billones. El Flujo de Caja Operativo soportó el CAPEX por COP 3.6 billones. El efecto de la consolidación de ISA aportó en caja COP 6.0 billones.

Al cierre de septiembre, se presenta un incremento en el capital de trabajo, principalmente por: i) aumento en cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles - FEPC (a septiembre la cuenta por cobrar asciende a COP 7.2 billones), asociado a un mayor nivel de precios en el mercado internacional para gasolinas y diésel frente a los precios regulados en Colombia, y ii) 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 trimestre.

Deuda:

Al cierre del 3T21 el Grupo Ecopetrol registró un saldo en balance de la deuda por COP 91.8 billones, que equivalen a USD 24,098 millones, lo que significa un incremento de USD 10,743 millones equivalentes frente al 2T21. Lo anterior, como resultado principalmente de: i) efecto de la consolidación de la deuda de ISA equivalente a USD 6,100 millones, ii) la adquisición de la deuda con la banca internacional para financiar la adquisición de ISA por USD 3,672 millones, y iii) otros por USD 971 millones, principalmente por el efecto de la devaluación que impacta la deuda en dólares.

En los meses recientes se destacan las siguientes gestiones en materia de endeudamiento:

- Contratación de una línea de crédito contingente por USD 1,200 millones en el mes de julio. Esta línea tiene 2 años de disponibilidad para desembolsos, contados a partir de la firma en julio. A la fecha no se han realizado desembolsos.

- La primera operación de manejo de deuda pública externa del Grupo Ecopetrol, por USD 2,000 millones el 27 de octubre, emitiendo USD 1,250 millones a 10 años a una tasa cupón de 4.625% y USD 750 millones a 30 años a una tasa cupón de 5.875%. El libro de la emisión alcanzó un valor de más de USD 7,600 millones, equivalente a 3.8 veces el monto colocado. El uso de los recursos fue para el pago parcial anticipado del crédito para la adquisición de ISA por el mismo monto de USD 2,000 millones, con lo cual no se generó ningún movimiento en el endeudamiento de la compañía.

- **Financiación Sostenible:** Emisión del primer bono verde el 26 de julio por parte de la empresa de energía ISA INTERCHILE, por un monto de USD 1,200 millones a un plazo de 35 años y una tasa cupón de 4.5%. El uso de los recursos será la refinanciación de los compromisos de deuda adquiridos durante la fase constructiva de la Línea de Transmisión Cardones – Polpaico, infraestructura clave para descarbonizar la matriz y contribuir a la mitigación del cambio climático.

Durante el trimestre, se presentaron las siguientes actualizaciones a la calificación de Ecopetrol: i) el 6 de julio Fitch Ratings revisó la calificación de Ecopetrol S.A. de BBB- a BB+ con perspectiva estable, en línea con el ajuste hecho a la República de Colombia, y mantuvo la calificación *stand-alone* en bbb, ii) el 18 de agosto S&P Global Ratings mantuvo la calificación de Ecopetrol S.A. en BB+ con perspectiva estable y la calificación *stand-alone* en bbb-, resaltando la importancia estratégica de la Compañía para el país y los beneficios de ser un negocio integrado, la sólida posición financiera de la Compañía y los avances en la transición energética, y iii) el 1 de septiembre Moody's Investor Services mantuvo la calificación de crédito de Ecopetrol en Baa3 y ajustó su perspectiva de Estable a Negativa, esta última explicada por el aumento temporal en los indicadores de apalancamiento y el potencial riesgo de refinanciación asociado al crédito adquirido con la banca internacional con fecha de vencimiento en 2023. Se resalta que las tres Calificadoras de Riesgo mantienen la calificación individual de Ecopetrol en Grado de Inversión.

Patrimonio

El pasado 13 de octubre la Superintendencia Financiera de Colombia, autorizó la oferta pública de acciones ordinarias en Colombia, con cargo a un Programa de Emisión y Colocación ("PEC") con fundamento en la Ley 1118 de 2006 y en el Reglamento aprobado por su Junta Directiva el 27 de agosto de 2021. Este programa constituye una opción de financiamiento estructural para la estrategia de Transición Energética de la Compañía, al mismo tiempo que le brinda flexibilidad en la gestión de su estructura de capital.

Dentro de las principales características del PEC se encuentran: i) el cupo global es de 4,364,288,831 acciones ordinarias, ii) la Nación, en cabeza del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, mantendría una participación hasta por el 80% del capital suscrito y en circulación de Ecopetrol, iii) la Compañía podría realizar una o varias emisiones de acciones simultaneas en el mercado local e internacional hasta agotar el cupo global, y iv) el destinatario será el público en general, es decir, todas las personas naturales o jurídicas. Ecopetrol cuenta con un plazo de cinco años renovables para lanzar la primera oferta simultánea con cargo al PEC.

Esta autorización no genera ningún compromiso u obligación de lanzar una oferta de acciones y el eventual lanzamiento de una o más emisiones en el marco del PEC estará sujeta, entre otras consideraciones, a la existencia de condiciones de mercado favorables.

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 sus 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 externa 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 un mes de operación (septiembre del 2021), después de haber realizado la toma de control. Los principales efectos son los siguientes[2]:

- Aporte a la utilidad neta de COP 8 mil millones: Corresponde al EBITDA mencionado a continuación, neto de los resultados que no son EBITDA: i) depreciación por COP 86 mil millones, ii) resultado financiero por COP 167 mil millones, iii) impuestos por COP 312 mil millones (incluye reconocimiento del impacto no recurrente en el impuesto diferido por la reforma tributaria de COP 146 mil millones de gasto), 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%) por COP 164 mil millones.

- Aporte al EBITDA de COP 737 mil millones: Corresponde a la consolidación del 100% del EBITDA generado por ISA desde su adquisición, calculado con la metodología de Ecopetrol[3] para sus tres líneas de negocio: energía, vías y telecomunicaciones.

- Adicional a los resultados que vienen directamente de la operación de ISA, este segmento asume, durante el trimestre, COP 105 mil millones de ingreso neto, por la ganancia por diferencia en cambio de la deuda adquirida por Ecopetrol para financiar la compra de esta subsidiaria, compensado parcialmente por: i) los intereses financieros asociados a la deuda adquirida, ii) los honorarios de asesores y costos incurridos por Ecopetrol para llevar a cabo la adquisición, y iii) el impuesto de renta asociado a los anteriores conceptos.

Estado de Situación Financiera

Adicionalmente, al 30 de septiembre de 2021 se incorporaron 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 62.5 billones[4], así como la diferencia entre el valor razonable y el valor en libros de los activos netos de ISA por COP 19.6 billones[5] (en su mayoría reconocido inicialmente como *goodwill*), en cumplimiento de la Normatividad IFRS[6], dado que esta transacción se da bajo este marco normativo, teniendo en cuenta que se configura una combinación de negocios[7].

- Pasivos: Se incorporó el 100% de los pasivos de ISA por COP 41.1 billones[8].

- 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 27.3 billones, de acuerdo con las

[2] 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.
[3] La metodología de cálculo de EBITDA de Ecopetrol contempla, 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.
[4] Dentro de los rubros consolidados más representativos se encuentran: i) activos por concesiones viales COP 31.8 billones, ii) propiedad, planta y equipo por COP 14 billones, y iii) caja por COP 6 billones.
[5] Reconocido inicialmente en el crédito mercantil (*goodwill*) a nivel del Estado de Situación Financiera, pero al corte de diciembre será asignado a cada uno de activos y pasivos de ISA.
[6] Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF (IFRS por sus siglas en inglés).
[7] De acuerdo con la NIIF 3 – Combinación de Negocios, todos los activos de una compañía adquirida deben valorarse al valor razonable en la fecha de adquisición.
[8] Dentro de los rubros más representativos, se encuentran: i) deuda de ISA por COP 26.8 billones, y ii) impuestos corrientes y diferidos por COP 9.3 billones.

normas IFRS. Asimismo, se incorporan los conceptos de ajuste por conversión y otros conceptos del Otro Resultado Integral.

- Adicionalmente, el segmento asume el crédito comercial internacional por USD 3,672 millones adquirido por Ecopetrol para la compra de ISA.

Eficiencias

Las eficiencias acumuladas incorporadas por el Grupo Ecopetrol durante los primeros nueve meses del año ascienden a COP 1.8 billones, explicadas principalmente por:

1. **Eficiencias en OPEX e ingresos mediante acciones enfocadas en el fortalecimiento del margen EBITDA, por COP 1.4 billones, resultado de:**

    - Acciones relacionadas con las estrategias de ingresos y márgenes, desplegadas especialmente en el área comercial y las refinerías, cuyo aporte al periodo fue de COP 531.0 mil millones.
    - Estrategias identificadas y en implementación en producción, enfocadas a la optimización y mejora del costo de levantamiento, aportando COP 394.5 mil millones.
    - Optimización de los costos operativos de caja de refinación, como parte de la implementación de la metodología de presupuesto base cero a finales del 2020, con eficiencias por COP 249.1 mil millones.
    - Estrategias desplegadas por las áreas corporativas, junto con las acciones de la agenda digital por COP 86.1 mil millones.
    - El despliegue del nuevo modelo operativo en CENIT, cuyo aporte en el periodo fue de COP 61.3 mil millones.
    - La continuación de la estrategia de dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados, la cual aportó COP 43.6 mil millones.

2. **Eficiencias en CAPEX por COP 0.4 billones, producto de:**

    - La mejora continua en la perforación y completamiento de pozos, donde: i) el costo del pie perforado mejoró en 26 USD/ft (202 USD/ft al 3T21 versus 228 USD/ft al 3T20), ii) el costo de completamiento mejoró 55 KUSD/Pozo[9] (466 KUSD/Pozo en el 3T20 frente a 411 KUSD/Pozo en el 3T21), y iii) se fortaleció 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 Segmento – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 9M 2021	% Participación
Producción	930	615	1,545	69.8%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	127	144	271	12.2%
Exploración	66	84	150	6.8%
Transporte*	0	196	196	8.9%
Corporativo**	51	0	51	2.3%
Total sin ISA	**1,174**	**1,039**	**2,213**	**100.0%**
ISA	0	946	946	-
Total con ISA	**1,174**	**1,985**	**3,159**	-

* 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.

[9] KUSD/Pozo: Miles de Dólares por Pozo Completado.

A septiembre de 2021, el Grupo Ecopetrol ha ejecutado inversiones orgánicas por USD 2,213 millones (excluyendo las inversiones realizadas por ISA), lo que representa un incremento del 21.6% frente a lo registrado en el 3T20, logrando así una de las cifras más altas en los últimos cinco años. Del total de las inversiones, el 72% fueron ejecutadas en Colombia y el 28% en Estados Unidos, Brasil y México. El foco ha sido el aumento de producción y reservas, destinando el 77% de las inversiones a producción y exploración, mientras que el restante 23% fue destinado a los segmentos de transporte, refinación y corporativo.

En ISA, la inversión acumulada a septiembre de 2021 cerró en USD 946 millones, USD 23 millones más frente a lo registrado a septiembre de 2020. Durante los primeros nueve meses del año se ha avanzado en la construcción de proyectos de Transmisión de Energía en los países en donde ISA tiene presencia, y vías en Chile y Colombia. Para el año completo se espera una inversión de alrededor de USD 1,200 millones.

A continuación, se detalla el destino de las principales inversiones realizadas en el negocio de petróleo y gas de Ecopetrol:

Exploración: Durante el periodo se perforaron 10 pozos y se avanza en la maduración del programa exploratorio del Grupo, el cual se concentra en su mayoría en Colombia.

Producción: Las actividades de desarrollo y producción de Ecopetrol S.A. se concentraron en los campos Rubiales, Chichimene, Castilla, Llanito, Casabe y Caño Sur. En el caso de las filiales, la inversión estuvo enfocada en Ecopetrol Permian y Hocol. Acumulado al cierre del 3T21, se han perforado y completado 286 pozos de desarrollo y han sido ejecutados 303 *workovers* capitalizables.

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

Refinación: El segmento mantiene su compromiso con garantizar la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, concentrando el 79% de sus inversiones en estos rubros. Cabe resaltar que, alrededor del 30% de la ejecución total de sus inversiones corresponde a dos proyectos que aportan al crecimiento del segmento y a contribuir al mejoramiento de la calidad ambiental de su área de influencia: i) la Interconexión de las Plantas de Crudo de Cartagena (IPCC), que a la fecha registra un avance físico del 74% y un CAPEX ejecutado de alrededor de USD 100 millones, y ii) la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales en la refinería de Barrancabermeja.

TESG: Las inversiones en descarbonización y gestión eficiente de agua de las operaciones representaron cerca del 6% de la ejecución del periodo, y se espera continuar avanzando en la maduración y ejecución de los proyectos relacionados con estas temáticas.

El Grupo Ecopetrol continúa enfocado en alcanzar una ejecución de inversiones orgánicas de USD 3,500 millones en el año 2021(excluyendo ISA), priorizando la generación de valor sostenible y una operación limpia y segura. Este nivel de inversión representaría un incremento del 30.9% frente a lo ejecutado en 2020, y sería uno de los registros más altos de los últimos cinco años.

II. Resultados por Segmento de Negocio

1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Exploración

Durante el 3T21, Ecopetrol y sus socios perforaron dos pozos exploratorios: i) el Pozo Basari-1, operado 100% por la filial Hocol y que actualmente se encuentra en etapa de evaluación, y ii) el Pozo Silverback 2, operado por Chevron (35%), Shell (30%), Progress (15%), Murphy (10%) y Ecopetrol América (10%), el cual se declaró seco y fue taponado y abandonado. De esta forma, se completaron 10 pozos exploratorios perforados en lo corrido del 2021 y se proyecta la perforación de 14 pozos al cierre del año.

El pozo Liria YW12, perforado hasta una profundidad de 19,750 pies, probó la presencia de hidrocarburos con los buenos resultados de las pruebas iniciales. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) aprobó la reclasificación del pozo como descubridor de un nuevo campo.

Continuando con la campaña exploratoria del 2021, al cierre del trimestre se encontraba en perforación el pozo Carnaval-1, operado por Lewis Energy con el 50% de participación y la filial Hocol con el 50% restante.

La producción acumulada en pruebas iniciales, extensas y pozos exploratorios en post comercialidad alcanzó 1,233,205 bpe al cierre del 3T21 (4,517 bped promedio), donde el 67% de la producción corresponde a petróleo y el 33% a gas.

De cara a la incorporación de reservas, se declaró la comercialidad en dos descubrimientos ubicados en el Departamento de Santander: Flamencos (100% participación de Ecopetrol) y Boranda, en donde Ecopetrol y su socio Parex (operador) poseen el 50% de participación respectivamente.

- Flamencos-1, descubierto en 2019, ha producido en lo corrido de 2021 alrededor de 23,000 barriles de aceite de 30°API en pruebas extensas. A la fecha, se han perforado dos pozos delimitadores que continúan en evaluación para determinar la extensión del campo: Flamencos-2, ha producido alrededor de 24,461 barriles de aceite de 30°API en pruebas extensas, y Flamencos- 3, el cual proyecta iniciar producción en pruebas iniciales en octubre de 2021.

- Boranda, con descubrimiento inicial en 2017 y del sector 2 en 2019, ha producido en pruebas extensas cerca de 156 mil barriles de aceite de 22-24° API con los pozos Boranda-1, Boranda-2st, Boranda Sur-2 y Boranda-3. Adicionalmente, se adelantan actividades de perforación para finalizar la delimitación del campo, e incorporar recursos adicionales asociados a la Formación Lisama. Dado los resultados exitosos se solicitó la Licencia Global de Desarrollo del campo, la cual fue otorgada por la ANLA en septiembre del 2021.

Por otro lado, continúa la planeación del pozo Uchuva en el bloque Tayrona (operado por Petrobras), con el objetivo de investigar un nuevo *play* de arenas turbidíticas de edad Miocena, en aguas de 837 metros de profundidad. En caso de éxito, se abriría una región exploratoria en el offshore de La Guajira, que presenta un portafolio de oportunidades interesantes.

En cuanto a la estrategia exploratoria de gas en la filial Hocol, los pozos Arrecife-1ST y Arrecife-3 se encuentran produciendo en fase de pruebas extensas. Adicionalmente, el pozo Bullerengue-3, en asociación con Lewis Energy, se encuentra produciendo al CPF (*Central Production Facilities*) de Bullerengue. Así mismo, Hocol se encuentra trabajando en la fase de *pre-drilling* de: i) tres pozos, ubicados en el bloque VIM-8, cerca del descubrimiento Arrecife, los cuales permitirán apalancar la estrategia de gas en el Valle Inferior del Magdalena, y ii) un pozo exploratorio en la cuenca de Guajira.

En lo relacionado a la actividad sísmica, se destaca: i) Hocol avanza en la etapa de registro de información sísmica 2D en el bloque SN18 (avance del 26%), y ii) Ecopetrol Brasil compró 53,972 km^2 de sísmica, de los cuales 870 Km^2 corresponden al programa sísmico "Nebula" en el Bloque Saturno y 53,102 km^2 del programa sísmico regional "Picanha".

En el ámbito internacional, Ecopetrol S.A. a través de su filial Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil, adquirió durante la sesión de ofertas "Rodada 17" organizada por la ANP el 7 de octubre, el 30% de participación en el bloque S-M-1709, localizado en la cuenca Santos de Brasil. La adquisición de este bloque, que será operado por Shell (participación del 70%), está alineada con la estrategia de crecimiento del Grupo Ecopetrol, con un foco en las cuencas del más alto potencial en el continente.

Con relación al descubrimiento de Gato Do Mato, operado por Shell (50%), Total Energies (20%) y Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil (30%), continúa con el estudio de comercialidad incorporando información técnica relevante, así como con la definición del concepto del plan de desarrollo que permitirá la actualización del caso técnico y comercial del proyecto.

Producción

Tabla 6: Producción Bruta - Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)
Crudo	490.9	500.1	(1.8%)	483.5	520.5	(7.1%)
Gas Natural	122.6	119.9	2.3%	123.6	119.0	3.9%
Total Ecopetrol S.A.	**613.5**	**620.1**	**(1.1%)**	**607.1**	**639.5**	**(5.1%)**
Crudo	17.7	18.9	(6.3%)	18.7	20.3	(7.9%)
Gas Natural	18.7	18.0	3.9%	18.9	13.8	37.0%
Total Hocol	**36.4**	**36.9**	**(1.4%)**	**37.6**	**34.1**	**10.3%**
Crudo	0.0	0.0	-	0.0	1.5	(100.0%)
Gas Natural	0.0	0.0	-	0.0	1.2	(100.0%)
Total Equion*	**0.0**	**0.0**	**-**	**0.0**	**2.7**	**(100.0%)**
Crudo	0.0	3.0	(100.0%)	0.2	3.1	(93.5%)
Gas Natural	0.0	0.9	(100.0%)	0.0	0.9	(100.0%)
Total Savia	**0.0**	**3.9**	**(100.0%)**	**0.2**	**4.0**	**(95.0%)**
Crudo	8.3	9.9	(16.2%)	9.8	10.7	(8.4%)
Gas Natural	1.1	1.8	(38.9%)	1.5	1.8	(16.7%)
Total Ecopetrol America	**9.4**	**11.7**	**(19.7%)**	**11.3**	**12.5**	**(9.6%)**
Crudo	17.0	6.1	178.7%	12.5	3.7	237.8%
Gas Natural	7.4	2.3	221.7%	4.9	1.2	308.3%
Total Ecopetrol Permian	**24.4**	**8.4**	**190.5%**	**17.4**	**4.9**	**255.1%**
Crudo	533.8	538.0	(0.8%)	524.7	559.8	(6.3%)
Gas Natural	149.8	143.0	4.8%	148.9	137.9	8.0%
Total Grupo Ecopetrol	**683.6**	**680.9**	**0.4%**	**673.6**	**697.7**	**(3.5%)**

*La Filial Equión 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.

En el 3T21 la producción del Grupo Ecopetrol fue de 683.6 kbped, 22.7 kbped más que el 2T21. Ecopetrol S.A. aportó 613.5 kbped y las filiales 70.1 kbped. La producción de gas y GLP alcanzó 140.7 kbped, con un aporte del 20.6% a la producción total del Grupo, mientras que la producción de productos blancos fue de 9.1 kbped con un aporte del 1.3%. Los campos con tecnologías de recobro aportaron el 31%. Respecto al 3T20, la producción aumentó 2.7 kbped, principalmente por el mejor desempeño del Permian.

Como temas relevantes, en el tercer trimestre se destacan la estabilización de la producción en el campo Castilla (+11.7 kbped), la recuperación de la producción impactada por bloqueos asociados a la situación de orden público en Colombia (+23.8 kbped) y anticipación de pozos en el Permian. En temas de gas, se firmó convenio de Explotación y Exploración Santiago de las Atalayas (SDLA) con la ANH, lo cual permitió el inicio de actividades *pre-drilling* en dos pozos nuevos con el objetivo de iniciar perforación antes de enero 2022.

Así mismo, se presentaron eventos frente al 2T21 que impactaron la producción, así: i) -2.7 kbped (después de regalías) por la temporada de huracanes en el Golfo de México, ii) -4.9 kbped por daño debido a un deslizamiento de tierra del Gasoducto Promioriente, el cual transporta el gas del campo Gibraltar, iii) -2.8 kbped por el aumento de cortes eléctricos y la inundación del campo Caricare, debido a la fuerte ola invernal en el país, y v) -3.1 kbped correspondientes al mantenimiento programado en Cupiagua.

En términos de perforación, en el 3T21 se perforaron y completaron 107 pozos de desarrollo para un acumulado a septiembre en el Grupo Ecopetrol de 286 y una ocupación promedio de 18 equipos de perforación. La ocupación de equipos en el 3T21 fue de 21.

Dado el nivel de producción promedio del 3T21 y la proyección para el 4T21, se estima una producción para el año de alrededor de 680 kbped. En el 4T21 se espera un incremento en actividad dadas las siguientes actividades: i) perforación entre 110 – 130 pozos de desarrollo, ii) la entrada en servicio del Gasoducto Promioriente, lo que permitirá reactivar el campo Gibraltar, iii) el recibo de los campos del activo Nare luego de la finalización del contrato de asociación, y iv) la recuperación de la producción de los campos impactados por la ola invernal y la temporada de huracanes.

Programa de Recobro

En el 3T21 se destaca la aprobación para el desarrollo del piloto de inyección de agua mejorada en el campo Palagua y la extensión del permiso ambiental para la continuación del piloto de inyección de aire en Chichimene por un año adicional. Los demás pilotos continúan en operación y evaluación.

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

Durante el 3T21 y en el marco del desarrollo del EIA para el PPII Kalé, finalizaron los espacios asociados a los Lineamientos de Participación, cuyo objetivo fue la realización de los talleres de impactos, medidas de manejo y servicios ecosistémicos, así como la socialización de los resultados del EIA, de acuerdo con lo establecido en los Términos de Referencia expedidos por la Autoridad Ambiental. El 29 de octubre se radicó el EIA del PPII Kalé ante la ANLA.

Con respecto al PPII Platero, durante el 3T21 se avanzó en un 25% en el EIA, y se realizaron los monitoreos de la temporada de menor precipitación. Para el 4T21 se proyecta la recopilación de información primaria para la temporada de mayores precipitaciones y la realización de espacios asociados a los Lineamientos de Participación, cuyo objetivo es informar acerca de la descripción del proyecto y desarrollar los talleres de impactos, medidas de manejo y servicios ecosistémicos con las comunidades y grupos de interés del área de influencia.

Permian

Durante del 3T21 se finalizó la perforación de 22 pozos, para un total de 69 nuevos pozos perforados en lo corrido del año. Así mismo, 16 nuevos pozos iniciaron producción, acumulando un total de 91 pozos en producción (22 del 2020 y 69 del 2021). Durante este periodo, se alcanzó una producción de 24.4 kbped antes de regalías, y de 18.9 kbped neto Ecopetrol después de regalías.

La Asociación continúa alcanzando eficiencias operativas y estableciendo récords operacionales, entre los que se encuentran:

- Inicio de la perforación de pozos con 15,000 pies de lateral, en donde la Asociación perforó seis de estos pozos con tiempos de perforación promedio de 11 días (Spud to Rig Release[10]).
- Nuevo tiempo récord de bombeo de 22.7 horas en un solo día.
- Tiempo promedio de perforación por pozo de 12.3 días frente a 14 días en 2020.
- Aumento de la capacidad de reciclaje de agua de 50,000 a 65,000 barriles/día y de la capacidad de almacenamiento de 2.0 millones a 3.2 millones de barriles de agua. Además, se han utilizado más de 2.5 millones de barriles de agua reciclada durante las operaciones de completamiento.
- Adaptación de los taladros de perforación y cuadrillas de completamiento para el sistema de combustible dual, con el objetivo de reducir el consumo de diésel hasta en un 20%.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol

USD/Bl	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	8.45	7.22	17.0%	8.01	7.14	12.2%	20.7%
Costo de Dilución**	4.26	2.63	62.0%	4.04	2.53	59.7%	100.0%

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

Costo de Levantamiento

El costo de levantamiento acumulado a septiembre de 2021 se ubicó en 8.01 USD/Bl y se incrementó 0.87 USD/Bl frente a septiembre de 2020, explicado principalmente por:

[10] Tiempo empleado entre el inicio de la perforación (*spud*) y la finalización de la perforación del pozo al momento de liberar el equipo de perforación (*Rig Release*).

Efecto Costo (+0.60 USD/Bl): Incremento por: i) aumento en el número de intervenciones a pozo y trabajos, orientados a fortalecer temas de seguridad de procesos, ii) mayor ejecución de servicios en trabajos de subsuelo, superficie y HSE, iii) incremento de materiales de procesos, energía y áreas de apoyo asociados a la reactivación de actividad, y iv) implementación de recobro secundario en campos maduros.

Efecto Volumen (+0.26 USD/Bl): Menor producción respecto al mismo periodo del año anterior.

Efecto Tasa de Cambio (+0.01 USD/Bl): Menor tasa de cambio de -6.93 pesos/dólar al reexpresar los costos en pesos a dólares.

El costo de levantamiento para el 3T21 se situó en 8.45 USD/Bl, con un incremento de 1.23 USD/Bl frente al mismo período de 2020.

Costo de Dilución

El costo de dilución acumulado a septiembre de 2021 se ubicó en 4.04 USD/Bl, con un incremento de 1.51 USD/Bl frente al acumulado a septiembre de 2020, explicado principalmente por: i) mayor precio en compra de nafta en 27.5 USD/Bl dado el incremento del precio de referencia Brent y la recuperación de las condiciones de mercado, ii) menor tasa de cambio al reexpresar los costos en pesos a dólares, y iii) menor volumen de compra de barriles de nafta (6.5 kbd), por la menor producción de crudos pesados y eficiencias en costos de dilución.

Durante el 2021 se han implementado las siguientes iniciativas de eficiencias en costos de dilución: i) incorporación de GLP de las plantas Cusiana, Cupiagua y Apiay para la sustitución de diluyente importado, ii) aumento de la viscosidad de dilución y transporte del crudo pesado-ácido de Magdalena Medio de 300 a 600 cSt para evacuación por ODC, y iii) uso de químicos para habilitar aumento de viscosidad en distintos sistemas de transporte.

El costo de dilución para el 3T21 se situó en 4.26 USD/Bl, con un incremento de 1.63 USD/Bl frente al mismo período de 2020.

Resultados Financieros del Segmento

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

Miles de Millones (COP)	3T 2021	3T 2020	Δ ($)	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ ($)	Δ (%)
Ingresos por ventas	**15,729**	**9,684**	**6,045**	**62.4%**	**43,509**	**26,190**	**17,319**	**66.1%**
Depreciación, amortización y agotamiento	1,869	1,565	304	19.4%	5,165	4,608	557	12.1%
Costos variables	5,855	4,102	1,753	42.7%	16,409	12,580	3,829	30.4%
Costos fijos	2,495	2,193	302	13.8%	6,861	6,747	114	1.7%
Costo de ventas	**10,219**	**7,860**	**2,359**	**30.0%**	**28,435**	**23,935**	**4,500**	**18.8%**
Utilidad bruta	**5,510**	**1,824**	**3,686**	**202.1%**	**15,074**	**2,255**	**12,819**	**568.5%**
Gastos operacionales y exploratorios	1,049	848	201	23.7%	2,695	951	1,744	183.4%
Utilidad operacional	**4,461**	**976**	**3,485**	**357.1%**	**12,379**	**1,304**	**11,075**	**849.3%**
Ingresos (gastos) financieros	(507)	(565)	58	(10.3%)	(1,493)	(1,087)	(406)	37.4%
Resultados de participación en compañías	(1)	(24)	23	(95.8%)	13	(38)	51	(134.2%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**3,953**	**387**	**3,566**	**921.4%**	**10,899**	**179**	**10,720**	**5,988.8%**
Provisión impuesto a las ganancias	(1,197)	(168)	(1,029)	612.5%	(3,352)	(65)	(3,287)	5,056.9%
Utilidad neta consolidada	**2,756**	**219**	**2,537**	**1,158.4%**	**7,547**	**114**	**7,433**	**6,520.2%**
Interés no controlante	22	20	2	10.0%	64	61	3	4.9%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	**2,778**	**239**	**2,539**	**1,062.3%**	**7,611**	**175**	**7,436**	**4,249.1%**
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	0	0	0	-	0	(518)	518	(100.0%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	0	0	-	0	151	(151)	(100.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**2,778**	**239**	**2,539**	**1,062.3%**	**7,611**	**(192)**	**7,803**	**(4,064.1%)**
EBITDA	**6,477**	**2,642**	**3,835**	**145.2%**	**17,986**	**4,849**	**13,137**	**270.9%**
Margen EBITDA	**41.2%**	**27.3%**	**-**	**13.9%**	**41.3%**	**18.5%**	**-**	**22.8%**

Los **ingresos** del 3T21 aumentaron frente al 3T20, soportados principalmente en el incremento en los precios realizados, parcialmente contrarrestado por una disminución en las exportaciones de crudos, dado los mayores cargamentos en tránsito al cierre de septiembre con realización esperada en el 4T21.

El **costo de ventas** del 3T21 aumentó frente al 3T20, debido a:

- Mayor costo en compras por incremento en los precios de crudo, contrarrestados por menores volúmenes de compras a la ANH y de diluyente, principalmente por menor producción.

- Mayor ejecución de costos por: i) aumento de actividades de servicios contratados de asociación debido a incremento de consumo de energía regulada en Cravo Norte, asociado al 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 en parte al desplazamiento de actividad tras la situación de orden público, iii) incremento de materiales de procesos y áreas de apoyo asociados a la reactivación de la actividad operacional, y iv) incremento en servicios contratados de Ecopetrol por mayor ejecución de servicios especializados en operación, integridad y HSE.

- Incremento en los niveles de inventario de crudo, asociado a cargamentos en tránsito con destino a India y Estados Unidos.

- Mayor costo de transporte debido a: i) mayor tasa de cambio, ii) actualización anual de tarifas en oleoductos y, iii) costos asociados a la ejecución de ciclos de reversión durante agosto y septiembre en el Oleoducto Bicentenario dados los menores días de operación del Oleoducto Caño Limón - Coveñas.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 3T21 aumentaron frente al 3T20, principalmente por: i) actualización de provisiones ambientales, ii) reconocimiento en el resultado de activos (Silverback 2 en Ecopetrol América, Ceará en Brasil, y Chimuelo-1, Boranda Centro-1 y Lorito Este-1 en Ecopetrol) y adquisición de sísmica en Brasil.

El **gasto financiero neto** (no operacional) del 3T21 frente al 3T20 disminuyó, principalmente por menores gastos de intereses asociados al prepago de la deuda en septiembre de 2020.

2. TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)
Crudo	723.7	754.2	(4.0%)	720.2	794.3	(9.3%)
Productos	288.5	225.2	28.1%	273.0	219.6	24.3%
Total	**1,012.2**	**979.4**	**3.3%**	**993.3**	**1,013.9**	**(2.0%)**

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

El volumen total transportado del 3T21 aumentó en 32.8 kbd frente al 3T20, debido al incremento de 63.3 kbd en el transporte de refinados, como resultado de la recuperación de la demanda local. De manera similar, el volumen del 3T21 aumentó en 52.3 kbd frente al 2T21, con un crecimiento tanto en crudo como en productos refinados.

Crudos: En el 3T21 los volúmenes transportados disminuyeron 4.0% frente al 3T20 como consecuencia de una menor producción, principalmente en la zona Llanos. Se destaca la mayor evacuación en los corredores que conectan con la Refinería de Barrancabermeja (Vasconia - Galán y Ayacucho - Galán; +36.4 kbd versus lo evacuado en 3T20), lo cual resultó en una disminución de la evacuación hacia Coveñas en 70.5 kbd frente al 3T20. Aproximadamente el 84.0% del volumen de crudo transportado es propiedad del Grupo Ecopetrol.

En el 3T21 se realizaron 11 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario, con un volumen evacuado de 2.7 millones de barriles. Lo anterior, con el objetivo de asegurar la evacuación del campo Caño Limón tras las afectaciones al oleoducto, producto de un 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 13 de octubre de 2021.

Durante este trimestre se presentaron 12 afectaciones a los oleoductos originados por parte de terceros, disminuyendo un 50% frente al 3T20. Por otro lado, la instalación de válvulas ilícitas disminuyó en un 17.3%.

Productos Refinados: En el 3T21 los volúmenes transportados de refinados aumentaron en un 28.1% frente al 3T20, principalmente por el efecto de la recuperación de la actividad económica. Aproximadamente el 29.7% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol.

Durante el trimestre la instalación de válvulas ilícitas aumentó un 30.0% frente al 3T20.

Seis Nuevas Plantas Solares en las Estaciones de CENIT: En septiembre de 2021 inició el funcionamiento de seis nuevas plantas solares en las estaciones de Baranoa, Miraflores, Mansilla, Tocancipá, Yumbo y Pereira, las cuales tienen como objetivo principal la reducción en las emisiones de CO2, en línea con las metas anunciadas en el marco del plan de descarbonización del Grupo Ecopetrol y del país. Se espera reducir aproximadamente 513 toneladas de CO2 anuales, lo cual equivale a la absorción de este compuesto por más de 84,830 árboles. El ciclo de vida del proyecto es de 20 años, tiempo durante el cual estas seis plantas generarán 17.3 millones de kilovatios, lo que se asemeja al consumo de energía de 15,000 hogares colombianos durante todo un año.

Disputas Contratos de Transporte:

Fue aprobado por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca el acuerdo celebrado por Frontera, CENIT y Bicentenario para resolver las disputas existentes sobre transporte de crudo en Colombia. Dicha aprobación fue notificada mediante auto el día 05 de noviembre de 2021 y aún se encuentra pendiente de ejecutoria para producir plenos efectos jurídicos. Es importante resaltar que el acuerdo cuenta con concepto favorable de la Procuraduría General de la Nación, recibido el 24 de marzo de 2021.

Como resultado de la conciliación, Frontera: i) reconoce a favor de CENIT y Bicentenario las obligaciones pendientes bajo sus contratos hasta el 31 de diciembre de 2019, ii) transferirá a CENIT su participación del 43.03% en Bicentenario, y iii) cede a Bicentenario los dividendos pendientes de pago por parte de Bicentenario y los recursos en fiducia que soportan una de las disputas, transfiere los anticipos de años anteriores, y le entregará a Bicentenario el lleno de línea que tiene en este oleoducto. Así mismo, como parte del acuerdo, Frontera reconocerá a Bicentenario el valor equivalente a una porción de la deuda sindicada de Bicentenario por la suma de COP 438 mil millones.

Adicionalmente, CENIT y Bicentenario suscribieron nuevos contratos *ship or pay* con Frontera, que les permitirán generar ingresos adicionales para el pago de obligaciones incluidas en la conciliación, por valor un de hasta USD 92 millones, suma pendiente de ajuste final según el valor del lleno de línea a la fecha de cierre y que de acuerdo con las proyecciones actuales del precio del crudo Brent se estima que el monto total de estos contratos será de aproximadamente USD 60 millones. Así mismo, ODL suscribió un nuevo contrato *ship or pay* con Frontera, que le permitirá generar ingresos hasta por USD 55.5 millones.

Los impactos financieros de la transacción corresponden a la recuperación del monto total de la cartera a 31 de diciembre de 2019 por valor de COP 729 mil millones. El impacto en EBITDA por una única vez será de aproximadamente COP 700 mil millones, los cuales se verán reflejados en las cifras del 4T21. Adicionalmente, se recibirán ingresos financieros por aproximadamente COP 41 mil millones, por efecto de intereses de mora y rendimientos de recursos en fiducia.

Costo por Barril Transportado

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/Bl	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	2.77	3.12	(11.2%)	2.86	3.02	(5.3%)	15.1%

El costo por barril transportado acumulado a septiembre de 2021 se ubicó en 2.86 USD/Bl y disminuyó 0.16 USD/BI frente a septiembre de 2020, principalmente por:

Efecto Costo (-0.24 USD/Bl): Disminución en el costo variable debido a una reducción en el consumo de materiales, suministros y energía, producto de los menores volúmenes transportados. 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 (+0.07 USD/Bl): 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 (+0.01 USD/Bl): Menor tasa de cambio de -6.93 pesos/dólar al reexpresar los costos en pesos a dólares.

El costo por barril transportado para el 3T21 se situó en 2.77 USD/BI, con una disminución de 0.35 USD/BI frente al mismo periodo de 2020.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	3T 2021	3T 2020	Δ ($)	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ ($)	Δ (%)
Ingresos por ventas	**3,158**	**2,986**	**172**	**5.8%**	**8,785**	**9,133**	**(348)**	**(3.8%)**
Depreciación, amortización y agotamiento	292	336	(44)	(13.1%)	868	972	(104)	(10.7%)
Costos variables	138	129	9	7.0%	373	425	(52)	(12.2%)
Costos fijos	375	371	4	1.1%	1,081	1,123	(42)	(3.7%)
Costo de ventas	**805**	**836**	**(31)**	**(3.7%)**	**2,322**	**2,520**	**(198)**	**(7.9%)**
Utilidad bruta	**2,353**	**2,150**	**203**	**9.4%**	**6,463**	**6,613**	**(150)**	**(2.3%)**
Gastos operacionales	199	201	(2)	(1.0%)	540	561	(21)	(3.7%)
Utilidad operacional	**2,154**	**1,949**	**205**	**10.5%**	**5,923**	**6,052**	**(129)**	**(2.1%)**
Ingresos (gastos) financieros	38	(57)	95	(166.7%)	149	382	(233)	(61.0%)
Resultados de participación en compañías	0	0	0	-	0	(2)	2	(100.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**2,192**	**1,892**	**300**	**15.9%**	**6,072**	**6,432**	**(360)**	**(5.6%)**
Provisión impuesto a las ganancias	(737)	(608)	(129)	21.2%	(1,915)	(2,002)	87	(4.3%)
Utilidad neta consolidada	**1,455**	**1,284**	**171**	**13.3%**	**4,157**	**4,430**	**(273)**	**(6.2%)**
Interés no controlante	(323)	(271)	(52)	19.2%	(865)	(872)	7	(0.8%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	**1,132**	**1,013**	**119**	**11.7%**	**3,292**	**3,558**	**(266)**	**(7.5%)**
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(3)	0	(3)	-	(2)	3	(5)	(166.7%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	1	0	1	-	1	(1)	2	(200.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**1,130**	**1,013**	**117**	**11.5%**	**3,291**	**3,560**	**(269)**	**(7.6%)**
EBITDA	**2,496**	**2,316**	**180**	**7.8%**	**6,955**	**7,134**	**(179)**	**(2.5%)**
Margen EBITDA	**79.0%**	**77.6%**	**-**	**1.4%**	**79.2%**	**78.1%**	**-**	**1.1%**

Los **ingresos** del 3T21 aumentaron frente al 3T20, principalmente por el efecto de: i) 11 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario, con un volumen evacuado de 2.7 millones de barriles, ii) el incremento en los volúmenes transportados de productos refinados debido a la recuperación de la demanda a lo largo del 2021, iii) actualización anual de tarifas, y iv) mayor tasa de cambio promedio. Estos efectos positivos se compensan parcialmente con una reducción del ingreso, por la eliminación del valor denominado Margen Plan de Continuidad que hacía parte de la estructura de precios de productos refinados hasta abril del 2021.

El **costo de ventas** del 3T21 disminuyó frente al 3T20, principalmente por el efecto de una menor depreciación por la extensión de las vidas útiles en los oleoductos Bicentenario y de los Llanos, compensado parcialmente con el incremento en los costos variables de materiales, asociado principalmente a los mayores volúmenes transportados y a los ciclos de reversión presentados en el 3T21.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 3T21 se mantienen en un nivel similar al presentado en el 3T20.

El **resultado financiero neto** (no operacional) del 3T21 frente al 3T20 aumentó, principalmente por: i) mayor ingreso por diferencia en cambio, y ii) mayores gastos asociados al refinanciamiento de bonos de Ocensa reconocidos en 3T20.

3. REFINACIÓN

En el 3T21 las refinerías alcanzaron una carga consolidada de 353.8 kbd y un margen bruto integrado de 9.0 USD/Bl, frente a una carga de 323.9 kbd y un margen bruto integrado de 7.4 USD/Bl en el 3T20, continuando con la tendencia positiva que se ha observado desde el 1T21. Se destaca: i) la mejora de la canasta de productos refinados, en línea con el aumento generalizado de la demanda por la reactivación del sector productivo, ii) volúmenes de carga en niveles pre-pandemia, realización de inventarios por un ambiente favorable de precios y un mejor desempeño operativo en la refinería de Barrancabermeja, iii) la adopción de estrategias comerciales en Esenttia para mitigar el debilitamiento del Margen del Polipropileno, iv) la estabilidad en Invercolsa producto de las mayores ventas de gas natural e instalaciones, y v) la estabilidad del costo de caja del segmento.

Lo anterior, se logró a pesar de los desafíos operativos relacionados con: i) paradas programadas en la refinería de Barrancabermeja y Esenttia, ii) mantenimientos correctivos en la refinería de Cartagena, iii) un mercado con precios internacionales retadores para la refinería de Cartagena y Esenttia, y iv) restricciones que afectaron al oleoducto Caño Limón – Coveñas. Estos acontecimientos impactaron en -11 kbd los niveles de carga del segmento.

Refinería de Cartagena

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

Refinería de Cartagena	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)
Carga* (kbd)	139.4	144.7	(3.7%)	142.3	136.0	4.6%
Factor de Utilización (%)	75.4%	85.2%	(11.5%)	77.8%	73.0%	6.5%
Producción Refinados (kbd)	131.8	140.3	(6.1%)	136.2	129.7	5.0%
Margen Bruto (USD/Bl)	5.4	5.5	(1.8%)	6.8	6.7	1.5%

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

Durante el 3T21 los resultados de carga y margen bruto de refinación se vieron afectados por dos eventos operativos presentados en agosto: i) el mantenimiento correctivo de la unidad de craqueo catalítico, y ii) la apagada general de las unidades por una falla eléctrica. Es importante destacar que, a la fecha de este reporte, ambos eventos ya han sido resueltos, gracias a la concentración de recursos en la reparación y puesta en marcha de las unidades afectadas, así como al análisis de las causas de dichos eventos, para el aseguramiento de la confiabilidad operacional.

El margen bruto de refinación también fue impactado por una dieta más costosa, debido al fortalecimiento en el precio del crudo y al mayor descuento en diésel de exportación (efecto RVO[11]), pasando de 7.0 USD/Bl en 2T21 a 5.4 USD/Bl en el 3T21. Se destaca la carga de crudo de septiembre, la cual registró niveles de 145.8 kbd, retornando paulatinamente a niveles pre-pandemia.

[11] 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).

Refinería de Barrancabermeja

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

Refinería de Barrancabermeja	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)
Carga* (kbd)	214.4	179.2	19.6%	215.7	172.0	25.4%
Factor de Utilización (%)	76.6%	62.4%	22.8%	78.6%	62.1%	26.6%
Producción Refinados (kbd)	217.3	182.0	19.4%	219.4	175.1	25.3%
Margen Bruto (USD/Bl)	11.4	9.0	26.7%	11.3	8.8	28.4%

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

Durante el 3T21 la refinería presentó un desempeño operativo estable y ajustado al entorno de la demanda local, lo cual se vio reflejado en la recuperación de la carga y los márgenes en el 3T21 versus el 3T20. De esta forma, se mantuvo el nivel de carga de la refinería y el margen bruto en dos dígitos frente al 2T21 (216.0 kbd y 11.2 USD/Bl respectivamente). Lo anterior, pese a la menor disponibilidad de crudo debido a restricciones en el oleoducto Caño Limón – Coveñas, y a la ejecución de los mantenimientos mayores programados del tren de Petroquímica y la unidad de Alquilación.

Esenttia

Tabla 14: Ventas y Margen – Esenttia

Esenttia	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	128.1	147.2	(13.0%)	405.4	396.1	2.3%
Margen Total (USD/Ton)	170.8	227.8	(25.0%)	237.1	230.8	2.7%

Durante el 3T21 se presentó un aumento en los precios de materia prima para el Polipropileno (PP), lo cual fue eficazmente mitigado con estrategias comerciales implementadas por Esenttia (aseguramiento de fuentes de materia prima nacional e internacional, ventas anticipadas del PP en regiones de alto valor, entre otros), logrando resultados estables para el trimestre. Esto, a pesar del desafío en precios y la baja disponibilidad de PGR[12] en el mercado nacional (compensada con importaciones). En cuanto al PGP[13], las condiciones de mercado favorecieron los resultados para la unidad Splitter[14]. Se destaca:

- Spread PGP - PGR promedio de 46.5 cpp[15], siendo el trimestre con el nivel más alto del 2021, como consecuencia de la alta disponibilidad de PGR frente a bajos inventarios de PGP.
- Margen PP de 179 USD/Ton y EBITDA de COP 103 mil millones durante el 3T21.
- Mayor volumen de ventas en el 2021 gracias a un entorno de mercado con mayor demanda de producto.
- Mayor margen de todo el 2021, por el aprovechamiento de las condiciones favorables de mercado. El fuerte incremento de precios del PP durante el 3T21 impulsó positivamente los resultados de márgenes, contrarrestando los impactos generados por el incremento en el costo del propileno.

Invercolsa

En el 3T21 se presentó un crecimiento sostenido en los resultados financieros de Invercolsa, frente a trimestres anteriores del 2021 y 2020, debido principalmente a: i) un aumento en la utilidad por m^3 y del volumen del gas natural, ii) incremento en los ingresos por instalaciones, y iii) mayores volúmenes en transporte de gas natural.

[12] PGR: Propileno Grado Refinería.
[13] PGP: Propileno Grado Polímero.
[14] La unidad Splitter produce Propileno Grado Polímero (PGP) a partir del Propileno Grado Refinería (PGR). Cuando el Spread PGP – PGR es alto, el margen de esta unidad se ve favorecido, y viceversa.
[15] cpp: cents per pound ó centavos por libra.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/Bl	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	4.20	4.94	(15.0%)	4.32	5.01	(13.8%)	13.3%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

El costo de caja de refinación acumulado a septiembre de 2021 se ubicó en 4.32 USD/Bl y disminuyó 0.69 USD/Bl frente a septiembre de 2020, explicado principalmente por:

Efecto Costo y Volumen (-0.70 USD/Bl): Mayores cargas de crudo en la refinería de Barrancabermeja (+43.7 kbd) y en la refinería de Cartagena (+6.3 kbd), debido al incremento de la demanda.

Efecto Tasa de Cambio (+0.01 USD/Bl): Menor tasa de cambio de -6.93 pesos/dólar al reexpresar los costos en pesos a dólares.

El costo de caja de refinación para el 3T21 se situó en 4.20 USD/Bl, con una disminución de 0.74 USD/Bl frente al mismo período de 2020.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	3T 2021	3T 2020	Δ ($)	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ ($)	Δ (%)
Ingresos por ventas	**13,893**	**6,139**	**7,754**	**126.3%**	**35,038**	**18,533**	**16,505**	**89.1%**
Depreciación, amortización y agotamiento	399	395	4	1.0%	1,093	1,104	(11)	(1.0%)
Costos variables	12,505	5,182	7,323	141.3%	30,786	16,000	14,786	92.4%
Costos fijos	602	425	177	41.6%	1,616	1,405	211	15.0%
Costo de ventas	**13,506**	**6,002**	**7,504**	**125.0%**	**33,495**	**18,509**	**14,986**	**81.0%**
Utilidad bruta	**387**	**137**	**250**	**182.5%**	**1,543**	**24**	**1,519**	**6,329.2%**
Gastos operacionales	425	383	42	11.0%	1,217	1,171	46	3.9%
Utilidad (Pérdida) operacional	**(38)**	**(246)**	**208**	**(84.6%)**	**326**	**(1,147)**	**1,473**	**(128.4%)**
Ingresos (gastos) financieros	(270)	(336)	66	(19.6%)	(864)	(1,517)	653	(43.0%)
Resultados de participación en compañías	62	40	22	55.0%	164	132	32	24.2%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	**(246)**	**(542)**	**296**	**(54.6%)**	**(374)**	**(2,532)**	**2,158**	**(85.2%)**
Provisión impuesto a las ganancias	84	201	(117)	(58.2%)	113	858	(745)	(86.8%)
Utilidad neta consolidada	**(162)**	**(341)**	**179**	**(52.5%)**	**(261)**	**(1,674)**	**1,413**	**(84.4%)**
Interés no controlante	(50)	(38)	(12)	31.6%	(137)	(102)	(35)	34.3%
Utilidad (pérdida) neta antes de impairment	**(212)**	**(379)**	**167**	**(44.1%)**	**(398)**	**(1,776)**	**1,378**	**(77.6%)**
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	1	(21)	22	(104.8%)	4	(710)	714	(100.6%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	4	(4)	(100.0%)	(1)	131	(132)	(100.8%)
Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**(211)**	**(396)**	**185**	**(46.7%)**	**(395)**	**(2,355)**	**1,960**	**(83.2%)**
EBITDA	**722**	**297**	**425**	**143.1%**	**2,354**	**524**	**1,830**	**349.2%**
Margen EBITDA	**5.2%**	**4.8%**	**-**	**0.4%**	**6.7%**	**2.8%**	**-**	**3.9%**

Los **ingresos** del 3T21 se incrementaron frente al 3T20, principalmente 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. Se resalta que, pese a que en el 3T21 Esenttia presentó debilitamiento de márgenes de polipropileno, su estrategia comercial le permitió buenos resultados en ventas. Adicionalmente, 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.

El **costo de ventas** del 3T21 aumentó frente al 3T20, principalmente por: i) un mayor volumen de crudo cargado en la refinería de Barrancabermeja, ii) mayores precios de la dieta de crudos de las refinerías y las importaciones de productos, iii) un mayor volumen de importaciones de productos, principalmente diésel y gasolinas, como

consecuencia de situaciones de orden público en el oleoducto Cañon Limón - Coveñas y los eventos operativos en la refinería de Cartagena mencionados anteriormente. Lo anterior fue compensado parcialmente por acumulación de inventarios de crudo y productos en proceso por las paradas técnicas de la FCC (Unidad de Cracking) y HDT (Hidrotratadora de Diésel) en la refinería de Cartagena.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 3T21 se incrementaron frente al 3T20, 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.

El **resultado financiero** (no operacional) del 3T21 versus 3T20, presentó un menor gasto, como consecuencia de una menor revaluación en la tasa de cierre presentada sobre la posición pasiva neta del segmento.

4. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y VÍAS

El pasado 4 de noviembre del 2021, ISA anunció sus resultados financieros y operativos del tercer trimestre de 2021 al mercado, los cuales pueden ser consultados en la página web de la Compañía www.isa.co/es/inversionistas. A continuación, se destacan algunos hechos operativos relevantes:

Transmisión de Energía

- Durante el 3T21 se dio la entrada en operación de tres proyectos: i) la Compensación Reactiva Nueva Pan de Azúcar - Polpaico en ISA INTERCHILE (Chile), ii) IE ITAIPURA en ISA CTEEP (Brasil), y iii) la Conexión Triple A en Transelca (Colombia). Adicionalmente, se energizaron 31 refuerzos a la red existente de ISA CTEEP. En total, estos proyectos aportarán ingresos anuales por USD 22 millones.
- Fue otorgada la licencia ambiental del proyecto UPME07 - 2017 Sabanalarga - Bolívar 500 kV en Colombia. Este proyecto aportará ingresos anuales por USD 4.9 millones y su puesta en operación se espera para el 4T22.
- La inversión del trimestre sumó USD 236 millones. Se encuentran en ejecución 25 proyectos de Transmisión de Energía y 257 refuerzos en Brasil, los cuales aportarán un total de ingresos anuales de USD 382 millones una vez entren en operación.

Vías

- La inversión del trimestre sumó USD 31 millones frente a USD 40 millones del 3T20.
- Se avanzó en la construcción de 8 proyectos: Obras Seguridad Normativa en las 4 concesiones en operación en Chile, Tramo III y Obras de Par Vial en Ruta del Maipo, Concesión Rutas del Loa y Tramo 6 de la Concesión Costera Cartagena - Barranquilla en Colombia. Estos dos últimos proyectos sumarán 246 km a la red vial existente.

El aporte de ISA a los resultados del 3T21 del Grupo Ecopetrol son descritos en la sección “Efecto Financiero por la Consolidación de ISA”.

III. SosTECnibilidad

La Estrategia de SosTECnibilidad fue presentada y aprobada por la Junta Directiva en junio de 2021 y es uno de los cuatro pilares de la estrategia corporativa de largo plazo que será aprobada en la Junta Directiva en diciembre de este año.

Durante lo corrido del año se avanzó en la definición del modelo de implementación de la SosTECnibilidad, con pasos importantes en la construcción cada vez más detallada en materia de CAPEX, OPEX y desempeño empresarial al 2024. El equipo ha venido diseñando lineamientos que dan mayor claridad respecto a cómo debe ser llevado a cabo el ejercicio desde el punto de vista de los planeadores del negocio. Además, sigue especificando los indicadores y métricas que miden la estrategia de SosTECnibilidad, alineados con los más altos estándares bajo los cuales reporta Ecopetrol y las mejores prácticas globales.

Energías Renovables

El 22 de octubre de 2021 finalizó la construcción del Parque Solar San Fernando, aportando una capacidad instalada de 61 MWp conectado al sistema de CENIT. Durante la construcción se generó un máximo de 751 personas en la obra, de las cuales 285 fueron mujeres (38%).

Continúa el diseño de la estrategia de hidrógeno renovable, la cual se estima finalizar en el 4T21. Los temas para destacar durante el 3T21 son: i) lanzamiento del estudio de mercado "Experiencia en Hidrógeno de Bajas Emisiones", que tiene como objetivo identificar potenciales aliados para unir esfuerzos conjuntos con los actores de la industria, ii) inicio del desarrollo de casos de negocio de líneas priorizadas según viabilidad y alineación estratégica, y iii) la inclusión de Ecopetrol como uno de los actores principales en la hoja de ruta del Hidrógeno de Colombia lanzada por el Ministerio de Minas y Energía el 30 de septiembre, confirmando nuestra intención de apoyar el desarrollo de esta fuente de energía limpia en el país.

Gestión Integral del Agua

Durante el 3T21 se reutilizaron 27.5 millones de metros cúbicos de agua (1.9 millones de barriles por día), lo que significa que la empresa dejó de captar y verter este volumen, disminuyendo así la presión sobre los recursos hídricos. Este valor representa un aumento del 19% con respecto al 3T20 y equivale al 73% del total de agua requerida para operar (72% acumulado en 2021). Estos resultados se han logrado gracias a la implementación de buenas prácticas de reutilización y recirculación de agua, implementadas en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, así como en los campos de producción.

Así mismo, se reusaron 91.4 mil metros cúbicos de aguas de producción tratadas del Campo Castilla (6.25 mil barriles por día en promedio) en actividades agrícolas y pecuarias en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) en el Municipio de Acacías (Departamento del Meta). Esto representa una disminución del 88% con respecto al 3T20, asociado principalmente a la transición en la entrega del operador anterior (Agrosavia) a Ecopetrol. Actualmente se evidencia que el sistema se encuentra operando con normalidad, alcanzando un promedio de más de 60 mil barriles aprovechados para reúso al día, lo cual se verá reflejado en los resultados del 4T21.

Respecto a la medida preventiva de vertimiento de la Estación Acacías sobre el río Guayuriba, Ecopetrol S.A. realizó monitoreo fisicoquímico e hidrobiológico del vertimiento y el tramo del río Guayuriba. En el informe de resultados de este monitoreo se evidencia el cumplimiento normativo y se solicita el levantamiento definitivo de la medida preventiva, el cual fue radicado ante Cormacarena el 27 de septiembre de 2021.

Cambio Climático - Descarbonización

Durante el 3T21, Ecopetrol obtuvo la verificación de tercera parte del Inventario de Gases de Efecto Invernadero (GEI) 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 GEI es una representación justa para los años reportados.

Como parte de la implementación de la estrategia de descarbonización, a través de la implementación de Soluciones Naturales del Clima, se suscribió un contrato con South Pole el 06 de agosto de 2021, quien desempeñará el rol de aliado estructurador de los proyectos de Ecopetrol.

Se firmó el Acuerdo de Cooperación con The Nature Conservancy, buscando apalancar la implementación del plan de descarbonización del Grupo Ecopetrol. El objetivo del acuerdo es "aunar esfuerzos para desarrollar un protocolo de monitoreo de carbono para proyectos de restauración, y fortalecer las condiciones habilitantes para su implementación; usando como base la siembra de 250,000 árboles en los departamentos del Meta y Caquetá, con el fin de promover las soluciones basadas en naturaleza como estrategias efectivas de mitigación del cambio climático y conservación de la biodiversidad en los territorios en donde opera Ecopetrol".

Biodiversidad

En el marco de la iniciativa nacional “Sembrar Nos Une”, el Grupo Ecopetrol ha aportado 3,149,716 árboles, que equivale a un cumplimiento del 79% de la meta establecida para el 2021 (4,000,000 árboles).

Calidad del Aire

Al cierre de septiembre, Ecopetrol entregó diésel de 13 partes por millón (ppm) en promedio para todo el país y gasolina en 77 ppm en promedio de contenido de azufre, por debajo de los niveles estipulados por el Ministerio de Minas y de Ambiente de máximo 20 ppm para el diésel y 100 ppm para gasolina.

Adicionalmente, y en cumplimiento de lo establecido por el Ministerio, se prepara el ajuste para iniciar la entrega desde las refinerías de gasolinas con máximo 50 ppm de contenido de azufre en todo el Territorio Nacional.

Inversión Social y Ambiental

El Grupo Ecopetrol destinó recursos de 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 de COP 268.6[16] mil millones acumulados al 3T21. Este valor incluye inversiones de carácter estratégico y obligatorio.

Por otra parte, el Grupo Ecopetrol tiene asignados COP 402.6 mil millones del mecanismo Obras por Impuestos entre los años 2017 y 2020, con 43 proyectos en 14 departamentos del país. Al 3T21 se han finalizado 25 proyectos por un valor de COP 201.0 mil millones, destacando los siguientes proyectos entregados en el trimestre: i) mejoramiento de la vía San Pedro – Arizona, que beneficia 1,904 habitantes de Puerto Caicedo, y ii) dotaciones a residencias estudiantiles de ocho sedes educativas de Arauca, Arauquita, Fortul, Saravena y Tame, beneficiando 2,411 estudiantes.

En lo corrido del año se han realizado 4,976 nuevas conexiones de GAS y GLP social. Con ello, entre el 2019 – 2021 se ha llevado GAS y GLP a 9,535 familias.

Iniciativa “Apoyo País” ante COVID-19

Con relación al Programa Apoyo País 2020 como apoyo a la pandemia por COVID-19, se han ejecutado COP 6,701 millones acumulados al 3T21, y en el mes de septiembre se suscribió un nuevo convenio para el fortalecimiento de la red pública de salud de Bogotá por un valor de COP 1,633 millones. Por otro lado, para el Programa Apoyo País 2021 enfocado en la reactivación económica, se han ejecutado COP 9,682 millones acumulados al 3T21, en proyectos del Portafolio de Desarrollo Sostenible. Desde el inicio de la pandemia se acumulan ayudas por parte del Grupo Ecopetrol por cerca de COP 85 mil millones.

Comunidades y Entorno

En el 3T21, se dio la participación de Ecopetrol S.A., junto con diferentes entidades del Gobierno Nacional y Territorial, en la reinstalación de la mesa de concertación y diálogo con el pueblo U’WA en Saravena, Arauca, liderada por el viceministro para la Participación e Igualdad de Derechos del Ministerio del Interior. Este espacio se constituye como una instancia de construcción de confianza a través de la cual se fortalece el relacionamiento y se conciben diferentes iniciativas que propenden por el respeto, enaltecimiento y desarrollo sostenible de esta comunidad indígena.

En el marco de la estrategia de Derechos Humanos (DDHH) y Empresa, dentro del programa de formación en DDHH, a través del curso virtual en DDHH y Empresa, se han formado a la fecha más de 7,200 trabajadores. También se han llevado a cabo capacitaciones en asuntos especializados, en conjunto con organizaciones internacionales como la Oficina de la Alta Comisionada de Naciones Unidas para los Derechos Humanos en Colombia, el Grupo de Trabajo sobre Empresas y DDHH de la ONU, la Organización Internacional del Trabajo

[16] La inversión al 3T21 se divide en: i) inversión estratégica por COP 238,959 millones y ii) inversión obligatoria por COP 29,605 millones. Ecopetrol S.A. - Inversión social y relacionamiento acumulada: COP 220,262 millones. Inversión ambiental acumulada: COP 21,675 millones. Inversión socioambiental acumulada de filiales: COP 26,627 millones.

(OIT), la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), e instituciones del Estado tales como el Ministerio del Trabajo, el Instituto Colombiano de Bienestar Familiar (ICBF) y el Grupo de Acción Integral contra Minas Antipersona (AICMA). En dichas sesiones de capacitación ha participado el equipo directivo, trabajadores del Grupo Ecopetrol y empresas proveedoras.

Responsabilidad Corporativa

En el 3T21, Ecopetrol participó nuevamente en el diligenciamiento de los cuestionarios CDP Climate Change y CDP Water Security. Se espera recibir los resultados de estos reportes, así como del Dow Jones Sustainability Index durante el 4T21.

Ecopetrol fue incluido en el ejercicio de *benchmark* del sector *Oil & Gas* realizado por el World Benchmarking Alliance (WBA) publicado en julio, en donde la Compañía se ubicó en el puesto 23 de 100 compañías evaluadas y en el top 5 de las compañías estatales.

Gobierno Corporativo

Ecopetrol contrató dos firmas especializadas y líderes en el mercado, una especialista en temas de gobierno corporativo y otra firma *head hunter*, para apoyar el proceso de nominación de los renglones de la Junta Directiva que le corresponde como accionista mayoritario de ISA, así como para apoyar el proceso de transición y asunción de la posición de control fundamentado en buenas prácticas de gobierno corporativo. Adicionalmente, con estas firmas se está trabajando en la referenciación de buenas prácticas en procesos similares de cambio de control accionario en grandes corporaciones listadas en la bolsa, con el fin de considerarlas e incluirlas según avanza el plan de transición.

Finalmente, durante este trimestre la Junta Directiva de Ecopetrol le dio continuación al análisis de la implementación de la política de sucesión del CEO del Grupo Ecopetrol a través de la revisión del programa de sucesión y mapa de talentos de la Compañía.

Tecnología

Al cierre del 3T21, se ha avanzado en la reinvención digital a través de un portafolio estratégico que captura valor e imprime innovación en cada proceso intervenido. Esto ha permitido capturar beneficios por USD 36.5 millones en la agenda digital. Dentro de los hitos más relevantes del trimestre se destaca:

- En **Agenda Digital** se resalta: i) El proyecto de Base de Datos Petrotécnica, con el asistente digital, que evitó costos por trabajos de interpretación cuantitativa e inversión sísmica, y la implementación de puesto digital que permitió la desincorporación de infraestructura, ii) el proyecto de Margen Bruto de Refinación que logró la actualización del control avanzado para la generación de productos refinados valiosos en la refinería de Barrancabermeja, y iii) el proyecto STORM que aumentó la eficiencia en la realización de procesos de logística y comercialización internacional de crudos, refinados y energía.

- En **Fábricas Digitales**, se lograron alrededor de 55 mil Horas Hombre evitadas. Al 3T21, se entregaron en operación y/o están en estabilización 151 nuevas soluciones digitales.

- En **Inteligencia**, se entregaron 69 nuevos tableros que permiten centralizar datos y 45 nuevos robots, para alcanzar un total de 142 operando actualmente.

- En **Innovación**, Ecopetrol recibió el Reconocimiento a las Buenas Prácticas de Desarrollo Sostenible, liderado por el Pacto Global de las Naciones Unidas con el Programa de Innovación 100X100 en el ODS 8. Este programa busca promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos.

- En **Ciberseguridad y Ciberdefensa**, se activó la identidad digital integrada a nivel Grupo y finalizó el diseño del modelo de Enfoque Cuantitativo Basado en Riesgos, como fundamento para la priorización de iniciativas y acciones efectivas en la reducción del riesgo cibernético. Adicionalmente, se mantuvieron las

acciones de refuerzo en Monitoreo y Ciberdefensa, realizando ejercicios de *Ethical Hacking* de alta especialización y atención de Ciberincidentes. Para el retorno de los trabajadores a las oficinas se adecuó el Edificio AR y se habilitaron aplicaciones que soportan el regreso seguro: Registro biométrico, "Ecopass" para la generación de un pasaporte digital con el reporte de síntomas asociados al COVID- 19 y *Hotelling* para la reserva de los puestos de trabajo.

V. Presentación de Resultados

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

Español
10 de noviembre de 2021
08:00 a.m. Colombia
08:00 a.m. Nueva York

Inglés
10 de noviembre de 2021
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=9B8C8DF0-EC40-4C53-894F-3D7EE66B4C52&LangLocaleID=1034

Inglés: https://onlinexperiences.com/scripts/Server.nxp?LASCmd=AI:4;F:QS!10100&ShowUUID=CC15AF1B-FE7B-411A-A470-11832EB436D5&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:

https://www.conferenceplus.com/AlternateNumbers/alternatenumbers.aspx?100875&t=P&o=UwdkCgQclxAQtK

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

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

---

Información de Contacto:

Gerente de Mercado de Capitales
Tatiana Uribe Benninghoff
Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)
Jorge Mauricio Téllez
Correo electrónico: mauricio.tellez@ecopetrol.com.co

Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	12,084	5,795	108.5%	30,035	17,696	69.7%
Exterior	11,249	6,528	72.3%	29,948	18,140	65.1%
Total ingresos	**23,333**	**12,323**	**89.3%**	**59,983**	**35,836**	**67.4%**
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	**2,629**	**2,296**	**14.5%**	**7,195**	**6,685**	**7.6%**
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,787	1,513	18.1%	4,957	4,460	11.1%
Depreciación fijo	842	783	7.5%	2,238	2,225	0.6%
Costos variables	**8,994**	**4,038**	**122.7%**	**21,992**	**14,304**	**53.7%**
Productos importados	5,039	1,361	270.2%	11,265	5,489	105.2%
Compras nacionales	4,618	2,136	116.2%	11,350	5,431	109.0%
Servicio de transporte hidrocarburos	216	213	1.4%	665	649	2.5%
Variación de inventarios y otros	(879)	328	(368.0%)	(1,288)	2,735	(147.1%)
Costos fijos	**2,883**	**2,010**	**43.4%**	**7,262**	**6,256**	**16.1%**
Servicios contratados	1,028	627	64.0%	2,395	1,997	19.9%
Mantenimiento	663	531	24.9%	1,738	1,538	13.0%
Costos laborales	656	557	17.8%	1,801	1,739	3.6%
Otros	536	295	81.7%	1,328	982	35.2%
Total costo de ventas	**14,506**	**8,344**	**73.8%**	**36,449**	**27,245**	**33.8%**
Utilidad bruta	**8,827**	**3,979**	**121.8%**	**23,534**	**8,591**	**173.9%**
Gastos operacionales	**1,723**	**1,301**	32.4%	**4,364**	**2,383**	83.1%
Gastos de administración	1,422	1,202	18.3%	3,828	2,106	81.8%
Gastos de exploración y proyectos	301	99	204.0%	536	277	93.5%
Utilidad operacional	**7,104**	**2,678**	**165.3%**	**19,170**	**6,208**	**208.8%**
Resultado financiero, neto	**(697)**	**(956)**	(27.1%)	**(2,180)**	**(2,221)**	(1.8%)
Diferencia en cambio, neto	248	(131)	(289.3%)	352	(98)	(459.2%)
Intereses, neto	(639)	(570)	12.1%	(1,737)	(1,529)	13.6%
Ingresos (gastos) financieros	(306)	(255)	20.0%	(795)	(594)	33.8%
Resultados de participación en compañías	**111**	**15**	640.0%	**226**	**92**	145.7%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**6,518**	**1,737**	275.2%	**17,216**	**4,079**	322.1%
Provisión impuesto a las ganancias	(2,194)	(576)	280.9%	(5,499)	(1,209)	354.8%
Utilidad neta consolidada	**4,324**	**1,161**	**272.4%**	**11,717**	**2,870**	**308.3%**
Interés no controlante	(516)	(289)	78.5%	(1,102)	(913)	20.7%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	**3,808**	**872**	**336.7%**	**10,615**	**1,957**	**442.4%**
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(2)	(21)	(90.5%)	2	(1,225)	(100.2%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	1	4	(75.0%)	0	281	(100.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**3,807**	**855**	**345.3%**	**10,617**	**1,013**	**948.1%**
EBITDA	**10,371**	**5,254**	**97.4%**	**27,986**	**12,506**	**123.8%**
Margen EBITDA	**44.4%**	**42.6%**	**1.8%**	**46.7%**	**34.9%**	**11.8%**

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

Miles de Millones (COP)	Septiembre 30, 2021	Junio 30, 2021	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	10,087	5,022	100.9%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	16,849	9,540	76.6%
Inventarios	9,078	7,177	26.5%
Activos por impuestos corrientes	6,598	5,565	18.6%
Otros activos financieros	1,835	206	790.8%
Otros activos	2,494	1,707	46.1%
	46,941	**29,217**	**60.7%**
Activos no corrientes mantenidos para la venta	75	53	41.5%
Total activos corrientes	**47,016**	**29,270**	**60.6%**
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8,133	3,312	145.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	23,562	738	3,092.7%
Propiedades, planta y equipo	83,087	69,380	19.8%
Recursos naturales y del medio ambiente	33,414	33,236	0.5%
Activos por derecho de uso	339	353	(4.0%)
Intangibles	10,377	588	1,664.8%
Activos por impuestos diferidos	12,988	10,699	21.4%
Otros activos financieros	1,232	1,192	3.4%
Goodwill y otros activos	21,086	2,486	748.2%
Total activos no corrientes	**194,218**	**121,984**	**59.2%**
Total activos	**241,234**	**151,254**	**59.5%**
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	8,654	5,323	62.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	12,670	9,760	29.8%
Provisiones por beneficios a empleados	2,179	1,926	13.1%
Pasivos por impuestos corrientes	1,641	701	134.1%
Provisiones y contingencias	1,316	1,019	29.1%
Otros pasivos	1,387	568	144.2%
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	34	33	3.0%
Total pasivos corrientes	**27,881**	**19,330**	**44.2%**
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	83,225	44,737	86.0%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	258	16	1,512.5%
Provisiones por beneficios a empleados	12,102	11,011	9.9%
Pasivos por impuestos no corrientes	10,015	1,318	659.9%
Provisiones y contingencias	12,044	11,635	3.5%
Otros pasivos	1,921	612	213.9%
Total pasivos no corrientes	**119,565**	**69,329**	**72.5%**
Total pasivos	**147,446**	**88,659**	**66.3%**
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	62,995	58,841	7.1%
Interés no controlante	30,793	3,754	720.3%
Total patrimonio	**93,788**	**62,595**	**49.8%**
Total pasivos y patrimonio	**241,234**	**151,254**	**59.5%**

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2021	3T 2020	9M 2021	9M 2020
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	**3,807**	**855**	**10,617**	**1,013**
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	516	289	1,102	913
Cargo por impuesto a las ganancias	2,193	572	5,499	928
Depreciación, agotamiento y amortización	2,687	2,299	7,384	6,818
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(248)	131	10	98
Utilidad por realización de otros resultados integrales en venta de negocios conjuntos	0	0	(362)	0
Costo financiero reconocido en resultados	936	867	2,566	2,439
Pozos secos	180	64	350	164
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	34	14	54	18
Impairment de activos de corto y largo plazo	2	(1)	17	1,211
Ganancia por valoración de activos financieros	19	3	38	(40)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	(10)	51	0	(36)
Ganancia en Combinación de negocios	0	2	0	(1,437)
Ganancia por venta de activos	(3)	(1)	(7)	(2)
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(111)	(15)	(226)	(92)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e inefectividad	105	87	255	312
Otros conceptos menores	(4)	5	10	13
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(3,851)	(1,150)	(11,338)	(3,939)
Impuesto de renta pagado	(972)	(546)	(4,442)	(4,530)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	**5,280**	**3,526**	**11,527**	**3,851**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en negocios conjuntos	(16)	0	(16)	0
Adquisición de subsidiarias, neto de efectivo adquirido	(9,316)	0	(9,316)	0
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,725)	(1,337)	(3,983)	(3,319)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,695)	(707)	(4,562)	(4,549)
Adquisiciones de intangibles	(144)	(20)	(208)	(40)
Venta activos mantenidos para la venta e instrumentos de patrimonio	3	0	0	0
(Compra) venta de otros activos financieros	(552)	1,802	1,155	1,231
Intereses recibidos	63	78	130	257
Dividendos recibidos	13	9	95	81
Ingresos por venta de activos	(7)	5	7	13
Efectivo neto usado en actividades de inversión	**(13,376)**	**(170)**	**(16,698)**	**(6,326)**
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	14,171	(1,259)	13,492	9,869
Pago de intereses	(606)	(543)	(1,820)	(1,598)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(80)	(75)	(231)	(246)
Dividendos pagados	(274)	(2,910)	(1,424)	(5,247)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	**13,211**	**(4,787)**	**10,017**	**2,778**
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(50)	12	159	450
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	**5,065**	**(1,419)**	**5,005**	**753**
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	5,022	9,248	5,082	7,076
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	**10,087**	**7,829**	**10,087**	**7,829**

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2021	3T 2020	9M 2021	9M 2020
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	3,807	855	10,617	1,013
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,687	2,299	7,384	6,818
(+/-) Impairment activos a largo plazo	2	21	(2)	1,225
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	0	2	0	(1,437)
(+/-) Resultado financiero, neto	697	956	2,180	2,221
(+) Provisión impuesto a las ganancias	2,193	572	5,499	928
(+) Impuestos y otros	469	260	1,206	825
(+/-) Interes no controlante	516	289	1,102	913
EBITDA Consolidado	**10,371**	**5,254**	**27,986**	**12,506**

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (3T21)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Transmisión de Energía y Vías	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,778	(211)	1,130	114	(4)	3,807
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,877	421	303	86	0	2,687
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	(1)	3	0	0	2
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	0	0	0	0	0	0
(+/-) Resultado financiero, neto	507	270	(38)	(48)	6	697
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,197	(84)	736	345	(1)	2,193
(+) Otros Impuestos	140	277	39	13	0	469
(+/-) Interés no controlante	(22)	50	323	164	1	516
EBITDA Consolidado	**6,477**	**722**	**2,496**	**674**	**2**	**10,371**

Anexos Ecopetrol S.A.

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

Tabla 6: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)
Nacionales	11,781	5,992	96.6%	29,551	17,144	72.4%
Exterior	8,173	4,987	63.9%	22,784	14,022	62.5%
Total ingresos	**19,954**	**10,979**	**81.7%**	**52,335**	**31,166**	**67.9%**
Costos variables	11,584	6,716	72.5%	29,136	20,941	39.1%
Costos fijos	3,067	2,728	12.4%	8,465	8,383	1.0%
Costo de ventas	**14,651**	**9,444**	**55.1%**	**37,601**	**29,324**	**28.2%**
Utilidad bruta	**5,303**	**1,535**	**245.5%**	**14,734**	**1,842**	**699.9%**
Gastos operacionales	988	831	18.9%	2,505	1,020	145.6%
Utilidad operacional	**4,315**	**704**	**512.9%**	**12,229**	**822**	**1,387.7%**
Ingresos (gastos) financieros	(679)	(1,085)	(37.4%)	(2,596)	(3,320)	(21.8%)
Resultados de participación en compañías	1,271	1,107	14.8%	3,941	3,078	28.0%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**4,907**	**726**	**575.9%**	**13,574**	**580**	**2,240.3%**
Provisión impuesto a las ganancias	(1,100)	129	(952.7%)	(2,957)	766	(486.3%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**3,807**	**855**	**345.3%**	**10,617**	**1,346**	**689.1%**
Gastos por Impairment de activos largo plazo	0	0	-	0	(468)	(100.0%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	0	-	0	135	(100.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	**3,807**	**855**	**345.3%**	**10,617**	**1,013**	**948.1%**
EBITDA	**6,363**	**2,343**	**171.6%**	**17,887**	**4,440**	**302.9%**
Margen EBITDA	**31.9%**	**21.30%**	**10.6%**	**34.20%**	**14.20%**	**20.0%**

Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Septiembre 30, 2021	Junio 30, 2021	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,661	2,195	(24.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	13,786	10,630	29.7%
Inventarios	5,800	4,582	26.6%
Activos por impuestos corrientes	5,439	4,480	21.4%
Otros activos financieros	2,601	2,439	6.6%
Otros activos	1,351	1,296	4.2%
	30,638	**25,622**	**19.6%**
Activos no corrientes mantenidos para la venta	47	35	34.3%
Total activos corrientes	**30,685**	**25,657**	**19.6%**
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	73,028	57,128	27.8%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	546	549	(0.5%)
Propiedades, planta y equipo	23,886	23,498	1.7%
Recursos naturales y del medio ambiente	22,333	22,578	(1.1%)
Activos por derecho de uso	3,028	3,091	(2.0%)
Intangibles	239	212	12.7%
Activos por impuestos diferidos	5,089	5,188	(1.9%)
Otros activos financieros	648	690	(6.1%)
Otros activos	1,197	1,214	(1.4%)
Total activos no corrientes	**129,994**	**114,148**	**13.9%**
Total activos	**160,679**	**139,805**	**14.9%**
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	3,762	3,544	6.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	8,815	7,859	12.2%
Provisiones por beneficios a empleados	1,938	1,846	5.0%
Pasivos por impuestos corrientes	409	339	20.6%
Provisiones y contingencias	805	906	(11.1%)
Otros pasivos	1,073	571	87.9%
Total pasivos corrientes	**16,802**	**15,065**	**11.5%**
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	59,789	45,146	32.4%
Provisiones por beneficios a empleados	11,225	10,973	2.3%
Pasivos por impuestos no corrientes	356	356	0.0%
Provisiones y contingencias	9,460	9,372	0.9%
Otros pasivos	52	52	0.0%
Total pasivos no corrientes	**80,882**	**65,899**	**22.7%**
Total pasivos	**97,684**	**80,964**	**20.7%**
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	62,995	58,841	7.1%
Total patrimonio	**62,995**	**58,841**	**7.1%**
Total pasivos y patrimonio	**160,679**	**139,805**	**14.9%**

Tabla 8: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	3T 2021	3T 2020	% Part.	9M 2021	9M 2020	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	118.2	166.3	34.7%	121.8	187.4	35.1%
Asia	198.5	161.3	58.3%	197.9	193.1	57.0%
América Central / Caribe	0.0	15.5	0.0%	6.7	18.1	1.9%
Otros	8.2	0.3	2.4%	3.3	3.1	1.0%
Europa	6.8	14.1	2.0%	11.3	10.8	3.3%
Costa Oeste EE.UU.	7.4	16.2	2.2%	5.3	6.2	1.5%
América del Sur	1.4	0.0	0.4%	0.9	0.0	0.3%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	5.5	0.0%
Total	**340.5**	**373.7**	**100.0%**	**347.3**	**424.2**	**100.0%**

Productos - kbped	3T 2021	3T 2020	% Part.	9M 2021	9M 2020	% Part.
América Central / Caribe	43.8	41.5	44.3%	38.5	43.5	38.1%
Costa del Golfo EE.UU.	15.4	26.3	15.6%	15.5	19.1	15.4%
Asia	15.1	11.7	15.3%	14.4	12.2	14.3%
América del Sur	10.8	16.9	10.9%	10.5	12.6	10.4%
Costa Este EE.UU.	10.0	6.7	10.1%	17.3	16.2	17.2%
Europa	3.3	6.6	3.3%	3.8	3.4	3.7%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	1.1	0.0%
Otros	0.4	0.0	0.4%	0.9	0.0	0.9%
Total	**98.8**	**109.7**	**100.0%**	**100.9**	**108.1**	**100.0%**

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

Tabla 9: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales - kbped	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)
Crudo	199.5	179.1	11.4%	185.0	175.3	5.5%
Gas	3.2	1.9	68.4%	2.3	3.1	(25.8%)
Productos	2.9	2.4	20.8%	2.8	2.6	7.7%
Diluyente	0.0	0.3	(100.0%)	0.0	0.3	(100.0%)
Total	**205.6**	**183.7**	**11.9%**	**190.1**	**181.3**	**4.9%**

Importaciones - kbped	3T 2021	3T 2020	Δ (%)	9M 2021	9M 2020	Δ (%)
Crudo	29.5	0.9	3,177.8%	25.8	12.1	113.2%
Productos	107.8	43.7	146.7%	82.6	60.1	37.4%
Diluyente	24.2	33.9	(28.6%)	26.0	36.4	(28.6%)
Total	**161.5**	**78.5**	**105.7%**	**134.4**	**108.6**	**23.8%**
Total	**367.1**	**262.2**	**40.0%**	**324.5**	**289.9**	**11.9%**

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 – San Jacinto	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 19/2021
8	Segundo	Flamencos-3	A1	VMM	Valle Medio del Magdalena	ECP 100%	En Evaluación	Junio 16/2021
9	Tercero	Basari-1	A3	RC-7	Sinú - San Jacinto	HOCOL (100%)	En Evaluación	Julio 17/2021
10	Tercero	Silverback 2	A3	Mississippi Canyon 35	US GOM	Chevron 35%, Shell 30%, Progress 15%, Murphy 10%, EAL 10%	Seco	Agosto 25/2021

* Se modifica frente a lo reportado en el 1T21, aclarando que la ubicación del pozo corresponde al Bloque Boranda, antes conocido como Bloque Playón.
** Baja reconocida en los Estados Financieros del 2020.

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

Indicadores HSE*	3T 2021	3T 2020	9M 2021	9M 2020
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.40	0.41	0.53	0.45
Incidentes ambientales**	1	3	5	4

* 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.