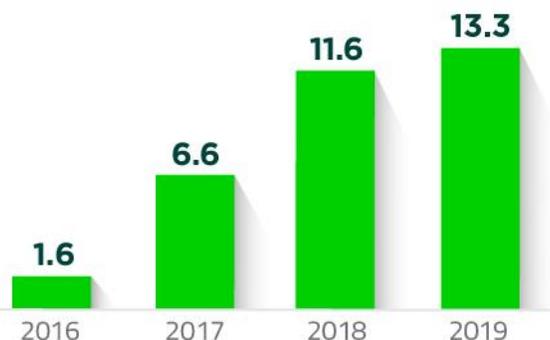


Resultados 2019

Avanzamos por la senda del crecimiento rentable y sostenible



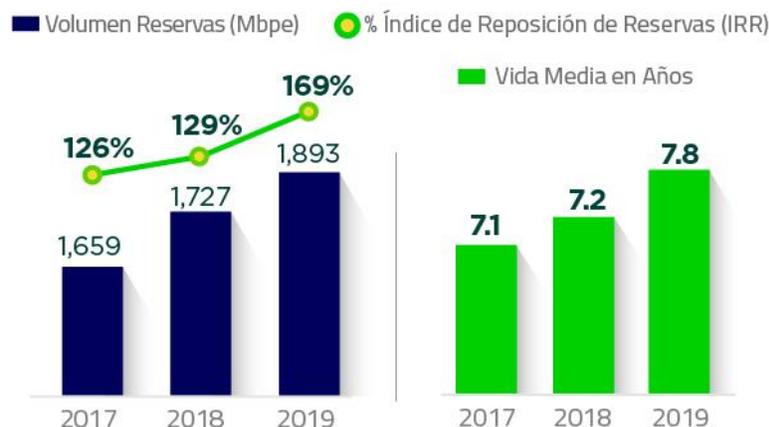
Utilidad Neta COP Bn
La más alta de los últimos 6 años



- Distribución de dividendos **más alta en la historia de la compañía** (314 pesos por acción)
- Récord en diferencial de crudo vs. Brent (-\$5.6 US/BI)

Balance de Reservas 2019

Resultado de nuestro crecimiento rentable



- IRR más alto de los **últimos 9 años**
- Incorporación de 164 Mbpe en reservas probadas a desarrollar en JV con Oxy en Permian (EEUU)



Refinación

■ Cartagena
■ Barrancabermeja



kbd: Miles de barriles por día



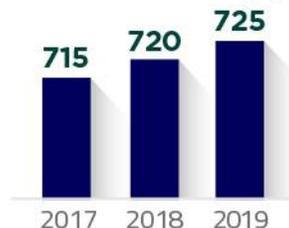
Transporte

- **Incremento 4%** en volúmenes transportados
- Continuidad operativa y aporte al EBITDA del Grupo Empresarial
Margen EBITDA 77%



Producción y Exploración

Volumen de Producción (kbped)



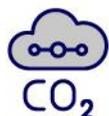
kbped: Miles de barriles de petróleo equivalente por día

- **Fortalecimiento de gas**
Preacuerdo mayor participación en campos Chuchupa y Ballena

- Descubrimiento Gato do Mato Presal (Brasil): **30% Participación**
- Alianza estratégica en offshore Caribe
Shell operador (50%)
Ecopetrol (50%)

Bloques Fuerte Sur, Purple Angel y COL-5

Avanzando hacia la descarbonización



META 2030
Reducción
20% Ton Co₂e

Al 2030
CERO
quemadas
rutinarias
en TEAS

Parque Solar Castilla
21 MW
Subasta renovables
30 MW

META AL 2022
300 MW
renovables
20% Capacidad instalada

Información de contacto:

✉ investors@ecopetrol.com.co ☎ Tel: +57 (1) 234 51 90



DE TODOS
PARA TODOS



El 2019 fue un año sobresaliente en términos operativos y financieros para el Grupo Ecopetrol, cumpliendo nuestras metas anunciadas en la actualización del plan 2019-2021. Los resultados financieros fueron los más altos de los últimos 6 años, con una utilidad neta de 13.3 billones de pesos, un EBITDA de 31.1 billones de pesos y un margen EBITDA de 44%. Este gran desempeño permitió, la distribución de dividendos más alta en la historia de la compañía (314 pesos por acción), así como inversiones enfocadas en crecimiento rentable orgánicas (80%) e inorgánicas (20%) por USD 4.4 billones, sin comprometer nuestra calidad crediticia, la cual mantiene un indicador de Deuda Bruta/EBITDA de 1.2 veces.

Los **resultados financieros** obtenidos, son el reflejo del buen desempeño operativo y el posicionamiento comercial de nuestros crudos en mercados que generen mayor valor, alcanzando en 2019 un diferencial récord en el cuarto trimestre de -4.7 dólares por barril. Nuestra estrategia comercial nos permitió lograr una aproximación directa con los refinadores, convirtiéndonos en un proveedor de crudos pesados confiable para nuestros clientes, con altos estándares de calidad y tiempos de entrega competitivos, maximizando así el valor de nuestra canasta en medio de una coyuntura favorable para los crudos pesados de la región. Lo anterior, fue también posible debido a una mejor tasa de cambio promedio, a los ahorros obtenidos en gastos financieros por pagos anticipados de deuda y a la menor tasa nominal de tributación. Todo esto permitió compensar el menor precio Brent promedio, el cual pasó de 72 dólares por barril en 2018, a 64 dólares por barril en 2019, evidenciando nuestra capacidad de adaptación ante los cambios en las condiciones de entorno, reflejado en un menor break even de utilidad de 29.9 dólares por barril.

Por su parte, la utilidad del 2019 tuvo un impacto positivo producto del aumento en la participación de Inversiones de Gases de Colombia (Invercolsa), del 43% al 52%, como resultado del fallo de la Corte Suprema de Justicia en octubre del 2019, generando un cambio en la situación de control en esta compañía, la cual pasó de subsidiaria a asociada, generando el reconocimiento de un ingreso por única vez por 1 billón de pesos.

Como parte de la estrategia de la compañía seguimos comprometidos con nuestro plan de



eficiencias operativas y financieras. Durante el año 2019 alcanzamos eficiencias acumuladas por 3.3 billones de pesos en el Grupo Empresarial, lo que representa un incremento del 22% respecto al año 2018, excediendo la meta prevista en el plan 2019-2021.

Continuando en esta senda de eficiencias, se asignaron 126 millones de dólares en el plan de inversiones 2020, para proyectos de Transformación digital, que permitirán mejorar la productividad y eficiencia por medio del uso de inteligencia artificial, *blockchain* y *bots*, entre otras tecnologías.

En términos **operativos**, en 2019 incorporamos 408 millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe) en **reservas probadas**, continuando con la tendencia positiva de los años 2017 y 2018. Al cierre del año las reservas probadas netas del Grupo Ecopetrol alcanzaron 1,893 millones de barriles de petróleo equivalente. El índice de reemplazo de reservas del 169% fue el más alto de los últimos nueve años, pese a un precio del petróleo inferior en 15% frente a 2018. Por su parte, la vida media de reservas totales aumentó de 7.2 a 7.8 años.

Orgánicamente se logró una reposición de reservas de más del 100%, destacando el excelente desempeño de recobro primario, secundario y terciario. El JV con Oxy le permitió a Ecopetrol la incorporación de reservas probadas (1P) por 164 Mbpe.

En la campaña **exploratoria**, el Grupo y sus socios completaron la perforación de 20 pozos, superando así la meta de 12 pozos para el año. Tuvimos una tasa de éxito geológico del 40% al obtener 8 pozos exitosos.

Se destacan los resultados de la estrategia de exploración Near-Field Exploration, que permite agregar reservas en tiempos cortos al estar ubicados cerca de facilidades de producción. Esta estrategia permitió sumar en pruebas extensas más



de un millón de barriles de crudo acumulados, los cuales se agregaron a la producción del Grupo.

Un hito importante para el desarrollo del offshore colombiano es el acuerdo suscrito entre Ecopetrol S.A. y Shell, el cual fue anunciado en febrero de 2020 y mediante el cual Shell adquirirá el 50% de participación de los bloques Fuerte Sur, Purple Angel y COL-5, localizados en aguas profundas del caribe colombiano.

En el frente de **producción**, cumplimos la meta anual al alcanzar 725 mil barriles de petróleo equivalente por día, pese a eventos operacionales y dificultades de orden público ocurridos durante el año. El incremento de la producción se apalancó en los buenos resultados de las campañas de perforación y mayor comercialización de gas. En octubre, se destacó la entrada en operación de la Planta de GLP¹ del campo Cupiagua que producirá entre 7.000 y 8.000 barriles por día, permitiendo así ampliar la oferta nacional de este energético y, por ende, el acceso al servicio de energía a miles de familias colombianas.

Avanzando en la transición energética y el crecimiento en la producción de gas, el 22 de noviembre de 2019, Hocol, filial del Grupo Ecopetrol, firmó un acuerdo con Chevron Petroleum Company para adquirir su participación en los campos de Chuchupa y Ballena, ubicados en el Departamento de La Guajira. Este acuerdo se encuentra sujeto a la aprobación por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio, frente a la cual estaremos informando oportunamente las novedades.

En el frente internacional se resalta la suscripción de un acuerdo con Shell Brasil Petróleo Ltda. para adquirir el 30% en el descubrimiento de “Gato do Mato”, ubicado costa afuera en la cuenca Santos de Brasil, dentro del denominado Pre-sal.

De otro lado, destaco la decisión del Consejo de Estado que permitió avanzar en el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral, los cuales le permitirán al país adquirir información sobre la viabilidad de desarrollar los Yacimientos No Convencionales en Colombia. En 2020 seguiremos informando oportunamente los avances en este frente.

¹ Gas Licuado del Petróleo

En el segmento de **transporte**, se incrementó el volumen transportado en un 4% frente al 2018, presentando estabilidad operativa y resultados financieros positivos con un EBITDA de 10 billones de pesos, es decir, un incremento de 15% frente al año anterior. Adicionalmente, se finalizó el proceso de fijación de las nuevas tarifas de transporte de crudo, las cuales permiten un aumento moderado en el nivel de ingresos del segmento.

Durante el 2019, la red de oleoductos continuó presentando afectaciones originadas por terceros, sin embargo, la operación contingente del oleoducto Bicentenario permitió atenuar estos impactos.

En materia de **refinación**, durante el año 2019 logramos un nuevo máximo histórico de carga promedio de 374 mil barriles por día para las dos refinerías, lo que demuestra su buen desempeño a pesar de algunos eventos operativos no programados. El margen bruto de refinación conjunto se ubicó en 10 USD/bl, impactado principalmente por el menor precio de los productos y el fortalecimiento de los crudos medios y pesados, en línea con el comportamiento del mercado internacional.

Como parte de los esfuerzos para contribuir con la preservación del **medio ambiente**, en 2019 anunciamos nuestro compromiso de reducir el 20% de las emisiones de CO₂ (dióxido de carbono) al año 2030 y así reducir la vulnerabilidad de la operación al cambio climático.

Esta reducción inició desde hace varios años, y en el 2019 logramos disminuir un agregado de 1.6 millones de toneladas de CO₂ equivalente de nuestra operación directa, mediante la continuidad e implementación de proyectos de eficiencia energética, reducción de quemas rutinarias en TEAs en Chichimene y el uso de energías renovables.

En este último frente, la compañía estableció la meta de incorporar alrededor de 300 MW de energías renovables no convencionales al 2022. Contribuyendo a esta meta, en 2019, se inauguró el Parque Solar Castilla con 21 MW de capacidad, y en el 2020 se tiene planeada la construcción del Parque Solar San Fernando con 50 MW de capacidad, el cual se convertirá en el mayor centro



de autogeneración de energía que se haya desarrollado en el país. Este proyecto evitará la emisión de más de 410 mil toneladas de CO₂ a la atmósfera durante los próximos 15 años.

La meta de energías renovables le permitirá a Ecopetrol incrementar la participación de estas fuentes en su matriz energética, pasando de un 5% actual a un 20% en 2022.

En enero del 2020 nos adherimos a la iniciativa “Zero Routine Flaring by 2030” del Banco Mundial en línea con el plan de descarbonización.

Por su parte, continuamos con el compromiso de ofrecer combustibles más limpios al país. En diciembre, el diésel que se distribuyó en Colombia tuvo un promedio de 11 partes por millón de azufre (ppm) y de 95 ppm en gasolina, niveles inferiores al exigido por la regulación colombiana vigente de 50 ppm en diésel y de 300 ppm en gasolina.

La inversión **socio ambiental** fue de \$245,462 millones de pesos, evidenciando así nuestro compromiso por el bienestar de las comunidades y el medio ambiente.

En el frente de **Gobernabilidad**, se destaca la transición ordenada en la Junta Directiva, así como la creación del Comité de Innovación y Tecnología de la Junta, que nos permitirá seguir avanzando en la transformación digital, uno de los habilitadores clave de la estrategia.

Habiendo alcanzado de forma anticipada los hitos operativos y financieros más significativos trazados en nuestro de Plan de Negocios 2019 – 2021, con

una compañía fortalecida operativa y financieramente, estamos preparados para nuevos retos.

Entre las metas más relevantes del Plan para el 2022 se encuentran: i) Alcanzar niveles de producción entre 780-800 kbpd (2022), (ii) Crecimiento en reservas manteniendo el índice de reposición orgánico mínimo del 100%, sin considerar efecto precio, (iii) viabilizar la carga óptima del sistema integrado de refinación a un nivel entre 370-420 kbpd, (iv) Aumentar volúmenes transportados entre 1.10-1.25 millones de barriles por día, (v) Realizar inversiones orgánicas entre 13-17 billones de dólares que se reflejen en un nivel de retorno sobre el capital empleado superior al 11% a precios del Plan, (vi) Sostener una robusta posición de caja y mantener una relación Deuda Bruta/ EBITDA entre 1.0 y 1.5 veces, que preserve el grado de inversión de la Compañía y (vii) Consolidar la estrategia ESG (*Environmental, Social, and Governance*). El Plan contempla la optimización continua del portafolio, enfocado en generación de valor.

Ratificamos nuestro compromiso con el crecimiento rentable en producción y reservas, con resultados sostenibles, disminuyendo los impactos de nuestras operaciones, impulsando buenas prácticas ambientales y promoviendo el desarrollo socio-ambiental de los territorios donde estamos presentes.

Felipe Bayón Pardo
Presidente Ecopetrol S.A.



Bogotá, febrero 25 de 2020. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el cuarto trimestre y cierre de 2019, preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

El Grupo Empresarial Ecopetrol obtuvo en 2019 un resultado financiero sobresaliente reflejado en una utilidad neta de COP 13.3 billones, la mejor de los últimos 6 años y alcanzó un Ebitda récord en la historia de COP 31.1 billones.

Este desempeño fue apalancado por: i) mayores niveles de producción de hidrocarburos (725 kbped en 2019 vs 720 kbped en 2018), en línea con las metas propuestas; ii) un nivel de cargas de refinación récord de 374 kbd, similar al 2018, a pesar de mantenimientos mayores programados en sus unidades; iii) un sólido desempeño del segmento de transporte, el cual garantizó la continuidad operativa a pesar de afectaciones por terceros a su infraestructura; iv) una destacada gestión comercial que permitió materializar mejores diferenciales de crudo vs Brent (US\$5.6/barril en 2019 vs US\$8.5/barril en 2018); v) ahorro en gastos financieros por pagos anticipados de deuda; vi) una menor tasa efectiva de tributación; y vii) entorno de devaluación favorable. Lo anterior, pese a menores precios internaciones de crudos y productos.

En adición a este desempeño, la utilidad neta también se apoyó en ingresos extraordinarios relacionados con la nueva situación de control en Invercolsa y a la activación del impuesto diferido asociado a la adquisición realizada en el Permian, que compensaron impactos de impairment de activos de largo plazo en todos los segmentos.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2019	4T 2018	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	18.581	18.314	267	1,5%	70.847	67.820	3.027	4,5%
Depreciación y amortización	2.101	1.881	220	11,7%	8.290	7.605	685	9,0%
Costos variables	7.547	7.412	135	1,8%	27.176	24.774	2.402	9,7%
Costos fijos	2.622	2.649	(27)	(1,0%)	9.492	8.791	701	8,0%
Costo de ventas	12.270	11.942	328	2,7%	44.958	41.170	3.788	9,2%
Utilidad bruta	6.311	6.372	(61)	(1,0%)	25.889	26.650	(761)	(2,9%)
Gastos operacionales y exploratorios	771	1.382	(611)	(44,2%)	3.726	4.592	(866)	(18,9%)
Utilidad operacional	5.540	4.990	550	11,0%	22.163	22.058	105	0,5%
Ingresos (gastos) financieros	(245)	(300)	55	(18,3%)	(1.670)	(2.010)	340	(16,9%)
Participación en resultados de compañías	65	(84)	149	(177,4%)	354	155	199	128,4%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5.360	4.606	754	16,4%	20.847	20.203	644	3,2%
Provisión impuesto a las ganancias	247	(1.297)	1.544	(119,0%)	(5.067)	(7.415)	2.348	(31,7%)
Utilidad neta consolidada	5.607	3.309	2.298	69,4%	15.780	12.788	2.992	23,4%
Interés no controlante	(318)	(296)	(22)	7,4%	(1.251)	(978)	(273)	27,9%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	5.289	3.013	2.276	75,5%	14.529	11.810	2.719	23,0%
Gastos por Impairment de activos largo plazo	(1.751)	(496)	(1.255)	253,0%	(1.748)	(347)	(1.401)	403,7%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	471	130	341	262,3%	470	93	377	405,4%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	4.009	2.647	1.362	51,5%	13.251	11.556	1.695	14,7%
EBITDA	7.174	7.042	132	1,9%	31.108	30.798	310	1,0%
Margen EBITDA	38,6%	38,5%	-	0,1%	43,9%	45,4%	-	(1,5%)

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

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



I. Resultados Financieros y Operativos Grupo Ecopetrol

1. Estado de Resultados

a) Ingresos por Ventas

Aumento de 1.5% en los ingresos por ventas del 4T19 versus el 4T18 como resultado combinado de:

- Efecto volumen de ventas positivo (COP +0.1 billones, +8 kbped), principalmente de Diésel (mayor demanda y cambio en regulación sobre mezcla de biodiesel) y GLP (entrada en operación de la Planta de gas en Cupiagua).
- Aumento en la tasa de cambio promedio impactando positivamente los ingresos (COP +1.1 billones).
- Menor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de -3.5 USD/bl. (COP -1.0 billón), principalmente por la disminución de los precios de referencia del crudo Brent, el cual fue compensado parcialmente con mejores diferenciales vs Brent en crudos y diésel.
- Mayores ingresos por servicios de transporte y otros (COP +0.1 billones), principalmente por mayor volumen transportado.

Los ingresos acumulados al cierre de 2019 presentaron un incremento de 4,5% con relación a 2018, como resultado combinado de:

- Aumento en el volumen de ventas de +28 kbped (+COP 2.3 billones), gracias a la mayor disponibilidad de crudo para exportación y estrategia de venta de productos en el exterior asociado a una mayor disponibilidad desde la Refinería de Cartagena.
- Mayor tasa de cambio promedio, impactando positivamente los ingresos totales (+COP 6.1 billones).
- Menor precio promedio de la canasta ponderada de crudos, productos y gas de -5.4 USD/bl (COP -5.7 billones), principalmente por la disminución de los precios de referencia del crudo Brent, compensado parcialmente con mejores diferenciales en crudos y diésel frente a Brent.
- Mayores ingresos por servicios (+COP 0.3 billones) principalmente por mayor volumen transportado.

Tabla 2: Ventas Volumétricas - Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)
Destilados Medios	161.6	151.2	6.9%	156.6	150.1	4.3%
Gasolinas	121.4	111.2	9.2%	116.0	110.5	5.0%
Gas Natural	84.8	80.7	5.1%	79.3	77.0	3.0%
Industriales y Petroquímicos	26.2	22.0	19.1%	23.4	21.1	10.9%
GLP y Propano	19.1	15.4	24.0%	16.3	16.2	0.6%
Crudo	5.2	3.3	57.6%	6.1	8.0	(23.8%)
Combustóleo	1.5	6.7	(77.6%)	1.9	8.4	(77.4%)
Total Volúmenes Locales	419.8	390.5	7.5%	399.6	391.3	2.1%
Volumen de Exportación - kbped	4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)
Crudo	414.9	419.4	(1.1%)	405.4	392.4	3.3%
Productos	119.8	136.0	(11.9%)	121.1	114.3	5.9%
Gas Natural*	1.3	1.8	(27.8%)	1.4	1.5	(6.7%)
Total Volúmenes de Exportación	536.0	557.2	(3.8%)	527.9	508.2	3.9%
Total Volúmenes Vendidos	955.8	947.7	0.9%	927.5	899.5	3.1%

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



Ventas en Colombia (43%): Incremento de 2.1% versus 2018, debido principalmente a:

- **Destilados Medios:** Mayor consumo en zonas de frontera por menor oferta de producto venezolano, cambio de la mezcla de biodiesel y mayor demanda de Jet por crecimiento del mercado de aviación.
- **Gasolina:** Aumento de la demanda nacional por mayor consumo en zonas de frontera y crecimiento económico en el país.
- **Asfalto:** Incremento en ventas con destino exportación (102 toneladas en 2019 vs 26 toneladas en 2018) y mayor demanda nacional (408 toneladas en 2019 vs 316 toneladas en 2018) por recuperación de malla vial en Bogotá y reactivación de obras 4G.
- **Gas:** Mayores ventas por incorporación de nuevos campos y procesos de comercialización de 2019 que permitieron la venta de la producción de los próximos dos años.
- **Combustóleo:** Menores ventas por menor producción para destinar las corrientes a fuentes más valiosas.
- Durante 2019 se garantizó el abastecimiento de combustibles a nivel nacional con mayores estándares de calidad a pesar de un entorno afectado por eventos sociales y operacionales.

Internacional (56%): Aumento de 3.9% versus 2018, debido principalmente a:

- Crudo: Mayores ventas por aumento en las compras de crudo nacional resultado de la estrategia comercial.
- Diésel: Mayores exportaciones por mejor realización de precio en el mercado internacional.

Tabla 3: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	4T 2019	4T 2018	% Part.	12M 2019	12M 2018	% Part.
Asia	223.5	207.3	53.9%	187.6	158.9	46.3%
Costa del Golfo EE.UU.	147.6	107.0	35.6%	149.0	130.2	36.8%
Europa	0.0	15.8	0.0%	17.7	14.5	4.4%
América Central / Caribe	21.8	34.3	5.3%	24.9	30.5	6.1%
Otros	7.8	0.0	1.9%	5.4	14.9	1.3%
América del Sur	0.0	35.0	0.0%	1.7	13.1	0.4%
Costa Oeste EE.UU.	14.2	14.4	3.4%	10.8	24.8	2.7%
Costa Este EE.UU.	0.0	5.7	0.0%	8.2	5.5	2.0%
Total	414.9	419.5	100.0%	405.3	392.4	100.0%
Productos - kbped	4T 2019	4T 2018	% Part.	12M 2019	12M 2018	% Part.
Costa Este EE.UU.	46.5	48.9	38.8%	45.4	31.0	37.5%
América Central / Caribe	24.6	23.8	20.5%	32.9	26.6	27.2%
Asia	26.7	32.1	22.3%	22.8	27.1	18.8%
América del Sur	13.3	16.3	11.1%	9.9	10.3	8.2%
Costa del Golfo EE.UU.	7.5	14.9	6.3%	7.4	17.2	6.1%
Europa	0.1	0.0	0.1%	0.9	1.2	0.7%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	1.6	0.8	1.3%
Otros	1.0	0.0	0.8%	0.2	0.0	0.2%
Total	119.8	136.0	100.0%	121.1	114.2	100.0%

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

Exportaciones

Crudos: Durante el 2019, el 83% de los cargamentos se exportaron con destino a Asia y a la Costa del Golfo EE.UU. manteniendo una proactiva y dinámica gestión comercial y más presencia en los mercados que generan mayor valor para nuestros productos.

- **Asia:** Incremento en la participación frente a 2018 como consecuencia de nuestra estrategia comercial para realizar ventas directas a refinadores independientes en China e India.



- **Costa del Golfo EE.UU.:** Mejor valoración de crudos pesados por caída de la oferta de Canadá y Venezuela.

Productos refinados: Durante 2019, el 64% de los cargamentos se exportaron con destino a EE.UU. y Asia.

- **EE.UU.:** Aumento en la participación vs 2018 principalmente por mayores exportaciones de diésel de ultra bajo azufre (ULSD) ante mayor disponibilidad de producto.
- **Asia:** Disminución en su participación vs 2018 por menores entregas de fuel oil y mayores ventas de coke.

Comportamiento de Precios y Diferenciales

Tabla 4: Precios Promedio y Diferencial de las Canastas - Grupo Ecopetrol

USD/BI	4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)
Brent	62.4	68.6	(9.0%)	64.2	71.7	(10.5%)
Canasta de Venta de Gas	25.3	22.2	14.0%	24.1	22.4	7.6%
Diferencial Canasta de Crudo	(4.7)	(10.1)	53.5%	(5.6)	(8.5)	34.1%
Canasta de Venta de Crudo	57.7	58.5	(1.4%)	58.6	63.2	(7.3%)
% Diferencial Canasta Crudo vs. Brent	(7.5%)	(14.7%)	49.0%	(8.7%)	(11.8%)	26.3%
Diferencial Canasta de Productos	5.1	6.0	(15.0%)	5.6	5.6	0.0%
Canasta de Venta de Productos	67.5	74.6	(9.5%)	69.8	77.3	(9.7%)
% Diferencial Canasta Productos vs. Brent	8.2%	8.8%	(6.8%)	8.7%	7.8%	11.5%

Crudos: En 2019 el precio de la canasta de venta de crudos se vio afectado por la caída de 10.5% del Brent frente a 2018 explicado por pesimismo del mercado sobre el desempeño de la economía global causado por el escalamiento de la guerra comercial entre EE.UU. y China, la recuperación de la producción de crudo en Libia y por un aumento de los inventarios de crudo en EE.UU.

Lo anterior fue compensado por el incremento del 34% versus 2018 del diferencial de la canasta de crudos que alcanzó un nivel récord en el 4T19 y en el total del año 2019 explicado por una gestión comercial proactiva que permitió aprovechar las condiciones de mercado logrando colocar los barriles en los mercados más rentables. Parte de la estrategia comercial ha sido asegurar la calidad de los crudos de exportación lo cual ha permitido posicionar a Ecopetrol como un proveedor confiable de crudo pesado en el mercado internacional.

Productos Refinados: En el 2019 el diferencial de la canasta de productos versus Brent se mantuvo en el mismo nivel frente al 2018 explicado por mejores precios en las ventas de asfalto y por el comportamiento del crack del diésel que compensaron en parte la debilidad de los precios de la gasolina. Así mismo, se tuvo un efecto positivo en el precio por la composición de la canasta al vender productos más valiosos en el 2019 versus 2018.

Gas Natural: Incremento del 7.6% del precio por barril equivalente versus el 2018 debido a la renovación de contratos producto del proceso de comercialización de campos mayores y las ventas incrementales a precios superiores a los del 2018.

Ecopetrol Energía

En 2019, Ecopetrol Energía comercializó 1,876 GWh producto de la atención de 65 fronteras comerciales, convirtiéndose en la cuarta comercializadora de energía no regulada del mercado colombiano. Su operación permitió asegurar el suministro de energía eléctrica al Grupo Empresarial mediante la compra de energía en contratos bilaterales logrando mitigar el efecto de la volatilidad de los precios de bolsa de energía eléctrica.



b) Costo de Ventas

Depreciación y amortización: Aumento del 11.7% en el 4T19 frente a 4T18 y del 9% en el 2019 vs 2018, como resultado de:

- Mayor nivel de inversión asociado a los resultados de la campaña de perforación y la mejora en el factor de recobro de los activos.
- Aumento en la tasa de cambio promedio con efecto en el costo por depreciación de las empresas del Grupo con moneda funcional dólar, dada la devaluación del peso frente a esta moneda.
- Mayores niveles de producción (725 kbped 2019 vs 720 kbped en 2018).
- Lo anterior es compensado parcialmente con la mayor incorporación de reservas, lo que se traduce en una menor tasa de depreciación.

Costos variables: Los costos variables del 4T19 aumentaron en 1.8% frente al 4T de 2018, principalmente por efectos compensados entre:

- Mayor costo de transporte (COP +0.1 billones) principalmente para prevenir el desabastecimiento de combustibles en el suroccidente del país y nuevos contratos de gas en la línea Cusiana-Barranca.
- Menor costo en compras de crudo, gas y productos (COP -0.1 billones), por efecto neto de:
 - Leve aumento en el volumen comprado (COP +88 MM, +1 kbped).
 - Disminución del precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudos, productos y gas (COP -0.5 billones).
 - Aumento de la tasa de cambio promedio de las compras (COP +0.4 billones).
- Otros efectos menores (COP +0.2 billones).

Los costos variables aumentaron en 9.7% en 2019 con respecto al año 2018, principalmente por:

- Mayor costo en compras de crudo, gas y productos (COP +2.2 billones), por efecto neto de:
 - Incremento en el volumen comprado (COP +2.7 billones, +29 kbped); por: i) mayores compras de crudos nacionales (+6 kbped) en nuevos contratos, ii) importación de Diésel (+24 kbped) para abastecimiento del mercado local y, iii) menor volumen de compras de otros productos y gas (-1 kbped).
 - Disminución del precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudos, productos y gas (COP -2.9 billones) en línea con los indicadores de mercado.
 - Aumento de la tasa de cambio promedio de las compras (COP +2.4 billones).
- Mayor costo de transporte (COP +0.1 billones).
- Otros efectos menores (COP +0.1 billones).

Tabla 5: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales - kbped		4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)
Crudo		195.3	160.0	22.1%	179.3	159.7	12.3%
Gas		4.5	4.2	7.1%	2.8	5.5	(49.1%)
Productos		3.9	4.4	(11.4%)	3.3	3.5	(5.7%)
Diluyente		1.7	2.2	(22.7%)	0.7	0.9	(22.2%)
Total		205.4	170.8	20.3%	186.1	169.6	9.7%
Importaciones - kbped		4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)
Crudo		12.8	37.5	(65.9%)	24.9	38.3	(35.0%)
Productos		73.3	74.8	(2.0%)	77.3	52.2	48.1%
Diluyente		45.5	53.2	(14.5%)	51.7	51.1	1.2%
Total		131.6	165.5	(20.5%)	153.9	141.6	8.7%
Total		337.0	336.3	0.2%	340.0	311.2	9.3%



Costos fijos: Disminución del 1.0% en el 4T19 frente al 4T18 por el efecto compensado entre menores costos de mantenimiento y mayor costo laboral principalmente por el aumento salarial frente al año anterior y mayor planta de personal en línea con la estrategia organizacional.

En el 2019 los costos fijos aumentaron 8.0% con respecto a 2018 por la combinación de los siguientes factores:

- a) Incremento en mantenimiento, servicios contratados, energía, entre otros, (COP +0.4 billones) asociado a la mayor actividad, costos por producción incremental, entrada en operación de nuevos pozos, mayor participación en campos, mantenimiento en sistema de transporte y mayores tarifas de energía eléctrica, entre otros.
- b) Mayor costo laboral (COP +0.2 billones) principalmente por el aumento salarial frente al año anterior y el aumento de la planta de personal.
- c) Mayores impuestos asumidos (COP + 0.2 billones) principalmente por el IVA en gasolinas y ACPM que pasó de estar gravado a la tarifa general de 19% a 5%, limitando a este porcentaje el descuento de IVA en bienes y servicios adquiridos.
- d) Otros menores (COP -0.1 billones).

c) Gastos Operativos (neto de otros ingresos) y Exploratorios (antes de impairment de activos de largo plazo)

Los **gastos operativos (antes de efecto de impairment de activos de largo plazo)** del 4T19 disminuyeron 44.2% con relación al mismo trimestre del año anterior, principalmente por:

- a) Producto del fallo proferido por la Corte Suprema de Justicia en octubre del 2019, mediante el cual Ecopetrol aumentó su participación en Invercolsa del 43.35% al 51.88%, lo que representó un cambio en la situación de control en dicha entidad, pasando de ser una compañía asociada a una subsidiaria. Lo anterior conlleva, en cumplimiento a la normativa IFRS - Combinación de negocios, a reconocer dicha inversión a su valor de mercado y la consolidación de sus cifras financieras en los Estados Financieros del Grupo Empresarial. Esto generó un ingreso no recurrente, sin impacto en caja, por la diferencia entre el valor razonable y el valor en libros de esta compañía por +COP 1.0 billón.
- b) Mayores gastos exploratorios (COP +0.2 billones) por el reconocimiento contable (*write-off*) de la actividad exploratoria de los proyectos Warrior, Mollerusa, CP017 y Venganza Oeste, que se encontraban reconocidos como proyectos en curso en el activo. El reconocimiento al gasto de estos proyectos se adopta luego de actualizar la viabilidad económica dada la finalización de los estudios técnicos y comerciales.
- c) Mayores gastos laborales por incremento salarial y aumento de planta de personal (COP +0.1 billones)
- d) Otros gastos operacionales relacionados con i) afectaciones ocasionadas por terceros al sistema de transporte y válvulas ilícitas, ii) mayor inversión social, entre otros.

Los **gastos operativos (antes de impairment de activos de largo plazo)** del 2019 disminuyeron 18.9% (COP -0.9 billones) con relación al 2018, principalmente por:

- a) Reconocimiento de un ingreso no recurrente por la diferencia entre el valor en libros y el valor razonable de Invercolsa de acuerdo a lo mencionado en el literal a) del párrafo anterior (COP 1.0 billones).
- b) Menores gastos exploratorios, principalmente por el reconocimiento en 2018 del pozo León en Ecopetrol América (COP -0.6 billones).

Lo anterior es compensado con aumento en:

- a) Gastos laborales asociados a beneficios acordados en la nueva Convención Colectiva de Trabajo y mayor planta de personal.



- b) Mayor inversión social realizada por la compañía, en especial la conexión de la vía troncal Magdalena Medio - Puente Guillermo Gaviria en Barrancabermeja
- c) Incremento en impuestos, principalmente Industria y Comercio (asociado a mayores ingresos) y 4x1.000 (asociado a mayores desembolsos de efectivo en el año).
- d) Mayores gastos por afectaciones ocasionadas por terceros al sistema de transporte y válvulas ilícitas, entre otros.

d) Resultado Financiero (No Operacional)

Mejor resultado financiero del 4T19 frente al 4T18 por 18.3% y del 16.9% entre el 2019 vs 2018, que corresponde al efecto neto de:

- a) Ahorro en intereses financieros de la deuda en moneda extranjera por COP 679 mil millones en 2019 vs 2018 y COP 248 mil millones en 4T 2019 vs 4T 2018, asociado principalmente a los prepagos de créditos realizados en 2018.
- b) Dividendos retroactivos decretados durante el tiempo del proceso Jurídico, recibidos sobre las utilidades de Invercolsa, relacionados con la participación adicional otorgada a Ecopetrol como resultado del fallo a favor (COP+141 mil millones).

La exposición cambiaria generada por la valoración de la posición neta en dólares del Grupo generó un menor ingreso durante 2019 comparada con el año anterior por COP 332 mil millones. Es importante resaltar que durante el último trimestre del 2019, se realizó la ampliación de la contabilidad de coberturas de inversión neta de negocio en el extranjero por \$930 MUSD, asociado al giro de recursos por cierre de la negociación con Oxy para el desarrollo de Yacimientos No Convencionales en la Cuenca del Permian, con la cual se minimizó la exposición cambiaria al cierre del año.

La **tasa efectiva de tributación** para el 4T19 se ubicó en 19.9% frente al 28.4% en el 4T18 y para el año 2019 fue del 24.1% frente al 36.9% del 2018. La disminución se presenta principalmente por los siguientes temas puntuales generados en el 2019:

- a) Producto de la firma del acuerdo con Oxy en Permian, se prevé generar suficiente utilidad futura gravable en las Compañías de Estados Unidos para descontar las pérdidas fiscales históricas de Ecopetrol América. Bajo normatividad IFRS, es apropiado registrar un impuesto diferido por cobrar. El monto reconocido fue de COP 1.5 billones, el cual se cruzará gradualmente con el cargo por impuestos sobre utilidades fiscales que se generen en el futuro.
- b) El reconocimiento contable del ingreso por valor de mercado de la participación en Invercolsa no generó un impuesto asociado al no constituir un ingreso fiscal.
- c) Reducción de 4 puntos porcentuales en la tasa nominal de tributación establecida en la Ley de Financiamiento.

e) Impairment de activos de largo plazo

Como resultado del ejercicio anual de comparar valores en libros de los activos frente a valores del mercado bajo las normas IFRS, se presenta un impairment neto de activos de largo plazo en el año 2019 por COP -1,748 mil millones antes de impuestos (COP -1,278 mil millones después de impuestos):

- **Exploración y Producción:** se reconoce un impairment por COP -1,967 mil millones antes de impuestos (COP -1,452 mil millones neto de impuestos). El impairment del segmento Upstream se presenta principalmente por la disminución de la proyección de precios en el corto plazo.
- **Refinación y Petroquímica:** se recuperó impairment neto por COP +452 mil millones antes de impuestos (COP +337 mil millones neto de impuestos), de los cuales: i) COP +911 mil millones



corresponden a recuperación de impairment de años anteriores registrado en la Refinería de Cartagena derivado principalmente de una menor tasa de descuento asociada a factores externos de mercado; ii) COP -225 mil millones asociado al Plan de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, considerando el avance en los análisis técnicos de alternativas para el eventual incremento de conversión y, iii) COP -234 mil millones en Bioenergy generado principalmente por una menor disponibilidad de caña compensado con una mejora en la proyección de precio de realización del Etanol y una disminución en la tasa de descuento.

- **Transporte y logística:** se reconoció un impairment por COP -233 mil millones antes de impuestos (COP -163 mil millones neto de impuestos), relacionado principalmente con la Unidad Generadora de Efectivo del Sur, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA), y la Unidad Generadora del Norte, que incluye el tramo Banadía – Ayachucho, que hace parte del Oleoducto Caño Limón, el cual fue especialmente afectado por terceros en su infraestructura.

2. Estado de Situación Financiera

a) Activos

El incremento de COP 9.2 billones en los activos frente al año anterior se presenta principalmente por:

- Aumento en **propiedad, planta, equipo y recursos naturales** (COP 7.9 billones) generado por: i) mayor CAPEX en los proyectos de Castilla, Rubiales y Chichimene, ii) actualización de costos de abandono, iii) aumento en los activos incorporados de Invercolsa producto de la nueva situación de control. Lo anterior compensado con el DD&A e impairment del año.
- Mayor **impuesto diferido activo e impuestos corrientes** (COP 3.4 billones) generado por: i) la activación del impuesto diferido en las compañías de Estados Unidos, ii) actualización del impuesto diferido en las demás compañías del Grupo y iii) descuento tributario en IVA en proyectos, el cual a partir del 2019, es descontable de impuesto de renta.
- Incremento en **inversiones en compañías asociadas** (COP 1.4 billones), principalmente por el reconocimiento de la participación indirecta en Gases del Caribe, producto de la posición de control sobre Invercolsa.
- Disminución en **cuentas por cobrar** (COP -2.5 billones) principalmente por una menor cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles por pagos recibidos durante el año.
- Disminución en saldo de **caja** (COP -2.4 billones). Se destacan los siguientes movimientos en el año: i) flujo de caja generado en la operación (COP +27.7 billones), ii) salida de recursos para CAPEX (COP +14.0 billones) , iii) pago de capital y servicio de la deuda (COP -3.3 billones) , iv) pago de los dividendos a nuestros accionistas y a los accionistas minoritarios de las subsidiarias del segmento de transporte (COP -13.9 billones) , y v) efecto positivo por la devaluación del peso frente al dólar y otros rendimientos (COP -1.1 billones) .
- Otros movimientos menores (COP +1 billón) .



Tabla 6: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2019	4T 2018	12M 2019	12M 2018
Efectivo y equivalentes inicial	9.061	7.119	6.312	7.946
(+) Flujo de la operación	7.349	4.524	27.712	22.392
(-) CAPEX	(6.624)	(3.348)	(13.979)	(8.461)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	1.675	3.532	3.117	(843)
(+) Otras actividades de inversión	615	318	826	662
(-) Pagos de capital e intereses de deuda	(1.041)	(6.108)	(3.303)	(11.363)
(-) Pagos de dividendos	(3.810)	(141)	(13.867)	(4.428)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(149)	416	258	407
Efectivo y equivalentes final	7.076	6.312	7.076	6.312
Portafolio de inversiones	4.979	8.148	4.979	8.148
Caja total	12.055	14.460	12.055	14.460

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.

Al cierre del 2019 la composición de la caja era de 52% en dólares y 48% en pesos.

b) Pasivos y Patrimonio

El incremento (COP +8.2 billones) del total de pasivos durante el año 2019 se generó por:

- Aumento en las **provisiones por beneficios a empleados** (COP +2.9 billones) principalmente por la actualización actuarial de los pasivos pensionales, los cuales tuvieron un incremento producto de la disminución en la tasa de descuento utilizada en la valoración.
- Incremento en las **provisiones y contingencias** (COP +2.1 billones), principalmente en el costo de abandono por ajuste en las tarifas de desmantelamiento, efecto de la devaluación del peso colombiano vs dólar y una menor tasa de descuento.
- Incremento en **cuentas por pagar** (COP +1.7 billones) en línea con la mayor actividad del año.
- Mayores **impuestos por pagar** (COP +0.8 billones), principalmente en renta asociado a incremento en la utilidad del 2019 vs 2018.
- Otras variaciones del pasivo (COP +0.7 billones).

El incremento del 2% en el **patrimonio** se presenta como efecto combinado de: i) aumento por la utilidad del año, ii) incremento en la participación no controlante como resultado de la posición de control sobre Invercolsa, lo anterior compensado con, iii) actualización del cálculo actuarial sobre beneficios a empleados, y vi) pago de dividendos durante el año 2019.

3. Crecimiento Inorgánico

Alianza estratégica (JV) con Occidental Petroleum Corporation

En julio de 2019, se anunció la alianza estratégica o Joint Venture (JV) con Occidental Petroleum Corp. con el fin de ejecutar un plan conjunto para el desarrollo de Yacimientos No Convencionales (YNC) en el Midland de la cuenca Permian del estado de Texas (EE.UU.), la cual tuvo su inicio formal el 13 de noviembre de 2019, con el cierre de la transacción.

Esta asociación marca un nuevo hito en la relación de más de 40 años entre las dos compañías. Occidental tiene el 51% del JV, aportando su experiencia como operador y cerca de 97,000 acres a ser desarrolladas en una zona con alto potencial en hidrocarburos en el Midland del Permian. Por su parte, Ecopetrol tiene una participación del 49% y se vincula con un pago inicial del 50% al cierre de la transacción y el 50% en carry (inversión diferida en el tiempo en actividades contempladas en el plan de desarrollo en los próximos 3 a 4



años). Durante el periodo de carry, Ecopetrol pagará el 75% de la participación que le corresponde a Occidental en las inversiones del JV.

El JV le permitió a Ecopetrol la incorporación de reservas probadas (1P) por 163.6 millones de barriles de petróleo equivalente. A su vez, el JV cerró el año 2019 con 4 pozos operados en línea, alcanzando el *First Oil* en un tiempo corto después de cierre de la alianza. Para 2020, se contará con 4 taladros en actividad, permitiendo la perforación de entre 80 y 90 pozos y puesta en línea de alrededor de entre 40 y 50 pozos, todos operados. Con esta actividad, Ecopetrol espera alcanzar una producción promedio neta para la compañía en el año 2020 entre 7.000 y 9.000 bped (barriles de petróleo equivalente día).

Este negocio contribuirá a la diversificación del portafolio gracias a la incorporación de activos considerados de ciclo corto, en los que se obtiene producción en períodos de tiempo muy breves entre el inicio de actividades y la extracción. También permite aumentar la participación de crudos livianos cercanos a 40 grados API promedio, para balancear la matriz de producción del Grupo Ecopetrol, hoy concentrada en crudos pesados.

Para el cumplimiento de los objetivos en materia de generación de valor del JV, se ha designado como Presidente de ECP Permian LLC, nuestra nueva filial para operaciones no convencionales en EE.UU. a César Álvarez, ingeniero de petróleos con amplia experiencia manejando este tipo de asociaciones en cuencas no convencionales de EE.UU. y en programas de transferencia de conocimiento.

Se destaca el comienzo del programa de transferencia de conocimiento, con el despliegue de los primeros secondees a las operaciones de OXY, durante el primer trimestre del año.

Adquisición 30% descubrimiento Gato do Mato

Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda. suscribió un acuerdo con Shell Brasil Petróleo Ltda. para adquirir el 30% de los intereses, derechos y obligaciones en dos áreas que corresponden al Contrato de Concesión BM-S-54 y al Contrato de Producción Compartida Sul de Gato do Mato, ubicados costa afuera en la cuenca Santos de Brasil, dentro del denominado Presal, una de las zonas con mayor potencial de hidrocarburos en el mundo, en los cuales se realizó el descubrimiento de hidrocarburos denominado “Gato do Mato”.

De acuerdo con las estimaciones de Ecopetrol, la compañía podría incorporar cerca de 90 millones de barriles de crudo en recursos contingentes a partir de 2020, que se irán adicionando de forma paulatina a su balance de reservas. Ecopetrol también estima que su participación en la producción podría llegar a cerca de 20 mil barriles diarios de crudo en 2025. Esta transacción está alineada con la estrategia de disciplina de capital y crecimiento de reservas y producción de forma sostenible. La participación en Gato do Mato se suma a los bloques Pau-Brasil y Saturno en el portafolio exploratorio de Ecopetrol. Con este acuerdo, Ecopetrol profundiza su posición estratégica en la cuenca de Santos en Brasil.

El acuerdo suscrito por Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda. y Shell Brasil Petróleo Ltda. está en proceso de aprobación por parte del Ministerio de Minas y Energía de Brasil y de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil.

Pre Acuerdo de Transacción activo Guajira

El día 22 de noviembre de 2019, nuestra filial Hocol firmó un acuerdo con Chevron Petroleum Company para adquirir su participación en los campos de Chuchupa y Ballena ubicados en el departamento de la Guajira. Estos campos son operados por Chevron a través del Contrato de Asociación Guajira (57% Ecopetrol y 43% Chevron). Bajo los términos del acuerdo, Hocol adquirirá la participación de Chevron (43%), y tomará la posición de operador. Esta transacción está sujeta a la aprobación por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC).



4. Resultados por Segmento de Negocio

A. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Reservas

Al cierre de 2019, las reservas probadas netas del Grupo Ecopetrol fueron de 1,893 millones de barriles de petróleo equivalentes (mbpe). El índice de reemplazo de reservas fue de 169% y la vida media de reservas equivale a 7.8 años. El 89% del balance total de reservas probadas se encuentra en Colombia, siendo representativa la participación de los activos ubicados en Estados Unidos (10%).

En 2019, el Grupo Ecopetrol incorporó 408 mbpe de reservas probadas, lo cual representó un crecimiento del 33% frente a lo incorporado en 2018. La producción total acumulada del año fue 242 millones de barriles de petróleo equivalentes. Del balance total de reservas, el 73% es crudo y el 27% corresponde a gas.

Por otra parte, como resultado del Joint Venture conformado entre Ecopetrol y Occidental Petroleum Corp. en 2019, se incorporaron 164 mbpe de reservas probadas. Así mismo, cerca de 264 millones de barriles de petróleo equivalente son producto de la gestión técnica y optimización económica de los activos, de los cuales 67 mbpe corresponde a extensiones y descubrimientos.

Las reservas fueron estimadas con base en los estándares y metodología de la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos. El 99% de las reservas fueron certificadas por cinco reconocidas firmas especializadas independientes (Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton, Gaffney, Cline & Associates, Sproule International Limited y Neatherland Sewell & Associates). El precio definido por la SEC utilizado para la valoración de las reservas de 2019 fue US\$ 63 por barril Brent frente a US\$ 72.2 en el 2018.

El incremento de reservas logrado en 2019 es uno de los pilares de la estrategia del Grupo Ecopetrol que busca garantizar su sostenibilidad a largo plazo.

Tabla 7: Reservas – Grupo Ecopetrol

mbpe	2016	2017	2018	2019
Reservas Probadas Iniciales	1,849	1,598	1,659	1,727
Revisiones	(54)	174	121	83
Recobro Mejorado	11	73	129	94
Compras	0	4	0	164
Extensiones y Descubrimientos	27	44	57	67
Producción	(235)	(234)	(239)	(242)
Reservas Probadas Cierre Año	1,598	1,659	1,727	1,893

Exploración

Durante 2019 perforamos 20 pozos en Colombia, superando la meta de 12 pozos para el año, esto representa una tasa de éxito geológico del 40%. Se destaca un mayor despliegue de actividad exploratoria, logrando incorporar cerca de 150 mbpe en recursos descubiertos por delimitar, apalancando el incremento futuro de reservas del Grupo Empresarial.

En el 4T19, se completó la perforación de 7 pozos exploratorios de los cuales 3 se encuentran en evaluación y 2 pozos fueron exitosos:

- Esox-1 ubicado en aguas profundas del Golfo de México (EE.UU.), operado por Hess con el 57,14% de participación en asocio con Chevron con el 21,43% y Ecopetrol América con el 21,43% restante. Este



descubrimiento se encuentra a una distancia aproximada de 10 kilómetros de las facilidades de producción Tubular Bells, lo que permitiría iniciar la producción en el primer trimestre de 2020.

- Nuestra filial Hocol perforó el pozo Bullerengue-3 ubicado en el bloque SSJN-1, operado por Lewis Energy con el 50% de participación y el Hocol el 50% restante, donde se confirmó la presencia de gas en el norte de Colombia.

Los exitosos resultados de la estrategia de exploración en áreas cercanas a campos de producción existente, Near Field Exploration, permitieron sumar en pruebas extensas más de un millón de barriles de crudo acumulados, los cuales se agregaron a la producción de Ecopetrol.

Los descubrimientos, Jaspe, Andina y Cosecha se encuentran en evaluación de comercialidad. Por su parte Bullerengue-3, Flamencos-1 y Boranda están en fase de delimitación y se tiene prevista la perforación de 4 pozos delimitadores en el 2020.

Un hito importante para el desarrollo del offshore Colombiano es el acuerdo suscrito entre Ecopetrol S.A. y Shell, mediante el cual Shell adquirirá el 50% de participación en los bloques Fuerte Sur, Purple Angel y COL-5, localizados en aguas profundas del Caribe colombiano. La asignación de intereses a Shell está sujeta a la aprobación de la cesión por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Tras el acuerdo comercial Shell, asumirá la operación de los bloques y se realizará la perforación de un pozo delimitador en el área a finales del 2021 y la realización de la primera prueba de producción, una vez se surtan las respectivas aprobaciones de las autoridades. De ser positivas estas actividades, se podrían desarrollar los descubrimientos y así ampliar la oferta de gas para el país en el mediano plazo.

Durante el último trimestre se incorporaron cuatro nuevos activos en el onshore Colombiano como producto del proceso de asignación de áreas (PPAA) de la ANH, dos bloques para Ecopetrol SA (LLA 119, LLA 122) y dos bloques para Hocol (LLA 100, LLA 124). En resumen, durante el 2019, se adquirió participación en 10 nuevos bloques en Colombia, de los cuales a Ecopetrol SA le fueron adjudicados tres bloques (un bloque offshore y dos bloques onshore) y a la filial Hocol se le adjudicaron 7 bloques onshore.

A nivel internacional, se adquirieron 4 nuevos bloques en áreas altamente prospectivas con el objetivo de diversificar el portafolio exploratorio del Grupo Ecopetrol. La filial Ecopetrol América LLC adquirió una participación del 31.5% en el bloque MC-904 y una participación del 21,43% del bloque MC-726, en este último se perforó el pozo descubridor Esox-1, encontrando petróleo liviano en aguas profundas del Golfo de México. Adicionalmente, en Brasil se adquirió el 30% de los derechos y obligaciones en 2 bloques que incluyen del descubrimiento Gato do Mato ubicado costa afuera en la cuenca Santos, consolidando la posición exploratoria en una de las cuencas más atractivas y con mayor potencial del Pre-sal brasileño.

Continuando con las actividades de adquisición sísmica a nivel nacional, Ecopetrol concluyó la adquisición sísmica marina (2000 km² 3D) en aguas profundas en el bloque COL-5, ubicado costa afuera del Caribe colombiano, a unos 100 kilómetros del Golfo de Morrosquillo. Esta información permitirá a Ecopetrol ampliar y fortalecer el portafolio exploratorio en sur del caribe colombiano. Por otra parte Parex adquirió 174 km² de información sísmica 3D en el Contrato de Asociación Fortuna. Adicionalmente, se compró información sísmica en Putumayo (969 Km² de sísmica 3D) y Llanos Orientales (402 Km² de sísmica 3D).

En el ámbito internacional, la filial Brasil compró 20.934 km² de sísmica 3D y 2.660 km³ de sísmica 2D, con el objetivo de evaluar la prospectividad de las cuencas Campos y Santos, el prospecto Pau Brasil y la participación en las rondas de la ANP. La Filial Ecopetrol México rentó 88.015 km² del programa sísmica Regional 3D Campeche.



Tabla 8: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación Inicial del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Jaspe-8	A1	Quífa	Llanos Orientales	Frontera (70%) ECP (30%)	Exitoso	Enero 14 / 2019
2	Primero	Cira 7000 ST	A2C	La Cira Infantas	Valle Medio del Magdalena	OXY (52%) ECP (48%)	Seco	Enero 27 / 2019
3	Primero	Provenza-1	A3	CPO-8	Llanos Orientales	ECP (100%)	Seco	Marzo 5 / 2019
4	Primero	Mamey West-1	A2C	Samán	Valle Inferior del Magdalena	Hocol (100%)	Seco	Marzo 5 / 2019
5	Segundo	Andina Norte-1	A3	Capachos	Llanos Orientales	Parex (50%) ECP (50%)	Exitoso	Mayo 3 / 2019
6	Segundo	Pastora Sur-1	A3	Chipiron	Llanos Orientales	Oxy (70%) ECP /30%	Seco	Mayo 19 / 2019
7	Segundo	Boranda-2 ST	A1	Playón	Valle Medio del Magdalena	Parex (50%) ECP (50%)	Exitoso	Mayo 21 / 2019
8	Segundo	Cosecha CW-01	A3	Cosecha	Llanos Orientales	OXY (70%) ECP /30%	Seco	Mayo 26 / 2019
9	Segundo	Cosecha CW-01- ST-1	A3	Cosecha	Llanos Orientales	OXY (70%) ECP (30%)	Exitoso	Junio 09 / 2019
10	Segundo	Habanero-1	A3	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex (80%) ECP (20%)	Seco	Junio 11 / 2019
11	Tercero	Bullerengue SW-1	A1	SSJN-1	Sinu-San Jacinto	Lewis (50%) Hocol (50%)	En Evaluación	Agosto 04 / 2019
12	Tercero	Boranda-3	A2B	Playón	Valle Medio del Magdalena	Parex (50%) ECP (50%)	Exitoso	Agosto 26 / 2019
13	Tercero	Flamencos-1	A3	VMM	Valle Medio del Magdalena	ECP (100%)	Exitoso	Agosto 27 / 2019
14	Cuarto	Bullerengue-3	A2A	SSJN-1	Sinú San Jacinto	Lewis (50%) Hocol (50%)	Exitoso	Octubre 13 / 2019
15	Cuarto	Esox-1	A3	Block 726 GoM	Mississippi Canyon	Hess Corporation (57,14%) Chevron (21,43%) EA (21,43%)	Exitoso	Octubre 29 / 2019
16	Cuarto	Merecumbe-1	A3	SSJN-1	Sinú San Jacinto	Lewis (50%) Hocol (50%)	En Evaluación	Noviembre 22 / 2019
17	Cuarto	Venganza Oeste- 1	A3	Espinal	Valle Superior del Magdalena	Hocol (100%)	Seco	Diciembre 01 / 2019
18	Cuarto	Santa Barbara-1	A3	Las Monas	Valle Medio del Magdalena	Petrosantander (70%) ECP (30%)	Seco	Diciembre 6 / 2019
19	Cuarto	Caño Limon Deep	A3	Chipiron	Llanos Orientales	OXY (70%) ECP (30%)	Seco	Diciembre 18 / 2019
20	Cuarto	Aguas Blancas-11	A1	Aguas Blancas	Valle Medio del Magdalena	Parex (60%) ECP (40%)	En Evaluación	Diciembre 26 / 2019

Producción

Al cierre de 2019 la producción del Grupo Ecopetrol ascendió a 725 kbped, 5 kbped más que el 2018, y en línea con la meta propuesta para el año. Este crecimiento obedece a los buenos resultados en los campos Akacias, Yarigui, Caño Sur, Rubiales, Chichimene, la mayor comercialización de gas proveniente principalmente de los campos Cupiagua y Floreña y la entrada en operación de la Planta de GLP de Cupiagua.



En el 4T19 la producción ascendió a 730 kbped, siendo el trimestre de mayor producción. Frente al 4T del 2018 la producción disminuyó 0,5% debido principalmente a la menor participación en contratos de asociación dado el menor precio del crudo frente al mismo periodo del año anterior (-5.3 kbped).

En el 4T19 las filiales del Grupo Empresarial Ecopetrol contribuyeron con 59.6 kbped, aportando el 8,2% del volumen total de la producción. Frente al 4T18, se presentó una disminución de 1.9 kbped, principalmente por trabajos realizados en K2 de Ecopetrol América LLC y mayor declinación de los campos en Savia.

Al cierre del año, se perforaron y completaron 606 pozos de desarrollo (entre los que se cuentan 3 pozos duales), 12% más frente a los reportados en el 2018. Así mismo, en el 2019 se tuvieron en promedio 40 taladros en operación.

Tabla 9: Producción Bruta - Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)
Crudo	547.2	557.9	(1.9%)	547.9	548.7	(0.1%)
Gas Natural	123.0	114.0	7.9%	116.7	112.5	3.7%
Total Ecopetrol S.A.	670.2	671.9	(0.3%)	664.6	661.2	0.5%
Crudo	20.5	20.8	(1.4%)	20.7	20.7	0.0%
Gas Natural	9.0	8.4	7.1%	8.7	7.5	16.0%
Total Hocol	29.5	29.2	1.0%	29.4	28.2	4.3%
Crudo	7.4	8.6	(14.0%)	7.9	9.0	(12.2%)
Gas Natural	5.0	5.2	(3.8%)	5.0	5.0	0.0%
Total Equion**	12.4	13.8	(10.1%)	12.9	14.0	(7.9%)
Crudo	3.4	3.7	(8.1%)	3.5	3.9	(10.3%)
Gas Natural	1.1	1.3	(15.4%)	1.2	1.1	9.1%
Total Savia**	4.5	5.0	(10.0%)	4.7	5.0	(6.0%)
Crudo	11.4	11.5	(0.9%)	11.4	10.2	11.8%
Gas Natural	1.8	2.0	(10.0%)	1.8	1.8	0.0%
Total Ecopetrol America	13.2	13.5	(2.2%)	13.2	12.0	10.0%
Crudo	589.8	602.5	(2.1%)	591.5	592.5	(0.2%)
Gas Natural	140.0	130.9	7.0%	133.5	127.9	4.4%
Total Grupo Ecopetrol	729.8	733.4	(0.5%)	724.8	720.4	0.6%

** Equión y Savia se incorporan en los Estados Financieros a través del método de participación.
 Nota: La producción bruta incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada compañía.
 La producción de gas incluye productos blancos. No incluye información de Permian.

Programa de Recobro

En el 2019, el programa de incremento de factor de recobro, uno de los pilares de crecimiento de reservas y producción del Grupo Ecopetrol, contribuyó con el 30% de la producción diaria total, que es equivalente a 219 kbped, y aportó 94 kbpe de la incorporación de reservas probadas del año. Este resultado se dio gracias a la ejecución de pilotos y proyectos de recobro, dentro de los cuales se destaca la inyección de agua en los campos Yariguí, La Cira Infantas y Chichimene.

En línea con la estrategia, durante el 2019 inició el desarrollo terciario con inyección de polímeros en el campo Dina y 4 nuevos pilotos: tres de inyección de agua en Provincia, Tisquirama y Nutria y uno de inyección de aire en Chichimene.

Actualmente, se cuenta con 15 pilotos en etapa de evaluación y 20 oportunidades en proceso de maduración para una posible expansión, principalmente en recobro no térmico (inyección de agua e inyección de agua mejorada).



Tabla 10: Pilotos de Recobro - Grupo Ecopetrol

Tecnología	En Evaluación	En Maduración*
No Térmico	14	18
Inyección de Agua	8	10
Optimización Inyección de Agua	-	1
Inyección de Agua Mejorada	4	4
Inyección de Gas	2	3
Térmico	1	2
Inyección de Vapor	-	2
Inyección de Aire	1	-
Total	15	20

*Corresponde a Proyectos en revisión/maduración para Expansión de Tecnología

Costo de Levantamiento y dilución

Tabla 11: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol

USD/BI	4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	7.93	9.22	(14.0%)	8.56	8.66	(1.2%)	15.8%
Costo de Dilución**	3.58	4.60	(22.2%)	4.12	4.50	(8.4%)	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías

** Calculado con base en barriles vendidos

La disminución de 0.10 USD/bl en el costo de levantamiento del 2019 vs el 2018 se explica principalmente por:

Efecto tasa de cambio (-0.94 USD/bl): Mayor tasa de cambio de +324.7 pesos/dólar al re-expresar los costos en pesos a dólares.

Efecto costo (+0.92 USD/bl):

- Incremento en el costo de energía debido a: i) aumento en aproximadamente 12% en tarifa por menor oferta de energía hidráulica e incremento de los costos unitarios de gas y ii) aumento en el número de pozos y fluidos mitigado parcialmente por eficiencias en el consumo de energía.
- Incremento en mantenimiento de subsuelo debido a: i) incremento en el número de intervenciones de mayor complejidad, ii) crecimiento de tarifas por efecto en la tasa de cambio y iii) Mayor costo laboral y soporte a la operación.
- Incremento en servicios contratados de asociación.

Efecto volumen (-0.08 USD/bl): Menor costo por incremento de la producción frente al 2018.

Costo de Dilución

Disminución en el costo unitario en el 2019 vs 2018, debido a: i) reducción del factor de dilución en 0,61%, pasando de 14,81% en 2018 a 14,20% en 2019, ii) menor precio de compra de la nafta (-10 usd/bl) utilizada para el proceso de dilución y iii) continuación de la estrategia de optimización de diluyente con transporte de crudos a máxima viscosidad.



Resultados Financieros del Segmento

Tabla 12: Estado de Ganancias o Pérdidas – Exploración y Producción

Miles de Millones (COP)	4T 2019	4T 2018	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	13.638	12.935	703	5,4%	52.026	49.589	2.437	4,9%
Depreciación y amortización	1.414	1.250	164	13,1%	5.702	5.211	491	9,4%
Costos variables	6.143	5.066	1.077	21,3%	21.274	18.312	2.962	16,2%
Costos fijos	2.279	2.537	(258)	(10,2%)	9.383	8.701	682	7,8%
Costo de ventas	9.836	8.853	983	11,1%	36.359	32.224	4.135	12,8%
Utilidad bruta	3.802	4.082	(280)	(6,9%)	15.667	17.365	(1.698)	(9,8%)
Gastos operacionales y exploratorios	1.096	848	248	29,2%	2.711	3.020	(309)	(10,2%)
Utilidad operacional	2.706	3.234	(528)	(16,3%)	12.956	14.345	(1.389)	(9,7%)
Ingresos (gastos) financieros	(269)	590	(859)	(145,6%)	(583)	(70)	(513)	732,9%
Resultados de participación en compañías	61	(91)	152	(167,0%)	215	124	91	73,4%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2.498	3.733	(1.235)	(33,1%)	12.588	14.399	(1.811)	(12,6%)
Provisión impuesto a las ganancias	1.096	(1.590)	2.686	(168,9%)	(2.269)	(5.691)	3.422	(60,1%)
Utilidad neta consolidada	3.594	2.143	1.451	67,7%	10.319	8.708	1.611	18,5%
Interés no controlante	18	18	0	0,0%	63	62	1	1,6%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	3.612	2.161	1.451	67,1%	10.382	8.770	1.612	18,4%
(Gasto) ingreso por Impairment de activos largo plazo	(1.966)	736	(2.702)	(367,1%)	(1.967)	807	(2.774)	(343,7%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	515	(116)	631	(544,0%)	515	(138)	653	(473,2%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	2.161	2.781	(620)	(22,3%)	8.930	9.439	(509)	(5,4%)
EBITDA	4.435	4.507	(72)	(1,6%)	19.413	20.110	(697)	(3,5%)
Margen EBITDA	32,5%	34,8%	-	(2,3%)	37,3%	40,6%	-	(3,2%)

Los ingresos del cuarto trimestre y año 2019 aumentaron frente a los mismos periodos del año anterior principalmente por: i) Mayor devaluación del peso frente al dólar, ii) Fortalecimiento del diferencial de crudo vs Brent y iii) mayor disponibilidad de crudo para la venta por mayores volúmenes de producción, nuevos contratos de compra a terceros y mayores ventas de gas. Lo anterior compensó los menores precios de la canasta promedio ponderada de crudos.

El costo de ventas del segmento en el cuarto trimestre y año aumentaron frente a los mismos periodos de 2018 principalmente como resultado de:

- Mayores compras de crudo por nuevos acuerdos comerciales con terceros y efecto de una mayor tasa de cambio promedio en las compras.
- Incremento en el costo de transporte asociado a i) mayor volumen de crudo movilizado por oleoductos, ii) incremento en las tarifas de los principales sistemas de oleoductos como resultado del nuevo periodo tarifario y iii) aumento de la tasa de cambio promedio.
- Incremento en costos de energía (mayores tarifas de mercado), mantenimiento, tratamiento de fluidos y actividad adicional para garantizar la integridad de los pozos. En el 4T 2019 se observó una reducción de la actividad de mantenimiento de subsuelo.
- Mayor volumen de compra de nafta para control de pérdidas por evaporación en Chichimene y Castilla compensado con menor costo de dilución.

Los gastos operacionales (antes de efecto de impairment) aumentaron principalmente frente al 4T2018 y año anterior principalmente por costos de abandono de pozos no productivos, aumento en gastos de apoyo a la comunidad y gastos de soporte.

Los gastos exploratorios del año 2019 disminuyeron frente al año anterior principalmente por el reconocimiento en el gasto de la actividad exploratoria en los pozos León 1 y 2 de Ecopetrol América, sucedido en 2018. En el 4T2019 se destaca el reconocimiento contable (write-off) de la actividad exploratoria de los proyectos Warrior, Mollerusa, CP017 y Venganza Oeste, que se encontraban reconocidos como proyectos en curso en el activo y una mayor sísmica en offshore para el bloque COL05.



El resultado financiero neto (no operacional) del 2019 frente a 2018 refleja el efecto de una mayor exposición cambiaria producto de la devaluación del peso frente al dólar y su efecto en la posición neta en dólares del segmento, compensado parcialmente por ahorro en intereses de la deuda asociado a prepagos realizados en el año 2018.

B. TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

Tabla 13: Volúmenes Transportados – Transporte

kbd	4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)
Crudo	878.5	856.7	2.5%	877.7	836.2	5.0%
Productos	283.2	271.4	4.3%	275.3	273.4	0.7%
Total	1,161.7	1,128.1	3.0%	1,153.0	1,109.6	3.9%

Crudos: Los volúmenes transportados de crudo crecieron frente a 2018 como resultado de: i) incremento de la producción país principalmente de terceros, ii) materialización de la estrategia comercial y operativa en el descargadero de Monterrey, iii) captura de volúmenes antes transportados por carrotanques, iv) inicio del transporte de crudo del campo Acordionero, v) incremento en la demanda por parte de la Refinería de Barrancabermeja de crudo Castilla.

En promedio se transportaron 134 kbd para abastecer la refinería de Cartagena de crudos nacionales (+17kbd frente 2018) y se destaca el récord histórico de bombeo anual de Ocesa de 664 kbd.

En 2019, la red de oleoductos continuó presentando afectaciones originadas por terceros. En el año se presentaron 72 atentados a la infraestructura, un 31.4% menos que en 2018. Por otro lado, la intervención de válvulas ilícitas para crudos aumentó 18% y para refinados 16%, para un total de 1.306 válvulas ilícitas en el 2019.

Durante el 2019 se realizaron 46 ciclos de reversión con un volumen evacuado de 11.5 millones barriles frente a 53 ciclos con 12.6 millones barriles en 2018. Aproximadamente el 78% del volumen de crudo transportado es propiedad del Grupo Ecopetrol.

Productos Refinados: En 2019 los volúmenes de refinados se mantuvieron en línea con lo transportado en 2018 principalmente por: i) mayores volúmenes transportados en el tramo Cartagena – Baranoa, ii) mayor demanda de combustibles en zonas de frontera, iii) mayores volúmenes Galán – Bucaramanga, compensado por iv) menores volúmenes transportados en 2019 en el corredor Galán – Sebastopol 12” y 16” por efecto de la parada programada en la Refinería de Barrancabermeja y v) la internación de producto por Buenaventura debido al rediseño de la cadena de suministro.

Con el objetivo de garantizar una operación segura y eficiente en el transporte de refinados al occidente del país, durante el año se destacan la entrada en operación de la variante Chinchiná-Pereira del poliducto Salgar – Cartago – Yumbo para eliminar el riesgo de Geotecnia. Así mismo, se resalta la instalación de tubería flexible en sector Copacabana del poliducto Sebastopol-Yumbo para mitigar riesgo de integridad por los posibles deslizamientos de tierra.

En octubre de 2019 el poliducto Cartagena – Baranoa presentó un récord histórico de volumen transportado de 27kbd logrando evacuar 23kbd en promedio año de la Refinería de Cartagena, lo cual representa un incremento de 11% frente al 2018. El 33% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol.

Actualización Tarifaria: A finales del 2T19, el Ministerio de Minas y Energía expidió las resoluciones mediante las cuales se establecieron las nuevas tarifas de transporte por oleoductos que comenzaron a regir a partir del mes de julio de 2019 hasta el 30 de junio de 2023. Como resultado del proceso de negociación y/o aplicación de la metodología de la nueva tarifa, se presentó un aumento moderado de tarifas promedio para el segmento.



Costo por Barril Transportado

Tabla 14: Costo por Barril Transportado – Transporte

USD/BI	4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	4.06	3.72	9.1%	3.29	3.33	(1.2%)	0.0%

* Incluye refinерías de Barrancabermeja, Cartagena y Esentia

La disminución de -0.04 USD/bl en 2019 frente al 2018, se explica principalmente por:

Efecto costo (+0.41 USD/bl):

- Costos y gastos adicionales en atención de afectaciones ocasionadas por terceros.
- Mayor depreciación asociada a la actualización de vida útil de la infraestructura.
- Mayores recursos en mantenimiento por empalme contractual entre los contratos de mantenimiento que finalizaron y los nuevos contratos firmados a partir de 2019.
- Incremento en tarifas de energía regulada.

Efecto volumen (-0.11 USD/bl): Menor costo por barril por volumen adicional transportado (+3,9%) vs 2018 asociado a: i) materialización de la estrategia comercial y operativa del Descargadero de Monterrey, ii) captura de volúmenes antes transportados por carrotanques, iii) inicio de transporte de crudo del campo Acordionero, y iv) al incremento en la demanda por parte de la Refinería de Barrancabermeja de crudo Castilla.

Efecto tasa de cambio (-0.34 USD/bl): Mayor tasa de cambio de +324.7 pesos/dólar al re-exresar los costos en pesos a dólares.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 15: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	4T 2019	4T 2018	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3.351	3.184	167	5,2%	13.071	11.354	1.717	15,1%
Depreciación y amortización	345	298	47	15,8%	1.263	1.145	118	10,3%
Costos variables	178	156	22	14,1%	698	597	101	16,9%
Costos fijos	646	566	80	14,1%	1.777	1.660	117	7,0%
Costo de ventas	1.169	1.020	149	14,6%	3.738	3.402	336	9,9%
Utilidad bruta	2.182	2.164	18	0,8%	9.333	7.952	1.381	17,4%
Gastos operacionales	344	175	169	96,6%	733	465	268	57,6%
Utilidad operacional	1.838	1.989	(151)	(7,6%)	8.600	7.487	1.113	14,9%
Ingresos (gastos) financieros	(146)	74	(220)	(297,3%)	(100)	(275)	175	(63,6%)
Resultados de participación en compañías	(1)	2	(3)	(150,0%)	0	3	(3)	(100,0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1.691	2.065	(374)	(18,1%)	8.500	7.215	1.285	17,8%
Provisión impuesto a las ganancias	(561)	(675)	114	(16,9%)	(2.816)	(2.621)	(195)	7,4%
Utilidad neta consolidada	1.130	1.390	(260)	(18,7%)	5.684	4.594	1.090	23,7%
Interés no controlante	(325)	(314)	(11)	3,5%	(1.303)	(1.042)	(261)	25,0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	805	1.076	(271)	(25,2%)	4.381	3.552	829	23,3%
Gastos por Impairment de activos largo plazo	(233)	(170)	(63)	37,1%	(233)	(170)	(63)	37,1%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	70	50	20	40,0%	70	51	19	37,3%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	642	956	(314)	(32,8%)	4.218	3.433	785	22,9%
EBITDA	2.223	2.307	(84)	(3,6%)	10.017	8.731	1.286	14,7%
Margen EBITDA	66,3%	72,5%	-	(6,2%)	76,6%	76,9%	-	(0,3%)

Los ingresos del 2019 aumentaron frente al 2018, como en el cuarto trimestre debido principalmente a: i) mayores volúmenes transportados, ii) al incremento de servicios industriales, como resultado de la gestión comercial realizada en los descargaderos y dilución y iii) mayor tasa de cambio promedio con impacto positivo en los ingresos.



El costo de ventas del 2019 aumentó frente al 2018 como resultado de: i) mayor consumo de materiales y suministros para atender el servicio de transporte, en línea con el incremento en los volúmenes transportados, ii) aumento de los costos de energía conforme al incremento en las tarifas del mercado, iii) mayores mantenimientos y (iv) mayor depreciación y amortización generada principalmente por el cambio de las vidas útiles de algunos sistemas resultado de la actualización realizada a finales del 2018. El cuarto trimestre presenta un incremento en costos operativos asociado principalmente a la ejecución de actividades en Ocesa de intervención de la concesión portuaria de la TLU-2 en Coveñas, teniendo en cuenta el manejo contable de CINIF-12, en el cual esas inversiones se reconocen como un ingreso y un costo asociado.

Los gastos operativos (antes de efecto del impairment de activos de largo plazo) del 2019 crecieron frente al 2018 como resultado del efecto combinado entre: i) reconocimiento de un ingreso no recurrente por fallo a favor de Ocesa por un litigio relacionado con el lleno de línea en el sistema de transporte, por valor de \$161 mil millones y (ii) los mayores gastos asociados a la atención de emergencias y afectaciones ocasionadas por terceros en el sistema de transporte.

El resultado financiero (no operacional) del 2019 versus 2018 presentó un efecto positivo generado principalmente por el reconocimiento de intereses fallo a favor de Ocesa por un litigio relacionado con el lleno de línea en el sistema de transporte, por valor de COP 79 mil millones, compensado por mayor gasto por diferencia en cambio dada la exposición del segmento a la volatilidad de dólar.

C. REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA

En 2019 el segmento de refinación mantuvo una operación estable y un buen desempeño operacional gracias a la continuidad en la optimización de la dieta de crudo en ambas refinerías y a la gestión integral de activos, alcanzando una carga consolidada record anual de 374 kbd, en línea con la meta propuesta para el año. Se destaca la consolidación de sinergias entre las refinerías y sistemas de transporte del Grupo Ecopetrol, que permitieron entregar combustibles más limpios. En diciembre, el diésel que se distribuyó en Colombia tuvo un promedio de contenido de azufre de 11 ppm y de 95 ppm en la gasolina, niveles inferiores a la exigida por la regulación vigente.

Refinería de Cartagena

Durante el 2019, la carga estuvo en 155 kbd, representando la mayor carga histórica anual de la refinería desde su entrada en operación. En el 4T19 la refinería alcanzó una carga de 155.5 kbd, marcando un récord de participación de crudo nacional en la dieta del 92%, frente a un 77% en el 4T18.

Durante el 4T19, el factor de utilización tuvo un mejor desempeño frente al 4T18 y al 3T19, por normalidad operacional y la superación de eventos operativos en la Unidad de Alquilación presentados en el trimestre anterior.

El margen bruto de refinación presentó un aumento de 16,5% durante el 4T19 frente al 4T18, principalmente por el impacto positivo del mayor rendimiento en la producción de diésel, unido a un menor costo de la dieta favorecido por la mayor proporción de crudos nacionales.

Al cierre 2019, el resultado acumulado del margen bruto de refinación presentó una disminución del 16,4% frente al 2018, principalmente por el comportamiento del entorno del mercado internacional de precios de la nafta y gasolinas, que redujeron su margen versus 2018 (-5.3, y -0.3 USD/BI respectivamente), unido al fortalecimiento de los crudos pesados que incrementó el valor de la dieta, a pesar del aumento en la proporción de crudos nacionales.



Tabla 16: Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen de Refinación – Refinería de Cartagena

Refinería de Cartagena	4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)
Carga* (kbpd)	155.5	150.2	3.5%	155.0	151.3	2.4%
Factor de Utilización (%)	90.9%	89.5%	1.6%	87.4%	89.4%	(2.3%)
Producción Refinados (kbpd)	150.0	145.6	3.0%	149.5	146.8	1.8%
Margen Bruto (USD/BI)	10.6	9.1	16.5%	9.2	11.0	(16.4%)

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

Refinería de Barrancabermeja

Durante el 4T19 la refinería tuvo un nivel de carga de 221.8 kbpd, inferior al presentado en el 4T18, impactado principalmente por la menor disponibilidad de crudos livianos e intermedios. En el 4T19, la estabilidad operacional de la refinería, permitió que el factor de utilización durante el trimestre se incrementara un 3,7% frente al mismo trimestre del año anterior.

El margen bruto de refinación disminuyó en 2019 frente 2018, impactado por el fortalecimiento del precio de los crudos medios y pesados, y el menor precio de los productos, en línea con el comportamiento del mercado internacional. Por su parte, el mayor impacto en el margen bruto del 4T19 se generó por el fuerte debilitamiento del margen del fuel oil (-15.4 USD/BI) en los mercados internacionales.

Tabla 17: Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen de Refinación – Refinería de Barrancabermeja

Refinería de Barrancabermeja	4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)
Carga* (kbpd)	221.8	228.9	(3.1%)	218.6	221.9	(1.5%)
Factor de Utilización (%)	84.3%	81.3%	3.7%	82.8%	85.0%	(2.6%)
Producción Refinados (kbpd)	226.0	230.7	(2.0%)	221.6	224.4	(1.2%)
Margen Bruto (USD/BI)	10.0	11.1	(9.9%)	10.6	11.8	(10.2%)

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

Costo de Caja de Refinación

Tabla 18: Costo de Caja de Refinación* – Refinación

USD/BI	4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	5.30	4.78	10.9%	4.75	4.81	(1.2%)	13.0%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esentia

Disminución en 0.06 USD/bl en 2019 vs 2018 explicado principalmente por:

Efecto costo (+0.43 USD/bl): Mayor costo de transporte de gas.

Efecto volumen (-0.01 USD/bl): Menor costo por mayor carga en la refinería de Cartagena (+3.7 kbd) y menor carga en la refinería de Barrancabermeja (-3.3 kbd).

Efecto tasa de cambio (-0.48 USD/bl): Mayor tasa de cambio de +324.7 pesos/dólar al re-exresar los costos en pesos a dólares.



Resultados Financieros del Segmento

Tabla 19: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	4T 2019	4T 2018	Δ (\$)	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	10.043	10.201	(158)	(1,5%)	38.771	37.011	1.760	4,8%
Depreciación y amortización	342	333	9	2,7%	1.325	1.249	76	6,1%
Costos variables	8.663	9.156	(493)	(5,4%)	34.321	32.444	1.877	5,8%
Costos fijos	708	583	125	21,4%	2.210	1.967	243	12,4%
Costo de ventas	9.713	10.072	(359)	(3,6%)	37.856	35.660	2.196	6,2%
Utilidad bruta	330	129	201	155,8%	915	1.351	(436)	(32,3%)
Gastos operacionales	(665)	362	(1.027)	(283,7%)	225	1.125	(900)	(80,0%)
Utilidad (Pérdida) operacional	995	(233)	1.228	(527,0%)	690	226	464	205,3%
Ingresos (gastos) financieros	170	(965)	1.135	(117,6%)	(947)	(1.665)	718	(43,1%)
Resultados de participación en compañías	5	5	0	0,0%	17	28	(11)	(39,3%)
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	1.170	(1.193)	2.363	(198,1%)	(240)	(1.411)	1.171	(83,0%)
Provisión impuesto a las ganancias	(288)	969	(1.257)	(129,7%)	18	897	(879)	(98,0%)
Utilidad neta consolidada	882	(224)	1.106	(493,8%)	(222)	(514)	292	(56,8%)
Interés no controlante	(11)	0	(11)	-	(11)	2	(13)	(650,0%)
Utilidad (pérdida) neta antes de impairment	871	(224)	1.095	(488,8%)	(233)	(512)	279	(54,5%)
Ingreso (gasto) por Impairment de activos largo plazo	448	(1.062)	1.510	(142,2%)	452	(984)	1.436	(145,9%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(114)	196	(310)	(158,2%)	(115)	180	(295)	(163,9%)
Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1.205	(1.090)	2.295	(210,6%)	104	(1.316)	1.420	(107,9%)
EBITDA	515	228	287	125,9%	1.638	1.961	(323)	(16,5%)
Margen EBITDA	5,1%	2,2%	-	2,9%	4,2%	5,3%	-	(1,1%)

Los ingresos acumulados del año, presentaron un crecimiento frente al 2018, principalmente por: i) el efecto positivo de tasa de cambio, ii) un mayor volumen de exportaciones de diésel, dada la mejor realización económica de estos volúmenes en el mercado internacional, en combinación con el efecto negativo de iii) menores precios de la canasta de productos y iv) el debilitamiento de los precios internacionales de los combustibles. En el cuarto trimestre del año, los ingresos decrecieron frente al mismo período del 2018 por efecto principalmente del debilitamiento de los precios internacionales de los productos.

El costo de ventas presentó un incremento en el acumulado año frente al 2018 por i) mayores compras de crudo asociadas al aumento de cargas en la refinería de Cartagena y mayores costos de la dieta tanto para Barrancabermeja como para Cartagena por apreciación de los crudos vs Brent, ii) mayores importaciones de Diésel en Barrancabermeja por temas operativos en primer trimestre así como aumento en compras de productos para reducir el contenido de azufre de combustibles para el mercado local. Lo anterior fue parcialmente compensado con la incorporación de un mayor porcentaje de crudo nacional en Cartagena que ayudó a compensar el aumento de la dieta. En el cuarto trimestre, los costos de ventas se redujeron frente al 2018, principalmente por una menor carga en la refinería de Barrancabermeja por menor disponibilidad de crudos livianos e intermedios.

Los gastos operacionales (antes de efecto de impairment y valoración a mercado de Invercolsa) se incrementan principalmente por i) mayor cargo por impuestos comerciales, y ii) mayor gasto administrativo y comercial.

Producto del fallo proferido por la Corte Suprema de Justicia a favor de Ecopetrol en el proceso de Invercolsa, se presentó un cambio en la situación de control en dicha entidad, pasando de ser una compañía asociada a una subsidiaria, lo cual conlleva, en cumplimiento a la normativa IFRS- Combinación de negocios, a reconocer dicha inversión a su valor de mercado y la consolidación de sus cifras financieras en los Estados Financieros del Grupo Ecopetrol. Esto generó un ingreso no recurrente por la diferencia entre el valor razonable y el valor en libros de esta compañía por COP +1.0 billones. Esta compañía consolidará en adelante en el segmento de Refinación, dado que comúnmente en la industria, las actividades del segmento Downstream incluye tanto las actividades de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural, así como también la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural.



El resultado financiero (no operacional) del 4T 2019 y año 2019 vs los mismos periodos del año anterior, presenta una mejora como consecuencia del efecto de la revaluación presentada en la tasa de cierre sobre la posición pasiva neta del segmento en 2019 vs una devaluación del peso frente al dólar en el 2018.

5. Iniciativas de Eficiencia

Tabla 20: Iniciativas de Ahorro – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2019	4T 2018	12M 2019	12M 2018
Optimización de los costos de perforación y construcción de facilidades	691.0	476.0	1,675.4	1,113.0
Mejora en la gestión comercial	112.5	70.0	394.6	195.0
Mejora en ingresos/márgenes de las refinerías	125.0	126.0	351.0	520.0
Reducción de costos de O&M de las empresas del Midstream	116.0	49.0	210.0	139.0
Estrategia de energía - Ventas de excedentes - Optimización de costos	8.4	75.0	85.6	168.0
Ahorro en áreas de soporte, logística y otros	104.0	19.0	141.0	52.0
Reducción de producción diferida por aspectos operativos	21.0	(5.0)	66.0	248.0
Optimización operativa	219.6	42.0	236.9	102.0
Optimización del costo de caja de refinación	54.5	110.0	54.5	141.0
Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados	140.0	(8.0)	127.2	55.0
Transformación digital	4.0	0.0	4.0	0.0
Total	1,595.9	954.0	3,346.1	2,733.0

En 2019 continuamos con la estrategia de eficiencias en el Grupo Ecopetrol. Al cierre del 2019, las eficiencias acumuladas ascendieron a COP 3.3 billones de pesos, lo que representa un incremento del 22% respecto al año 2018. Se destacan las estrategias de eficiencias enfocadas en: i) reducción de costos operativos, dilución y reducción de diferidas, ii) iniciativas de mejora comercial y ventas de excedentes de energía, iii) desarrollo de palancas enfocadas en la mejora en ingresos y costo de caja en Refinación y iv) optimización de los costos de operación y mantenimiento de las filiales del segmento de transporte.

6. Inversiones

Tabla 21: Inversiones orgánicas 2019 – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Participación
Producción	2,201	219	2,420	68.7%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	171	153	324	9.2%
Exploración	125	237	362	10.3%
Transporte*	2	309	311	8.8%
Corporativo	104	0	104	3.0%
Total	2,603	918	3,521	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)

- En 2019 la inversión acumulada del Grupo Ecopetrol ascendió a USD 4.4 billones compuesto en un 80% por inversiones orgánicas y 20% por inversiones inorgánicas provenientes de acuerdos internacionales como la alianza estratégica con OXY en la Cuenca Permian de EEUU. Así, se presentó un incremento en las inversiones de 51% frente al año 2018. La inversión orgánica presentó un incremento de 21% frente al año 2018.
- La actividad asociada a inversiones orgánicas ascendió a USD 3.5 billones, este valor de ejecución incluye aproximadamente USD 400 millones de eficiencias asociadas a beneficios tributarios, ejecución de proyectos, gestión controlada de riesgos y devaluación del peso.
- Del total de las inversiones de 2019, el 79% se concentró en los segmentos de producción y exploración, y el 67% estuvo enfocado en el incremento de reservas y producción de hidrocarburos.
- El 92% de las inversiones se ejecutaron en Colombia, y el remanente en el posicionamiento del Grupo Ecopetrol en cuencas de alta prospectividad en Estados Unidos y Brasil.



- En el 4T19 se ejecutaron inversiones por USD 1.2 billones, enfocadas en proyectos de continuidad operativa en los segmentos de producción, refinación y transporte.

Producción: La campaña de perforación de Ecopetrol S.A. se concentró en los campos de Castilla, Rubiales, Chichimene, Suria, Casabe, Yariguí-Cantagallo y La Cira Infantas. En las filiales, la inversión fue liderada por Hocol y Ecopetrol America LLC. Al cierre del año, se perforaron y completaron 606 pozos de desarrollo y se realizaron más de 500 workovers capitalizables.

Igualmente, en el transcurso del año se aprobaron oportunidades de inversión que iniciaron su etapa de ejecución por más de USD 1.9 billones, entre las más significativas se encuentran:

Caño Sur: En 4T19 se aprobó el proyecto Módulo 3 del campo Caño Sur Este, con una inversión estimada de USD 935.6 millones entre 2019 y 2027. Esta aprobación se otorgó luego de ejecutar inversiones enfocadas en reducir la incertidumbre del yacimiento y confirmar la prospectividad del campo; así como, la optimización técnica y económica para continuar con el desarrollo de este activo estratégico.

Casabe: En el 4T19 se aprueba el proyecto de perforación Casabe Módulo 3 con una inversión estimada de USD 276.5 millones entre 2019 y 2023, como parte de la estrategia de expansión de inyección de agua que busca aumentar el factor de recobro del campo.

Piedemonte: En octubre de 2019 se aprueba el inicio de perforación de un pozo nuevo en el campo Pauto, con una inversión estimada de USD 107.26 millones entre 2019 y 2022, que tiene como objetivo habilitar volúmenes de gas.

Exploración: Se realizaron inversiones por USD 362 millones presentando un incremento del 66% con respecto al año 2018. Estas inversiones resultaron en la perforación de 20 pozos, 8 de ellos con resultados exitosos (Andina Norte, Boranda-2 ST, Jaspe-8, Cosecha CW-01ST-1, Boranda-3, Flamencos-1, Esox-1 y Bullerengue-3), así como la adquisición de sísmica 2D y 3D por 179,244 km en Colombia, Brasil y México. Adicional, en el mes de julio se realizó el pago por aproximadamente USD 90 millones de entrada al bloque Saturno de la cuenca Santos en Brasil.

Refinación, Petroquímica y Biocombustibles: Se ejecutaron inversiones de continuidad operativa para mantener la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

Transporte: Inversiones enfocadas en actividades de continuidad operativa en los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos de Cenit y sus filiales. Adicional, se cumplió la entrada en operación de la variante Chinchiná - Pereira (poliducto Puerto Salgar – Cartago) que conecta al occidente del país.

Se destaca la inversión en transformación digital e innovación por USD 76.3 millones, el cual incluye avances en la ejecución de proyectos como *Campos Integrados* y *Gestión Volumétrica* y *Margen Bruto de Refinación* que tienen como objetivo incrementar la producción, mejorar los márgenes de refinación y optimizar los costos de operación.



II. Responsabilidad Ambiental, Social y Corporativa – Ecopetrol S.A.

1. Desempeño HSE

Tabla 22: Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

Indicadores HSE*	4T 2019	4T 2018	12M 2019	12M 2018
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.70	0.71	0.60	0.63
Incidentes ambientales**	5	4	11	20

* 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

Hitos relevantes

- a) En el año 2019 se obtuvo por tercer año consecutivo la certificación en ISO 14001 y OHSAS 18001 que cubre las siguientes actividades: i) exploración, producción y explotación de petróleo y gas, ii) producción de refinados y petroquímicos, iii) prestación de servicios de operación y mantenimiento en sistemas de transporte de hidrocarburos y iv) comercialización de hidrocarburos, procesos administrativos y/o de soporte al negocio en Ecopetrol S.A.
- b) Fue desarrollada e incorporada nueva herramienta tecnológica enfocada a la gestión incidentes HSE, seguimiento a hallazgos HSE y registro de conversaciones HSE, la cual permite la generación de reportes en tiempo real lo que mejora la oportuna toma de decisiones.

2. Medio Ambiente, Inversión Social, y Gobierno Corporativo

Medio Ambiente:

- a) Ecopetrol se adhirió a la iniciativa del Banco Mundial (BM) denominada “Zero Routine Flaring by 2030”, la cual tiene como meta eliminar la quema rutinaria de gas en los campos de petróleo y gas lo antes posible, y a más tardar al año 2030. Esta iniciativa está alineada con el Acuerdo de París y el Objetivo 13 de Desarrollo Sostenible (ODS) de la ONU sobre Acción por el Clima. Además, ratifica el compromiso de Ecopetrol de reducir en 20% sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero a 2030 y de continuar con la implementación de su plan de descarbonización.
- b) En octubre se puso en marcha el parque solar en el Meta, con una capacidad instalada de 21 MW, que abastecerá parte de la energía que demandan algunas operaciones de la empresa en esa región. Su operación evitará la emisión de más de 154 mil toneladas de CO₂ a la atmósfera durante los próximos 15 años.
- c) Ecopetrol S.A. obtuvo la verificación de la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero de 1'068.394 toneladas de CO₂equivalente, por parte de Ruby Canyon Engineering, firma auditora internacional especializada en reducción de emisiones, acreditada por la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) y por la American National Standards Institute (ANSI). Con esto, Ecopetrol se convierte en la primera empresa del sector en Colombia en verificar su reducción de emisiones de CO₂ en procesos operativos.
- d) En el 4T de 2019, Ecopetrol reutilizó 22.3 millones de m³ de agua, lo que significa que la empresa dejó de captar y verter este volumen, disminuyendo así la presión sobre los recursos hídricos. 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 La Cira Infantas,



San Francisco, Chichimene, entre otros. Durante el 2019 se reutilizaron 88.3 millones de m³ de agua, un aumento del 4% con respecto a 2018.

- e) En el 4T19 se reusaron 716.6 mil m³ de aguas de producción tratadas en actividades agrícolas y pecuarias en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) del Campo Castilla. Durante el 2019 se reusaron 1.16 millones de m³ en las actividades de estas actividades agrícolas y pecuarias en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) del Campo Castilla.
- f) Esenttia en su compromiso con la sostenibilidad y el medio ambiente alcanzó en el 2019 logros claves en esta materia, donde se destacan: 890 mil kilogramos de residuos plásticos recuperados en los últimos 7 años a través de proyectos sociales, el reconocimiento del “Centro de Acopio Cartagena Amigable” como Negocio Verde Inclusivo, por parte del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y el sello de sostenibilidad otorgado por Icontec.

Inversión Socio Ambiental:

- a) Acumulado al 4T19 se destinaron recursos en proyectos de inversión socio ambiental por un valor de COP \$245,462 millones, lo que equivale a un incremento de COP \$193,128 millones más que lo invertido en 2018. Por inversión social se destinaron COP \$229,684 millones que corresponde a: i) Inversión Estratégica (voluntaria) COP \$218.655 millones, ii) Programas de beneficio a las comunidades COP \$5.899 millones, e iii) Inversión obligatoria COP \$5,130 millones; y por iv) Inversión en gestión ambiental estratégica COP \$15,778 millones.
- b) El Grupo Ecopetrol logró una participación del 46% en la iniciativa de Obras por Impuestos para las vigencias 2017 – 2018 (COP \$215 mil millones) en 22 proyectos de impacto social que beneficiarán a más de un millón de habitantes en 33 municipios de las Zonas Más Afectadas por el Conflicto Armado (ZOMAC). Durante el 2019 se entregaron dotaciones escolares en Tumaco y Barbacoas (Nariño) y la construcción de la vía urbana en San Martín (Meta).

Entorno:

- a) En 2019, Ecopetrol actualizó su *Estrategia de Entorno*, asegurando la alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y el Plan Nacional de Desarrollo (PND), y priorizando la apertura al diálogo con distintos actores, una visión integrada de territorio, el cumplimiento de los compromisos adquiridos con las comunidades y entidades territoriales y la definición de líneas de inversión socio ambiental específicas.
- b) Formulación de una estrategia conjunta con el Gobierno Nacional y otros actores para la obtención de la licencia social que permita viabilizar los Proyectos Pilotos de Investigación Integral (PPII). Además, a través de los PPII, Ecopetrol participará en la definición de la viabilidad de esta técnica y la identificación de los posibles impactos técnicos, ambientales y sociales a nivel nacional, regional y local.

III. Plan de Negocios 2020-2022

El Grupo Ecopetrol (GE) presenta la actualización de su plan de negocios para el periodo 2020-2022, el cual se enmarca dentro de las prioridades estratégicas de lograr un crecimiento rentable y sostenible, bajo una estricta disciplina de capital y protección de la caja, a la vez que avanza en los desafíos planteados por la transición energética, el cambio climático, el respeto por el medio ambiente y la biodiversidad, la protección y uso responsable del agua, con un componente de innovación y tecnología que apalanca la generación de valor integrado del Grupo.

El Plan contempla inversiones entre USD13 y USD17 billones, concentradas en Colombia, dirigidas a mantener la senda de crecimiento de las reservas y la producción, a la búsqueda y desarrollo de oportunidades de inversión para apalancar la diversificación del portafolio, y a asegurar la confiabilidad de las operaciones. Así mismo, el plan aborda la sustentabilidad de la operación con metas concretas de descarbonización, incorporación de energías renovables y transformación digital.



La inversión en crecimiento (58%) está orientada a continuar el desarrollo rentable de los activos existentes y acelerar la transición a gas; la inversión de continuidad operativa (26%) permitirá preservar el valor de los activos y dar confiabilidad e integridad a la operación; y el remanente 16% apalancará la innovación y tecnología y descarbonización.

Entre las metas operativas y financieras más relevantes del Plan 2020-2022 se encuentran: (i) alcanzar niveles de producción orgánica entre 745 - 800 mil barriles de petróleo equivalente por día; (ii) mantener el índice de reemplazo de reservas orgánicas por encima del 100%, sin considerar efecto precio; (iii) carga del sistema integrado de refinación entre 370 - 420 mil barriles por día; (iv) volúmenes transportados entre 1.10-1.25 millones de barriles por día, en línea con el comportamiento de la producción y la demanda de combustibles líquidos del país; (v) reducción de emisiones acumuladas entre 1,8-2 MtCO_{2e}, y (vi) la instalación de ~300 MW en energías renovables.

Exploración y Producción

Al segmento de exploración y producción se destinará el 83% del total de las inversiones, con prioridad en el desarrollo de la posición del GE en activos estratégicos como Piedemonte, Rubiales, los campos del Valle Medio del Magdalena y en áreas foco como Brasil y Permian. Así mismo, se continuará la maduración y desarrollo de las actividades de recobro mejorado. El 72% de las inversiones de exploración y producción se destinará a proyectos en Colombia y el remanente se invertirá en el posicionamiento y desarrollo de operaciones internacionales del Grupo.

En materia exploratoria, se prevé la perforación de más de 30 pozos exploratorios ubicados en las cuencas de mayor materialidad, con énfasis en Colombia y con un sólido programa de actividad sísmica. Adicionalmente, se tiene previsto continuar con la evaluación y desarrollo de los descubrimientos gasíferos costa afuera realizados en el Caribe colombiano, con inversiones por un valor total de USD200 millones durante el periodo.

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 y el incremento de las actividades de desarrollo en la cuenca Permian en Texas, Estados Unidos.

Refinación y Procesos Industriales

Al segmento de Refinación se destinará el 11% de las inversiones, enfocado en el aprovechamiento y optimización de la infraestructura actual. Para ello, se realizarán mantenimientos mayores y actualizaciones tecnológicas en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, así como la ejecución del proyecto de interconexión de la refinería de Cartagena. También se tiene prevista la ampliación de la planta de Esenttia en 40 mil toneladas de polipropileno al año. Se espera que continúe la volatilidad de márgenes de refinación durante el periodo en un rango entre 10-15 USD/Bl.

Para avanzar con la producción de combustibles más limpios para el país, las inversiones en el periodo 2020-2022 permitirán ratificar la calidad interna del diésel entre 10 y 15 ppm de azufre y reducir el de la gasolina a máximo 50 ppm de azufre. 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.

Transporte

El plan 2020-2022 contempla destinar el 5% de las inversiones a este segmento, enfocadas en mejorar la eficiencia y las sinergias en el sistema de transporte, así como en la captura de oportunidades de inversión en poliductos asociadas al aumento de la demanda de combustibles en Colombia, para las cuales se estiman



inversiones del orden de USD300 millones. Se espera que este segmento continúe siendo un importante generador de caja, con niveles de margen Ebitda estimados entre el 75%-80%.

Tecnología e Innovación

En materia de tecnología, 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; y aumentar la eficiencia energética. Adicionalmente se finalizarán los 10 proyectos de la agenda digital que buscan maximizar la producción, mejorar el margen de comercialización y refinación, y digitalizar la gestión financiera, entre otros.

Reducción de Emisiones y Manejo de Agua

En línea con los objetivos de mantener una operación baja en emisiones de carbono, al igual que reducir la vulnerabilidad de la operación y la infraestructura a la variabilidad del cambio climático, se planea invertir entre USD320 y USD430 millones en proyectos que permitan reducir entre 200 y 400 KtCO₂e para alcanzar la meta acumulada entre 1,8-2,0 MtCO₂e al 2022.

Con el propósito de gestionar de manera integral el agua bajo eficiencia operativa, la reutilización de aguas residuales, la seguridad hídrica en el entorno y la gobernanza del agua, se planea invertir USD165 y USD195 millones para tratamiento de aguas residuales y pozos de disposición final de agua, y ofrecer agua potable a 900 mil personas y saneamiento en 40 municipios priorizados.

Se espera que el crecimiento rentable y las mayores eficiencias en costos le permitan al GE generar un flujo de caja operativo entre USD 20-21 billones en el período, que aporte flexibilidad para el crecimiento ante diferentes ciclos de precios. A un precio Brent de USD57/Bl, el ROACE del Grupo se mantendría en niveles mayores al 11%, apalancado en una sólida generación de EBITDA y la eficiencia de la inversión en medio de una estricta disciplina de capital. El plan mejora la resiliencia del negocio, que espera disminuir su breakeven de utilidad neta de manera estructural a alrededor de 30 USD/bl.

El Plan busca mantener unas métricas de apalancamiento en línea con el grado de inversión de la Compañía y competitivo frente a referentes en la industria. En línea con lo anterior, y dando flexibilidad para optimizaciones puntuales de la estructura de capital durante el periodo, se espera mantener una relación de deuda bruta a EBITDA < 1.5.

El plan 2020-2022 refuerza el compromiso de Ecopetrol con una operación segura y ambientalmente sostenible, con la protección del medio ambiente y de las comunidades de las zonas en las cuales opera, y con la satisfacción de sus colaboradores, condiciones que le permitirán generar un espacio de prosperidad compartida y diálogo constructivo con todos sus grupos de interés.

IV. Presentación de Resultados

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del cuarto trimestre y año completo 2019:

Español

Febrero 26, 2020
8:00 a.m. Colombia
9:00 a.m. Nueva York

Inglés

Febrero 26, 2020
9:30 a.m. Colombia
10:30 a.m. Nueva York

La transmisión en Internet estará disponible en la página web de Ecopetrol: www.ecopetrol.com.co

La presentación vía webcast estará disponible en los siguientes links:



<https://event.on24.com/wcc/r/2189986/468F54015B1BABCBB07BEE4EE94F9C56> (Español)

<https://event.on24.com/wcc/r/2189990/0220A0FCD7060EFA418E7761651D2DC8> (Inglés)

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.

Información de Contacto:

Gerente de Mercado de Capitales

Juan Pablo Crane

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

Relaciones con los Medios (Colombia)

Jorge Mauricio Tellez

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)	4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	9.092	8.645	5,2%	34.305	33.023	3,9%
Exterior	9.489	9.669	(1,9%)	36.542	34.797	5,0%
Total ingresos	18.581	18.314	1,5%	70.847	67.820	4,5%
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	2.101	1.881	11,7%	8.290	7.605	9,0%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1.351	1.191	13,4%	5.509	5.050	9,1%
Depreciación fijo	750	690	8,7%	2.781	2.555	8,8%
Costos variables	7.547	7.412	1,8%	27.176	24.774	9,7%
Productos importados	2.834	3.643	(22,2%)	12.640	11.810	7,0%
Compras nacionales	3.227	2.550	26,5%	11.488	10.121	13,5%
Servicio de transporte hidrocarburos	223	134	66,4%	822	697	17,9%
Variación de inventarios y otros	1.263	1.085	16,4%	2.226	2.146	3,7%
Costos fijos	2.622	2.649	(1,0%)	9.492	8.791	8,0%
Servicios contratados	880	872	0,9%	3.053	2.837	7,6%
Mantenimiento	695	758	(8,3%)	2.497	2.261	10,4%
Costos laborales	637	590	8,0%	2.317	2.106	10,0%
Otros	410	429	(4,4%)	1.625	1.587	2,4%
Total costo de ventas	12.270	11.942	2,7%	44.958	41.170	9,2%
Utilidad bruta	6.311	6.372	(1,0%)	25.889	26.650	(2,9%)
Gastos operacionales	771	1.382	(44,2%)	3.726	4.592	(18,9%)
Gastos de administración	679	866	(21,6%)	3.264	2.733	19,4%
Gastos de exploración y proyectos	396	193	105,2%	763	1.387	(45,0%)
Utilidad operacional	5.540	4.990	11,0%	22.163	22.058	0,5%
Resultado financiero, neto	(245)	(300)	(18,3%)	(1.670)	(2.010)	(16,9%)
Diferencia en cambio, neto	145	241	(39,8%)	41	372	(89,0%)
Intereses, neto	(363)	(568)	(36,1%)	(1.415)	(2.016)	(29,8%)
Ingresos (gastos) financieros	(27)	27	(200,0%)	(296)	(366)	(19,1%)
Resultados de participación en compañías	65	(84)	(177,4%)	354	155	128,4%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5.360	4.606	16,4%	20.847	20.203	3,2%
Provisión impuesto a las ganancias	247	(1.297)	(119,0%)	(5.067)	(7.415)	(31,7%)
Utilidad neta consolidada	5.607	3.309	69,4%	15.780	12.788	23,4%
Interés no controlante	(318)	(296)	7,4%	(1.251)	(978)	27,9%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	5.289	3.013	75,5%	14.529	11.810	23,0%
Gastos por Impairment de activos largo plazo	(1.751)	(496)	253,0%	(1.748)	(347)	403,7%
Impuesto de renta diferido sobre impairment	471	130	262,3%	470	93	405,4%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	4.009	2.647	51,5%	13.251	11.556	14,7%
EBITDA	7.174	7.042	1,9%	31.108	30.798	1,0%
Margen EBITDA	38,6%	38,5%	0,1%	43,9%	45,4%	(1,5%)



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

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2019	Diciembre 31, 2018	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.076	6.312	12,1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	5.700	8.194	(30,4%)
Inventarios	5.658	5.100	10,9%
Activos por impuestos corrientes	1.519	1.031	47,3%
Otros activos financieros	1.624	5.321	(69,5%)
Otros activos	1.779	1.022	74,1%
Total activos corrientes	23.356	26.980	(13,4%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	8	51	(84,3%)
Total activos corrientes	23.364	27.031	(13,6%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	3.245	1.844	76,0%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	787	756	4,1%
Propiedades, planta y equipo	64.200	62.770	2,3%
Recursos naturales y del medio ambiente	29.073	23.075	26,0%
Activos por derecho de uso	456	0	-
Intangibles	483	411	17,5%
Activos por impuestos diferidos	8.622	5.747	50,0%
Otros activos financieros	3.355	2.827	18,7%
Otros activos	1.863	1.780	4,7%
Total activos no corrientes	112.084	99.210	13,0%
Total activos	135.448	126.241	7,3%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	5.012	4.020	24,7%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	10.689	8.946	19,5%
Provisiones por beneficios a empleados	1.929	1.817	6,2%
Pasivos por impuestos corrientes	2.571	1.751	46,8%
Provisiones y contingencias	789	814	(3,1%)
Otros pasivos	752	477	57,7%
Total pasivos corrientes	21.742	17.825	22,0%
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	33.227	34.043	(2,4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	24	31	(22,6%)
Provisiones por beneficios a empleados	9.552	6.790	40,7%
Pasivos por impuestos diferidos	774	738	4,9%
Pasivos por impuestos no corrientes	71	0	-
Provisiones y contingencias	9.129	6.940	31,5%
Otros pasivos	585	570	2,6%
Total pasivos no corrientes	53.362	49.112	8,7%
Total pasivos	75.104	66.937	12,2%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	56.412	57.214	(1,4%)
Interés no controlante	3.932	2.090	88,1%
Total patrimonio	60.344	59.304	1,8%
Total pasivos y patrimonio	135.448	126.241	7,3%



Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2019	4T 2018	12M 2019	12M 2018
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	4.009	2.647	13.251	11.556
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	318	296	1.251	978
Cargo por impuesto a las ganancias	(718)	1.166	4.597	7.322
Depreciación, agotamiento y amortización	2.278	1.912	8.568	7.690
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(145)	(241)	(41)	(372)
Costo financiero reconocido en resultados	680	742	2.652	3.068
Pozos secos	186	26	340	899
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	43	23	121	(1)
Impairment de activos de corto y largo plazo	1.806	621	1.838	483
Ganancia por valoración de activos financieros	(27)	(38)	19	(93)
Ganancia en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas	(1.049)	0	(1.049)	12
Ganancia por venta de activos	(3)	(1)	(3)	0
(Ganancia) / pérdida en inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(65)	84	(354)	(155)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e inefectividad	138	270	1.029	656
Otros conceptos menores	(2)	42	5	34
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	721	(882)	784	(3.035)
Impuesto de renta pagado	(821)	(2.143)	(5.296)	(6.650)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	7.349	4.524	27.712	22.392
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1.483)	(1.377)	(4.013)	(3.303)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(5.026)	(1.939)	(9.798)	(5.052)
Adquisiciones de intangibles	(115)	(32)	(168)	(106)
(Compra) venta de otros activos financieros	1.675	3.532	3.117	(843)
Intereses recibidos	126	137	482	384
Dividendos recibidos	358	55	189	109
Ingresos por venta de activos	131	126	155	169
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(4.334)	502	(10.036)	(8.642)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	(545)	(5.266)	(1.537)	(8.752)
Pago de intereses	(496)	(842)	(1.766)	(2.611)
Dividendos pagados	(3.810)	(141)	(13.867)	(4.428)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(4.851)	(6.249)	(17.170)	(15.791)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(149)	416	258	407
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(1.985)	(807)	764	(1.634)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	9.061	7.119	6.312	7.946
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	7.076	6.312	7.076	6.312
Transacciones no monetarias				
Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	685	0	685	0
Valor razonable por cambio en participación Invercolsa	2.932	0	2.932	0

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	4T 2019	4T 2018	12M 2019	12M 2018
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	4.009	2.647	13.251	11.556
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2.278	1.912	8.568	7.690
(+/-) Impairment activos a largo plazo	1.751	496	1.748	346
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	(1.049)	0	(1.049)	12
(+/-) Resultado financiero, neto	245	301	1.670	2.010
(+) Provisión impuesto a las ganancias	(718)	1.166	4.597	7.322
(+) Impuestos y otros	340	224	1.072	884
(+/-) Interés no controlante	318	296	1.251	978
EBITDA Consolidado	7.174	7.042	31.108	30.798



Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (4T 2019)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2.161	1.205	642	1	4.009
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1.568	358	352	0	2.278
(+/-) Impairment activos a largo plazo	1.968	(449)	232	0	1.751
(+/-) Ganancia en combinación de negocios	0	(1.049)	0	0	(1.049)
(+/-) Resultado financiero, neto	269	(170)	146	0	245
(+) Provisión impuesto a las ganancias	(1.611)	402	491	0	(718)
(+) Otros Impuestos	98	207	35	0	340
(+/-) Interés no controlante	(18)	11	325	0	318
EBITDA Consolidado	4.435	515	2.223	1	7.174

Anexos Ecopetrol S.A.

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

Tabla 6: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	4T 2019	4T 2018	Δ (%)	12M 2019	12M 2018	Δ (%)
Nacionales	8.992	8.373	7,4%	34.066	32.878	3,6%
Exterior	7.464	7.339	1,7%	28.550	27.148	5,2%
Total ingresos	16.456	15.712	4,7%	62.616	60.026	4,3%
Costos variables	9.851	8.508	15,8%	35.672	31.618	12,8%
Costos fijos	3.007	3.074	(2,2%)	11.547	10.665	8,3%
Costo de ventas	12.858	11.582	11,0%	47.219	42.283	11,7%
Utilidad bruta	3.598	4.130	(12,9%)	15.397	17.743	(13,2%)
Gastos operacionales	(129)	901	(114,3%)	1.623	2.235	(27,4%)
Utilidad operacional	3.727	3.229	15,4%	13.774	15.508	(11,2%)
Ingresos (gastos) financieros	(27)	(311)	(91,3%)	(1.626)	(1.706)	(4,7%)
Resultados de participación en compañías	2.637	471	459,9%	6.284	2.407	161,1%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	6.337	3.389	87,0%	18.432	16.209	13,7%
Provisión impuesto a las ganancias	(815)	(1.200)	(32,1%)	(3.668)	(5.163)	(29,0%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	5.522	2.189	152,3%	14.764	11.046	33,7%
Gastos por Impairment de activos largo plazo	(2.082)	572	(464,0%)	(2.082)	645	(422,8%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	569	(114)	(599,1%)	569	(135)	(521,5%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	4.009	2.647	51,5%	13.251	11.556	14,7%
EBITDA	4.549	4.534	0,3%	19.375	21.239	(8,8%)
Margen EBITDA	27,6%	28,9%	(1,3%)	30,9%	35,4%	(4,5%)



Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Diciembre 31, 2019	Diciembre 31, 2018	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.477	2.259	(34,6%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	5.178	7.642	(32,2%)
Inventarios	3.822	3.459	10,5%
Activos por impuestos corrientes	1.211	827	46,4%
Otros activos financieros	2.445	6.611	(63,0%)
Otros activos	1.110	840	32,1%
Total activos corrientes	15.243	21.638	(29,6%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	6	24	(75,0%)
Total activos corrientes	15.249	21.662	(29,6%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	52.644	45.142	16,6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	638	576	10,8%
Propiedades, planta y equipo	21.183	21.041	0,7%
Recursos naturales y del medio ambiente	22.217	19.384	14,6%
Activos por derecho de uso	3.481	0	-
Intangibles	232	250	(7,2%)
Activos por impuestos diferidos	3.557	2.309	54,0%
Otros activos financieros	2.789	2.402	16,1%
Otros activos	967	996	(2,9%)
Total activos no corrientes	107.708	92.100	16,9%
Total activos	122.957	113.762	8,1%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	3.284	2.588	26,9%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	8.879	7.683	15,6%
Provisiones por beneficios a empleados	1.856	1.761	5,4%
Pasivos por impuestos corrientes	1.198	517	131,7%
Provisiones y contingencias	671	744	(9,8%)
Otros pasivos	752	282	166,7%
Total pasivos corrientes	16.640	13.575	22,6%
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	33.014	30.706	7,5%
Provisiones por beneficios a empleados	9.552	6.790	40,7%
Pasivos por impuestos diferidos	142	144	(1,4%)
Pasivos por impuestos no corrientes	34	0	-
Provisiones y contingencias	7.144	5.314	34,4%
Otros pasivos	19	19	0,0%
Total pasivos no corrientes	49.905	42.973	16,1%
Total pasivos	66.545	56.548	17,7%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	56.412	57.214	(1,4%)
Total patrimonio	56.412	57.214	(1,4%)
Total pasivos y patrimonio	122.957	113.762	8,1%