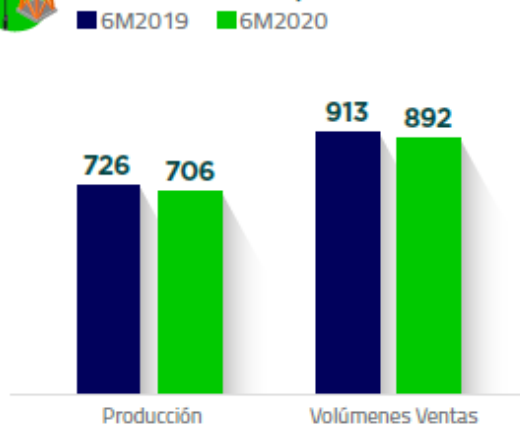


Resultados Segundo Trimestre 2020

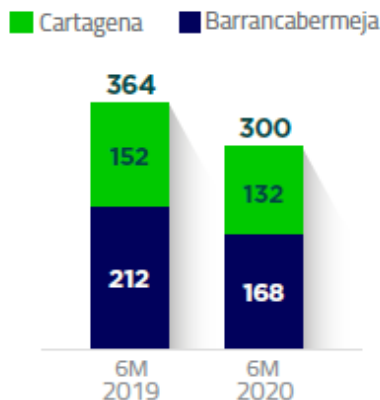
Resiliencia y sostenibilidad ante una coyuntura sin precedentes

Producción y Ventas (kbped)



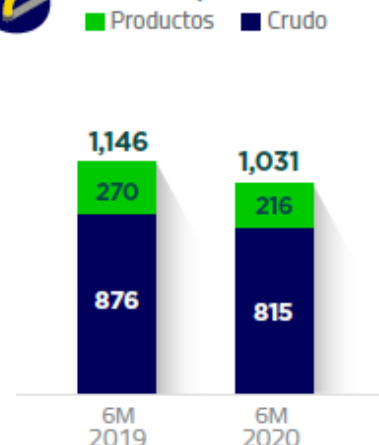
kbped: Miles de barriles de petróleo equivalente por día

Refinación Carga (kbd)



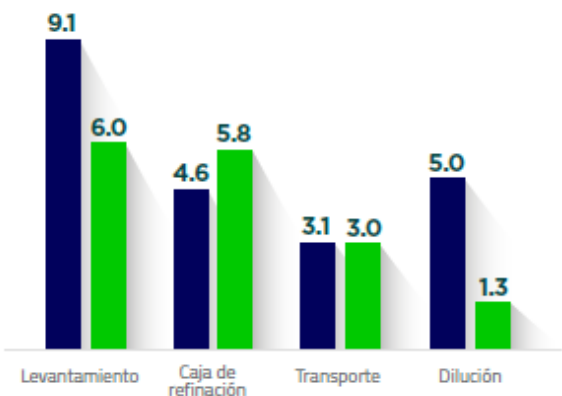
kbd: Miles de barriles por día

Transporte (kbd)



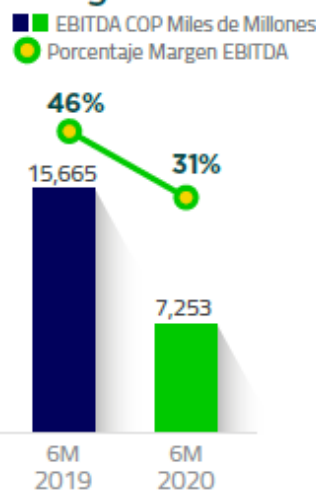
kbd: Miles de barriles por día

Costos USD/BI

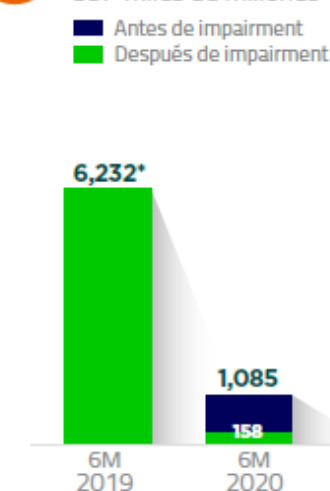


6M: Enero a Junio

EBITDA/ Margen EBITDA



Utilidad Neta COP miles de millones



*Incluye recuperación de Impairment de COP 2 mil millones

APORTES POR MÁS DE COP 88 MIL MILLONES PARA APOYAR AL PAÍS POR COVID-19

NUEVAS METAS 2020 - 2022 Inversión Orgánica USD 11,000-13,000 millones

Operativos

Producción (kbped)	700 - 720
Volumen Transportado (kbd)	1,000 - 1,025
Carga Refinerías (kbd)	300 - 380
Pozos Exploratorios	+30

TESG*

*Tecnología, Ambiental, Social y Gobernanza

Descarbonización
1.8 - 2.0 MtCO₂e / año
al 2022

Capacidad Energías Renovables
~ 300 MW al 2022
Inversión Socioambiental
COP\$ 1.7 Bn 2020-2024

Inversión Innovación
y Tecnología
~ USD 158 M
2020 -2022



En línea con las expectativas anunciadas al cierre del primer trimestre, los resultados del segundo trimestre de 2020 reflejan el impacto de la coyuntura sin precedentes originada por la expansión del COVID-19 en el mundo. Durante el mes de abril se observó el peor comportamiento de los

precios del crudo desde que comenzó la crisis. La acumulación de inventarios y la contracción de la demanda generada por las medidas de aislamiento social implementadas a nivel global llevaron a una reducción del 38% en el precio del crudo Brent en el segundo trimestre de 2020 frente al cierre de 2019, incluso con niveles negativos para el WTI, y por debajo de USD 20 para el Brent durante algunas jornadas. Así mismo, durante el segundo trimestre las ventas de nuestros principales productos presentaron una disminución del 46% frente al promedio de 2019, principalmente en jet (-89%), gasolina (-46%) y diésel (-35%).

Esta nueva realidad requirió un rápido ajuste financiero y operativo que ejecutamos de manera decidida, reforzando el foco en los tres pilares de nuestra estrategia: estricta disciplina de capital, protección de la caja y eficiencia en costos; y crecimiento de reservas y producción rentable.

Gracias a estas intervenciones, aunado a la paulatina mejora de las condiciones de mercado registrada desde mediados de mayo, nuestros **resultados operativos y financieros**, aunque impactados, fueron positivos. Es así como el Grupo Ecopetrol alcanzó una utilidad neta de COP 158 mil millones y un EBITDA de COP 7.3 billones al cierre del primer semestre.

En respuesta a la emergencia sanitaria por el COVID-19, adaptamos nuestras operaciones priorizando el cuidado y la seguridad de nuestros empleados y contratistas, a través de estrictos protocolos de bioseguridad y medidas de prevención, tanto en las zonas de operación como en el trabajo remoto.

Como parte del compromiso del Grupo Ecopetrol con el país, continuamos destinando recursos en

inversión social para hacer frente a la pandemia, por un acumulado de COP 88,000 millones a la fecha, los cuales incluyen: ayudas humanitarias, entrega de elementos de protección personal y limpieza, aportes solidarios para familias vulnerables, entregas de equipos médicos para el fortalecimiento del sistema de salud, vinculación al programa “Comparto mi Energía” para apoyar en el pago del servicio de energía de familias de estrato 1 y 2, a la campaña “Ayudar Nos Hace Bien”, en beneficio de las familias más vulnerables e iniciativas en tecnología e innovación para dotación médica.

Continuamos con la estructuración del programa de **reactivación económica**, el cual tiene como fin apoyar a las entidades territoriales en la implementación de proyectos de corto plazo para generar ocupación productiva local. Como parte de esta iniciativa y para aliviar la crisis financiera de nuestros pequeños y medianos proveedores, Ecopetrol implementó anticipos o “pronto pago” sin descuento por cerca de COP 60,000 millones mensuales, lo que les ha permitido preservar sus actividades económicas, apalancar su flujo de caja, mantener el empleo y mitigar el impacto derivado del COVID-19.

Frente a la **emergencia sanitaria** ocasionada por la pandemia, mantenemos el Comité de Crisis de COVID-19 desde el cual se han desplegado los protocolos y lineamientos para la prevención, control y mitigación de los efectos de la pandemia sobre el personal y para el aseguramiento de la continuidad de las operaciones de la compañía en medio de esta emergencia.

Igualmente, desde nuestro Comité de Crisis de Precios del Petróleo se ha desplegado el plan de contingencia financiero con el que hemos gestionado el impacto económico por la caída de los precios internacionales del petróleo y los cambios en la demanda.

Como respuesta a lo anterior, y en tiempo récord, actualizamos el Plan de Negocio 2020 – 2022, el cual responde a la crisis y protege la sostenibilidad del negocio hacia adelante.

Del nuevo plan se destaca: i) una inversión orgánica de USD 11,000 – 13,000 millones, de los cuales entre USD 3,000 – 3,400 millones se invertirán en 2020, inversión similar a la del 2019 y superior a la cifra anunciada en mayo, ii) niveles sostenibles de



producción rentable en el rango entre 700 – 720 kbped, para lo cual mantenemos el foco en exploración, donde se perforarán más de 30 pozos, recobro mejorado en oportunidades de mayor valor, desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral de Yacimientos No Convencionales en Colombia y continuidad de las inversiones internacionales de más alto potencial; iii) estabilidad en los volúmenes transportados en un rango entre 1,000 – 1,025 kbd, iv) carga creciente en las refinerías en un rango entre 300 - 380 kbd a 2022, con un enfoque en el desarrollo de iniciativas para aumentar el margen de refinación, y v) un foco continuado en reducir costos y gastos sin afectar la confiabilidad y seguridad de las operaciones, lo que nos permitirá alcanzar ahorros acumulados por COP 6.5 billones al 2022.

El frente de Tecnología, Ambiental, Social y Gobernanza (TESG por sus siglas en inglés) sigue siendo una prioridad. Por ello, mantenemos nuestra meta de descarbonización de 1.8 - 2.0 MtCO₂e/año en 2022, capacidad de generación con energías renovables de ~300 MW al 2022, e inversiones socioambientales por COP 1.7 billones entre 2020 y 2024. Así mismo, para acelerar la transformación digital invertiremos cerca de USD 158 millones en innovación y tecnología. El compromiso con el continuo fortalecimiento del gobierno corporativo se ha visto reflejado en una mayor periodicidad de las sesiones de la Junta Directiva, la cual ha realizado seguimiento a todos los aspectos estratégicos de la respuesta a las excepcionales condiciones de entorno actuales.

Frente a los resultados del primer semestre, destacamos que la solidez de nuestra **estrategia comercial** nos ha permitido mantener la operación de nuestras refinerías por encima de sus niveles mínimos y asegurar los ingresos necesarios para viabilizar la operación en nuestros campos.

En la campaña **exploratoria**, durante el primer semestre el Grupo y sus socios completaron la perforación de siete pozos, cinco en Colombia y dos en Brasil. Por su parte, Ecopetrol y Shell continúan avanzando en los proyectos COL-5, Purple Angel y Fuerte Sur, destacando que durante el segundo semestre de 2020 se iniciarán las actividades de monitoreo ambiental necesarias para perforar el primer pozo delimitador en el 2021.

Por su parte, la **producción** promedio del Grupo Ecopetrol cerró en 706 kbped en el primer semestre

de 2020, 19 kbped menos que el mismo periodo de 2019, explicado principalmente por la coyuntura actual, así como por eventos de orden público y bloqueos en los campos Rubiales y Suroriente. Estos impactos fueron compensados en parte por la mayor venta de productos blancos de la Planta de GLP en Cupiagua y el recibo de la operación de los campos Pauto y Floreña realizado en el primer trimestre.

Por otro lado, el negocio de gas ha tenido un aporte significativo en materia de seguridad energética del país, cuyos niveles de reservas hídricas alcanzaron niveles críticos durante mayo y junio. La regulación transitoria permitió que el gas pudiera sustituir la generación hídrica, compensando el impacto en la demanda de gas del Grupo como consecuencia de la emergencia sanitaria.

Frente a Yacimientos No Convencionales, el 7 de julio el Ministerio de Minas y Energía emitió la regulación técnica y se espera que en los próximos meses se emita la regulación ambiental, civil y contractual que permitirá tener el marco regulatorio completo para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII). Dentro del nuevo Plan 2020 – 2022 se mantiene la actividad planeada en el Valle Medio del Magdalena por cerca de USD 127 millones, y recientemente también anunciamos un acuerdo preliminar con ExxonMobil para trabajar conjuntamente en dichos pilotos.

En relación con nuestra actividad en el Permian junto con Oxy, se destaca la reactivación de operaciones planeada para el segundo semestre de 2020. Esta actividad se enfocará principalmente en la perforación de 22 pozos nuevos, que se suman a los 22 ya perforados y en producción. Estos nuevos pozos se completarán y comenzarán producción en el primer trimestre de 2021. Estimamos una producción neta promedio para el Grupo Ecopetrol de ~5.5 kbped en 2020, superior a los 4 - 5 kbped anunciados en el primer trimestre del año. En adición a los méritos económicos, esta reactivación permite continuar con la transferencia de conocimiento y confirma la competitividad de la posición y la alineación con el socio estratégico.

En el segmento de **transporte**, el volumen transportado disminuyó 10% frente al primer semestre de 2019, impactado por la menor producción del país, así como por el menor consumo de crudo por parte de nuestras refinerías. Dada la coyuntura sin precedentes y con el ánimo de mitigar impactos permanentes a los volúmenes, se activó un programa temporal de alivio a remitentes que resultó



en una financiación total de USD 8.7 millones y descuentos comerciales entre 5.5% y 10.0% sobre la tarifa, para los meses de abril y mayo. Así mismo, se flexibilizaron requerimientos volumétricos en algunos contratos *Ship or Pay*. En lo corrido del año no se han realizado ciclos de reversión gracias al mayor número de días de operación del Oleoducto Caño Limón, como resultado de los menores tiempos de mantenimiento para la reparación de este sistema.

El desempeño del segmento de **refinación** estuvo impactado por la caída en demanda asociada al periodo de cuarentena obligatoria, así como en el precio de los principales productos refinados a nivel global. Sin embargo, con la paulatina recuperación de la demanda, las refinerías han venido incrementando sus niveles de carga, alcanzando una carga consolidada de 300 kbd y un margen bruto integrado de 8.1 USD/BI, frente a 364 kbd y 9.7 USD/BI en el primer semestre de 2019.

El 25 de junio de 2020, la Superintendencia de Sociedades decretó la terminación del proceso de reorganización de Bioenergy, filial del Grupo Ecopetrol, y la apertura de un proceso de liquidación judicial en el marco de la ley de insolvencia empresarial 1116 del 2006. Lo anterior se realizará bajo las normas que rigen estos procesos concursales, bajo la dirección de la Superintendencia de Sociedades.

Continuando con nuestro compromiso hacia la transición energética y la preservación del medio ambiente, durante el primer semestre logramos la verificación, por parte de la firma Ruby Canyon Engineering, de la reducción de 687,769 toneladas de CO2 equivalente, las cuales serán objeto de registro para obtener un número equivalente de Certificados de Reducción de Emisiones. Así mismo, en línea con lo anunciado en el primer trimestre, el proceso competitivo para la adjudicación del Parque Solar San Fernando recibió seis ofertas para su construcción. Se trata de la segunda granja solar del Grupo, que tendrá una capacidad de 50 MW y estará ubicado en el municipio de Castilla La Nueva en el Meta, y cuya suscripción del contrato se espera para el mes de agosto. Adicionalmente, continuamos avanzando en la maduración de otros proyectos por cerca de 100 MW de generación solar que se espera sean adjudicados durante la segunda mitad de 2020.

En Ecopetrol estamos comprometidos con la generación de valor sostenible para la sociedad. En el centro de esto, hoy más que nunca, está la seguridad y el cuidado de nuestros empleados y contratistas, la confiabilidad de nuestra operación, y la disciplina financiera que apalanca los resultados. Con nuestras acciones continuamos promoviendo la implementación de mejores prácticas ambientales, así como el desarrollo social y económico de las regiones donde operamos.

Felipe Bayón Pardo
Presidente Ecopetrol S.A.



Bogotá, 4 de agosto de 2020. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPEPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el segundo trimestre y el acumulado de 2020, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

Ecopetrol registró al cierre del primer semestre del 2020 una utilidad neta consolidada de COP 158 mil millones y un EBITDA consolidado de COP 7.3 billones, resultados que reflejan las condiciones de entorno sin precedentes en la industria. La Compañía ejecutó de manera decidida un rápido ajuste financiero priorizando la producción rentable, protección de la caja y eficiencia en costos.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2020	2T 2019	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	8,442	18,309	(9,867)	(53.9%)	23,514	34,251	(10,737)	(31.3%)
Depreciación y amortización	2,236	2,052	184	9.0%	4,388	4,023	365	9.1%
Costos variables	3,570	6,777	(3,207)	(47.3%)	10,266	12,893	(2,627)	(20.4%)
Costos fijos	1,810	2,385	(575)	(24.1%)	4,249	4,531	(282)	(6.2%)
Costo de ventas	7,616	11,214	(3,598)	(32.1%)	18,903	21,447	(2,544)	(11.9%)
Utilidad bruta	826	7,095	(6,269)	(88.4%)	4,611	12,804	(8,193)	(64.0%)
Gastos operacionales y exploratorios	2	1,138	(1,136)	(99.8%)	1,081	1,892	(811)	(42.9%)
Utilidad operacional	824	5,957	(5,133)	(86.2%)	3,530	10,912	(7,382)	(67.7%)
Ingresos (gastos) financieros, neto	(599)	(391)	(208)	53.2%	(1,265)	(776)	(489)	63.0%
Participación en resultados de compañías	77	72	5	6.9%	77	233	(156)	(67.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	302	5,638	(5,336)	(94.6%)	2,342	10,369	(8,027)	(77.4%)
Provisión impuesto a las ganancias	(3)	(1,872)	1,869	(99.8%)	(633)	(3,546)	2,913	(82.1%)
Utilidad neta consolidada	299	3,766	(3,467)	(92.1%)	1,709	6,823	(5,114)	(75.0%)
Interés no controlante	(277)	(280)	3	(1.1%)	(624)	(593)	(31)	5.2%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	22	3,486	(3,464)	(99.4%)	1,085	6,230	(5,145)	(82.6%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	4	1	3	300.0%	(1,204)	2	(1,206)	(60.300.0%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(1)	0	(1)	-	277	0	277	-
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	25	3,487	(3,462)	(99.3%)	158	6,232	(6,074)	(97.5%)
EBITDA*	1,996	8,307	(6,311)	(76.0%)	7,253	15,665	(8,412)	(53.7%)
Margen EBITDA	23,6%	45,4%	-	(21.8%)	30,8%	45,7%	-	(14.9%)

* El Ebitda ajustado (Por efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario) para el 2T 2020 es de COP 2.168 mil millones y para el periodo enero-junio 2020 es de COP 7.425 mil millones

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 (kbpd) 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

Disminución de 53.9 % en los ingresos por ventas del 2T20 versus el 2T19 como resultado combinado de:

- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de -38.6 USD/BI (COP -9.2 billones), principalmente por disminución de los precios realizados frente a la referencia del crudo Brent.
- Efecto por menor volumen de ventas (COP -1.7 billones, -59.4 kbped), principalmente por: i) menores cargas y compras por contracción de la demanda de productos refinados, parcialmente compensado con ii) aumento en la disponibilidad de crudo con destino a exportación y iii) mayores ventas nacionales de gas por entrada en operación de la planta de GLP en Cupiagua y adquisición de la participación en la asociación Guajira por parte de Hocol.
- Menores ingresos de servicios de transporte y otros (COP -0.3 billones).
- Aumento en la tasa de cambio promedio impactando positivamente los ingresos (COP +1.4 billones).

Tabla 2: Ventas Volumétricas - Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (%)
Destilados Medios	87.1	153.8	(43.4%)	117.2	153.6	(23.7%)
Gasolinas	62.4	116.6	(46.5%)	88.5	114.1	(22.4%)
Gas Natural	80.8	75.0	7.7%	81.9	76.6	6.9%
Industriales y Petroquímicos	15.2	21.9	(30.6%)	20.1	22.2	(9.5%)
GLP y Propano	17.2	15.1	13.9%	17.8	15.0	18.7%
Crudo	7.6	5.3	43.4%	6.6	7.1	(7.0%)
Combustóleo	1.5	3.8	(60.5%)	1.8	2.6	(30.8%)
Total Volúmenes Locales	271.8	391.5	(30.6%)	333.9	391.2	(14.6%)
Volumen de Exportación - kbped	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (%)
Crudo	475.0	395.8	20.0%	449.8	402.1	11.9%
Productos	109.9	128.7	(14.6%)	107.2	118.3	(9.4%)
Gas Natural*	1.1	1.2	(8.3%)	1.3	1.5	(13.3%)
Total Volúmenes de Exportación	586.0	525.7	11.5%	558.3	521.9	7.0%
Total Volúmenes Vendidos	857.8	917.2	(6.5%)	892.2	913.1	(2.3%)

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

Ventas en Colombia (32%): menores ventas de 119.7 kbped versus 2T19 que representan una variación de -30.6%, debido principalmente a:

- Caída en la demanda de combustibles debido al aislamiento preventivo obligatorio, lo que significó menores ventas de **destilados medios** por 66.6 kbped y de **gasolina** por 54.2 kbped.
- Mayores ventas de **gas** por la adquisición de Hocol de la participación de Chevron en la Asociación Guajira. Así mismo, la estrategia de ventas a térmicas mediante contratos interrumpibles ha permitido compensar el impacto en la demanda como consecuencia de la emergencia sanitaria.
- Mayor oferta de **GLP** por la entrada de la planta Cupiagua desde septiembre de 2019.
- Menores ventas de productos **industriales y petroquímicos**, especialmente en **asfalto**, dada la reducción en la demanda de estos productos.

Internacional (68%): Aumento de 11.5% 60.3 kbped versus 2T19, debido al efecto combinado de:

- Mayor disponibilidad de **crudo** para exportación, soportada en la estrategia comercial, ante disminución en las cargas de las refinerías por menor demanda nacional de combustibles y productos refinados.
- Menores exportaciones de **productos** por menor carga en el sistema de refinación.



Comportamiento de Precios

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

USD/BI	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (%)
Brent	33.4	68.5	(51.2%)	42.1	66.2	(36.4%)
Canasta Venta Gas Natural	24.0	23.9	0.4%	23.5	24.0	(2.1%)
Canasta Venta Crudo	20.4	63.6	(67.9%)	29.8	59.8	(50.2%)
Canasta Venta Productos	36.5	73.2	(50.1%)	49.9	71.7	(30.4%)

Crudos: La estrategia comercial se centró en la anticipación de las ventas de crudo con enfoque en clientes estratégicos con contratos marco de suministro de largo plazo, lo cual aseguró la colocación de los barriles dentro de las dietas base de sus sistemas de refinación. Durante este periodo se realizó la primera venta con entrega en destino a China DAP de crudo Castilla Blend a refinadores independientes (tradicionalmente las entregas se han hecho FOB en el puerto de exportación en Colombia), fortaleciendo nuestra presencia en ese mercado e incrementando nuestros márgenes.

El almacenamiento de crudos durante el 2T20 fue fundamental en el aseguramiento y la continuidad de las operaciones a lo largo de la cadena de suministro, teniendo en cuenta la disminución de las cargas de nuestras refinерías durante la pandemia. Contar con este almacenamiento evitó la venta de volúmenes en condiciones de mercado desfavorables.

Productos Refinados: En el segundo trimestre de 2020 el diferencial de la canasta de productos versus Brent se debilitó explicado por la coyuntura de mercado a nivel mundial ante la reducción en la demanda, principalmente en gasolina y jet.

Gas Natural: El precio de las ventas de gas se mantuvo estable dado que la mayoría de los volúmenes producidos se encuentran contratados a largo plazo con un precio fijo acordado en dólares, el cual no se encuentra atado al comportamiento del precio del crudo.

El gas sigue siendo un pilar estratégico para el GE. Durante mayo y junio fue fundamental para garantizar la seguridad energética en el país mediante la venta de gas para generación térmica, demostrando ser un negocio flexible en situaciones de crisis.

El GE desarrolló una serie de mecanismos para activar la demanda y disminuir el impacto de la coyuntura económica en el precio del gas para los usuarios finales. Se destacan i) aceptación de declaraciones de fuerza mayor de nuestros clientes por 98 GBTUD en respuesta a la menor demanda, ii) ofrecimiento de opciones comerciales a clientes para mitigar el impacto del alza de la TRM para el periodo abril – junio, con un beneficio de COP \$8.3 miles de millones para el usuario final, iii) ofrecimiento de financiación a comercializadores del mercado regulado que atiende a usuarios de estratos 1 al 4, iv) aseguramiento de contratos comerciales en Hocol para viabilizar la prueba extensa del campo Arrecife, la cual tiene fecha de inicio 1 de agosto, y v) financiación de instalaciones con periodos de gracia y refinanciación de pago de facturas vencidas de usuarios industriales y comerciales con un beneficio de COP \$23 miles de millones, a través de las compañías de Invercolsa.

Costo de Ventas

Depreciación y Amortización: Aumento del 9.0% en el 2T20 frente a 2T19, como resultado de i) mayor nivel de inversión de capital asociado a campañas de recobro mejorado y nuevas perforaciones y 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. Lo anterior parcialmente compensado con una menor tasa de depreciación por mayor incorporación de reservas en 2019 frente a 2018.



Costos Variables: Disminución del 47.3% en el 2T20 frente al 2T19, principalmente por efecto compensado entre:

- Menor costo en compras de crudo, gas y productos (COP -4.5 billones), por i) disminución del precio promedio de compras nacionales e importaciones (COP -2.9 billones), ii) disminución del volumen comprado (COP -2.0 billones, -95.2 kbped) y iii) aumento de la tasa de cambio promedio de las compras (COP +0.4 billones).
- Recuperación parcial del ajuste al valor del inventario de crudo y productos en Ecopetrol y Reficar (COP -0.3 billones) . En marzo se constituyó provisión como resultado de las condiciones de mercado y las normas IFRS, que establecen el reconocimiento del valor del inventario a un valor no menor a su precio de venta, garantizando de esta manera una estimación sobre las posibles pérdidas.
- Consumo de inventarios en cumplimiento de compromisos de venta, ante menores niveles de producción y disminución de volúmenes de compras (COP +1.6 billones) .

Costos Fijos: Disminución del 24.1% en el 2T20 con respecto a 2T19 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 2T20 disminuyeron 99.8% con relación al mismo trimestre del año anterior, principalmente por:

- La adquisición por parte de Hocol del 43% de la participación en el contrato de asociación Guajira que pertenecía a Chevron, la cual generó una valoración de mercado tanto de la porción adquirida como de la preexistente en Ecopetrol S.A. (del 57%). Al comparar dicha valoración frente a los valores pagados y en libros, arroja como resultado un ingreso por USD 350 millones de dólares. El reconocimiento de esta transacción se da bajo el marco normativo IFRS, teniendo en cuenta que se configura una combinación de negocios por etapas.
- Menores gastos exploratorios principalmente por el reconocimiento contable en 2T19 de la actividad exploratoria de los proyectos Tibirita-1, Tibirita-1A y Avila en Caño Sur.

Lo anterior esta compensado parcialmente por:

- Reconocimiento en junio del plan de retiro voluntario de 122 personas.
- Gasto del periodo asociado al cierre temporal de plantas en la refinería de Barrancabermeja, dada la coyuntura sanitaria y disminución en la demanda de productos.
- Apoyos anunciados al país para atender la emergencia sanitaria por COVID-19, relacionados con: ayudas humanitarias, fortalecimiento del sistema de salud y elementos de protección personal para uso médico, entre otros.
- Gastos de operación aduanera por nuevo negocio de venta de crudo con punto de entrega en China.



Resultado Financiero (No Operacional)

Mayor gasto financiero del 2T20 frente al 2T19 por 53.2% , por efecto neto entre:

- Intereses por nueva deuda adquirida en el mes de abril (COP -122 mil millones).
- Incremento en los gastos por intereses de la deuda en moneda extranjera dada la devaluación del peso frente al dólar (COP -67 mil millones).
- Resultado de las coberturas de tipo de cambio de las compañías del GE (COP -19 mil millones).

La **Tasa Efectiva de Tributación** del 2T20 se ubicó en 1.3% frente al 33.2% en el 2T19. La variación se presenta teniendo en cuenta la disminución en la utilidad antes de impuestos y la combinación de tarifas entre las diferentes compañías del Grupo Empresarial. Desde el punto de vista de los resultados acumulados, la tasa efectiva de tributación equivale a 31.3%.

Eventos no recurrentes

Los eventos no recurrentes del 2T20 impactaron los resultados en COP +1.0 billones, principalmente por el reconocimiento de una ganancia en valoración de la adquisición de la participación de Hocol en la asociación Guajira y la participación preexistente de Ecopetrol con efecto en el segmento del Upstream. Lo anterior, compensado parcialmente con el reconocimiento de costos asociados al plan de retiro voluntario, y las ayudas al país por COVID 19.

Los eventos no recurrentes del primer semestre de 2020 impactaron los resultados en COP +78 mil millones, principalmente por los eventos mencionados anteriormente. Esto fue compensado con el reconocimiento de impairment de activos de largo plazo durante el primer trimestre de 2020 y de los costos asociados al plan de retiro voluntario y las ayudas al país por COVID19.

Tabla 4: Eventos No Recurrentes

Miles de Millones (COP)	2T 2020	2T 2019	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (\$)	Δ (%)
Utilidad Neta del Periodo	25	3,487	(3,462)	(99.3%)	158	6,232	(6,074)	(97.5%)
+/- Impairment de activos de largo plazo	(4)	(1)	(3)	300.0%	1,204	(2)	1,206	60.300%
- Ganancia en Combinación de Negocios	(1,439)	-	(1,439)	-	(1,439)	-	(1,439)	-
+ Plan de retiro voluntario	172	-	172	-	172	-	172	-
+ Ayudas al país por COVID19*	74	-	74	-	74	-	74	-
+/- Impuesto de renta y diferido asociado a no recurrentes	189	-	189	-	(89)	-	(89)	-
(Pérdida) Utilidad Neta del Periodo sin eventos no recurrentes	(983)	3,486	(4,469)	(128.2%)	80	6,230	(6,150)	(98.7%)

*Recursos comprometidos y registrados a junio 30.

Flujo de Caja y Deuda

Tabla 5: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2020	2T 2019	6M 2020	6M 2019
Efectivo y equivalentes inicial	8,797	8,938	7,076	6,312
(+/-) Flujo de la operación	(2,248)	6,003	325	10,837
(-) CAPEX	(2,392)	(2,203)	(5,845)	(4,141)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	(3,065)	286	(572)	984
(+) Otras actividades de inversión	165	157	261	310
(+/-) Captación de préstamos y pago de intereses	10,502	(1,127)	9,902	(1,811)
(-) Pagos de dividendos	(1,911)	(6,643)	(2,337)	(6,975)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(600)	113	438	8
Efectivo y equivalentes final	9,248	5,524	9,248	5,524
Portafolio de inversiones	5,793	7,152	5,793	7,152
Caja total	15,041	12,676	15,041	12,676



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 2T20 la caja del Grupo Ecopetrol cerró en COP 15.0 billones (29% COP y 71% USD). Durante este periodo, la principal fuente de caja se obtuvo de financiación por (COP 11.8 billones). Los principales usos de la caja fueron i) la salida de recursos para inversión en Capex por COP 2.4 billones, ii) el pago de intereses y amortización periódica de la deuda por COP 1.3 billones, y iii) el pago de dividendos a la Nación y minoritarios por COP 1.9 billones.

Deuda: Al 30 de junio, el saldo de la deuda en el balance fue COP 53.7 billones, equivalente a USD 14,300 millones y el endeudamiento durante el segundo trimestre fue así:

- Desembolso de la línea de crédito contingente por USD 665 millones contratada con Scotiabank (USD 430 millones) y Mizuho Bank (USD 235 millones).
- Contratación de créditos de tesorería en pesos colombianos y en dólares americanos por COP 775 mil millones y USD 100 millones, respectivamente.
- Emisión de bonos internacionales por USD 2,000 millones.

El pasado 14 de julio Ocesa cerró la colocación de títulos de deuda pública en el mercado internacional de capitales por USD 500 millones. Los recursos obtenidos tienen como destinación específica repagar el bono global vigente que tiene vencimiento en mayo de 2021.

El indicador Deuda Bruta/EBITDA al corte del mes de junio cerró en 2.4 veces .

Eficiencias

Las eficiencias logradas en 2T20 ascienden a COP 615.4 miles millones de pesos, lo que representa un incremento de 30% respecto a las eficiencias reportadas en el mismo período de 2019. Tres estrategias explican la mayor incorporación de eficiencias:

- Comerciales, enfocadas en proteger los precios de venta de productos y crudos.
- De dilución, orientadas a lograr i) el máximo aprovechamiento de los diluyentes producidos en nuestras refinerías y ii) mejoras en las operaciones de dilución en campo.
- La agenda digital, con iniciativas dirigidas a i) incrementar márgenes en las refinerías, ii) hacer detección temprana de las fallas en pozos, lo que ha permitido reducir producción diferida y iii) implementar soluciones para los equipos de geólogos, las cuales optimizan el uso de licencias y aseguran la continuidad de los proyectos exploratorios.

Costo de energía:

Gracias a la gestión comercial centrada en la incorporación de contratos bilaterales y en la optimización de la autogeneración, durante el primer semestre del año la tarifa promedio de portafolio de compra de energía no regulada fue 29% menor al precio promedio de bolsa. En lo que resta del año, se estima estabilidad en el precio de la energía no regulada para el GE. En cuanto a la autogeneración, continúa la puesta en marcha de iniciativas orientadas a incrementar su eficiencia en costo y el aprovechamiento de los activos disponibles.

Inversiones

La inversión acumulada en los 6M20 se mantuvo cercana a los niveles reportados en 6M19, principalmente por la dinámica de ejecución de CAPEX del primer trimestre de este año, llegando a USD 1,318 millones. De estos, el 77% apalancó oportunidades de crecimiento con foco en aumento de producción y reservas. El 83% de la inversión total correspondió al segmento de exploración y producción; el 64% se realizó en Colombia y el 36% principalmente en Estados Unidos y Brasil.



En producción, la campaña de perforación de Ecopetrol S.A. se concentró en los campos de Castilla, Rubiales, Llanito, Apiay y Yariguí-Cantagallo. Al cierre del segundo trimestre se realizaron más de 130 *workovers* capitalizables. En las filiales, la inversión fue enfocada en Rodeo Midland Basin y Hocol. En exploración, se perforaron siete pozos en el semestre. En refinación y transporte, la inversión se enfocó en mantener la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación en las refinerías y los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos.

Tabla 6: Inversiones por segmento – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Participación
Producción	527	188	715	54.2%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	63	54	117	8.9%
Exploración	44	334	378	28.7%
Transporte*	-	78	78	5.9%
Corporativo	30	0	30	2.3%
Total	664	654	1,318	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)

II. Nuevo Plan de Negocio 2020-2022

Ante los retos sin precedentes generados en la economía global y, particularmente, en el sector de petróleo y gas por causa de la pandemia del COVID-19 y la guerra de precios entre Rusia y Arabia Saudita de comienzos del 2020, el Grupo Ecopetrol (GE) ha revisado su plan de negocios para el periodo 2020-2022. Este plan busca establecer un nuevo marco de acción que, apoyado en los pilares estratégicos del GE (crecimiento de reservas y producción, disciplina de capital, protección de la caja y eficiencia en costos), garantice la sostenibilidad financiera de la compañía, responda a las condiciones de incertidumbre en el mercado a corto plazo y permita mantener la promesa de valor en el mediano y largo plazo.

El plan actualizado contempla inversiones orgánicas entre USD 11,000 y USD 13,000 millones para los próximos 3 años, principalmente concentradas en Colombia, asegurando la asignación de capital a i) las oportunidades de incorporación de recursos y reservas más competitivas en el nuevo entorno de precios, ii) al avance rentable en la transición energética (gas, descarbonización, hidrocarburos de ciclo corto, incorporación de energías renovables), iii) las inversiones de confiabilidad necesarias para una operación responsable y sostenible, y iv) las tecnologías e inversión social estratégicas para el futuro del GE.

La inversión en oportunidades de crecimiento (75%) está orientada a continuar el desarrollo rentable de los activos existentes y acelerar la transición al gas; la inversión de continuidad operativa (25%) permitirá preservar el valor de los activos y dar confiabilidad e integridad a la operación.

Entre las metas operativas más relevantes del Plan 2020-2022 se encuentran: i) niveles de producción cercanos a 700 mil barriles de petróleo equivalente por día en 2020 subiendo a ~720 mil barriles de petróleo equivalente por día al año 2022; ii) carga del sistema integrado de refinación de 300 a 320 mil barriles por día en 2020 subiendo a ~380 mil barriles por día al año 2022; iii) volúmenes transportados estables entre 1,000 y 1,025 miles de barriles por día; iv) reducción de emisiones entre 1.8-2.0 MtCO₂e/año en 2022, y v) capacidad de generación de ~300 MW en energías renovables a 2022.

El Plan 2020-2022 tiene un foco claro en la optimización de costos buscando eficiencias en todos los procesos, que se verán reflejadas en un costo total unitario esperado entre USD 22 y USD 23¹ por barril entre 2020 y 2022.

¹ Calculado a precio Brent constante de USD 38 por barril promedio anual.



Se espera generar un flujo de caja operativo acumulado entre USD 11,000 y USD 12,000 millones entre 2020-2022 y mantener un *break-even* de caja² entre USD 30 y USD 40 por barril, apalancado en una sólida generación de EBITDA y eficiencia en la inversión. El plan contempla financiación neta incremental por USD 4,500 millones durante el período, de los cuales se ha utilizado un monto neto de USD 2,700 millones en 2020³.

El plan considera un precio Brent promedio anual de USD 38, USD 45 y USD 50 por barril y una tasa de cambio promedio de COP 3,743, COP 3,600 y COP 3,500 por dólar para 2020, 2021 y 2022, respectivamente.

Exploración y Producción

Al segmento de exploración y producción se destinará entre USD 9,000 y USD 10,000 millones, con prioridad en el desarrollo de la posición del GE en activos estratégicos en Colombia (78%) como Piedemonte, Rubiales, los campos del Valle Medio del Magdalena y a nivel internacional (22%), en áreas foco como Brasil y Permian en los Estados Unidos. Así mismo, se continuará la maduración y desarrollo de las actividades de recobro mejorado.

En materia exploratoria, se prevé la perforación de más de 30 pozos ubicados en las cuencas de mayor materialidad, con énfasis en Colombia.

En relación con los Yacimientos no Convencionales, se continuará con la maduración de las iniciativas asociadas al Proyecto Piloto de Investigación Integral de Yacimientos No Convencionales (PPII) en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia y el incremento de las actividades de desarrollo en la cuenca Permian en Texas, Estados Unidos.

Para el desarrollo del gas natural, uno de los pilares de la estrategia del Grupo, se mantienen inversiones entre USD 780 y USD 870 millones, que contemplan la evaluación y desarrollo de los descubrimientos gasíferos costa afuera realizados en el Caribe colombiano, con inversiones por un valor total de USD 180 millones, el desarrollo del Tren Piedemonte y el de otras fuentes de gas *onshore*, principalmente en el Valle Medio del Magdalena y la cuenca Sinú-San Jacinto.

Las metas de reposición de reservas continúan en definición y estarán sujetas a la evolución tanto de la ejecución del plan como de las condiciones de mercado. En este momento, el plan prevé el logro de un índice de reemplazo de reservas superior al 100% después del 2022.

Transporte

El nuevo plan 2020-2022 contempla inversiones entre USD 780 y USD 830 millones para el segmento, enfocadas principalmente en garantizar la integridad y confiabilidad de la infraestructura, buscando también incrementar la flexibilidad y eficiencia logística para la evacuación de crudos pesados, apalancados en las sinergias del sistema de transporte y la eficiencia en costos. Se espera que durante el periodo este segmento represente entre el 40% y 60% del Ebitda del Grupo Ecopetrol.

Refinación y Procesos Industriales

Al segmento de Refinación se destinará entre USD 1,200 y USD 1,300 millones, enfocados en el aprovechamiento y optimización de la infraestructura actual. Se priorizarán proyectos críticos para mantener la seguridad e integridad operativa de las unidades de negocio y aquellos de mayor generación de valor para el segmento. Se realizarán inversiones de cumplimiento legal y mantenimientos mayores dado el cumplimiento del ciclo de vida de plantas en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, así como la ejecución del proyecto de Interconexión de las Plantas de Crudo de la refinería de Cartagena (IPCC), el cual entrará en operación en 2022.

² Es el precio Brent necesario para que, dado un saldo de caja para el inicio del período, con todas las entradas y salidas operativas, de financiación y de inversión, el saldo final en caja corresponda al valor mínimo requerido definido por el GE.

³ Resultado de nueva deuda por USD 3,100 millones menos amortizaciones en 2020 por USD 400 millones.



Para avanzar con la producción de combustibles más limpios para el país, las inversiones en el periodo 2020-2022 permitirán consolidar la calidad interna del diésel entre 10 y 15 ppm de azufre y llevar la gasolina a máximo 50 ppm de azufre en toda Colombia al 2021. Así mismo, se contempla la iniciación del proyecto para garantizar que ambos combustibles logren niveles de menos de 10 ppm en el mediano plazo, calidad que ya se registra en el diésel, incluido el que reciben sistemas de transporte masivo como Transmilenio.

TESG⁴

Las inversiones en innovación y tecnología serán de ~USD 158 millones. Los esfuerzos estarán concentrados, entre otros, en viabilizar los proyectos de recobro y yacimientos no convencionales de manera efectiva, ambiental y socialmente sostenibles; incrementar la flexibilidad y eficiencia logística para la evacuación de los crudos pesados; aumentar la eficiencia energética; y en estudios estratégicos sobre manejo de agua y descarbonización. Adicionalmente, se finalizarán los proyectos de la agenda digital que buscan maximizar la producción, mejorar el margen de comercialización y refinación, y digitalizar la gestión financiera, entre otros.

En línea con nuestros objetivos de reducir el 20% de nuestras emisiones de CO₂e y llevar a cero las quemaduras rutinarias de gas en 2030, se planea invertir más de USD 400 millones entre 2020 y 2024, en proyectos reducción de quema de gas en tea, mejoramiento en eficiencia energética e implementación de proyectos de energía renovable, que permitan alcanzar la meta de reducción entre 1.8-2.0 MtCO₂e/año en 2022. Así mismo, con el propósito de gestionar de manera integral el agua bajo eficiencia operativa, se planea invertir USD 130 millones para tratamiento de aguas de producción y en la refinería de Barrancabermeja.

El plan contempla recursos para inversión socioambiental cercanos a los COP 1.7 billones de pesos al 2024, destinados a cerrar brechas sociales e impulsar el desarrollo y bienestar de las comunidades donde operamos, con proyectos estratégicos en infraestructura, servicios públicos, educación, deporte y salud, desarrollo rural y emprendimiento y desarrollo empresarial e inversión ambiental.

El plan 2020-2022 se apalanca en el compromiso de Ecopetrol con sus principios culturales de HSE, Ética, Excelencia, Liderazgo, Innovación y Colaboración. Mantenemos nuestro compromiso con una operación segura, ambientalmente sostenible y respetuosa de las comunidades, condiciones que permitirán generar un espacio de prosperidad compartida y diálogo constructivo con todos los grupos de interés.

III. Resultados por Segmento de Negocio

1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Exploración

Durante el segundo trimestre Ecopetrol y sus socios completaron la perforación de cuatro pozos: i) Gato do Mato-4 en Brasil, el cual fue exitoso, ii) delimitador Lorito A-1 en los Llanos Orientales de Colombia, suspendido temporalmente y pendiente de la realización de las pruebas de producción, iii) Obiwan-1 en la cuenca Sinú San Jacinto - Colombia, el cual se declaró seco y está en proceso de taponamiento y abandono y iv) Saturno-1 en Brasil, donde los resultados del pozo se están evaluando para definir los próximos pasos.

En este período también se adelantaron las pruebas iniciales del pozo Merecumbé-1 en el Departamento del Atlántico en Colombia, perforado por Hocol en 2019, el cual mostró producción de gas de la Formación Chengue. El 16 de julio de 2020, Hocol anunció el descubrimiento de gas natural en este pozo.

⁴ Tecnología, Ambiental, Social y Gobernanza



Al cierre del trimestre continuaban suspendidas temporalmente las operaciones en los pozos Liria YW-12 y Antillas-1, a raíz de la emergencia sanitaria a causa del COVID-19, y se estaban reiniciando las operaciones en el pozo Nafta-1, operado por Ecopetrol, bajo estrictos protocolos de bioseguridad.

La producción acumulada de los activos exploratorios al cierre del segundo trimestre alcanzó 791.2 kbpe (4,347 bped), reflejando un incremento del 110% frente al mismo periodo del año anterior (375.7 kbpe equivalente a 2,076 bped). Dicha producción proviene de las pruebas extensas de los descubrimientos Boranda, Andina, Esox y Bullerengue, perforados en 2019.

Continuando con las actividades de sísmica a nivel nacional, al cierre del primer semestre Ecopetrol había comprado 1,217.2 km de sísmica 2D, desglosadas así: i) 580 Km en el bloque Llanos 122; 277 Km en el bloque Llanos 121; 90.4 Km en el bloque Niscota y 19.8 Km en los bloques Odisea – Recetor, con el objetivo de evaluar la prospectividad del Piedemonte Llanero, y ii) 250 Km en el Valle Superior del Magdalena, para continuar con la maduración de oportunidades en esta área. En el ámbito internacional, la filial Ecopetrol America compró 629 Km² de sísmica 3D, con el objetivo de reevaluar la estructura del descubrimiento realizado con el pozo Esox-1 en el Golfo de México y definir la locación del pozo delimitador de la estructura.

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 y maduración de las oportunidades exploratorias para la incorporación de recursos dentro del portafolio de opciones locales e internacionales.

Acuerdo Ecopetrol - Shell

Ecopetrol y Shell continúan avanzando en los proyectos de COL-5, Purple Angel y Fuerte Sur. Se espera finalizar las negociaciones del JOA (*Joint Operating Agreement*) este año, de acuerdo con el cronograma establecido. La cesión del 50 % de participación a Shell se encuentra en proceso de aprobación por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Los planes de ejecución del pozo delimitador en 2021 siguen en firme. Durante 2020, se iniciarán las actividades del monitoreo ambiental del sitio en donde se perforará el pozo, para iniciar la preparación del correspondiente Plan de Manejo Ambiental.

Gato do Mato

El pasado 12 de junio el Ministerio de Minas y Energía de Brasil suscribió el otrosí a los contratos BM-S-54 y Sul de Gato do Mato, materializando la entrada de Ecopetrol en el descubrimiento Gato do Mato, con una participación de 30%. Shell Brasil Petróleo Ltda. es el operador, con un 50% de participación y el restante 20% es de la compañía Total E&P do Brasil Ltda.

Producción

En el segundo trimestre de 2020 la producción promedio del Grupo Ecopetrol fue de 677.5 kbped, situándose en el rango alto de lo previsto en el primer trimestre (660-680 kbped). Para el primer semestre, el consolidado de producción del Grupo Empresarial fue de 706 kbped.

La producción del 2T20 cayó 58 kbped respecto al primer trimestre del año en curso, y frente al mismo periodo del año anterior el impacto fue de -45 kbped, explicado por las intervenciones en relación con la emergencia sanitaria por la pandemia COVID-19, los bajos precios del crudo, la contracción en la demanda e impactos por temas de orden público en los campos Rubiales y Suroriente y la menor producción de otras compañías del GE de -4 kbped. Estos impactos fueron compensados parcialmente por la mayor venta de productos blancos de la Planta de GLP en Cupiagua y el recibo en el 1T20 de los campos Pauto y Floreña.



Durante el mes de junio, se habilitaron 10 kbped producto de la recuperación de precios, y como resultado de la gestión adelantada con el Gobierno Nacional, se inició la reactivación de parte de la producción diferida en Rubiales por temas de orden público, con lo cual se estima tener un mejor comportamiento de la producción durante el 3T.

En términos de perforación, durante el 2T se perforaron y completaron 38 pozos de desarrollo frente a 147 pozos perforados en 2T19. En lo corrido del año se han perforado y completado 148 pozos .

Respecto al programa de recobro, se ha dado continuidad a los pilotos y a los proyectos de expansión, pese a que los tiempos de ejecución se han visto impactados por la pandemia. Los proyectos en expansión más relevantes son: i) la inyección de agua en los campos La Cira, Yariguí, Chichimene y Castilla y ii) el piloto de inyección de aire en Chichimene.

En cuanto a los Yacimientos No Convencionales, el 30 de junio el Ministerio de Minas y Energía emitió la regulación técnica y se espera que en los próximos meses se emita la regulación ambiental, civil y contractual que permitirá tener el marco regulatorio completo para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII).

Ecopetrol y ExxonMobil Exploration Colombia Limited avanzan en un acuerdo preliminar para trabajar conjuntamente en dichos pilotos en el Valle Medio del Magdalena. El acuerdo entre las dos empresas está supeditado a la expedición final de la regulación para los PPII y a que se cumplan una serie de condiciones necesarias para el desarrollo de dicha alianza. Ecopetrol sería el operador de los proyectos piloto.

Como parte de las estrategias operativas y estructurales orientadas a optimizar costos, se creó la nueva Vicepresidencia Operativa Regional Andina Oriente, unificando las antiguas Vicepresidencias Regionales: Sur y Oriente. La nueva vicepresidencia estará a cargo de la operación de 37 campos de los activos del Huila, Tolima, Putumayo, Rubiales y Caño Sur, los cuales se espera contribuyan con el 19% de la producción del Grupo Ecopetrol en 2020.

Permian

Siguiendo las disposiciones del contrato con respecto a la protección de los precios bajos, Ecopetrol y Oxy diseñaron un programa para reducir la actividad con el objetivo de preservar el capital, que contempló las siguientes acciones: i) detener la actividad de perforación en punto seguro y liberar las plataformas de perforación, ii) detener la actividad de completamiento una vez finalice la campaña actual, y iii) diferir los proyectos de instalaciones y de infraestructura. Este plan se ejecutó en mayo de 2020.

Tras una revisión detallada del plan de desarrollo bajo las nuevas perspectivas de precios y optimizaciones, los socios del Joint Venture (JV) planean reactivar las operaciones en el segundo semestre. La actividad consiste principalmente en la campaña de perforación de 22 nuevos pozos que serán completados y puestos en producción en 1T21.

Para fines de 2020, se espera contar con 22 pozos en producción, 22 pozos perforados y una producción promedio neta estimada para el GE de ~5.5 kbped (antes de regalías).

Adicionalmente, se han asegurado las actividades de transferencia de conocimiento, para lo cual, a julio 30 del presente año, se habían incorporado 15 empleados de Ecopetrol como *secondees* de las operaciones del JV.



Tabla 7: Producción Bruta - Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (%)
Crudo	507.2	551.4	(8.0%)	530.7	551.2	(3.7%)
Gas Natural	114.6	111.4	2.9%	118.6	112.9	5.0%
Total Ecopetrol S.A.	621.8	662.8	(6.2%)	649.3	664.1	(2.2%)
Crudo	20.2	20.7	(2.4%)	21.0	20.9	0.5%
Gas Natural	14.6	8.7	67.8%	11.7	8.6	36.0%
Total Hocol	34.8	29.4	18.4%	32.7	29.5	10.8%
Crudo	0.0	8.0	(100.0%)	2.3	8.1	(71.6%)
Gas Natural	0.0	5.0	(100.0%)	1.7	5.0	(66.0%)
Total Equion*	0.0	13.0	(100.0%)	4.0	13.1	(69.5%)
Crudo	3.2	3.6	(11.1%)	3.2	3.6	(11.1%)
Gas Natural	0.8	1.2	(33.3%)	0.8	1.2	(33.3%)
Total Savia*	4.0	4.8	(16.7%)	4.0	4.8	(16.7%)
Crudo	10.4	11.2	(7.1%)	11.2	12.1	(7.4%)
Gas Natural	1.7	1.8	(5.6%)	1.8	1.9	(5.3%)
Total Ecopetrol America	12.1	13.0	(6.9%)	13.0	14.0	(7.1%)
Crudo	4.0	0.0	-	2.6	0.0	-
Gas Natural	0.8	0.0	-	0.5	0.0	-
Total Rodeo Midland Basin	4.8	0.0	-	3.1	0.0	-
Crudo	545.0	594.9	(8.4%)	570.9	595.9	(4.2%)
Gas Natural	132.5	128.1	3.4%	135.2	129.6	4.3%
Total Grupo Ecopetrol	677.5	723.0	(6.3%)	706.1	725.5	(2.7%)

*Equion y Savia se incorporan en los Estados Financieros a través del método de participación. La Filial Equion reportó producción hasta el 29 de Febrero de 2020 dada la finalización del contrato de asociación Piedemonte. A partir del primero de marzo, 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 8: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	6.02	9.14	(34.1%)	7.12	8.93	(20.3%)	18.6%
Costo de Dilución**	1.34	5.04	(73.4%)	2.48	4.49	(44.8%)	100.0%

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

Para el segundo trimestre de 2020, el costo de levantamiento se situó en USD 6.02 por barril, USD 3.12 menos que el mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por:

Efecto Costo (-2.19 USD/bi):

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

Efecto volumen (+0.20 USD/bi): por menor producción.

Efecto tasa de cambio (-1.12 USD/bi): Mayor tasa de cambio de +605 pesos/dólar al expresar los costos en pesos a dólares.



Costo de Dilución

El costo unitario de dilución bajó USD 3.7 por barril entre el 2T19 y el 2T20 debido a:

- Menor compra de 23.1 kbd de diluyente por disminución de la producción de crudo pesado y la utilización de nafta producida en la refinería de Barrancabermeja.
- Menor precio de compra de la nafta, en línea con la caída de precios del petróleo y menor precio de venta capturado a través de la gestión comercial.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 9: Estado de Ganancias o Pérdidas – Exploración y Producción

Miles de Millones (COP)	2T 2020	2T 2019	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	6,022	13,532	(7,510)	(55.5%)	16,506	25,129	(8,623)	(34.3%)
Depreciación, amortización y agotamiento	1,541	1,422	119	8.4%	3,043	2,764	279	10.1%
Costos variables	3,427	5,097	(1,670)	(32.8%)	8,476	9,711	(1,235)	(12.7%)
Costos fijos	2,171	2,471	(300)	(12.1%)	4,556	4,689	(133)	(2.8%)
Costo de ventas	7,139	8,990	(1,851)	(20.6%)	16,075	17,164	(1,089)	(6.3%)
(Pérdida) Utilidad bruta	(1,117)	4,542	(5,659)	(124.6%)	431	7,965	(7,534)	(94.6%)
Gastos operacionales y exploratorios (netos de otros ingresos)	(526)	665	(1,191)	(179.1%)	104	1,056	(952)	(90.2%)
(Pérdida) Utilidad operacional	(591)	3,877	(4,468)	(115.2%)	327	6,909	(6,582)	(95.3%)
Ingresos (gastos) financieros	(371)	182	(553)	(303.8%)	(521)	165	(686)	(415.8%)
Resultados de participación en compañías	38	67	(29)	(43.3%)	(14)	104	(118)	(113.5%)
(Pérdida) Utilidad antes de impuesto a las ganancias	(924)	4,126	(5,050)	(122.4%)	(208)	7,178	(7,386)	(102.9%)
Provisión impuesto a las ganancias	302	(1,335)	1,637	(122.6%)	103	(2,352)	2,455	(104.4%)
(Pérdida) Utilidad neta consolidada	(622)	2,791	(3,413)	(122.3%)	(105)	4,826	(4,931)	(102.2%)
Interés no controlante	20	15	5	33.3%	41	30	11	36.7%
(Pérdida) Utilidad neta antes de impairment	(602)	2,806	(3,408)	(121.5%)	(64)	4,856	(4,920)	(101.3%)
(Gasto) ingreso por Impairment de activos largo plazo	-	-	-	-	(518)	-	(518)	-
Impuesto de renta diferido sobre impairment	-	-	-	-	151	-	151	-
(Pérdida) Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	(602)	2,806	(3,408)	(121.5%)	(431)	4,856	(5,287)	(108.9%)
EBITDA*	(278)	5,486	(5,764)	(105.1%)	2,206	9,969	(7,763)	(77.9%)
Margen EBITDA	(4,6%)	40.5%	-	(45.1%)	13.4%	39.7%	-	(26.3%)

* El Ebitda ajustado (por efecto el reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario) para el 2T20 sería de COP 146 mil millones y para el periodo enero-junio 2020 de COP 2,338 mil millones.

Los ingresos del 2T20 disminuyeron frente al 2T19 en el marco de la emergencia sanitaria principalmente por la caída en el precio de la canasta de crudos y un menor volumen de ventas dada la baja demanda. Este impacto fue compensado parcialmente por una mayor devaluación del peso frente al dólar.

El costo de ventas del 2T20 disminuyó frente al 2T19 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.
- 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 un consumo de inventarios de crudo.



- Lo anterior, contrarrestado parcialmente por un incremento en el costo de transporte principalmente por: i) mayor tasa de cambio y ii) actualización de tarifas en oleoductos, compensado por a) no ejecución de ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario dado mayores días de operación del Oleoducto Caño Limón y b) menor volumen transportado.

Los gastos operacionales (netos de ingresos) del 2T20 disminuyeron frente al 2T19 principalmente por el reconocimiento de un ingreso asociado a combinación de negocios de Hocol. Lo anterior, compensado con el reconocimiento del plan de retiro voluntario y las ayudas comprometidas en atención a la emergencia sanitaria.

Los gastos exploratorios del 2T20 disminuyeron frente al 2T19 principalmente por el menor reconocimiento de pozos secos, desplazamiento en la perforación de pozos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, así como en el Piedemonte Colombiano.

El resultado financiero neto (no operacional) del 2T20 frente a 2T19 disminuye principalmente por i) reconocimiento de intereses relacionados a la adquisición de nueva deuda, ii) 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, iii) menores rendimientos del portafolio y, iv) efecto de valoración asociado a la posición neta pasiva en dólares del segmento.

2. TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

Tabla 10: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019 ⁵	Δ (%)
Crudo	756.4	875.0	(13.6%)	814.6	875.9	-7.0%
Productos	170.1	280.6	(39.4%)	216.7	270.3	-19.6%
Total	926.5	1,155.6	(19.8%)	1,031.3	1,146.2	(10.0%)

Crudos: Los volúmenes transportados durante el 2T20 disminuyeron un 13.6% frente al mismo periodo del 2019 principalmente por la menor producción del país.

Los menores tiempos de mantenimiento para la reparación del Oleoducto Caño Limón-Coveñas han permitido que el oleoducto opere más días y que no haya habido necesidad de ejecutar ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario en lo corrido del año 2020. Como resultado de lo anterior, en el 2T20 la evacuación de los corredores Ayacucho-Coveñas de 16” y 24” se incrementó un 19% (equivalente a 21.08 kbd) versus lo evacuado en el 2T19. Aproximadamente el 81.2% del volumen de crudo transportado durante el trimestre fue propiedad del Grupo Ecopetrol.

En el 2T20, la red de oleoductos continuó presentando afectaciones originadas por acciones de terceros. En el trimestre se presentaron 13 atentados a la infraestructura, un 7% menos que en 2T19 y 28% menos que en 1T20. Por otro lado, la intervención de válvulas ilícitas en los sistemas de crudos aumentó 13.6% y en los sistemas de refinados disminuyó un 30.4%, para un total de 309 válvulas ilícitas en el segundo trimestre del 2020.

Iniciativas Comerciales: De cara a la coyuntura de mercado, las empresas del segmento de transporte ofrecieron diferentes alternativas de alivios a sus remitentes a través de los siguientes acuerdos comerciales:

- Financiación de hasta el 50% de la factura por un periodo de hasta seis meses. Cabe resaltar que la financiación no afecta la utilidad del segmento. El Grupo Ecopetrol, que representa más del 80% del volumen total transportado, no participó de este mecanismo.
- Cenit, Ocesa, ODL y ODC ofrecieron descuentos por rangos condicionados al nivel de la tasa de cambio, el precio del Brent y los volúmenes transportados. A través de este mecanismo, estas compañías se

⁵ Volúmenes 2019 ajustados por cambios en la compensación volumétrica de calidad (CVC) del segmento, asociado a oficialización de balances volumétricos.



otorgaron descuentos en un rango entre el 5.5% y 10%) durante el 2T20. Estos ofrecimientos resultaron en descuentos en Cenit y ODC durante abril y mayo y en ODL durante el mes de abril. Ecopetrol S.A. se acogió a los descuentos.

- En algunos casos puntuales y con el fin de ofrecer un alivio a los remitentes con contratos *Ship or Pay* vigentes, se flexibilizaron los requerimientos volumétricos, los cuales serán compensados con volúmenes adicionales en los próximos meses. La medida no impactó financieramente al 2T20, puesto que los remitentes pagaron la totalidad de los cargos de sus contratos *Ship or Pay*.

Productos Refinados: En 2T20 los volúmenes de refinados disminuyeron un 39.4% frente a lo transportado en el 2T19 principalmente por el efecto de los confinamientos y restricciones de movilidad debido a las medidas para afrontar la pandemia del COVID-19. El corredor más afectado durante el periodo de confinamiento ha sido Galán – Sebastopol, puesto que abastece los grandes centros de consumo del país. No obstante, durante el mes de junio el corredor Galán-Bucaramanga evidenció una recuperación de volúmenes transportados, ya que la demanda regular de la zona de frontera ha venido siendo atendida con una mayor proporción de combustible local. Aproximadamente el 38.1% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol.

Costo por Barril Transportado

Tabla 11: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/bi	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	3.04	3.08	(1.3%)	2.97	3.00	(1.0%)	6.5%

La disminución de USD -0.03 por barril en el 2T20 frente al 2T19 se explica principalmente por:

Efecto costo (-0.19 USD/bi): por efecto de optimizaciones, postergación de actividades de mantenimiento que implican un bajo nivel de riesgo y ejecución de menores costos variables por el menor volumen transportado.

Efecto volumen (+0.64 USD/bi): por menor volumen transportado: i) refinados: -110.5 kbd por menor demanda de combustibles debido al confinamiento asociado al COVID-19 y ii) crudos: -118.6 kbd por caída de producción asociada a las condiciones de mercado.

Efecto tasa de cambio (-0.48 USD/bi): Mayor tasa de cambio de +605 pesos/dólar al expresar los costos en pesos a dólares.



Resultados Financieros del Segmento

Tabla 12: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	2T 2020	2T 2019	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	2,962	3,212	(250)	(7.8%)	6,147	6,264	(117)	(1.9%)
Depreciación, amortización y agotamiento	319	309	10	3.2%	636	604	32	5.3%
Costos variables	122	178	(56)	(31.5%)	297	342	(45)	(13.2%)
Costos fijos	351	381	(30)	(7.9%)	751	734	17	2.3%
Costo de ventas	792	868	(76)	(8.8%)	1,684	1,680	4	0.2%
Utilidad bruta	2,170	2,344	(174)	(7.4%)	4,463	4,584	(121)	(2.6%)
Gastos operacionales	188	187	1	0.5%	359	182	177	97.3%
Utilidad operacional	1,982	2,157	(175)	(8.1%)	4,104	4,402	(298)	(6.8%)
Ingresos (gastos) financieros	(160)	(182)	22	(12.1%)	438	(353)	791	(224.1%)
Resultados de participación en compañías	(3)	1	(4)	(400.0%)	(2)	-	(2)	-
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,819	1,976	(157)	(7.9%)	4,540	4,049	491	12.1%
Provisión impuesto a las ganancias	(578)	(668)	90	(13.5%)	(1,394)	(1,351)	(43)	3.2%
Utilidad neta consolidada	1,241	1,308	(67)	(5.1%)	3,146	2,698	448	16.6%
Interés no controlante	(270)	(295)	25	(8.5%)	(601)	(623)	22	(3.5%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	971	1,013	(42)	(4.1%)	2,545	2,075	470	22.7%
Recuperación por Impairment de activos largo plazo	3	0	3	-	3	1	2	200.0%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(1)	0	(1)	-	(1)	0	(1)	-
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	973	1,013	(40)	(3.9%)	2,547	2,076	471	22.7%
EBITDA*	2,327	2,501	(174)	(7.0%)	4,817	5,073	(256)	(5.0%)
Margen EBITDA	78,6%	77,9%	-	0.7%	78,4%	81,0%	-	(2.6%)

* El Ebitda ajustado (por efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario) para el 2T20 es de COP 2,336 mil millones y para el periodo enero-junio 2020 es de COP 4,826 mil millones.

Los ingresos del 2T20 disminuyeron frente a 2T19 principalmente debido a: i) menores volúmenes transportados tanto en crudo como en productos refinados, 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 frente a 2T19.

El costo de ventas del 2T20 disminuyó frente al 2T19 como resultado de: i) menores costos variables por disminución en volúmenes transportados y ii) la estrategia de optimizaciones implementada de cara al nuevo escenario de precios. Por otro lado, los gastos operacionales del 2T20 estuvieron en línea frente al 2T19.

El resultado financiero (no operacional) del 2T20 versus 2T19 refleja el efecto cambiario sobre la posición neta activa en dólares del segmento y la liquidación de coberturas de tipo de cambio.

3. REFINACIÓN

El desempeño del segmento de refinación estuvo impactado por el desfavorable entorno de mercado generado por la crisis del COVID-19, que ha deprimido la demanda de los principales productos refinados, y así mismo ha debilitado los precios en los diferentes mercados internacionales. Durante 2T20, las refinерías alcanzaron una carga consolidada de 254.6 kbd y un margen bruto integrado de 6.2 USD/bl, frente a 378.4 kbd y 8.9 USD/bl en el 2T19. Con la paulatina recuperación de la demanda, las refinерías han venido incrementando sus niveles de carga desde el mes de mayo. Para el mes de junio, la carga consolidada alcanzó 289.4 kbd, mostrando un crecimiento del 28% frente al resultado del mes de abril de 225.6 kbd, el más bajo en lo corrido del año.

Refinería de Cartagena

Tras la finalización exitosa del mantenimiento correctivo de la Unidad de Hidrógeno en el mes de mayo, la refinерía presentó estabilidad operativa en todas sus unidades. Las operaciones fueron ajustadas conforme al entorno de



demanda nacional e internacional, mostrando una lenta y positiva recuperación en la carga, el factor de utilización y el margen bruto de refinación durante el 2T20. La carga de la refinería a cierre de junio fue de 126.3 kbd.

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

Refinería de Cartagena	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (%)
Carga* (kbpd)	116.8	149.6	(21.9%)	131.6	152.0	(13.4%)
Factor de Utilización (%)	65.1%	81.7%	(20.3%)	66.9%	85.1%	(21.4%)
Producción Refinados (kbpd)	110.8	143.8	(22.9%)	124.4	146.3	(15.0%)
Margen Bruto (USD/BI)	5.4	6.6	(18.2%)	7.3	8.8	(17.0%)

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

Refinería de Barrancabermeja

Durante el 2T20 la refinería presentó un desempeño operativo estable, y sus operaciones fueron ajustadas conforme al entorno de la demanda doméstica como consecuencia de las medidas adoptadas por la crisis del COVID-19. A partir de mayo se observó una paulatina recuperación de la carga, el factor de utilización, y la producción. La carga de la refinería a cierre de junio fue de 163.1 kbd, un 42% de recuperación respecto al mínimo observado en el mes de abril. La baja demanda del trimestre, unida al fuerte debilitamiento en los precios de los combustibles, deterioró el margen bruto de refinación en el período.

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

Refinería de Barrancabermeja	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (%)
Carga* (kbpd)	137.7	228.8	(39.8%)	168.4	212.2	(20.6%)
Factor de Utilización (%)	49.3%	85.5%	(42.3%)	61.9%	80.4%	(23.0%)
Producción Refinados (kbpd)	140.3	231.7	(39.4%)	171.2	213.7	(19.9%)
Margen Bruto (USD/BI)	6.8	10.3	(34.0%)	8.6	10.4	(17.3%)

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

Esenttia

En lo corrido del año, Esenttia, ha mostrado una operación confiable y con un crecimiento del 2% en su producción en 2020 frente al mismo período del 2019. A pesar de los retos del entorno a causa del COVID-19, Esenttia logró 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 15: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	5.82	4.64	25.4%	5.05	4.74	6.5%	15.0%

* Incluye refinерías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

El costo de caja de refinación aumenta en 1.2 USD/BI en el 2T20 frente al 2T19, explicado por:



Efecto Volumen (+2.2 USD/bl): Mayor costo unitario por menores cargas de crudo en la refinería de Barrancabermeja (-91 kbd) y en la Refinería de Cartagena (-33 kbd) debido a ajustes operacionales ocasionados por la reducción de la demanda por COVID-19.

Efecto Tasa de Cambio (-1.0 USD/bl): Mayor tasa de cambio de +605 pesos/dólar al expresar los costos en pesos a dólares.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	2T 2020	2T 2019	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	4,106	10,225	(6,119)	(59.8%)	12,394	18,777	(6,383)	(34.0%)
Depreciación, amortización y agotamiento	376	321	55	17.1%	709	655	54	8.2%
Costos variables	3,503	9,204	(5,701)	(61.9%)	10,820	16,895	(6,075)	(36.0%)
Costos fijos	397	485	(88)	(18.1%)	979	959	20	2.1%
Costo de ventas	4,276	10,010	(5,734)	(57.3%)	12,508	18,509	(6,001)	(32.4%)
(Pérdida) Utilidad bruta	(170)	215	(385)	(179.1%)	(114)	268	(382)	(142.5%)
Gastos operacionales	397	291	106	36.4%	787	584	203	34.8%
Pérdida operacional	(567)	(76)	(491)	646.1%	(901)	(316)	(585)	185.1%
Ingresos (gastos) financieros	(68)	(391)	323	(82.6%)	(1,182)	(548)	(634)	115.7%
Resultados de participación en compañías	42	4	38	950.0%	93	7	86	1,228.6%
Pérdida antes de impuesto a las ganancias	(593)	(463)	(130)	28.1%	(1,990)	(857)	(1,133)	132.2%
Provisión impuesto a las ganancias	273	131	142	108.4%	658	157	501	319.1%
Pérdida neta consolidada	(320)	(332)	12	(3.6%)	(1,332)	(700)	(632)	90.3%
Interés no controlante	(27)	0	(27)	-	(64)	0	(64)	-
Pérdida neta antes de impairment	(347)	(332)	(15)	4.5%	(1,396)	(700)	(696)	99.4%
(Gasto) Recuperación por Impairment de activos largo plazo	1	1	0	0.0%	(689)	1	(690)	(69,000.0%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	0	0	0	-	127	0	127	-
Pérdida neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	(346)	(331)	(15)	4.5%	(1,958)	(699)	(1,259)	180.1%
EBITDA*	(53)	363	(416)	(114.6%)	230	583	(353)	(60.5%)
Margen EBITDA	-1.3%	3.6%	-	(4.9%)	1.9%	3.1%	-	(1.2%)

* El Ebitda ajustado (por efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario) para el 2T20 es de COP 21 mil millones y para el período enero-junio 2020 es de COP 262 mil millones.

Los ingresos del 2T20 presentaron una disminución con respecto al 2T19 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 se destacó por su buen desempeño operativo apalancado en el aprovechamiento de un entorno favorable en el sector petroquímico.

El costo de ventas presentó una disminución en el 2T20 frente al 2T19, principalmente por: i) menores precios de la dieta de crudos de las refinerías, ii) un menor volumen de crudo cargado en las refinerías por la contracción de la demanda, y iii) un menor volumen y precio de importaciones de productos, principalmente diésel y 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 2T20 versus el 2T19 principalmente por: i) gastos del periodo asociados al cierre temporal de plantas, ii) reconocimiento del plan de retiro voluntario y, iii) la consolidación de Invercolsa.

El resultado financiero (no operacional) del 2T20 versus 2T19 tuvo un impacto positivo por el efecto de la revaluación del peso frente al dólar en tasas de cierre en la posición neta pasiva en dólares del segmento, que compensa el impacto de los intereses de la deuda en dólares.



IV. Medio Ambiente, Inversión Social y Gobierno Corporativo

Emergencia COVID-19

Con el propósito de atender oportunamente los retos generados por la coyuntura del COVID-19, además de sus sesiones ordinarias, la Junta Directiva se ha venido reuniendo semanalmente. Se han realizado 17 de estas sesiones de seguimiento a los planes de contingencia, en temas relacionados con la emergencia de salud derivada de la pandemia y sobre la contingencia financiera, incluyendo el seguimiento a los precios y la macroeconomía global.

Estas sesiones extraordinarias han permitido que la Junta se encuentre debidamente informada sobre los impactos de la contingencia en la compañía para guiar a la administración de manera adecuada y con la prontitud que requiere la coyuntura actual.

Así mismo, desde el 13 de marzo empezó a sesionar el Comité de Crisis de COVID-19, desde el cual se han desplegado los protocolos y lineamientos de prevención, control y mitigación de los efectos de la pandemia sobre el personal y el aseguramiento de la continuidad de las operaciones de la compañía en medio de la emergencia sanitaria.

Dentro de las acciones tomadas para afrontar la pandemia se destacan las siguientes:

- Elaboración e implementación del Plan de Bioseguridad COVID-19 para la compañía, dando cumplimiento a lo establecido en las resoluciones 0666, 0748 y 0797 de 2020 emitidas por el Ministerio de Salud y Protección Social. Este documento busca orientar las pautas, acciones y recomendaciones para identificar y reducir la transmisión del virus, disminuir los efectos en las personas, así como minimizar las repercusiones operativas que podría causar la pandemia de coronavirus.
- Búsqueda activa de casos positivos COVID-19 en las operaciones de Ecopetrol, con 11,218 pruebas PCR⁶ realizadas al 15 de julio de 2020.
- Inicio de operación del laboratorio de biología molecular en Policlínica de Barrancabermeja para la realización de pruebas diagnósticas COVID-19 en la región del Magdalena Medio.
- Acompañamiento remoto en salud mental y ergonomía a trabajadores del Grupo Ecopetrol.
- Atención y gestión de alertas epidemiológicas en diferentes zonas de operación.

Ecopetrol ha mantenido un relacionamiento y diálogo permanente con la institucionalidad y las comunidades, con el fin de informar de manera oportuna y transparente las medidas de prevención y contención tomadas por la empresa en relación con el COVID-19, así como su contribución para enfrentar la actual emergencia económica y social.

Iniciativa “Apoyo País” ante COVID-19

A la fecha, Ecopetrol ha aprobado alrededor de COP 88 mil millones para el desarrollo de proyectos de apoyo a la atención de la emergencia por COVID-19, los cuales incluyen: i) ayudas humanitarias, entrega de elementos de protección personal y limpieza a entes territoriales; ii) aportes solidarios a población vulnerable (apoyo en pago de facturas de energía, bonos solidarios); iii) fortalecimiento del sistema de salud (equipos médicos, pruebas PCR e inmobiliario hospitalario); iv) alianzas estratégicas con otros empresarios para la producción de ropa médica, equipos médicos y alcohol glicerinado; v) apoyo tecnológico al gobierno nacional con una plataforma de contratación para COVID-19; y vi) desarrollo de funcionalidades de reporte y consulta de signos vitales para la Aplicación de CoronApp. Adicionalmente, está en proceso la formalización de convenios con instituciones

⁶ Prueba de Reacción en Cadena de Polimerasa, por sus siglas en inglés



científicas para el desarrollo de iniciativas de innovación de equipos médicos que responden a la atención de la emergencia.

Inversión Social y Ambiental

En el segundo trimestre de 2020, Ecopetrol destinó recursos de inversión social y ambiental en proyectos e iniciativas del Portafolio de Desarrollo Sostenible por un valor de COP 39,388 millones. Las inversiones acumuladas al primer semestre de 2020 fueron de COP 56,277 millones en las líneas de acceso a servicios públicos, educación, deporte y salud, fortalecimiento institucional y comunitario, infraestructura pública y comunitaria, desarrollo rural inclusivo y emprendimiento y desarrollo empresarial. Lo anterior, representa un incremento del 98.6% respecto al mismo periodo de 2019 (COP 28,339 millones).

En mayo, le fueron asignados al Grupo Ecopetrol 13 nuevos proyectos a ejecutar a través del mecanismo de Obras por Impuestos por COP 107,227 millones, asociados al año gravable 2019, en los sectores de infraestructura vial, agua potable y educación pública. El Grupo Ecopetrol tiene la mayor participación en este mecanismo, con un 48% del cupo total asignado.

Comunidades

En el marco de la construcción de relaciones de confianza con los grupos étnicos, se destacan las actividades realizadas con el pueblo indígena U'wa, ubicado en la región del Sarare. Se realizaron espacios de diálogo e intercambio de saberes, en los que se profundizó sobre los beneficios de la industria y se presentó el Programa de Transición Energética y el Proyecto Parque Solar Castilla. Estos espacios contaron con la participación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Equipo Étnico del Departamento Nacional de Planeación.

Agua

En Ecopetrol se reutilizaron 21.9 millones de metros cúbicos de agua (1.52 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 significa una ligera disminución menor al 1% con respecto al 2T del año anterior. Estos resultados se han logrado gracias a buenas prácticas de reutilización y recirculación de agua en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, así como en los campos de producción. En el primer semestre del año se han reutilizado más de 47.6 millones de metros cúbicos, que equivalen al 65% del total de agua requerida para operar (agua reutilizada / total agua requerida).

Adicionalmente, en el 2T20 se reusaron 789 mil metros cúbicos de aguas de producción tratadas (54.5 mil barriles por día) en actividades agrícolas y pecuarias en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) del Campo Castilla. Esto significa un aumento de alrededor del 493% con respecto al 2T del año anterior.

Descarbonización

Durante 2T20, el Grupo Empresarial logró la verificación de la reducción de 509,670 toneladas de CO₂ equivalente por parte de Ruby Canyon Engineering, firma auditora internacional especializada en procesos de validación y verificación de reducción de emisiones, para un total de 687,769 toneladas en el primer semestre de 2020. Las reducciones verificadas corresponden al segundo periodo de acreditación de los proyectos “Despacho técnico económico de energía en la GRB -456,892 tCO₂e”, “Suministro de energía eléctrica in situ a través de la generación con gas asociado para el campo Casabe Peñas Blancas – 15,353 tCO₂e y en Bioenergy por “Cogeneración de electricidad a partir de biomasa” -37,425 tCO₂e.

Energías Renovables

En línea con su objetivo de incorporar 300 MW de generación basada en energías renovables para 2022, Ecopetrol recibió seis ofertas para la construcción de la segunda granja solar – San Fernando 50 MW, en el municipio de Castilla La Nueva en el Meta, por medio de un PPA (*Power Purchase Agreement*). La suscripción del contrato se estima para agosto, y se espera la entrada en servicio para 2T21. Adicionalmente, se continúa



avanzando en la maduración de otros proyectos por el orden de 100 MW de generación solar que se espera sean adjudicados durante la segunda mitad de 2020.

Por su parte, la Granja Solar Castilla (21 MW) produjo alrededor de 2.1 GWh de energía renovable para las operaciones de producción en el área de la Orinoquía.

En términos de generación eólica, se tienen prospectos identificados por 80 MW al 2022 en la Costa Atlántica y Huila. En la segunda mitad de 2020 se comenzarán las mediciones de viento necesarias para evaluar el potencial de generación en la Costa Atlántica, adyacente a las operaciones de la Refinería de Cartagena.

Responsabilidad Corporativa

Este año, Ecopetrol participó en el Índice de Inversión Social Privada⁷, cuyos resultados la ubicaron dentro de las 10 empresas más reconocidas por su inversión social y entre las 25 que más realizan inversión social privada en el país.

En observancia de los Principios Rectores de Naciones Unidas sobre Empresas y Derechos Humanos, Ecopetrol finalizó el análisis de riesgos de derechos humanos para 10 municipios del Magdalena Medio donde tiene presencia, e inició el proceso de socialización de los resultados con las áreas operativas, a fin de definir el plan de prevención y mitigación de riesgos.

Gobierno Corporativo

Los esfuerzos en materia de Gobierno Corporativo han estado concentrados en fortalecer las prácticas que viabilizan el funcionamiento virtual de la organización. Estas medidas incluyen la firma electrónica de actas y documentos al interior de la Compañía, la utilización de plataformas seguras y el manejo adecuado de la confidencialidad de la información.

V. Presentación de Resultados

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del segundo trimestre de 2020 y la actualización del Plan de Negocio 2020 - 2022:

Español

5 de agosto de 2020
08:00 a.m. Colombia
09:00 a.m. Nueva York

Inglés

5 de agosto 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/scripts/Server.nxp?LASCmd=AI:4;F:QS!10100&ShowUUID=3B48F7D0-2CCC-4D59-901E-790CD279DD8A&LangLocaleID=1034>

Inglés:

<https://onlinexperiences.com/scripts/Server.nxp?LASCmd=AI:4;F:QS!10100&ShowUUID=BF09E60F-C83D-4833-B28C-3B5E12042917>

⁷ Este índice lo desarrolla Jaime Arteaga y Asociados, Semana Sostenible y la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional en Colombia (USAID). Este considera variables como la alineación, la gestión, la sinapsis, la focalización y el reconocimiento, los cuales explican las actividades de inversión social privada y responsabilidad social y empresarial de las compañías.



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

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)	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	4,010	8,676	(53.8%)	11,901	16,497	(27.9%)
Exterior	4,432	9,633	(54.0%)	11,613	17,754	(34.6%)
Total ingresos	8,442	18,309	(53.9%)	23,514	34,251	(31.3%)
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	2,236	2,052	9.0%	4,388	4,023	9.1%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,491	1,377	8.3%	2,946	2,677	10.0%
Depreciación fijo	745	675	10.4%	1,442	1,346	7.1%
Costos variables	3,570	6,777	(47.3%)	10,266	12,893	(20.4%)
Productos importados	913	3,597	(74.6%)	4,128	7,018	(41.2%)
Compras nacionales	967	2,819	(65.7%)	3,295	5,130	(35.8%)
Servicio de transporte hidrocarburos	226	208	8.7%	436	390	11.8%
Variación de inventarios y otros	1,464	153	856.9%	2,407	355	578.0%
Costos fijos	1,810	2,385	(24.1%)	4,249	4,531	(6.2%)
Servicios contratados	586	785	(25.4%)	1,370	1,420	(3.5%)
Mantenimiento	414	658	(37.1%)	1,006	1,218	(17.4%)
Costos laborales	581	576	0.9%	1,181	1,120	5.4%
Otros	229	366	(37.4%)	692	773	(10.5%)
Total costo de ventas	7,616	11,214	(32.1%)	18,903	21,447	(11.9%)
Utilidad bruta	826	7,095	(88.4%)	4,611	12,804	(64.0%)
Gastos operacionales	2	1,138	(99.8%)	1,081	1,892	(42.9%)
Gastos de administración (neto de otros ingresos)	(138)	890	(115.5%)	903	1,583	(43.0%)
Gastos de exploración y proyectos	140	248	(43.5%)	178	309	(42.4%)
Utilidad operacional	824	5,957	(86.2%)	3,530	10,912	(67.7%)
Resultado financiero, neto	(599)	(391)	53.2%	(1,265)	(776)	63.0%
Diferencia en cambio, neto	46	43	7.0%	33	86	(61.6%)
Intereses, neto	(562)	(358)	57.0%	(959)	(682)	40.6%
Ingresos (gastos) financieros	(83)	(76)	9.2%	(339)	(180)	88.3%
Resultados de participación en compañías	77	72	6.9%	77	233	(67.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	302	5,638	(94.6%)	2,342	10,369	(77.4%)
Provisión impuesto a las ganancias	(3)	(1,872)	(99.8%)	(633)	(3,546)	(82.1%)
Utilidad neta consolidada	299	3,766	(92.1%)	1,709	6,823	(75.0%)
Interés no controlante	(277)	(280)	(1.1%)	(624)	(593)	5.2%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	22	3,486	(99.4%)	1,085	6,230	(82.6%)
(Gasto) recuperación por impairment de activos de largo plazo	4	1	300.0%	(1,204)	2	(60.300.0%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(1)	0	-	277	0	-
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	25	3,487	(99.3%)	158	6,232	(97.5%)
EBITDA	1,996	8,307	(76.0%)	7,253	15,665	(53.7%)
Margen EBITDA	23.6%	45.4%	(21.8%)	30.8%	45.7%	(14.9%)



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

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2020	Marzo 31, 2020	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	9,248	8,797	5.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	4,817	4,447	8.3%
Inventarios	5,035	5,812	(13.4%)
Activos por impuestos corrientes	3,094	1,664	85.9%
Otros activos financieros	3,886	807	381.5%
Otros activos	1,849	2,134	(13.4%)
Total activos corrientes	27,929	23,661	18.0%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	5	22	(77.3%)
Total activos corrientes	27,934	23,683	17.9%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	3,357	3,509	(4.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	691	682	1.3%
Propiedades, planta y equipo	68,385	70,244	(2.6%)
Recursos naturales y del medio ambiente	31,173	31,608	(1.4%)
Activos por derecho de uso	349	450	(22.4%)
Intangibles	569	609	(6.6%)
Activos por impuestos diferidos	10,770	11,556	(6.8%)
Otros activos financieros	1,998	2,127	(6.1%)
Otros activos	1,924	2,066	(6.9%)
Total activos no corrientes	119,216	122,851	(3.0%)
Total activos	147,150	146,534	0.4%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	9,508	6,127	55.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	12,980	16,783	(22.7%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,867	2,000	(6.7%)
Pasivos por impuestos corrientes	565	2,362	(76.1%)
Provisiones y contingencias	762	745	2.3%
Otros pasivos	937	894	4.8%
Total pasivos corrientes	26,619	28,911	(7.9%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	44,162	40,328	9.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	23	27	(14.8%)
Provisiones por beneficios a empleados	9,983	10,194	(2.1%)
Pasivos por impuestos diferidos	643	580	10.9%
Pasivos por impuestos no corrientes	142	71	100.0%
Provisiones y contingencias	9,267	9,326	(0.6%)
Otros pasivos	674	717	(6.0%)
Total pasivos no corrientes	64,894	61,243	6.0%
Total pasivos	91,513	90,154	1.5%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	51,651	52,575	(1.8%)
Interés no controlante	3,986	3,805	4.8%
Total patrimonio	55,637	56,380	(1.3%)
Total pasivos y patrimonio	147,150	146,534	0.4%



Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2020	2T 2019	6M 2020	6M 2019
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	25	3,487	158	6,232
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	277	279	624	593
Cargo por impuesto a las ganancias	4	1,873	356	3,546
Depreciación, agotamiento y amortización	2,289	2,094	4,519	4,084
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(46)	(43)	(33)	(86)
Costo financiero reconocido en resultados	873	669	1,572	1,310
Pozos secos	86	109	100	154
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	9	30	4	42
Impairment de activos de corto y largo plazo	3	15	1,212	34
Ganancia por valoración de activos financieros	(89)	(43)	(42)	(88)
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	(88)	0	(88)	0
Ganancia en combinación de negocios	(1,439)	0	(1,439)	0
Ganancia por venta de activos	(1)	0	(1)	0
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(77)	(72)	(77)	(233)
Diferencia en cambio realizada coberturas de exportaciones e inefectividad	98	346	225	684
Otros conceptos menores	(4)	2	9	1
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(1,369)	117	(2,790)	(1,658)
Impuesto de renta pagado	(2,799)	(2,860)	(3,984)	(3,778)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	(2,248)	6,003	325	10,837
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,160)	(728)	(1,983)	(1,328)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,223)	(1,473)	(3,842)	(2,780)
Adquisiciones de intangibles	(9)	(2)	(20)	(33)
Venta activos mantenidos para la venta e instrumentos de patrimonio	1	0	0	0
(Compra) venta de otros activos financieros	(3,065)	286	(572)	984
Intereses recibidos	91	121	180	250
Dividendos recibidos	72	34	72	34
Ingresos por venta de activos	1	2	9	26
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(5,292)	(1,760)	(6,156)	(2,847)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	11,184	(478)	11,128	(698)
Pago de intereses	(591)	(494)	(1,055)	(969)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(91)	(155)	(171)	(144)
Dividendos pagados	(1,911)	(6,643)	(2,337)	(6,975)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	8,591	(7,770)	7,565	(8,786)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(600)	113	438	8
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	451	(3,414)	2,172	(788)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	8,797	8,938	7,076	6,312
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	9,248	5,524	9,248	5,524
Transacciones no monetarias				
Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	21	564	36	566
Operaciones con giros financiados	303	0	459	0



Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2020	2T 2019	6M 2020	6M 2019
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	25	3,487	158	6,232
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,289	2,094	4,519	4,084
(+/-) Impairment activos a largo plazo	(4)	(1)	1,204	(2)
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	(1,439)	0	(1,439)	0
(+/-) Resultado financiero, neto	599	391	1,265	776
(+) Provisión impuesto a las ganancias	4	1,872	356	3,546
(+) Impuestos y otros	245	184	566	436
(+/-) Interés no controlante	277	280	624	593
EBITDA Consolidado*	1,996	8,307	7,253	15,665

* El Ebitda consolidado ajustado (Por efecto del reconocimiento de gastos asociados al plan de retiro voluntario) para el 2T 2020 es de COP 2,168 mil millones y para el período enero-junio 2020 es de COP 7,425 mil millones

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (2T20)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	(602)	(346)	973	0	25
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,548	415	326	0	2,289
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	(1)	(3)	0	(4)
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	(1,373)	(66)	0	0	(1,439)
(+/-) Resultado financiero, neto	371	68	160	0	599
(+) Provisión impuesto a las ganancias	(302)	(273)	579	0	4
(+) Otros Impuestos	100	123	22	0	245
(+/-) Interés no controlante	(20)	27	270	0	277
EBITDA Consolidado	(278)	(53)	2,327	0	1,996



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)	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (%)
Nacionales	3,761	8,488	(55.7%)	11,153	16,254	(31.4%)
Exterior	3,410	7,473	(54.4%)	9,034	13,859	(34.8%)
Total ingresos	7,171	15,961	(55.1%)	20,187	30,113	(33.0%)
Costos variables	5,652	8,479	(33.3%)	14,225	16,673	(14.7%)
Costos fijos	2,628	2,968	(11.5%)	5,655	5,604	0.9%
Costo de ventas	8,280	11,447	(27.7%)	19,880	22,277	(10.8%)
Utilidad bruta	(1,109)	4,514	(124.6%)	307	7,836	(96.1%)
Gastos operacionales (neto de otros ingresos)	(408)	684	(159.6%)	189	1,124	(83.2%)
Utilidad operacional	(701)	3,830	(118.3%)	118	6,712	(98.2%)
Ingresos (gastos) financieros	(288)	(405)	(28.9%)	(2,235)	(721)	210.0%
Resultados de participación en compañías	706	1,169	(39.6%)	1,971	2,203	(10.5%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	(283)	4,594	(106.2%)	(146)	8,194	(101.8%)
Provisión impuesto a las ganancias	308	(1,107)	(127.8%)	637	(1,962)	(132.5%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	25	3,487	(99.3%)	491	6,232	(92.1%)
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	25	3,487	(99.3%)	158	6,232	(97.5%)
EBITDA	(340)	5,400	(106.3%)	2,097	9,726	(78.4%)
Margen EBITDA	-4.70%	33.80%	(38.5%)	10.40%	32.30%	(21.9%)



Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2020	Marzo 31, 2020	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	5,787	3,501	65.3%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	4,817	4,828	(0.2%)
Inventarios	3,261	3,878	(15.9%)
Activos por impuestos corrientes	2,364	1,260	87.6%
Otros activos financieros	6,474	3,263	98.4%
Otros activos	1,274	1,095	16.3%
Total activos corrientes	23,977	17,825	34.5%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	5	19	(73.7%)
Total activos corrientes	23,982	17,844	34.4%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	56,770	59,033	(3.8%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	507	526	(3.6%)
Propiedades, planta y equipo	22,546	21,381	5.4%
Recursos naturales y del medio ambiente	21,769	22,088	(1.4%)
Activos por derecho de uso	3,337	3,408	(2.1%)
Intangibles	204	218	(6.4%)
Activos por impuestos diferidos	5,135	6,026	(14.8%)
Otros activos financieros	1,540	1,606	(4.1%)
Otros activos	1,099	1,008	9.0%
Total activos no corrientes	112,907	115,294	(2.1%)
Total activos	136,889	133,138	2.8%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	5,821	4,097	42.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	11,756	14,840	(20.8%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,810	1,905	(5.0%)
Pasivos por impuestos corrientes	372	501	(25.7%)
Provisiones y contingencias	653	637	2.5%
Otros pasivos	914	601	52.1%
Total pasivos corrientes	21,326	22,581	(5.6%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	46,365	40,343	14.9%
Provisiones por beneficios a empleados	9,983	10,194	(2.1%)
Pasivos por impuestos diferidos	141	141	0.0%
Pasivos por impuestos no corrientes	103	34	202.9%
Provisiones y contingencias	7,263	7,209	0.7%
Otros pasivos	57	61	(6.6%)
Total pasivos no corrientes	63,912	57,982	10.2%
Total pasivos	85,238	80,563	5.8%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	51,651	52,575	(1.8%)
Total patrimonio	51,651	52,575	(1.8%)
Total pasivos y patrimonio	136,889	133,138	2.8%



Tabla 8: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	2T 2020	2T 2019	% Part.	6M 2020	6M 2019	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	202.5	181.4	42.0%	201.3	162.4	44.4%
Asia	228.3	151.3	47.3%	209.5	146.6	46.2%
América Central / Caribe	23.2	18.8	4.8%	19.4	32.3	4.3%
Otros	0.3	0.2	0.1%	4.5	2.9	1.0%
Europa	11.2	32.9	2.3%	9.2	24.7	2.0%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	10.3	0.0%	1.2	14.5	0.3%
América del Sur	0.0	0.8	0.0%	0.0	1.9	0.0%
Costa Este EE.UU.	16.7	0.0	3.5%	8.4	16.8	1.8%
Total	482.2	395.8	100.0%	453.4	402.1	100.0%

Productos - kbped	2T 2020	2T 2019	% Part.	6M 2020	6M 2019	% Part.
América Central / Caribe	50.8	42.0	46.2%	44.5	35.8	41.5%
Costa del Golfo EE.UU.	4.1	13.9	3.7%	15.4	7.3	14.4%
Asia	12.0	20.9	10.9%	12.5	19.9	11.7%
América del Sur	8.0	5.5	7.3%	10.5	7.3	9.7%
Costa Este EE.UU.	34.9	43.0	31.8%	21.0	42.7	19.5%
Europa	0.1	3.4	0.1%	1.9	2.0	1.7%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	1.6	3.3	1.5%
Otros	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Total	109.9	128.7	100.0%	107.2	118.3	22.8%

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	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (%)
Crudo	164.2	162.8	0.9%	173.4	162.7	6.6%
Gas	1.6	1.6	0.0%	3.7	1.9	94.7%
Productos	1.8	2.8	(35.7%)	2.7	3.1	(12.9%)
Diluyente	0.2	0.4	(50.0%)	0.3	0.4	(25.0%)
Total	167.8	167.6	0.1%	180.1	168.1	7.1%

Importaciones - kbped	2T 2020	2T 2019	Δ (%)	6M 2020	6M 2019	Δ (%)
Crudo	8.2	40.4	(79.7%)	17.8	35.1	(49.3%)
Productos	39.7	73.5	(46.0%)	68.3	85.6	(20.2%)
Diluyente	25.8	55.2	(53.3%)	37.7	53.1	(29.0%)
Total	73.7	169.1	(56.4%)	123.8	173.8	(28.8%)
Total	241.5	336.7	(28.3%)	303.9	341.9	(11.1%)



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	3/01/2020
2	Primero	Aguas Blancas 24	A1	Aguas Blancas	Valle Medio del Magdalena	PAREX 60% (Operador) ECP 40%	Suspendido temporalmente	19/01/2020
3	Primero	Lorito Este -1	A3	CPO-09	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol 45%	Suspendido temporalmente	31/01/2020
4	Segundo	Gato do Mato-4	A1	BM-S-54 / Sul de Gato do Mato	Santos	Shell 50% (Operador) Total 20% ECP 30%	Exitoso	30/03/2020
5	Segundo	Lorito A1	A1	CPO-09	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol 45%	Suspendido temporalmente	10/06/2020
6	Segundo	Obiwan-1	A3	YDSN-1	Sinú- San Jacinto	Hocol (100%)	Seco	25/06/2020
7	Segundo	Saturno-1	A3	Saturno PSC	Santos	Shell 45% (Operador) Chevron 45% ECP 10%	En evaluación	30/05/2020

Tabla 11: Iniciativas de Ahorro – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2020	2T 2019	6M 2020	6M 2019
Optimización de los costos de perforación y construcción de facilidades	36.8	253.5	261.3	535.9
Mejora en la gestión comercial	271.6	86.6	301.9	137.4
Mejora en ingresos/márgenes de las refinерías	40.0	56.7	69.4	87.4
Reducción de costos de O&M de las empresas del Midstream	34.3	42.9	54.0	53.7
Estrategia de energía - Ventas de excedentes - Optimización de costos	20.4	23.6	35.7	46.6
Ahorro en áreas de soporte, logística y otros	12.3	20.8	21.6	27.8
Reducción de producción diferida por aspectos operativos	6.2	6.1	10.9	12.7
Optimización operativa	34.1	9.8	64.8	35.7
Optimización del costo de caja de refinación	0.0	0.0	0.0	0.0
Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados	132.9	(27.6)	132.9	20.7
Transformación digital	26.8	0.0	29.6	0.0
Total	615.4	472.4	982.1	957.9

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

Indicadores HSE*	2T 2020	2T 2019	6M 2020	6M 2019
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.47	0.58	0.47	0.56
Incidentes ambientales**	0	2	2	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