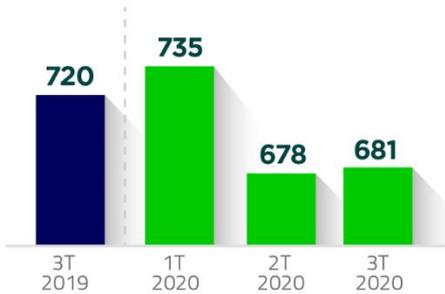


Resultados Tercer Trimestre 2020

Resultados reflejan ágil respuesta a la crisis y recuperación gradual de la actividad

Producción (kbped)

■ 2019 ■ 2020



kbped: Miles de barriles de petróleo equivalente por día

Refinación Carga (kbd)

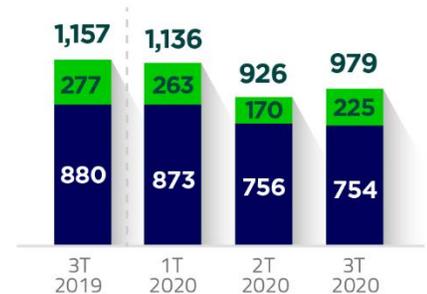
■ Cartagena ■ Barrancabermeja



kbd: Miles de barriles por día

Transporte (kbd)

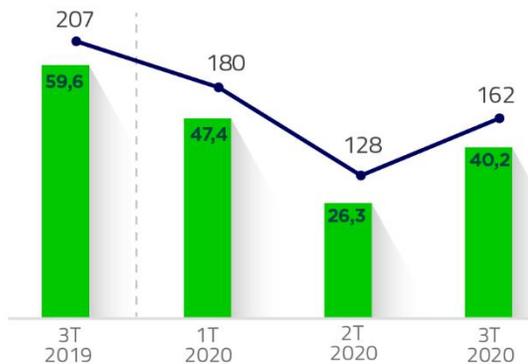
■ Productos ■ Crudo



kbd: Miles de barriles por día

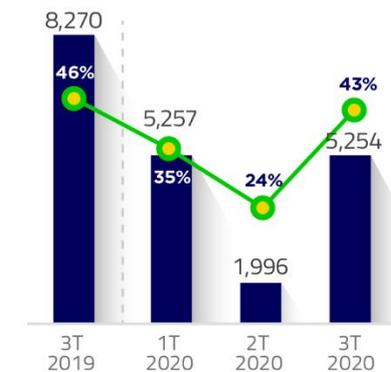
Canasta/Brent -Peso

■ Canasta (USD/BI)
● Brent - Peso (COP Miles/BI)



EBITDA/ Margen EBITDA

■ EBITDA COP Miles de Millones
● Porcentaje Margen EBITDA



Utilidad Neta

COP miles de millones



* Reconocimiento de impairment
1T20: -COP 931 mil millones y 2T20: +COP3 mil millones

Avances T ESG*

Cambio Climático



Suscripción contrato de construcción parque solar San Fernando (59 MW)



Iniciativa "Sembrar Nos Une" siembra de seis millones de árboles al 2022

Inversión Socio ambiental



COP 192 mil millones (9M20)

Portafolio de Desarrollo Sostenible

Programa Apoyo País Emergencia Covid-19



COP 52 mil millones (9M20)

- Equipos médicos y de protección
- Ayuda población vulnerable
- Convenios de investigación

Inversión Agenda Digital



USD 35 millones (9M20)

- Petrotécnica digital
- Margen Bruto de Refinación
- Campos Integrados

* Tecnología, Ambiental, Social y Gobernanza



Los resultados operativos y financieros del tercer trimestre del año reflejan un mejor entorno de precios, la paulatina reactivación de la cadena integrada de valor del Grupo Ecopetrol, y el efecto progresivo de las medidas de ajuste tomadas durante el primer semestre del año. Es así como el Grupo Ecopetrol revirtió la tendencia bajista de los trimestres anteriores y obtuvo una utilidad neta de COP 855 mil millones y un EBITDA de COP 5.3 billones, equivalente a un margen EBITDA de 43%, el más alto registrado en el año y comparable con los reportados en 2019. Estos resultados contribuyen en un 85% a los resultados acumulados del año, y son comparables con los resultados del 1T20, previo a la crisis originada por la pandemia.

Un mejor balance de oferta y demanda a nivel mundial permitió una importante recuperación en el precio promedio del Brent, el cual subió 30% entre el segundo y el tercer trimestre del año, pasando de 33 a 43 USD/BI. Este contexto permitió una fuerte mejora en precios realizados y mayores volúmenes de ventas de crudo y combustibles asociados al restablecimiento de la demanda nacional tras el levantamiento de las medidas de aislamiento social, y el mayor consumo de combustibles como resultado de la progresiva recuperación de la actividad económica. Si bien el mayor nivel de actividad ocasionó un incremento en el costo unitario entre el segundo y tercer trimestre del año (de 21.3 a 24.5 USD/BI), en el acumulado de los nueve primeros meses del año se observa una reducción en comparación con el mismo periodo del 2019 (26.1 versus 34.8 USD/BI), evidenciando el impacto de las estrategias orientadas a optimizar costos y las menores compras e importaciones tanto en precio como en volumen.

Bajo esta coyuntura, se ha mantenido firme el compromiso del Grupo Ecopetrol con el bienestar de los colombianos y el fortalecimiento de la economía local en el marco de la emergencia sanitaria por el COVID-19. A través de nuestro programa de inversión social “Apoyo País”, se ha entregado a la

fecha un total de COP 52 mil millones, del total de COP 88 mil millones anunciados, distribuidos en entregas de equipos médicos, unidades de elementos de protección personal, productos de limpieza y mercados, así como aportes a convenios con fundaciones e institutos de investigación y desarrollo, y participación en iniciativas de apoyo solidario a poblaciones vulnerable como “Comparto mi Energía”, entre otras acciones.

El plan de sostenibilidad operativa implementado aseguró la continuidad de la operación del Grupo Ecopetrol bajo el mínimo vital, buscando la menor exposición posible de sus funcionarios y aliados. En el proceso de adaptación a la nueva normalidad, durante octubre pusimos en marcha un plan piloto para el regreso seguro y paulatino de los funcionarios administrativos a las instalaciones de la compañía. Este piloto estará sujeto a la evolución de la pandemia y a las disposiciones de las autoridades locales y nacionales.

Nuestra activa estrategia comercial ha permitido seguir diversificando nuestra base de clientes y asegurar las exportaciones de crudo para lo que resta del año. Mientras que hace 12 años el 90% de nuestras ventas internacionales de crudo tenían como destino el Golfo de México (EEUU) y apenas un 8% a Asia, hoy la proporción es 43% y 49%, respectivamente. En línea con lo anterior, el 19 de octubre logramos un nuevo hito comercial, con la entrega del primer cargamento bajo la modalidad de venta en puerto de destino a uno de los principales refinadores privados de Corea del Sur, por un millón de barriles de crudo. El Grupo Ecopetrol también le está apostando a mercados ‘nicho’ para el petróleo colombiano en países como Suecia y España. Esta gestión comercial, aunada a mejores condiciones de colocación de nuestros productos en el mercado, permitió una importante mejora en el precio de realización de la canasta de crudos, que pasó de 20.4 USD/bl en 2T20 a 38.4 USD/bl en 3T20.

Los resultados operativos del Grupo se encuentran en línea con las metas del plan 2020 – 2022, recientemente actualizado. En **exploración**, Ecopetrol completó la perforación de tres pozos operados directamente, alcanzando así un total de diez en lo corrido del año, manteniendo actividad en

zonas estratégicas como Piedemonte y Brasil. Se destaca la firma del acuerdo comercial entre Hocol y Lewis Energy para la exploración de un play frontera de **gas natural** en el Bloque Perdices, ubicado en el departamento del Atlántico.

En lo que respecta a **producción**, se alcanzó un promedio acumulado a septiembre de 697.7 kbped, de los cuales la producción de gas representó un 20%, impulsada durante el trimestre por la recuperación paulatina de la demanda de gas de las plantas de generación térmicas y del sector industrial, y la reactivación de la producción de crudo ante un mejor escenario de precios. Todo esto ayudó a mitigar en parte el efecto de situaciones operativas y de orden público que impactaron la producción en el tercer trimestre.

En relación con el **gas natural**, una prioridad estratégica para el Grupo Ecopetrol, destacamos que reportó un margen EBITDA del 55% y aportó el 34% del EBITDA del segmento del Upstream, datos acumulados a septiembre del 2020. Lo anterior soportado en la estabilidad de sus precios en dólares y en la buena dinámica comercial observada durante el periodo.

Como lo mencionamos en el segundo trimestre, la operación en el **Permian** se reactivó a finales de julio y durante el tercer trimestre se perforaron 5 nuevos pozos. Para finales de 2020 se espera contar con una producción promedio neta estimada para Ecopetrol entre 5 - 5.5 kbped (antes de regalías).

Con relación al desarrollo de los **Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII)** para hidrocarburos no convencionales, con la publicación del Marco Normativo (técnico, ambiental, social y contractual) el país ya cuenta con la reglamentación requerida para seguir adelante con los Pilotos. Ecopetrol ha manifestado su interés en participar, y está atento al proceso de la ANH que permitirá conocer a qué empresas se les adjudicará un Contrato Especial de Proyectos de Investigación –CEPI- (vehículo contractual diseñado para este fin). Este procedimiento se llevará a cabo durante el mes de noviembre de este año; una vez adjudicado el

contrato, se deberá dar inicio al proceso de licenciamiento ambiental.

En el segmento de **transporte** se destaca que, durante el mes de septiembre, se dio una recuperación de los volúmenes transportados de gasolina motor y diésel, que estuvieron al 94% y 86% de los niveles pre-pandemia, respectivamente. Continuando con la búsqueda de eficiencias en la dilución, se adelantaron con éxito pruebas técnicas de transporte de crudo pesado a 650 cSt¹ en los sistemas de Cenit, Orensa, Oleoducto de los Llanos -ODL- y Oleoducto de Colombia -ODC-, que, de implementarse a escala, podría representar importantes eficiencias para la cadena de transporte, sujeto a su viabilidad económica.

Resaltamos además la optimización lograda en el manejo de crudo Castilla en el puerto de Coveñas, que permitió liberar un tanque de 250,000 barriles, aumentando la capacidad de almacenamiento disponible, lo que nos brinda flexibilidad ante un potencial rebrote de COVID-19 que afecte la demanda nuevamente.

En **refinación**, durante el trimestre se tuvo estabilidad operativa en todas las unidades de negocio y una mejora en términos de márgenes y carga en comparación con el segundo trimestre del año. La refinería de Cartagena reportó el mayor uso de crudo nacional desde el inicio de su operación, llegando en el mes de septiembre al 100%, lo cual maximiza sus márgenes y viabiliza una mayor producción para el Grupo Ecopetrol. Esenttia continuó reportando sólidos resultados operativos, logrando dos récords históricos trimestrales: la mayor producción de polipropileno, de 173.6 kton, y el mayor volumen de ventas, de 147.2 kton, haciendo un aporte fundamental a los resultados consolidados del segmento.

Como parte del compromiso con la transición energética del Grupo Ecopetrol, durante el tercer trimestre se firmó el contrato para la construcción del parque solar San Fernando, con capacidad de 59 MW, cuya construcción empieza en noviembre de este año. Así mismo, para avanzar en nuestra meta de contar con 300 MW de capacidad de generación

¹ cSt: centistock, unidad de viscosidad

con fuentes renovables al 2022, también lanzamos un proceso competitivo para contratar una nueva ola de proyectos fotovoltaicos por 112 MW.

En desarrollo de nuestra estrategia frente al cambio climático y en cumplimiento de los compromisos adquiridos al adherirnos a la Coalición por el Clima y el Aire Limpio –CCAC-, aprobamos la estrategia de gestión de emisiones fugitivas y venteos. Así mismo, como parte de la agenda de biodiversidad, anunciamos nuestra participación en la iniciativa “**Sembrar Nos Une**”, impulsada por el Gobierno Nacional, con la que proyectamos la siembra de seis millones de árboles al 2022. Desde 2018 hemos sembrado 1.8 millones de árboles. Esperamos sembrar en el último trimestre de 2020 457,000 árboles más, para completar el millón proyectado para 2020, y en los próximos dos años, cuatro millones de árboles adicionales.

La tecnología ha sido un habilitador esencial para mantener la operación durante la pandemia. En el

último trimestre se han realizado un promedio diario de 7,423 reuniones virtuales, con 4,500 conexiones concurrentes cada día. Vamos incorporando a la operación herramientas digitales basadas en inteligencia artificial, analítica y autogestión. Hemos recibido beneficios de la agenda digital, provenientes principalmente de los proyectos de Base de Datos Petrotécnica, Margen Bruto de Refinación, Campos Integrados, Gestión Volumétrica y Gestión Digital de Inversiones.

A lo largo de 2020, Ecopetrol ha demostrado su resiliencia, capacidad de adaptación y compromiso en medio de una coyuntura sin precedentes. Con la protección de la vida como una prioridad, y en estricto apego a nuestros pilares estratégicos, seguimos comprometidos con la generación de valor sostenible para la sociedad y con el desarrollo social y económico de las regiones donde operamos.

Felipe Bayón Pardo
Presidente Ecopetrol S.A.

Bogotá, 27 de octubre de 2020. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el tercer trimestre y el acumulado de 2020, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

La utilidad neta del tercer trimestre del 2020 se situó en COP 855 mil millones, con un EBITDA de COP 5,254 mil millones y un margen EBITDA del 43%, cambiando la tendencia bajista observada en trimestres anteriores y situándose en los mismos niveles del primer trimestre de 2020 a pesar de tener niveles inferiores en: i) Brent Peso de COP -18 mil, ii) niveles de producción de -54 kbped y iii) menores ventas de -100 kbped. Estos resultados contribuyen en un 85% a los resultados acumulados del año gracias a la mejora de indicadores de mercado y al desempeño subyacente de las optimizaciones realizadas. La utilidad neta acumulada a septiembre se situó en COP 1,013 mil millones con un EBITDA de COP 12,506 mil millones.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2020	3T 2019	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	12,323	18,014	(5,691)	(31.6%)	35,836	52,266	(16,430)	(31.4%)
Depreciación y amortización	2,296	2,166	130	6.0%	6,685	6,189	496	8.0%
Costos variables	4,038	6,735	(2,697)	(40.0%)	14,304	19,629	(5,325)	(27.1%)
Costos fijos	2,010	2,339	(329)	(14.1%)	6,256	6,870	(614)	(8.9%)
Costo de ventas	8,344	11,240	(2,896)	(25.8%)	27,245	32,688	(5,443)	(16.7%)
Utilidad bruta	3,979	6,774	(2,795)	(41.3%)	8,591	19,578	(10,987)	(56.1%)
Gastos operacionales y exploratorios	1,300	1,063	237	22.3%	2,382	2,955	(573)	(19.4%)
Utilidad operacional	2,679	5,711	(3,032)	(53.1%)	6,209	16,623	(10,414)	(62.6%)
Ingresos (gastos) financieros, neto	(957)	(648)	(309)	47.7%	(2,221)	(1,426)	(795)	55.8%
Participación en resultados de compañías	15	56	(41)	(73.2%)	92	290	(198)	(68.3%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,737	5,119	(3,382)	(66.1%)	4,080	15,487	(11,407)	(73.7%)
Provisión impuesto a las ganancias	(575)	(1,770)	1,195	(67.5%)	(1,209)	(5,315)	4,106	(77.3%)
Utilidad neta consolidada	1,162	3,349	(2,187)	(65.3%)	2,871	10,172	(7,301)	(71.8%)
Interés no controlante	(289)	(339)	50	(14.7%)	(913)	(932)	19	(2.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	873	3,010	(2,137)	(71.0%)	1,958	9,240	(7,282)	(78.8%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(22)	1	(23)	(2,300.0%)	(1,226)	3	(1,229)	(40,966.7%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	4	0	4	-	281	0	281	-
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	855	3,011	(2,156)	(71.6%)	1,013	9,243	(8,230)	(89.0%)
EBITDA	5,254	8,270	(3,016)	(36.5%)	12,506	23,934	(11,428)	(47.7%)
Margen EBITDA	42.6%	45.9%	-	(3.3%)	34.9%	45.8%	-	(10.9%)

* El EBITDA ajustado sin incluir el efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario es de COP 5,419 mil millones 12,843 mil millones, para el 3T2020 y acumulado año, respectivamente.

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

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

I. Resultados Financieros y Operativos

Ingresos por Ventas

Los ingresos por ventas del 3T20 se incrementaron un 46% vs el trimestre anterior, mostrando una recuperación en la demanda y mejores precios de realización de crudos.

Con relación al 3T19, se presenta una disminución de 31.6% en los ingresos por ventas como resultado combinado de:

- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de -19.3 USD/BI (COP -4.7 billones), principalmente por disminución de los precios realizados frente a la referencia del crudo Brent.
- Efecto por menor volumen de ventas (COP -2.0 billones, -97.4 kbped), principalmente por contracción de la demanda de crudo y productos refinados dado el entorno de mercado, compensado parcialmente con mayores ventas nacionales de gas por entrada en operación de la Planta de GLP en Cupiagua a finales del 2019 y adquisición de la participación en la asociación Guajira por parte de Hocol en el trimestre anterior.
- Menores ingresos de servicios de transporte y otros (COP -0.3 billones) asociados a menores volúmenes transportados dada la menor demanda de crudos y productos.
- Aumento en la tasa de cambio promedio impactando positivamente los ingresos (COP +1.3 billones).

Tabla 2: Ventas Volumétricas - Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	3T 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)
Destilados Medios	112.1	157.6	(28.9%)	115.5	154.9	(25.4%)
Gasolinas	99.4	114.4	(13.1%)	92.2	114.2	(19.3%)
Gas Natural	85.2	79.0	7.8%	83.1	77.5	7.2%
Industriales y Petroquímicos	23.8	23.0	3.5%	21.2	22.5	(5.8%)
GLP y Propano	17.8	16.0	11.3%	17.8	15.3	16.3%
Crudo	6.3	5.2	21.2%	6.5	6.4	1.6%
Combustóleo	0.6	0.9	(33.3%)	1.4	2.0	(30.0%)
Total Volúmenes Locales	345.2	396.1	(12.9%)	337.7	392.8	(14.0%)
Volumen de Exportación - kbped	3T 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)
Crudo	373.7	402.5	(7.2%)	424.2	402.2	5.5%
Productos	109.7	127.9	(14.2%)	108.1	121.6	(11.1%)
Gas Natural*	1.7	1.2	41.7%	1.4	1.4	0.0%
Total Volúmenes de Exportación	485.1	531.6	(8.7%)	533.7	525.2	1.6%
Total Volúmenes Vendidos	830.3	927.7	(10.5%)	871.4	918.0	(5.1%)

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

Ventas en Colombia (42%): menores ventas de 50.9 kbped (-12.9%) versus 3T19, debido principalmente a:

- Caída en la demanda de combustibles debido al aislamiento social preventivo obligatorio por la pandemia, lo que significó menores ventas de destilados medios y de gasolina.
- Mayores ventas de gas por la adquisición de Hocol de la participación de Chevron en la Asociación Guajira y recuperación de la demanda.
- Mayor oferta de GLP por la entrada de la planta Cupiagua desde septiembre de 2019.
- Recuperación de ventas de productos industriales y petroquímicos, especialmente en asfalto y polipropileno, dado el inicio de la reactivación en la demanda de estos productos.

Durante el 3T20 se observó una recuperación de la demanda de combustibles a nivel nacional. Las ventas de gasolina se incrementaron en 59% y las de diésel en 29% frente al 2T20. Si bien las ventas de jet se incrementaron

casi 72%, pasando de 3.2 kbd en 2T20 a 5.5 kbd en 3T20, siguen estando muy por debajo de los niveles de 31 kbd reportados en 2019.

El gas continúa como prioridad estratégica. En 3T20 culminó el proceso de comercialización de gas natural de campos mayores 2020, para el cual se estableció una estrategia comercial que permitió atender la totalidad de las necesidades de los clientes con la contratación de 9.7 GBTUD² a un año (desde diciembre 2020), 108.6 GBTUD a tres años (desde diciembre 2021), 11 GBTUD a cuatro años (desde diciembre 2021) y 10.7 GBTUD a siete años (desde diciembre 2020).

El Grupo Ecopetrol continuó brindando mecanismos para mitigar el impacto de la coyuntura económica en el sector de gas natural: i) extendió el período de gracia en 4 meses a partir de la fecha de vencimiento de la factura para clientes con financiación, dada en el 2T20 y ii) aceptó declaratorias de Fuerza Mayor por 28.35 GBTUD en julio y 14.68 GBTUD en agosto, en respuesta a la menor demanda, por un valor total de COP 22,154 millones.

Ventas Internacionales (58%): Disminución de 46.5 kbped (-8.7%) versus 3T19, debido al efecto de:

- Menor disponibilidad de crudo para exportación por menor producción, y uso de crudos locales para carga en las refinerías. Adicionalmente, al cierre del trimestre se tenían volúmenes en tránsito a Asia y otros en proceso de cargue por ~1.9 millones de barriles, que se reflejarán en las ventas de octubre.
- Menores exportaciones de productos por la disminución de la carga de las refinerías y uso de nafta producida localmente como diluyente para crudos pesados.

Comportamiento de Precios

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

USD/Bl	3T 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)
Brent	43.3	62.0	(30.2%)	42.5	64.8	(34.4%)
Canasta de Venta de Gas	25.0	22.9	9.2%	24.0	23.6	1.7%
Canasta de Venta de Crudo	38.4	57.0	(32.6%)	32.3	58.9	(45.2%)
Canasta de Venta de Productos	45.8	68.6	(33.2%)	48.5	70.6	(31.3%)

Crudos: En 3T20 el diferencial de la canasta de crudo versus Brent se recuperó y llegó a un nivel similar al observado en 3T19. Frente a 2T20, se observa una mejora de 88% en los precios de realización de la canasta de crudos. Esta se explica, principalmente, por: i) el incremento de precio del Brent, y ii) una gestión comercial activa en la diversificación de clientes y destinos, con ventas entregadas de crudo Castilla Blend y Vasconia Blend a Corea del Sur, la reactivación de clientes en India y España, y la continua participación en el mercado del Golfo de EE.UU. y China.

Productos Refinados: En 3T20 versus 3T19 la canasta de venta de productos se debilitó como consecuencia de la reducción en la demanda a nivel mundial, principalmente de gasolina, diésel y jet.

Gas Natural: El precio de las ventas de gas estuvo 9.2% por encima del reportado en 3T19, debido a la recomposición de la canasta con un mayor volumen de fuente Guajira y una mejor realización de los volúmenes vendidos de Piedemonte.

² GBTUD: giga btu (*british thermal unit*) por día

Costo de Ventas

Durante el 3T20, los costos reflejan una mayor actividad dada la disminución de las restricciones a nivel país por la reapertura de economía.

Depreciación y Amortización: Aumento del 6.0% en el 3T20 frente a 3T19, como resultado de: i) mayor nivel de inversión de capital asociado a campañas de recobro mejorado y nuevas perforaciones, ii) efecto cambiario sobre el costo de depreciación de Filiales del Grupo con moneda funcional dólar dada la devaluación del peso frente a esta moneda, y iii) incremento en producción por mayores pozos perforados en Permian. Lo anterior es parcialmente compensado con una menor tasa de depreciación asociada a la disminución en los niveles de producción y una mayor incorporación de reservas en 2019 frente a 2018.

Costos Variables: Disminución del 40% en el 3T20 frente al 3T19, principalmente por:

- a) Menor costo en compras de crudo, gas y productos (COP -2.4 billones), por i) disminución del precio promedio de compras nacionales e importaciones (COP -1.4 billones), ii) disminución del volumen comprado (COP -1.4 billones, -77.4 kbped) y iii) aumento de la tasa de cambio promedio de las compras (COP +0.4 billones).
- b) Fluctuación de inventarios (COP -0.3 billones), por efecto positivo en la valoración de inventarios dada la mejora de precios en el mercado durante el 3T20 vs 2T20 y acumulación de inventario de crudo para la realización de ventas DAP en octubre.

Costos Fijos: Disminución del 14.1% en el 3T20 con respecto a 3T19 por menores costos de mantenimiento, servicios contratados y profesionales y otros costos de la actividad operacional, como resultado de la implementación de estrategias orientadas a optimizar costos y de la disminución en la actividad a causa de menor producción, cargas y volúmenes transportados.

Gastos Operativos (neto de otros ingresos)

Los **Gastos Operativos (neto de otros ingresos)** del 3T20 aumentaron 22.3% con relación al mismo trimestre del año anterior, principalmente por:

- a) Reconocimiento del impacto contable asociado al plan de retiro voluntario de 117 personas adicionales (COP 165 mil millones). El saldo acumulado por concepto de este plan a septiembre del 2020 es de COP 337 mil millones. Hacia adelante, el ahorro en caja del programa asociado a los empleados retirados se estima en COP 225 mil millones.
- b) Reconocimiento del costo fijo de algunas plantas en la refinería de Barrancabermeja que suspendieron su producción, dada la coyuntura sanitaria y disminución en la demanda de productos, el cual se ha reconocido desde el 2T20.
- c) Mayores gastos exploratorios por el reconocimiento en resultados de la baja de leases exploratorios en Ecopetrol América (Haleakala, Longfellow y Mackenzie), dada la baja probabilidad de desarrollo en el marco de las evaluaciones técnicas realizadas y su competitividad dentro del portafolio exploratorio del Grupo Ecopetrol.

Resultado Financiero (No Operacional)

Mayor gasto financiero del 3T20 frente al 3T19 por 47.7%, por efecto entre:

- a) Incremento en los intereses de deuda (COP -173 mil millones), asociados a: i) el incremento en el flujo de financiación del Grupo y ii) efecto de la devaluación del peso frente al dólar en la deuda en moneda extranjera.
- b) Menor ingreso por valoración de portafolio de títulos valores, como consecuencia de bajas tasas de rendimiento de mercado observadas (COP -80 mil millones).
- c) Costos asociados al refinanciamiento de bonos en Ocesa (COP -47 mil millones).

La **Tasa Efectiva de Tributación** del 3T20 se ubicó 33.3% frente al 34.6% en el 3T19. La variación se presenta principalmente por la disminución en la tasa nominal de tributación.

Flujo de Caja y Deuda

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2020	3T 2019	9M 2020	9M 2019
Efectivo y equivalentes inicial	9,248	5,524	7,076	6,312
(+) Flujo de la operación	3,526	9,309	3,851	20,147
(-) CAPEX	(2,064)	(3,213)	(7,908)	(7,354)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	1,802	459	1,231	1,442
(+) Otras actividades de inversión	92	115	351	426
(-) Pagos de capital e intereses de deuda	(1,877)	(452)	8,025	(2,262)
(-) Pagos de dividendos	(2,910)	(3,082)	(5,247)	(10,057)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	12	401	450	407
Efectivo y equivalentes final	7,829	9,061	7,829	9,061
Portafolio de inversiones	4,143	6,906	4,143	6,906
Caja total	11,972	15,967	11,972	15,967

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 3T20 la caja del Grupo Ecopetrol, que incluye equivalentes de efectivo y portafolio de títulos valores de corto y largo plazo, cerró en COP 11.9 billones (36% COP y 64% USD). Durante este trimestre, la principal fuente de caja fue la actividad operativa (COP 3.5 billones). Los principales pagos realizados en el trimestre están relacionados con i) desembolsos para inversión en Capex por COP 2.1 billones, ii) pago de capital e intereses de deuda por COP 1.9 billones, dentro de los cuales se incluye el pago anticipado de obligaciones de corto plazo con la banca local e internacional suscritas en marzo y abril del presente año, bajo la modalidad de giros financiados y créditos de tesorería por COP 1.6 billones, y iii) el pago de dividendos a la Nación y accionistas no controlantes por COP 2.9 billones.

Deuda: Al 30 de septiembre, el saldo de la deuda en el balance fue COP 53.4 billones, equivalente a USD 13.8 billones. Los principales movimientos del trimestre correspondieron a:

- a) En el mes de septiembre Ecopetrol S.A pagó anticipadamente las obligaciones de corto plazo con la banca local e internacional, suscritas en marzo y abril del presente año, bajo la modalidad de giros financiados y créditos de tesorería. El monto por capital pagado fue de COP 775 mil millones de los créditos locales y USD 221.5 millones que correspondían a los créditos con la banca internacional.
- b) En el mes de julio Ocesa cerró la colocación de títulos de deuda pública en el mercado internacional de capitales por USD 500 millones. Los recursos obtenidos se destinaron a repagar el bono global que tenía vencimiento en mayo de 2021 por el mismo valor nominal.

El indicador Deuda Bruta/EBITDA al corte del mes de septiembre cerró en 2.7 veces.

Eficiencias

Las eficiencias alcanzadas en los primeros nueve meses del año 2020 llegaron a COP 1,605.5 mil millones de pesos, calculadas con base en las cifras del cierre del año 2019. Este resultado es producto de las estrategias desplegadas por el segmento de Exploración y Producción en sus inversiones, costos operativos, dilución y las optimizaciones de producción por mejoras operativas logradas (43.9%); las iniciativas de mejora comercial y ventas de excedentes de energía implementadas por el área comercial (42.2%); las palancas desarrolladas por el segmento de Refinación enfocadas en la mejora del ingresos y el costo de caja (5%); las estrategias de optimización de los costos de operación y mantenimiento en el segmento de Transporte (4.8%); y la contribución de los proyectos de la Agenda Digital y las áreas del Corporativo (4.1%).

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por segmento – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Participación
Producción	789	222	1,011	55.6%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	101	91	192	10.5%
Exploración	76	363	439	24.1%
Transporte*	0	128	128	7.1%
Corporativo	49	0	49	2.7%
Total	1,015	804	1,819	100.0%

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

La inversión a septiembre del Grupo Ecopetrol ascendió a USD 1,819 millones. El 72% se realizó en Colombia y el 28% a nivel internacional, en Brasil y Estados Unidos. Del total de la inversión, 80% corresponde al segmento de exploración y producción, con el 20% restante en los segmentos de transporte y refinación. El 71% apunta a oportunidades de crecimiento.

Producción: El 83% de la inversión se concentró en oportunidades de crecimiento con campañas de perforación en Ecopetrol S.A. principalmente en los campos de Castilla, Rubiales, Llanito, Cantagallo, Sur y Chichimene. Por otro lado, la inversión de las filiales fue liderada por Permian y Hocol. Con esto, al cierre del tercer trimestre se perforaron 164 pozos de desarrollo y se realizaron más de 170 *workovers* capitalizables.

Exploración: La inversión al tercer trimestre permitió completar la perforación de diez pozos exploratorios frente a la meta de trece pozos en 2020 (Nafta 1, Lorito Este-1, Olini Oeste-1, Aguas Blancas 24, Lorito A1, Obiwan-1, Gato Do Mato-4, Saturno 1, Alqamari-1 y Flamencos-2).

Refinación: Ejecución concentrada en inversiones de continuidad operativa para mantener la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Cabe resaltar que, más del 30% de la ejecución corresponde a dos de los proyectos más representativos del segmento en el año, la Interconexión de las Plantas de Crudo de Cartagena, que permitirá incrementar la capacidad de la refinería a más de 200 kbd en 2022, y la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales en Barrancabermeja.

Transporte: La ejecución del segmento de transporte representó el 7% del total de la inversión, con foco en actividades de continuidad operativa que permiten la integridad y confiabilidad de los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos de Cenit y sus filiales.

La ejecución planeada de las inversiones ha presentado desplazamientos, principalmente por: i) Manejo de la pandemia: dadas las medidas implementadas para contener los casos de contagios de COVID-19 en los campos de Rubiales y Caño Sur y en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, ii) Condiciones de entorno: bloqueos en los campos de Apiay y Yariquí y trámites administrativos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos para el

desarrollo de Piedemonte, iii) Desempeño: se han capturado mayores eficiencias a las planeadas en costos de perforación, ingeniería, conversiones de subsuelo, facilidades, y compra de materiales y otros factores operativos que afectan el cronograma de los proyectos. En línea con lo anterior, se espera una menor ejecución de las inversiones en 2020, con un nuevo rango esperado entre USD 2.5 – 3.0 billones.

II. Resultados por Segmento de Negocio

1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Exploración

Durante el 3T20, se completó la perforación de tres pozos operados directamente por Ecopetrol, bajo el plan de sostenibilidad operativa: i) Nafta-1, el cual fue suspendido temporalmente para realizar pruebas de producción en 2021, ii) Alqamari-1, suspendido temporalmente, y se espera iniciar pruebas de producción a mitad de noviembre, y iii) Flamencos-2, el cual se encuentra en evaluación. Al final del tercer trimestre se habían perforado un total de diez pozos exploratorios.

Adicionalmente, se reactivaron las operaciones bajo estrictos protocolos de bioseguridad en los pozos Liria YW-12 operado por Ecopetrol y Antillas-1 operado por Perenco, los cuales continúan avanzando en la perforación.

En este trimestre se adelantó la prueba extensa del pozo descubridor de gas Arrecife-1 ST, perforado por Hocol en 2018, y a partir del primero de octubre se inició la venta de gas comercial, con una producción de 3.5 millones de pies cúbicos por día.

La producción acumulada de los activos exploratorios al cierre del 3T20 alcanzó 1,190 kbpe (4,346 bped), reflejando un incremento del 68% frente al mismo periodo del año anterior (708.7 kbpe equivalente a 2,596 bped). Dicha producción proviene de las pruebas extensas de los descubrimientos Boranda, Andina, Esox y Bullerengue perforados en 2019, así como de la formación “El Tobo”, un nuevo objetivo exploratorio en el pozo Gigante-2.

Es importante destacar que el proyecto Petrotécnica Digital sigue permitiendo que todos los profesionales accedan a las aplicaciones especializadas y los datos técnicos remotamente, manteniendo así la continuidad en la identificación, maduración y evaluación de las oportunidades exploratorias para la incorporación de recursos dentro del portafolio de opciones locales e internacionales.

Acuerdo de Dilución Bloque Perdices Hocol – Lewis

Se cerró un acuerdo comercial en el cual Hocol cedió el 50% de interés a la compañía Lewis Energy para la exploración de gas en un *play* frontera del bloque Perdices, ubicado en el departamento del Atlántico, cercano a infraestructura para fácil desarrollo, transporte y comercialización. A la fecha, la sesión de intereses está en proceso de aprobación por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-.

Avance Gato do Mato

El proyecto Gato do Mato se encuentra finalizando su fase de delimitación. Actualmente, se está actualizando la visión del subsuelo integrando la información de los datos sísmicos OBN³ y de los pozos Gato do Mato # 3 y # 4, con el objeto de definir el plan de desarrollo

³ *Ocean Bottom Seismic*: datos sísmicos utilizando nodos ubicados en el fondo marino.

Producción

La producción del Grupo Ecopetrol en el 3T20 fue de 680.9 kbped, con un acumulado en lo corrido del año de 697.7 kbped, en línea con el nuevo plan establecido al final del segundo trimestre del año.

En el 3T20 la producción presentó una recuperación de 3.6 kbped con respecto al 2T20, a pesar de las afectaciones en la producción durante el 3T20 por: i) temas de orden público en Suroriente, Yariguí y Quifa (-1.4 kbped); ii) desplazamiento de actividad por intervenciones relacionadas con la emergencia sanitaria (-1.2 kbped); iii) impacto operativo en las filiales principalmente por efecto del COVID-19 (-2.0 kbped). Estas afectaciones fueron compensadas en 3.9 kbped por la recuperación escalonada de la demanda de gas de los sectores térmicos e industrial del país, mayores ventas de GLP, mejor desempeño de los campos y apertura de producción por mejor comportamiento de los precios del crudo.

La producción del 3T20 fue -38.5 kbped comparada con el mismo periodo del año anterior, dada la emergencia sanitaria por la pandemia y la caída de los precios de crudo, que generaron una fuerte contracción de la demanda.

En términos de perforación, durante el 3T20 se perforaron y completaron 38 pozos de desarrollo, para un total de 186 pozos en lo corrido del año, 262 pozos menos respecto al mismo periodo del 2019, con una ocupación promedio de 19 equipos de perforación.

Ronda Campos 2020

El 23 de septiembre se lanzó la Ronda Campos 2020, ofreciendo al mercado nuestra participación en nueve activos de desarrollo y producción, seis de ellos pertenecientes a Hocol y tres a Ecopetrol. Este portafolio ofrece la posibilidad de incorporar más de 3,000 barriles de petróleo y gas por día de producción y un volumen estimado de 17 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas 3P, incluyendo 11 millones de reservas probadas. Así mismo, tienen oportunidades de desarrollo de recursos contingentes estimadas en 13 millones de barriles, con un potencial de exploración proyectado de 35 millones en recursos prospectivos.

El proceso se realizará mediante una subasta electrónica con la metodología de puja al alza, donde podrán participar las compañías que cumplan con los requisitos de acreditación establecidos por la ANH para este tipo de activos. A la fecha se han realizado las actividades de firma de acuerdos de confidencialidad, revisión de la documentación enviada por las compañías para su inscripción al proceso, acceso al cuarto de datos virtual con la información detallada sobre los activos y avance en los trámites de pre-calificación con la ANH.

La información del proceso puede ser consultada en:

https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/?page=detalleNoticias&urile=wcm:path%3A%2FEcopetrol_WCM_Library%2FAS_en%2FNoticias%2Fecopetrol-launches-ronda-campos-2020

Permian

Como se anunció en el trimestre anterior, los socios del *Joint Venture* (JV) reactivaron las operaciones a finales de julio, basados en un nuevo plan de desarrollo para el 2020 ajustado a la perspectiva de precios. La actividad para el resto del 2020 consiste principalmente en la campaña de perforación de 22 nuevos pozos que serán completados y puestos en producción en 1T21. De estos, 5 pozos fueron perforados durante 3T20. De esta forma, para fines de 2020, se espera contar en total con 22 pozos en producción, una producción promedio neta estimada para el Grupo Ecopetrol en un rango entre 5 y 5.5 kbped (antes de regalías) y 22 pozos perforados y en espera de completamiento. Adicionalmente, se han asegurado las actividades de transferencia de conocimiento, para lo cual se han incorporado a la fecha 16 empleados de Ecopetrol como *secondees* de la operación del JV.

Tabla 6: Producción Bruta - Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	3T 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)
Crudo	500.1	543.1	(7.9%)	520.5	548.3	(5.1%)
Gas Natural	119.9	117.6	2.0%	119.0	114.6	3.8%
Total Ecopetrol S.A.	620.1	660.7	(6.1%)	639.5	662.9	(3.5%)
Crudo	18.9	20.6	(8.3%)	20.3	20.8	(2.4%)
Gas Natural	18.0	8.6	109.3%	13.8	8.6	60.5%
Total Hocol	36.9	29.2	26.4%	34.1	29.4	16.0%
Crudo	0.0	7.9	(100.0%)	1.5	8.1	(81.5%)
Gas Natural	0.0	5.0	(100.0%)	1.2	5.0	(76.0%)
Total Equión*	0.0	12.9	(100.0%)	2.7	13.1	(79.4%)
Crudo	3.0	3.5	(14.3%)	3.1	3.6	(13.9%)
Gas Natural	0.9	1.3	(30.8%)	0.9	1.2	(25.0%)
Total Savia*	3.9	4.8	(18.8%)	4.0	4.8	(16.7%)
Crudo	9.9	10.3	(3.9%)	10.7	11.4	(6.1%)
Gas Natural	1.8	1.6	12.5%	1.8	1.8	0.0%
Total Ecopetrol America	11.7	11.9	(1.7%)	12.5	13.2	(5.3%)
Crudo	6.1	0.0	-	3.7	0.0	-
Gas Natural	2.3	0.0	-	1.2	0.0	-
Total Rodeo Midland Basin	8.4	0.0	-	4.9	0.0	-
Crudo	538.0	585.4	(8.1%)	559.8	592.2	(5.5%)
Gas Natural	143.0	134.1	6.6%	137.9	131.2	5.1%
Total Grupo Ecopetrol	680.9	719.5	(5.4%)	697.7	723.4	(3.6%)

*Equión y Savia se incorporan en los Estados Financieros a través del método de participación. 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, 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.

Costo de Levantamiento

Tabla 7: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol

USD/BI	3T 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	7.22	8.53	(15.4%)	7.14	8.79	(18.8%)	18.8%
Costo de Dilución**	2.63	4.00	(34.3%)	2.53	4.32	(41.4%)	100.0%

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

Para el 3T20, el costo de levantamiento se situó en 7.22 USD/BI, -1.31 USD que en el mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por:

Efecto costo (-0.59 USD/BI):

- Disminución de la actividad, principalmente en mantenimiento de subsuelo, por reprogramación de intervención de servicios a pozos debido a las restricciones impuestas por el manejo de la pandemia.
- Desplazamiento de actividades de bajo riesgo en la línea de servicios contratados.
- Menor ejecución en servicios de soporte debido a mayores eficiencias identificadas en la operación y renegociación de algunos contratos.

Efecto volumen (+ 0.14 USD/BI): por menor producción.

Efecto tasa de cambio (-0.86 USD/BI): mayor tasa de cambio de +392 pesos/dólar al expresar los costos en pesos a dólares.

Costo de Dilución

Para el 3T20, el costo de dilución se situó en 2.63 USD/BI, lo que representa una disminución de 1.37 USD/BI versus 3T19, explicado principalmente por:

- Menor precio en compra de nafta (-13.0 USD/BI), por condiciones de mercado.
- Menor compra de barriles de nafta (-10.8 kbd), por la menor producción de crudos pesados.

Efecto de la tasa representativa de mercado por devaluación del peso frente al dólar en +392 pesos/dólar al expresar los costos en pesos a dólares.

Resultados Financieros del Segmento

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

Miles de Millones (COP)	3T 2020	3T 2019	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	9,684	13,260	(3,576)	(27.0%)	26,190	38,389	(12,199)	(31.8%)
Depreciación, amortización y agotamiento	1,565	1,522	43	2.8%	4,609	4,288	321	7.5%
Costos variables	4,102	5,422	(1,320)	(24.3%)	12,580	15,131	(2,551)	(16.9%)
Costos fijos	2,193	2,417	(224)	(9.3%)	6,746	7,106	(360)	(5.1%)
Costo de ventas	7,860	9,361	(1,501)	(16.0%)	23,935	26,525	(2,590)	(9.8%)
Utilidad bruta	1,824	3,899	(2,075)	(53.2%)	2,255	11,864	(9,609)	(81.0%)
Gastos operacionales y exploratorios	848	559	289	51.7%	951	1,615	(664)	(41.1%)
Utilidad operacional	976	3,340	(2,364)	(70.8%)	1,304	10,249	(8,945)	(87.3%)
Ingresos (gastos) financieros	(565)	(480)	(85)	17.7%	(1,087)	(314)	(773)	246.2%
Resultados de participación en compañías	(24)	50	(74)	(148.0%)	(38)	154	(192)	(124.7%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	387	2,910	(2,523)	(86.7%)	179	10,089	(9,910)	(98.2%)
Provisión impuesto a las ganancias	(168)	(1,013)	845	(83.4%)	(65)	(3,365)	3,300	(98.1%)
Utilidad neta consolidada	219	1,897	(1,678)	(88.5%)	114	6,724	(6,610)	(98.3%)
Interés no controlante	19	15	4	26.7%	61	44	17	38.6%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	238	1,912	(1,674)	(87.6%)	175	6,768	(6,593)	(97.4%)
Gasto por impairment de activos de largo plazo	0	0	0	-	(518)	0	(518)	-
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	0	0	-	151	0	151	-
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	238	1,912	(1,674)	(87.6%)	(192)	6,768	(6,960)	(102.8%)
EBITDA	2,642	5,010	(2,368)	(47.3%)	4,849	14,979	(10,130)	(67.6%)
Margen EBITDA	27.3%	37.8%	-	(10.5%)	18.5%	39.0%	-	(20.5%)

El EBITDA ajustado sin incluir el efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario para el 3T20 es de COP 2,763 mil millones y para el periodo enero-septiembre 2020 es de COP 5,101 mil millones.

Los ingresos del 3T20 disminuyeron frente al 3T19 principalmente por la caída en el precio de la canasta de crudos y un menor volumen de ventas dada la disminución en producción. Este impacto fue compensado parcialmente por una mayor devaluación del peso frente al dólar, entrada en operación en Permian, adquisición del 43% de Guajira sobre la asociación Guajira por parte de Hocol, recibo de Piedemonte proveniente de Equion, y entrada en operación de la Planta de GLP en Cupiagua.

El costo de ventas del 3T20 disminuyó frente al 3T19 como resultado de:

- Reducción de costos principalmente por el plan de optimizaciones adoptado por la Compañía y menor actividad. Lo anterior se observa principalmente en: i) menor actividad de subsuelo, ii) menores servicios contratados y, iii) disminución en materiales y suministros, contrarrestado por iv) un incremento en los costos de energía.
- Menor costo en compras por caída de los precios de crudo y disminución en el volumen de diluyente, contrarrestado parcialmente por mayor volumen de crudo de terceros (nuevos acuerdos comerciales) y por el efecto de una mayor tasa de cambio promedio. Adicionalmente, se presenta acumulación de inventarios de crudo.

Menor costo de transporte, principalmente por: i) no ejecución de ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario dado mayores días de operación del Oleoducto Caño Limón y ii) menor volumen transportado, contrarrestado por iii) mayor tasa de cambio.

Los gastos operacionales (netos de ingresos) del 3T20 aumentaron frente al 3T19 principalmente por:

- Reconocimiento del plan de retiro voluntario.
- Mayores gastos exploratorios por el reconocimiento en resultados de *leases* exploratorios en Ecopetrol América (Haleakala, Longfellow y Mackenzie).

El gasto financiero neto (no operacional) del 3T20 frente a 3T19 aumenta principalmente por: i) mayores intereses asociados al incremento del endeudamiento, ii) menores valoraciones de portafolio de títulos, iii) efecto de la tasa de cambio sobre los intereses financieros de la deuda en dólares por efecto de la devaluación del peso frente al dólar, y iv) efecto de valoración asociado a la posición neta pasiva en dólares del segmento.

2. TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	3T 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)
Crudo	754.2	880.3	(14.3%)	794.3	877.4	(9.5%)
Productos	225.2	277.1	(18.7%)	219.6	272.6	(19.4%)
Total	979.4	1,157.4	(15.4%)	1,013.9	1,150.0	(11.8%)

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

Crudos: Los volúmenes transportados durante el 3T20 disminuyeron un 14.3% frente al mismo periodo del 2019 en línea con la menor producción del país. Aproximadamente el 81.9% del volumen de crudo transportado durante el trimestre fue de propiedad del Grupo Ecopetrol.

Los menores tiempos de mantenimiento para la reparación del oleoducto Caño Limón-Coveñas han permitido que éste opere más días y que no se hayan realizado ciclos de reversión del oleoducto Bicentenario en lo corrido del año 2020. Como resultado de lo anterior, en el 3T20 la evacuación de los corredores Ayacucho-Coveñas de 16” y 24” se incrementó un 26.25% (+22.71 kbpd) versus lo evacuado en el 3T19.

En el 3T20 se presentaron 8 atentados a la infraestructura, 66% menos que en 3T19 y 38% menos que en 2T20. Por otro lado, la intervención de válvulas ilícitas en los sistemas también disminuyó, tanto en crudos como en refinados, en 35.1% y 13.0% respectivamente, para un total de 246 válvulas ilícitas en 3T20.

Productos Refinados: En 3T20 los volúmenes de refinados disminuyeron 18.7% frente a lo transportado en 3T19 principalmente por el efecto de la prolongación de los confinamientos y las restricciones de movilidad debido a las medidas para afrontar la pandemia. No obstante, en el mes de septiembre se evidenció una recuperación del consumo de gasolina motor y diésel, con volúmenes transportados cercanos a los niveles previos a la pandemia (94% y 86%, respectivamente). Aproximadamente el 37.4% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol.

Durante el 3T20 el corredor Galán - Bucaramanga mantuvo mayores volúmenes transportados versus el 3T19, ya que la demanda regular de la zona de frontera ha venido siendo atendida con una mayor proporción de combustible local.

Costo por Barril Transportado

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	3T 2020	3T 2019*	Δ (%)	9M 2020	9M 2019*	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	3.12	3.06	1.9%	3.02	3.02	-0.2%	7.0%

Nota: Costo recalculado por ajuste de volúmenes 3T19 y 9M19, debido a cambios en la compensación volumétrica de calidad (CVC) del segmento, asociado a oficialización de balances volumétricos.

Para el 3T20, el costo por barril transportado se situó en 3.12 USD/BI, +0.06 USD/BI frente al mismo período del año anterior, explicado principalmente por:

- **Efecto costo (-0.10 USD/BI):** Una reducción en el indicador de costo por barril debido a optimizaciones y desplazamiento de actividad asociado a la caída de precios y a la ejecución de menores costos variables por el menor volumen transportado.
- **Efecto volumen (+0.48 USD/BI):** Menores barriles evacuados en 2020 por poliductos (-52 kbd) y crudos (-126 kbd) por caída de producción asociada a contingencia de precios y la menor demanda.
- **Efecto tasa de cambio (-0.32 USD/BI):** Mayor tasa de cambio de +392 pesos/dólar al re-exresar los costos en pesos a dólares.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	3T 2020	3T 2019	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	2,986	3,455	(469)	(13.6%)	9,133	9,719	(586)	(6.0%)
Depreciación, amortización y agotamiento	336	315	21	6.7%	972	918	54	5.9%
Costos variables	129	179	(50)	(27.9%)	425	520	(95)	(18.3%)
Costos fijos	371	394	(23)	(5.8%)	1,123	1,130	(7)	(0.6%)
Costo de ventas	836	888	(52)	(5.9%)	2,520	2,568	(48)	(1.9%)
Utilidad bruta	2,150	2,567	(417)	(16.2%)	6,613	7,151	(538)	(7.5%)
Gastos operacionales	201	207	(6)	(2.9%)	560	389	171	44.0%
Utilidad operacional	1,949	2,360	(411)	(17.4%)	6,053	6,762	(709)	(10.5%)
Ingresos (gastos) financieros	(57)	397	(454)	(114.4%)	382	44	338	768.2%
Resultados de participación en compañías	0	1	(1)	(100.0%)	(2)	2	(4)	(200.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,892	2,758	(866)	(31.4%)	6,433	6,808	(375)	(5.5%)
Provisión impuesto a las ganancias	(608)	(903)	295	(32.7%)	(2,002)	(2,255)	253	(11.2%)
Utilidad neta consolidada	1,284	1,855	(571)	(30.8%)	4,431	4,553	(122)	(2.7%)
Interés no controlante	(271)	(354)	83	(23.4%)	(872)	(978)	106	(10.8%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	1,013	1,501	(488)	(32.5%)	3,559	3,575	(16)	(0.4%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	0	(1)	1	(100.0%)	2	0	2	-
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	0	0	-	(1)	0	(1)	-
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,013	1,500	(487)	(32.5%)	3,560	3,575	(15)	(0.4%)
EBITDA	2,316	2,721	(405)	(14.9%)	7,133	7,795	(662)	(8.5%)
Margen EBITDA	77.6%	78.8%	-	(1.2%)	78.1%	80.2%	-	(2.1%)

El EBITDA ajustado sin incluir el efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario para el 3T20 es de COP 2,330 mil millones y para el periodo enero-septiembre 2020 es de COP 7,156 mil millones.

Los ingresos del 3T20 disminuyeron frente al 3T19 principalmente debido a: i) menores volúmenes transportados tanto en crudo como en productos refinados como consecuencia de la emergencia sanitaria, ii) el no reconocimiento de los contratos Ship or Pay en disputa en cumplimiento de IFRS 15; compensado parcialmente por una mayor tasa de cambio promedio.

El costo de ventas del 3T20 disminuyó frente al 3T19 principalmente como resultado de: i) menores costos variables de materiales y energía eléctrica debido a la disminución en volúmenes transportados, ii) postergación de actividades de mantenimiento y iii) la estrategia de optimización de costos implementada para hacer frente al nuevo escenario de precios. Por otro lado, los gastos operacionales del 3T20 estuvieron en los mismos niveles frente al 3T19.

El gasto financiero neto (no operacional) del 3T20 frente a 3T19 incrementó principalmente por i) costos asociados al refinanciamiento de bonos de Ocesa, ii) menores rendimientos del portafolio, y iii) menor ingreso por diferencia en cambio comparado con el 3T19.

3. REFINACIÓN

El desempeño del segmento de refinación estuvo marcado por la estabilidad operativa de todas las unidades de negocio, a pesar del impacto negativo de la pandemia. Se destaca además el importante logro de tener cero incidentes de seguridad personal y de procesos registrables durante el 3T20.

Durante el 3T20 el segmento logró mejorar sus resultados conforme con la paulatina recuperación de las cargas de las distintas unidades, el incremento de la demanda de los principales productos, tanto a nivel nacional como internacional, y la estabilidad de las operaciones. Sin embargo, aún se mantiene el debilitamiento en los precios de los combustibles a nivel internacional, lo que ha deteriorado los márgenes de refinación en 3T20 frente al mismo período del año anterior.

En 3T20 las refinerías alcanzaron una carga consolidada de 324 kbd y un margen bruto integrado de 7.4 USD/BI, frente a 254.6 kbd y 6.2 USD/BI en 2T20. Las refinerías han venido incrementando sostenidamente sus niveles de carga desde el mes de mayo, recuperando en septiembre la carga en un 50% frente a la registrada en el mes de abril, el más crítico en lo corrido del 2020.

Refinería de Cartagena

La refinería presentó un buen desempeño operacional y alcanzó dos récords históricos mensuales dentro del trimestre: una carga 100% con crudos nacionales en septiembre, maximizando sus márgenes, y un rendimiento de destilados medios mayor al 65% durante el mes de julio. Las operaciones continúan ajustándose conforme al entorno de demanda nacional e internacional, mostrando una positiva recuperación en la carga, el factor de utilización y el margen bruto de refinación durante el 3T20 frente a los resultados del 2T20. A cierre de septiembre, la carga de la refinería fue de 157.7 kbd, mostrando un crecimiento del 43% frente al registro del mes de abril, y retornando a los niveles de normalidad operativa.

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

Refinería de Cartagena	3T 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)
Carga* (kbd)	144.7	160.5	(9.8%)	136.0	154.9	(12.2%)
Factor de Utilización (%)	85.2%	88.3%	(3.5%)	73.0%	86.2%	(15.3%)
Producción Refinados (kbpd)	140.3	155.3	(9.7%)	129.7	149.3	(13.1%)
Margen Bruto (USD/BI)	5.5	8.4	(34.5%)	6.7	8.7	(23.0%)

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

Refinería de Barrancabermeja

Durante 3T20 la refinería presentó un desempeño operativo estable y ajustado al entorno de la demanda doméstica. Se ejecutó de manera exitosa el mantenimiento de la Unidad Prime G y Azufre IV, asegurando su

confiabilidad y contribuyendo con la mejora en la calidad de la gasolina doméstica en cuanto a su contenido de azufre, en línea con los planes establecidos internamente en lo relativo a la mejora en la calidad de los combustibles para el mercado local.

Frente al 2T20, se observa una recuperación en los principales indicadores operativos que mostraron crecimientos de: 30% en la carga, 27% en el factor de utilización, y 32% en el margen bruto de refinación.

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

Refinería de Barrancabermeja	3T 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)
Carga* (kbd)	179.2	228.0	(21.4%)	172.0	217.5	(20.9%)
Factor de Utilización (%)	62.4%	85.3%	(26.8%)	62.1%	82.1%	(24.3%)
Producción Refinados (kbpd)	182.0	233.0	(21.9%)	175.1	220.1	(20.4%)
Margen Bruto (USD/BI)	9.0	11.5	(21.7%)	8.8	10.8	(18.5%)

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

Esenttia

En lo corrido del año, Esenttia ha mostrado una operación confiable con sólidos resultados. Durante el 3T20 presentó dos récords históricos trimestrales: la mayor producción de polipropileno, de 173.6 kton, y el mayor volumen de ventas, de 147.2 kton. A pesar de los retos del entono, Esenttia ha logrado un mejor posicionamiento comercial en los mercados de Estados Unidos y Centro América. Adicionalmente, ha liderado iniciativas para combatir la pandemia, en alianza con compañías del grupo y de la industria de plásticos en Colombia, asegurando la entrega de insumos clave para la protección y tratamiento de la enfermedad como válvulas, caretas y elementos de protección.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 14: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	3T 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	4.94	4.21	17.3%	5.01	4.55	10.1%	14.9%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

Para el 3T20, el costo de caja de refinación aumentó 0.73 USD/BI frente al mismo período del año anterior, explicado principalmente por:

Efecto Costo y Volumen (+1.48 USD/BI): mayor costo unitario principalmente originado por menores cargas de crudo de las refinerías (-64.5 kbd) debido a ajustes operacionales ocasionados por la reducción de la demanda, compensados parcialmente por optimizaciones de costos y gastos.

Efecto Tasa de Cambio (-0.75 USD/BI): Mayor tasa de cambio de +392 pesos/dólar al re-expresar los costos en pesos a dólares.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 15: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	3T 2020	3T 2019	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	6,139	9,951	(3,812)	(38.3%)	18,533	28,728	(10,195)	(35.5%)
Depreciación, amortización y agotamiento	395	329	66	20.1%	1,104	983	121	12.3%
Costos variables	5,182	8,762	(3,580)	(40.9%)	16,000	25,660	(9,660)	(37.6%)
Costos fijos	425	545	(120)	(22.0%)	1,405	1,502	(97)	(6.5%)
Costo de ventas	6,002	9,636	(3,634)	(37.7%)	18,509	28,145	(9,636)	(34.2%)
Utilidad bruta	137	315	(178)	(56.5%)	24	583	(559)	(95.9%)
Gastos operacionales	382	304	78	25.7%	1,171	889	282	31.7%
Utilidad (Pérdida) operacional	(245)	11	(256)	(2,327.3%)	(1,147)	(306)	(841)	274.8%
Ingresos (gastos) financieros	(335)	(566)	231	(40.8%)	(1,517)	(1,114)	(403)	36.2%
Resultados de participación en compañías	39	5	34	680.0%	132	12	120	1,000.0%
Pérdida antes de impuesto a las ganancias	(541)	(550)	9	(1.6%)	(2,532)	(1,408)	(1,124)	79.8%
Provisión impuesto a las ganancias	201	147	54	36.7%	858	305	553	181.3%
Pérdida neta consolidada	(340)	(403)	63	(15.6%)	(1,674)	(1,103)	(571)	51.8%
Interés no controlante	(38)	0	(38)	-	(102)	0	(102)	-
Pérdida neta antes de impairment	(378)	(403)	25	(6.2%)	(1,776)	(1,103)	(673)	61.0%
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(22)	2	(24)	(1,200.0%)	(710)	3	(713)	(23,766.7%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	4	0	4	-	131	0	131	-
Pérdida neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	(396)	(401)	5	(1.2%)	(2,355)	(1,100)	(1,255)	114.1%
EBITDA	297	539	(242)	(44.9%)	524	1,121	(597)	(53.3%)
Margen EBITDA	4.8%	5.4%	-	(0.6%)	2.8%	3.9%	-	(1.1%)

El EBITDA ajustado sin incluir el efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario para el 3T20 es de COP 311 mil millones y para el periodo enero-septiembre 2020 es de COP 586 mil millones.

Los ingresos del 3T20 presentaron una disminución con respecto al 3T19 principalmente por los menores volúmenes de productos vendidos y los menores precios de la canasta de productos asociados a factores de mercado. Este efecto estuvo parcialmente compensado por un impacto positivo en la tasa de cambio promedio, los ingresos generados por Invercolsa y el resultado de Esenttia, que presentó un récord de ventas en el trimestre.

El costo de ventas presentó una disminución en el 3T20 frente al 3T19, principalmente por: i) menores precios de la dieta de crudos de las refinerías, ii) un menor volumen de crudo cargado por la contracción de la demanda, y iii) menores volúmenes de importaciones de diésel y menores precios de importaciones, tanto en diésel como en gasolinas. Adicionalmente, dos efectos impactaron negativamente el costo de ventas: i) una mayor tasa de cambio promedio, y ii) un consumo de productos del inventario en combinación con el efecto de su valoración.

Los gastos operacionales aumentaron en el 3T20 versus el 3T19 principalmente por: i) reconocimiento del costo fijo de las plantas en la refinería de Barrancabermeja que suspendieron temporalmente su producción, dada la coyuntura sanitaria y disminución en la demanda de productos, ii) la consolidación de Invercolsa y, iii) el reconocimiento del plan de retiro voluntario.

El resultado financiero (no operacional) del 3T20 versus 3T19 tuvo un impacto positivo por el efecto de la ampliación de la cobertura de inversión neta en el extranjero, para mitigar el impacto por diferencia en cambio dada la posición neta en el segmento, que compensa el impacto de mayores intereses por emisión de deuda en dólares.

El resultado EBITDA para el 3T20 fue el mejor en lo corrido del año, pese a que no se han logrado recuperar las cargas y los márgenes previos a la pandemia. Se resaltan las eficiencias en costos y los buenos resultados de Esenttia debido a su entorno favorable en el sector petroquímico, que compensan de manera positiva los resultados.

IV. Medio Ambiente, Inversión Social y Gobierno Corporativo

Iniciativa “Apoyo País” ante COVID-19

A la fecha, el Grupo Ecopetrol ha entregado el 59% de los COP 88 mil millones anunciados. La importación de equipos médicos avanza y se culminará en 2021. Se han entregado 149,640 mercados, 1,481,448 unidades de elementos de protección personal, 210,530 litros de productos de limpieza y equipos médicos. Así mismo, se han comprometido COP 24 mil millones en convenios con fundaciones prestadoras de servicios de salud, participación en iniciativas del Gobierno Nacional y fundaciones sociales, convenios con institutos de investigación y desarrollo y apoyos solidarios a población vulnerable.

En innovación y tecnología, el Centro de Innovación y Tecnología ICP concretó convenios de investigación con la Universidad de la Sabana para el desarrollo de ventiladores mecánicos y con Ninnox para el desarrollo de un laboratorio móvil para pruebas PCR⁴.

Así mismo se concretaron pagos por COP 3.7 mil millones por parte del Grupo Ecopetrol para apoyar la iniciativa “Comparto mi Energía” de Ministerio de Minas y Energía, que soportará a más de 33 mil familias de estratos 1 y 2 en el pago de sus facturas de energía a nivel nacional.

Comunidades

En el marco de la construcción de relaciones de confianza con los grupos étnicos, se destaca la gestión adelantada en materia de ayudas humanitarias para la comunidad U'wa de los departamentos de Arauca, Santander, Norte de Santander y Boyacá; estas ayudas estuvieron representadas en 67,000 elementos de bioseguridad, 2,170 kits alimentarios y 332 kilos de prendas de vestir.

Cambio climático

En el 3T20 Ecopetrol aprobó la estrategia de gestión de emisiones fugitivas y venteos, la cual contempla las siguientes líneas de acción: i) actualización y ajuste del inventario de emisiones, construcción de factores propios de emisión y definición de metas de reducción; ii) incorporación de criterios de diseño y buenas prácticas de ingeniería para reducir emisiones fugitivas y venteos; y iii) implementación del programa LDAR (*Leak Detection and Repair*, como es conocido en la industria por sus siglas en inglés).

Con relación a los avances de descarbonización y el objetivo de incorporar 300 MW de generación basada en energías renovables para 2022, se firmó el contrato que permitirá la construcción del parque solar San Fernando con capacidad de 59 MW. Esta será una de las plantas solares más innovadoras con tecnología de punta en Colombia y la mayor planta de autogeneración renovable en el país. Su construcción iniciará en noviembre de 2020. Así mismo, se lanzó el proceso competitivo de la Ola 2 para la contratación de proyectos de energías renovables por 112 MW para Rubiales, Huila, Casabe, Cantagallo y Ocelote. En términos de generación eólica, se tienen prospectos identificados por 80 MW a 2022 en la Costa Atlántica y Huila. En agosto se adjudicó la medición eólica en el lote Casablanca, adyacente a la Refinería de Cartagena.

Así mismo, como parte de la agenda de biodiversidad, anunciamos nuestra participación en la iniciativa “Sembrar Nos Une”, impulsada por el Gobierno Nacional, con la que proyectamos la siembra de seis millones de árboles al 2022. Desde 2018 hemos sembrado 1.8 millones de árboles y esperamos sembrar en el último trimestre del año 457,000 árboles más, para superar el millón proyectado para 2020; y en los próximos dos años, cuatro millones de árboles adicionales.

En el tercer trimestre, la Compañía retomó su participación voluntaria en el *Dow Jones Sustainability Index (DJSI)* y en el *Carbon Disclosure Project CDP*; con relación a este último, presentó los cuestionarios *CDP Climate*

⁴ PCR: Reacción en cadena de la polimerasa para COVID-19

Change y *CDP Water Security*. Así mismo, la compañía avanzó en la gestión de asuntos ambientales, sociales y de gobernanza (ESG) y en la divulgación del avance alcanzado para atender las expectativas de inversionistas y demás grupos de interés, prestando particular atención a temas relacionados con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) con especial atención en el frente de cambio climático (ODS 13- Acción por el Clima) y la gestión del recurso hídrico (ODS 6- Agua Limpia y Saneamiento), entre otros.

En agosto, Ecopetrol oficializó su adhesión al *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA)*, para promover avances en el desempeño ambiental y social de la industria del petróleo y el gas. A través de esta relación se espera propender por el intercambio de mejores prácticas y conocimiento de sostenibilidad con empresas pares y otras asociaciones de la industria, fortaleciendo así la gestión de asuntos TESG (Tecnología, Medio Ambiente, Social y de Gobierno) de Ecopetrol.

Agua

En 3T20 Ecopetrol reutilizó 21 millones de metros cúbicos de agua (1.4 millones de barriles por día), con una ligera disminución del 5% con respecto al mismo período del año anterior. En el acumulado al cierre del 3T20 se han reutilizado cerca de 69 millones de metros cúbicos, que equivalen al 64% del total de agua requerida para operar. Adicionalmente, en 3T20 se reusaron 794 mil metros cúbicos de aguas de producción tratadas (54 mil barriles por día) en actividades agrícolas y pecuarias en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) del campo Castilla, que equivale a un aumento cercano al 500% con respecto al mismo período del año anterior.

Inversión Social y Ambiental

Al 3T20, el Grupo Ecopetrol destinó recursos para inversión social, gestión ambiental y relacionamiento en proyectos e iniciativas del portafolio de desarrollo sostenible por un valor de COP 192 mil millones⁵. Esta inversión se divide así: 1. Inversión social y ambiental estratégica (COP 172.7 mil millones de pesos), en las líneas de acceso a servicios públicos, educación, deporte y salud, infraestructura pública y comunitaria, desarrollo rural, emprendimiento y desarrollo empresarial, fortalecimiento institucional, gestión integral del agua, economía circular y biodiversidad, y 2. Inversión social y ambiental obligatoria (COP 19.5 mil millones) discriminada así: i) Obligaciones sociales legales por COP 14.3 mil millones, ii) programas de beneficio a las comunidades (PBC) por COP 156 millones, iii) consulta previa por COP 692 millones y iv) compensación e inversión del 1% por COP 4.3 mil millones).

Gobierno Corporativo

Durante el 3T20, la Junta Directiva y sus Comités de apoyo aprobaron una modificación a sus reglamentos internos con el fin de i) actualizar su texto a las reformas estatutarias realizadas durante los últimos dos años, ii) armonizar los reglamentos de los Comités de apoyo con el reglamento de la Junta Directiva; y, iii) otros cambios, tendientes a homogenizar el funcionamiento de estos órganos e incorporar alternativas de cara a la situación actual.

Dentro de estas modificaciones, vale la pena resaltar la adición que se realizó en el nombre del Comité de Compensación que ahora se denomina Comité de Compensación, Nominación y Cultura, apalancando la transformación cultural que viene adelantando el Grupo Ecopetrol.

⁵ A partir del 3T20, se incluirá en el reporte la inversión estratégica financiada a través de obras por impuestos de Ecopetrol S.A. e inversiones obligatorias por compensación e inversión del 1%.

Tecnología

Las inversiones en la agenda de innovación y tecnología avanzan según lo planeado, lo cual ha permitido a la organización adecuarse a las condiciones generadas por la pandemia. En los nueve primeros meses del año, se invirtieron USD 35 millones en los diferentes frentes de la transformación digital. A la fecha, se han obtenido beneficios por parte de proyectos que componen la agenda digital, como: Base de datos Petrotécnica, Margen Bruto de Refinación, Campos Integrados, Gestión Volumétrica y Gestión Digital de Inversiones.

Adicionalmente, en campo D (Fabrica Digital), se han generado beneficios por la mayor productividad de los equipos y costos evitados, con los productos AVE⁶ y los robots implementados para apoyar procesos de energía, logística y contratación.

V. Presentación de Resultados

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del tercer trimestre y acumulado de 2020:

Español

28 de octubre de 2020

08:00 a.m. Colombia

09:00 a.m. Nueva York

Inglés

28 de octubre de 2020

10:00 a.m. Colombia

11:00 a.m. Nueva York

Para acceder, estarán disponibles los siguientes enlaces de conexión:

Español:

<https://onlinexperiences.com/Launch/QReq/ShowUUID=D468CD68-83BE-4668-9562-F5797516F2A5&LangLocaleID=1034>

Inglés:

<https://onlinexperiences.com/Launch/QReq/ShowUUID=9062F110-6D2B-4438-AF44-6AFE1E7C8816>

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 [este enlace](#).

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

Juan Pablo Crane De Narváez

⁶ AVE: Asistente de Viajes de Ecopetrol

Teléfono: +571-234-5190 - Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)

Jorge Mauricio Téllez

Teléfono: +571-234-4329 - Correo electrónico: mauricio.tellez@ecopetrol.com.co

Anexos Grupo Empresarial Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	5,795	8,715	(33.5%)	17,696	25,213	(29.8%)
Exterior	6,528	9,299	(29.8%)	18,140	27,053	(32.9%)
Total ingresos	12,323	18,014	(31.6%)	35,836	52,266	(31.4%)
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	2,296	2,166	6.0%	6,685	6,189	8.0%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,513	1,481	2.2%	4,460	4,158	7.3%
Depreciación fijo	783	685	14.3%	2,225	2,031	9.6%
Costos variables	4,038	6,735	(40.0%)	14,304	19,629	(27.1%)
Productos importados	1,361	2,788	(51.2%)	5,489	9,806	(44.0%)
Compras nacionales	2,136	3,131	(31.8%)	5,431	8,261	(34.3%)
Servicio de transporte hidrocarburos	213	208	2.4%	649	598	8.5%
Variación de inventarios y otros	328	608	(46.1%)	2,735	964	183.7%
Costos fijos	2,010	2,339	(14.1%)	6,256	6,870	(8.9%)
Servicios contratados	627	753	(16.7%)	1,997	2,173	(8.1%)
Mantenimiento	531	584	(9.1%)	1,538	1,802	(14.7%)
Costos laborales	557	560	(0.5%)	1,739	1,679	3.6%
Otros	295	442	(33.3%)	982	1,216	(19.2%)
Total costo de ventas	8,344	11,240	(25.8%)	27,245	32,688	(16.7%)
Utilidad bruta	3,979	6,774	(41.3%)	8,591	19,578	(56.1%)
Gastos operacionales	1,300	1,063	22.3%	2,382	2,955	(19.4%)
Gastos de administración	1,201	1,005	19.5%	2,105	2,588	(18.7%)
Gastos de exploración y proyectos	99	58	70.7%	277	367	(24.5%)
Utilidad operacional	2,679	5,711	(53.1%)	6,209	16,623	(62.6%)
Resultado financiero, neto	(957)	(648)	47.7%	(2,221)	(1,426)	55.8%
Diferencia en cambio, neto	(131)	(190)	(31.1%)	(98)	(104)	(5.8%)
Intereses, neto	(570)	(368)	54.9%	(1,529)	(1,052)	45.3%
Ingresos (gastos) financieros	(256)	(90)	184.4%	(594)	(270)	120.0%
Resultados de participación en compañías	15	56	(73.2%)	92	290	(68.3%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,737	5,119	(66.1%)	4,080	15,487	(73.7%)
Provisión impuesto a las ganancias	(575)	(1,770)	(67.5%)	(1,209)	(5,315)	(77.3%)
Utilidad neta consolidada	1,162	3,349	(65.3%)	2,871	10,172	(71.8%)
Interés no controlante	(289)	(339)	(14.7%)	(913)	(932)	(2.0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	873	3,010	(71.0%)	1,958	9,240	(78.8%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	(22)	1	(2,300.0%)	(1,226)	3	(40,966.7%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	4	0	-	281	0	-
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	855	3,011	(71.6%)	1,013	9,243	(89.0%)
EBITDA	5,254	8,270	(36.5%)	12,506	23,934	(47.7%)
Margen EBITDA	42.6%	45.9%	(3.3%)	34.9%	45.8%	(10.9%)

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

Miles de Millones (COP)	Septiembre 30, 2020	Junio 30, 2020	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	7,829	9,248	(15.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	4,783	4,817	(0.7%)
Inventarios	5,510	5,035	9.4%
Activos por impuestos corrientes	3,415	3,094	10.4%
Otros activos financieros	3,213	3,886	(17.3%)
Otros activos	1,974	1,849	6.8%
	26,724	27,929	(4.3%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	31	5	520.0%
Total activos corrientes	26,755	27,934	(4.2%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	3,354	3,357	(0.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	700	691	1.3%
Propiedades, planta y equipo	69,212	68,385	1.2%
Recursos naturales y del medio ambiente	30,885	31,173	(0.9%)
Activos por derecho de uso	288	349	(17.5%)
Intangibles	567	569	(0.4%)
Activos por impuestos diferidos	11,148	10,770	3.5%
Otros activos financieros	983	1,998	(50.8%)
Otros activos	2,389	1,924	24.2%
	119,526	119,216	0.3%
Total activos no corrientes	119,526	119,216	0.3%
Total activos	146,281	147,150	(0.6%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	6,241	9,508	(34.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	10,933	12,980	(15.8%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,972	1,867	5.6%
Pasivos por impuestos corrientes	923	565	63.4%
Provisiones y contingencias	705	762	(7.5%)
Otros pasivos	457	937	(51.2%)
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	94	0	-
	21,325	26,619	(19.9%)
Total pasivos corrientes	21,325	26,619	(19.9%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	47,234	44,162	7.0%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	24	23	4.3%
Provisiones por beneficios a empleados	9,596	9,983	(3.9%)
Pasivos por impuestos diferidos	788	643	22.6%
Pasivos por impuestos no corrientes	142	142	0.0%
Provisiones y contingencias	9,316	9,267	0.5%
Otros pasivos	683	674	1.3%
	67,783	64,894	4.5%
Total pasivos no corrientes	67,783	64,894	4.5%
Total pasivos	89,108	91,513	(2.6%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	53,418	51,651	3.4%
Interés no controlante	3,755	3,986	(5.8%)
	57,173	55,637	2.8%
Total patrimonio	57,173	55,637	2.8%
Total pasivos y patrimonio	146,281	147,150	(0.6%)

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2020	3T 2019	9M 2020	9M 2019
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	855	3,011	1,013	9,243
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	289	339	913	932
Cargo por impuesto a las ganancias	571	1,770	928	5,315
Depreciación, agotamiento y amortización	2,299	2,206	6,818	6,290
Pérdida por diferencia en cambio	131	190	98	104
Costo financiero reconocido en resultados	867	662	2,439	1,972
Pozos secos	64	0	164	154
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes	14	33	18	78
Impairment de activos de corto y largo plazo	(1)	(2)	1,211	32
Pérdida (Ganancia) por valoración de activos financieros	3	134	(40)	45
Pérdida (Ganancia) en operaciones de coberturas con derivados	51	0	(36)	0
Ganancia en combinación de negocios	2	0	(1,437)	0
Ganancia por venta de activos	(1)	3	(2)	0
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(15)	(56)	(92)	(290)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	87	207	312	891
Otros conceptos menores	5	5	13	6
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(1,149)	1,503	(3,939)	(151)
Impuesto de renta pagado	(546)	(696)	(4,530)	(4,474)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	3,526	9,309	3,851	20,147
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,337)	(1,201)	(3,319)	(2,529)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(707)	(1,992)	(4,549)	(4,772)
Adquisiciones de intangibles	(20)	(20)	(40)	(53)
Venta activos mantenidos para la venta e instrumentos de patrimonio	0	(3)	0	0
Venta de otros activos financieros	1,802	459	1,231	1,442
Intereses recibidos	78	106	257	356
Dividendos recibidos	9	13	81	47
Ingresos por venta de activos	5	(1)	13	23
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(170)	(2,639)	(6,326)	(5,486)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	(1,259)	(178)	9,869	(876)
Pago de intereses	(543)	(249)	(1,598)	(1,217)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(75)	(25)	(246)	(169)
Dividendos pagados	(2,910)	(3,082)	(5,247)	(10,057)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(4,787)	(3,534)	2,778	(12,319)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	12	401	450	407
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(1,419)	3,537	753	2,749
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	9,248	5,524	7,076	6,312
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	7,829	9,061	7,829	9,061
Transacciones no monetarias				
Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	10	609	46	609
Operaciones con giros financiados	0	0	489	0

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2020	3T 2019	9M 2020	9M 2019
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	855	3,011	1,013	9,243
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,299	2,206	6,818	6,290
(+/-) Impairment activos a largo plazo	22	(1)	1,226	(3)
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	2	0	(1,437)	0
(+/-) Resultado financiero, neto	957	648	2,221	1,426
(+) Provisión impuesto a las ganancias	571	1,770	928	5,315
(+) Impuestos y otros	259	297	824	731
(+/-) Interés no controlante	289	339	913	932
EBITDA Consolidado	5,254	8,270	12,506	23,934

* El EBITDA consolidado ajustado (Por efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario) para el 3T 2020 es de COP 5,419 mil millones y para el periodo enero-septiembre 2020 es de COP 12,843 mil millones

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (3T20)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	238	(396)	1,013	0	855
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,572	385	342	0	2,299
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	22	0	0	22
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	2	0	0	0	2
(+/-) Resultado financiero, neto	565	335	57	0	957
(+) Provisión impuesto a las ganancias	168	(205)	608	0	571
(+) Otros Impuestos	116	118	25	0	259
(+/-) Interés no controlante	(19)	38	271	(1)	289
EBITDA Consolidado	2,642	297	2,316	(1)	5,254

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 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)
Nacionales	5,992	8,820	(32.1%)	17,144	25,074	(31.6%)
Exterior	4,987	7,227	(31.0%)	14,022	21,086	(33.5%)
Total ingresos	10,979	16,047	(31.6%)	31,166	46,160	(32.5%)
Costos variables	6,716	9,148	(26.6%)	20,941	25,821	(18.9%)
Costos fijos	2,728	2,935	(7.1%)	8,383	8,539	(1.8%)
Costo de ventas	9,444	12,083	(21.8%)	29,324	34,360	(14.7%)
Utilidad bruta	1,535	3,964	(61.3%)	1,842	11,800	(84.4%)
Gastos operacionales	831	629	32.1%	1,020	1,753	(41.8%)
Utilidad operacional	704	3,335	(78.9%)	822	10,047	(91.8%)
Ingresos (gastos) financieros	(1,086)	(878)	23.7%	(3,321)	(1,599)	107.7%
Resultados de participación en compañías	1,108	1,443	(23.2%)	3,079	3,647	(15.6%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	726	3,900	(81.4%)	580	12,095	(95.2%)
Provisión impuesto a las ganancias	129	(889)	(114.5%)	766	(2,852)	(126.9%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	855	3,011	(71.6%)	1,346	9,243	(85.4%)
Gastos por Impairment de activos largo plazo	0	0	-	(468)	0	-
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	0	-	135	0	-
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	855	3,011	(71.6%)	1,013	9,243	(89.0%)
EBITDA	2,343	5,100	(54.1%)	4,440	14,826	(70.1%)
Margen EBITDA	21.3%	31.80%	(10.5%)	14.20%	32.10%	(17.9%)

Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Septiembre 30, 2020	Junio 30, 2020	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,207	5,787	(27.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	4,403	4,817	(8.6%)
Inventarios	3,591	3,261	10.1%
Activos por impuestos corrientes	3,125	2,364	32.2%
Otros activos financieros	4,471	6,474	(30.9%)
Otros activos	1,277	1,274	0.2%
	21,074	23,977	(12.1%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	14	5	180.0%
Total activos corrientes	21,088	23,982	(12.1%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	59,054	56,770	4.0%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	512	507	1.0%
Propiedades, planta y equipo	22,977	22,546	1.9%
Recursos naturales y del medio ambiente	21,305	21,769	(2.1%)
Activos por derecho de uso	3,234	3,337	(3.1%)
Intangibles	203	204	(0.5%)
Activos por impuestos diferidos	5,363	5,135	4.4%
Otros activos financieros	591	1,540	(61.6%)
Otros activos	1,102	1,099	0.3%
	114,341	112,907	1.3%
Total activos	135,429	136,889	(1.1%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	4,292	5,821	(26.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	9,496	11,756	(19.2%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,895	1,810	4.7%
Pasivos por impuestos corrientes	394	372	5.9%
Provisiones y contingencias	607	653	(7.0%)
Otros pasivos	395	914	(56.8%)
	17,079	21,326	(19.9%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	47,723	46,365	2.9%
Provisiones por beneficios a empleados	9,596	9,983	(3.9%)
Pasivos por impuestos diferidos	141	141	0.0%
Pasivos por impuestos no corrientes	103	103	0.0%
Provisiones y contingencias	7,313	7,263	0.7%
Otros pasivos	56	57	(1.8%)
	64,932	63,912	1.6%
Total pasivos	82,011	85,238	(3.8%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	53,418	51,651	3.4%
Total patrimonio	53,418	51,651	3.4%
Total pasivos y patrimonio	135,429	136,889	(1.1%)

Tabla 8: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	3T 2020	3T 2019	% Part.	9M 2020	9M 2019	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	166.3	123.5	44.5%	189.5	149.4	44.4%
Asia	161.3	232.4	43.2%	193.3	175.5	45.3%

América Central / Caribe	15.5	13.7	4.1%	18.1	26.0	4.2%
Otros	0.3	7.9	0.1%	3.1	4.6	0.7%
Europa	14.1	21.6	3.8%	10.9	23.7	2.5%
Costa Oeste EE.UU.	16.2	0.3	4.3%	6.2	9.7	1.5%
América del Sur	0.0	3.1	0.0%	0.0	2.3	0.0%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	5.5	11.0	1.3%
Total	373.7	402.5	100.0%	426.6	402.2	100.0%
Productos - kbped	3T 2020	3T 2019	% Part.	9M 2020	9M 2019	% Part.
América Central / Caribe	41.5	35.7	37.8%	43.5	35.7	40.2%
Costa del Golfo EE.UU.	26.3	6.4	24.0%	19.1	7.3	17.7%
Asia	11.7	24.6	10.7%	12.2	21.5	11.3%
América del Sur	16.9	10.6	15.4%	12.6	8.8	11.7%
Costa Este EE.UU.	6.7	50.5	6.1%	16.2	45.0	15.0%
Europa	6.6	0.0	6.0%	3.4	1.2	3.2%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	1.1	2.2	1.0%
Otros	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Total	109.7	127.8	100.0%	108.1	121.7	19.1%

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 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)
Crudo	179.1	196.1	(8.7%)	175.3	174.0	0.7%
Gas	1.9	3.0	(36.7%)	3.1	2.3	34.8%
Productos	2.4	3.1	(22.6%)	2.6	3.1	(16.1%)
Diluyente	0.3	0.3	0.0%	0.3	0.4	(25.0%)
Total	183.7	202.5	(9.3%)	181.3	179.8	0.8%
Importaciones - kbped	3T 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)
Crudo	0.9	16.8	(94.6%)	12.1	28.9	(58.1%)
Productos	43.7	65.1	(32.9%)	60.1	78.7	(23.6%)
Diluyente	33.9	55.2	(38.6%)	36.4	53.8	(32.3%)
Total	78.5	137.1	(42.7%)	108.6	161.4	(32.7%)
Total	262.2	339.6	(22.8%)	289.9	341.2	(15.0%)

Tabla 10: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Olini Oeste-1	A3	Tolima	Valle Superior del Magdalena	Hocol (100%)	Seco	Enero 3/2020
2	Primero	Aguas Blancas 24	A1	Aguas Blancas	Valle Medio del Magdalena	PAREX 60% (Operador) ECP 40%	Suspendido temporalmente	Enero 19/2020
3	Primero	Lorito Este -1	A3	CPO-09	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol 45%	Suspendido temporalmente	Enero 31 /2020
4	Segundo	Gato do Mato-4	A1	BM-S-54 / Sul de Gato do Mato	Santos	Shell 50% (Operador) Total 20% ECP 30%	Exitoso	Marzo 30 / 2020
5	Segundo	Lorito A1	A1	CPO-09	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol 45%	Suspendido temporalmente	Junio 10 / 2020
6	Segundo	Obiwan-1	A3	YDSN-1	Sinú- San Jacinto	Hocol (100%)	Seco	Junio 25 / 2020
7	Segundo	Saturno-1	A3	Saturno PSC	Santos	Shell 45%-Op, Chevron 45% ECP 10%	En evaluación	Mayo 30 / 2020

8	Tercero	Nafta-1	A3	VMM-6	Valle Medio del Magdalena	ECP (100%)	Suspendido Temporalmente	Agosto 01 / 2020
9	Tercero	Alqamari-1	A3	Putumayo Occidental	Putumayo	ECP (100%)	Suspendido Temporalmente	Agosto 25 / 2020
10	Tercero	Flamencos-2	A1	VMM-6	Valle Medio del Magdalena	ECP (100%)	En Evaluación	Septiembre 25 / 2020

Tabla 11: Iniciativas de Ahorro – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2020	3T 2019	9M 2020	9M 2019
Optimización de los costos de perforación y construcción de facilidades	186.1	448.5	447.4	984.4
Mejora en la gestión comercial	310.5	132.6	612.4	270.0
Mejora en ingresos/márgenes de las refinerías	11.1	138.7	80.5	226.1
Reducción de costos de O&M de las empresas del Midstream	22.7	39.9	76.7	93.5
Estrategia de energía - Ventas de excedentes - Optimización de costos	29.3	30.6	65.0	77.2
Ahorro en áreas de soporte, logística y otros	6.2	9.8	28.3	37.5
Optimizaciones de producción por mejoras operativas	5.0	31.9	15.9	44.6
Optimización operativa	43.7	(18.4)	108.5	17.3
Optimización del costo de caja de refinación	0.0	0.0	0.0	0.0
Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados	0.5	(33.5)	133.4	(12.8)
Transformación digital	7.8	0.0	37.4	0.0
Total	622.8	780.1	1,605.5	1,737.9

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

Indicadores HSE*	3T 2020	3T 2019	9M 2020	9M 2019
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.41	0.54	0.45	0.56
Incidentes ambientales**	3	2	4	6

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