

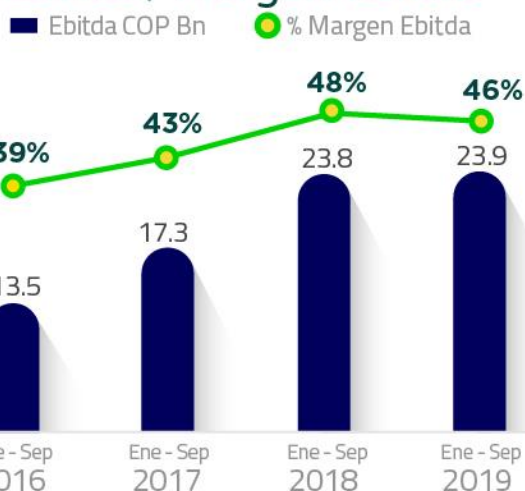
Resultados tercer trimestre 2019

Continuamos generando valor para un crecimiento sostenible



Sólida posición de caja 3T19: **16 BILLONES DE PESOS**

Ebitda / Margen Ebitda



Crecimiento Rentable en reservas y producción

JV Occidental Permian (EEUU)

No convencionales

Reservas (P1)

160 MBPE

Producción (e) (2027)

~95 kbpd

Descubrimiento Gato do Mato Presal (Brasil)

Adquisición 30% Participación

Recursos contingentes

90 MBPE

Producción (e) (2025)

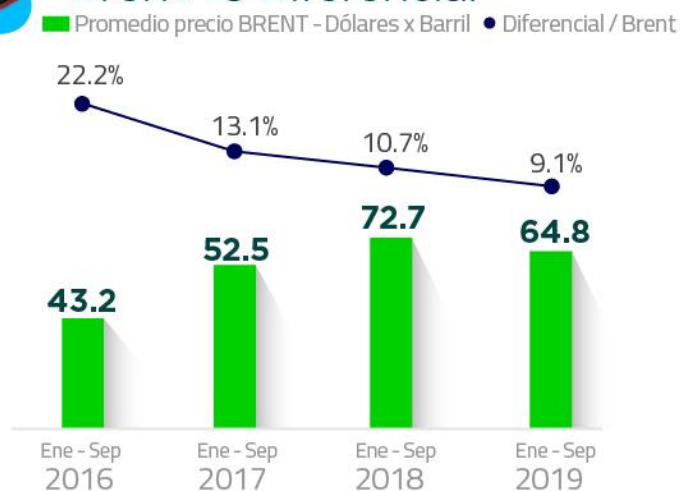
~20 kbpd

MBPE: Millones de barriles de petróleo equivalente
kbpd: Miles de barriles de petróleo por día

Producción y ventas



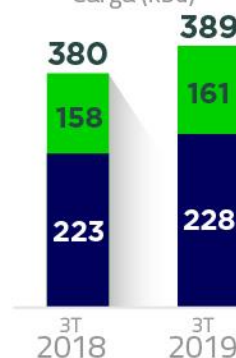
Brent vs Diferencial



Refinación

Cartagena
Barrancabermeja

Carga (kbd)



Transporte

Crudo
Productos

Volumen (kbd)



kbd: Miles de barriles por día



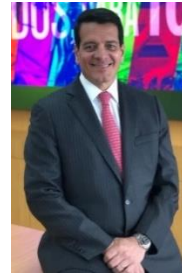
El Grupo Ecopetrol alcanzó sólidos logros operativos y financieros en los primeros nueve meses del año. Se destaca una utilidad neta de 9.2 billones de pesos y un EBITDA de 23.9 billones de pesos, equivalente a un margen EBITDA de 46%. Al cierre del trimestre logramos mantener una sólida posición de caja de 16 billones de pesos, incluso después de completar el pago de la tercera cuota de dividendos a la Nación sobre las utilidades del 2018 por 2.7 billones de pesos.

Los resultados obtenidos son el reflejo, principalmente, del buen desempeño operativo en todos los segmentos y el posicionamiento comercial de nuestros crudos en mercados que generan mayor valor. Lo anterior, sumado a una mejor tasa de cambio promedio, los ahorros financieros asociados al prepago de la deuda y la menor tasa nominal de tributación. Todo esto permitió compensar el menor precio Brent, el cual pasó de 76 dólares por barril, en el tercer trimestre de 2018, a 62 dólares por barril al cierre de este trimestre. Destacamos positivamente el diferencial de canasta de crudo de -5 USD/bl en el trimestre frente a -8.4 USD/bl para el mismo periodo de 2018.

En el frente internacional me complace resaltar dos hitos muy importantes: el primero, nuestro ingreso al Midland en la cuenca Permian, la más prolífica del mundo, mediante un acuerdo de inversión con Occidental, para participar en la explotación de yacimientos no convencionales.

El JV le permitiría a la compañía la incorporación de reservas probadas (1P) de alrededor de 160 millones de barriles de petróleo equivalente e incrementar la producción de forma progresiva hasta el 2027, cuando se alcanzaría una producción neta para Ecopetrol en el JV que se estima en cerca de 95 mil barriles equivalentes por día. El JV también le permitirá a Ecopetrol fortalecer su conocimiento en la evaluación, desarrollo y explotación de yacimientos no convencionales.

Segundo, la suscripción de un acuerdo con Shell Brasil Petróleo Ltda. para adquirir el 30% en el descubrimiento de "Gato do Mato" ubicado, en dos áreas costa afuera en la cuenca Santos de Brasil, dentro del denominado Pre-sal. La compañía Shell reducirá su participación del 80% al 50% con este acuerdo, y seguirá como operador, mientras la francesa Total conservará el restante 20%. Con esto Ecopetrol profundiza su posición estratégica en la



cuenca de Santos en Brasil. Es importante señalar que estas inversiones están alineadas con las prioridades estratégicas del plan de negocios 2019-2021, enfocado en el crecimiento de reservas y producción bajo una estricta disciplina de capital. Las transacciones se realizarán con recursos propios sin necesidad de recurrir a endeudamiento.

Por otro lado, recibimos de forma respetuosa, prudente y responsable la disposición del Consejo de Estado que nos permite avanzar a una etapa de investigación a través de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), recomendados por la Comisión de Expertos. Creemos que avanzar a una etapa de investigación, es una oportunidad clave para evaluar rigurosamente la posibilidad de desarrollar los Yacimientos No Convencionales en el país. Para Ecopetrol, este es un paso adelante que se dará con responsabilidad, absoluta sujeción a las normas y disposiciones de las autoridades, así como un profundo respeto por el medio ambiente y las comunidades.

En el segmento de producción, durante el trimestre enfrentamos un entorno retador y algunas limitaciones operativas que nos obligaron al cierre temporal de nuestros campos Tibú, Caño Limón y Gibraltar, con lo cual nuestra producción promedio del trimestre fue de 720 mil barriles equivalentes por día. No obstante, nuestra producción promedio acumulada a septiembre, se encuentra en 723 mil barriles de petróleo equivalente por día, es decir, 8 mil barriles más frente al mismo periodo del año anterior y en línea con la meta establecida para 2019.

Destacamos los buenos resultados de las filiales del Grupo, las cuales contribuyeron con más de 60 mil barriles de petróleo equivalente por día durante los primeros nueve meses del año, aportando el 8.4% de la producción total. El programa de recobro, pilar estratégico para la adición de reservas de hidrocarburos, aportó el 30% de la producción diaria del Grupo.

En la campaña exploratoria, el Grupo y sus socios completaron la perforación de 13 pozos exploratorios, superando la meta de 12 pozos para el año con una tasa de éxito del 38%. Es importante



resaltar el éxito en el pozo Flamencos-1, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, operado 100% por Ecopetrol. Este descubrimiento se enmarca dentro de la estrategia de exploración *Near Field* que consiste en identificar y probar oportunidades cercanas a campos y facilidades ya existentes.

Por su parte, en el segmento de transporte, se destaca el incremento en el volumen transportado de crudo. Vale la pena resaltar las mejoras logísticas realizadas en Buenaventura, las cuales permiten utilizar el puerto como ruta alterna de abastecimiento de combustibles para la zona sur occidente del país.

Así mismo, destacamos la entrada en operación de la variante Chinchiná-Pereira. Este proyecto demuestra nuestro compromiso de afianzar la seguridad como pilar de nuestras operaciones.

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

En refinación, durante el tercer trimestre del año logramos un nuevo máximo histórico de carga promedio de 389 mil barriles por día para las dos refinерías, lo que demuestra su buen desempeño a pesar de algunos eventos operativos no programados. El margen bruto de refinación conjunto se ubicó en 10.2 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.

En cuanto al plan de inversiones, el Grupo Ecopetrol ejecutó inversiones a septiembre de 2019 por USD 2,317 millones, lo que representa un incremento del 29% frente al mismo periodo de 2018. El 81% se concentró en el segmento de exploración y producción, en línea con las prioridades estratégicas del Grupo.

Finalmente, como parte de los esfuerzos para contribuir con la preservación del medio ambiente, nos comprometimos a reducir el 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero al año 2030 y a reducir la vulnerabilidad de la operación al cambio climático.

Es importante resaltar que Ecopetrol S.A. fue la primera empresa del sector de Petróleo y Gas en Colombia en verificar su reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en procesos operativos. Se logró la verificación de una reducción de más de un millón de toneladas de CO2 equivalente entre el 2013 y el 2017, por parte de la firma Ruby Canyon Engineering.

En esta línea, Ecopetrol firmó un acuerdo con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, que busca aunar esfuerzos para mejorar la calidad ambiental y el desarrollo sostenible del país, en temas como recurso hídrico, biodiversidad, cambio climático, economía circular y mejoramiento de la calidad del aire.

En adición a lo anterior, cumplimos un importante hito en nuestro proceso de transición energética. El 18 de octubre inauguramos el parque solar de autogeneración de energía más grande de Colombia, localizado en el municipio de Castilla La Nueva, en el departamento del Meta. El parque solar cuenta con una capacidad instalada de 21 megavatios-pico y suministrará energía por los próximos 15 años al campo Castilla, el segundo más grande de Ecopetrol. La energía generada por el parque solar tendrá ahorros de más del 30% en la tarifa, frente a la suministrada por el sistema interconectado nacional. La incursión en la energía solar demuestra el compromiso de Ecopetrol con las energías renovables. Su operación evitará la emisión de más de 154 mil toneladas de CO2 a la atmósfera

En lo corrido del año hemos enfocado esfuerzos en actividades como la reutilización de agua en nuestras operaciones. Al tercer trimestre del año hemos reutilizado cerca de 66 millones de metros cúbicos de agua, un aumento de 4% frente al mismo periodo del año anterior.

Mantenemos el 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, octubre 29 de 2019. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el tercer trimestre y los nueve primeros meses de 2019, preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

El Grupo Ecopetrol obtuvo entre enero y septiembre de 2019 una utilidad neta acumulada de COP 9.2 billones y un Ebitda de COP 23.9 billones, superiores a los obtenidos el año anterior, incluso con una reducción de 7.9 USD/bl en el Brent promedio y unos menores márgenes de refinación. Los resultados obtenidos son el reflejo del buen desempeño operativo en todos los segmentos, el posicionamiento comercial de nuestros crudos, los ahorros financieros asociados al prepago de la deuda y la menor tasa nominal de tributación.

La fuerte generación interna de caja permitió atender los compromisos de inversión, cancelar la última cuota de dividendos a la Nación y cerrar con una sólida posición de caja de COP 16 billones.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2019	3T 2018	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	18.014	17.876	138	0,8%	52.266	49.506	2.760	5,6%
Depreciación y amortización	2.166	2.053	113	5,5%	6.189	5.723	466	8,1%
Costos variables	6.735	6.342	393	6,2%	19.629	17.361	2.268	13,1%
Costos fijos	2.339	2.228	111	5,0%	6.870	6.143	727	11,8%
Costo de ventas	11.240	10.623	617	5,8%	32.688	29.227	3.461	11,8%
Utilidad bruta	6.774	7.253	(479)	(6,6%)	19.578	20.279	(701)	(3,5%)
Gastos operacionales y exploratorios	1.062	1.600	(538)	(33,6%)	2.952	3.062	(110)	(3,6%)
Utilidad operacional	5.712	5.653	59	1,0%	16.626	17.217	(591)	(3,4%)
Ingresos (gastos) financieros	(648)	(521)	(127)	24,4%	(1.426)	(1.710)	284	(16,6%)
Participación en resultados de compañías	56	57	(1)	(1,8%)	290	239	51	21,3%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5.120	5.189	(69)	(1,3%)	15.490	15.746	(256)	(1,6%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1.770)	(2.182)	412	(18,9%)	(5.315)	(6.155)	840	(13,6%)
Utilidad neta consolidada	3.350	3.007	343	11,4%	10.175	9.591	584	6,1%
Interés no controlante	(339)	(232)	(107)	46,1%	(932)	(682)	(250)	36,7%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3.011	2.775	236	8,5%	9.243	8.909	334	3,7%
EBITDA	8.270	7.997	273	3,4%	23.934	23.756	178	0,7%
Margen EBITDA	45,9%	44,7%	-	1,2%	45,8%	48,0%	-	(2,2%)

Las cifras incluidas en este reporte no 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 0.8% en los ingresos por ventas del 3T19 versus el 3T18 como resultado combinado de:

- Efecto volumen de ventas (COP +0.7 billones, +29.9 kbped). Durante el 3T19 el volumen vendido ascendió a 927.7 kbped, 3.3% mayor que en el 3T18, debido principalmente a: i) incremento en la disponibilidad de crudos dada la estrategia de compra nacional de terceros, ii) aumento en las exportaciones de diésel asociado a un mayor volumen disponible desde la Refinería de Cartagena por menor destinación al mercado local, iii) mayores ventas nacionales de combustibles líquidos dada la mayor demanda y iv) mayores requerimientos en zonas de frontera.
- Menor precio de la canasta promedio ponderada de crudos, gas y productos de -10.4 USD/bl (COP -2.8 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.
- Aumento en la tasa de cambio promedio, impactando positivamente los ingresos totales (COP +2.1 billones)
- Mayores ingresos por servicios de transporte y otros (COP +0.1 billones), principalmente por mayor volumen transportado.

Tabla 2: Ventas Volumétricas - Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)
Destilados Medios	157.6	151.5	4.0%	154.9	149.8	3.4%
Gasolinas	114.4	110.4	3.6%	114.2	110.3	3.5%
Gas Natural	79.0	78.3	0.9%	77.5	75.6	2.5%
Industriales y Petroquímicos	23.0	20.8	10.6%	22.5	20.9	7.7%
GLP y Propano	16.0	15.6	2.6%	15.3	16.4	(6.7%)
Crudo	5.2	16.7	(68.9%)	6.4	9.6	(33.3%)
Combustóleo	0.9	7.4	(87.8%)	2.0	9.0	(77.8%)
Total Volúmenes Locales	396.1	400.7	(1.1%)	392.8	391.6	0.3%
Volumen de Exportación - kbped	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)
Crudo	402.5	380.4	5.8%	402.2	383.2	5.0%
Productos	127.9	115.9	10.4%	121.6	107.2	13.4%
Gas Natural*	1.2	0.8	50.0%	1.4	1.3	7.7%
Total Volúmenes de Exportación	531.6	497.1	6.9%	525.2	491.7	6.8%
Total Volúmenes Vendidos	927.7	897.8	3.3%	918.0	883.3	3.9%

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

Ventas en Colombia (43%): Disminución versus 3T18, debido principalmente a:

- Menores ventas de combustóleo por finalización de contrato de venta nacional a partir de marzo 2019.
- Menores ventas de crudos a terceros por terminación de contrato en el mercado nacional y por destinación del crudo para carga de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.
- Mayores ventas de gasolina por crecimiento económico e incremento de la demanda de zona de frontera, dada la menor oferta de gasolina venezolana.
- Mayores ventas de destilados medios como resultado de mayor movilización de carga al interior del país, aumento de vuelos aéreos y cambio en la mezcla de biocombustible del 12% al 2% en septiembre.



Internacional (57%): Aumento versus 3T18, debido principalmente a:

- Mayores exportaciones de crudo, resultado de la estrategia comercial de compra nacional de crudo a terceros.
- Mayores exportaciones de diésel dada la menor destinación de la producción de la Refinería de Cartagena al mercado local, el cual fue abastecido con producto importado.

Tabla 3: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	3T 2019	3T 2018	% Part.	9M 2019	9M 2018	% Part.
Asia	232.4	171.4	57.7%	175.5	142.6	43.6%
Costa del Golfo EE.UU.	123.5	125.3	30.7%	149.4	136.2	37.1%
Europa	21.6	21.2	5.4%	23.7	14.1	5.9%
América Central / Caribe	13.7	11.5	3.4%	26.0	30.9	6.5%
Otros	7.9	22.3	2.0%	4.6	19.8	1.1%
América del Sur	3.1	10.0	0.8%	2.3	5.8	0.6%
Costa Oeste EE.UU.	0.3	13.3	0.1%	9.7	28.2	2.4%
Costa Este EE.UU.	0.0	5.4	0.0%	11.0	5.5	2.7%
Total	402.5	380.4	100.0%	402.2	383.1	100.0%

Productos - kbped	3T 2019	3T 2018	% Part.	9M 2019	9M 2018	% Part.
Costa Este EE.UU.	50.5	33.4	39.5%	45.0	25.0	37.0%
América Central / Caribe	35.7	36.3	27.9%	35.7	27.6	29.3%
Asia	24.6	32.7	19.2%	21.5	25.5	17.7%
América del Sur	10.6	7.9	8.3%	8.8	8.4	7.2%
Costa del Golfo EE.UU.	6.4	5.1	5.0%	7.3	18.0	6.0%
Europa	0.0	0.1	0.0%	1.2	1.6	1.0%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.4	0.0%	2.2	1.1	1.8%
Otros	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Total	127.8	115.9	100.0%	121.7	107.2	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 3T19, el 88% de los cargamentos se exportaron con destino a Asia y la Costa del Golfo EE.UU.

- Asia: Incrementó participación vs 3T18 por estrategia orientada al aprovechamiento de oportunidades comerciales en el segmento de refinación independiente de China.
- Costas de Estados Unidos: Menor participación de EE.UU. en las ventas de 3T19 vs 3T18 por i) mayor oferta de crudos canadienses y crudo Maya a precio más descontado y ii) por iniciativa de Ecopetrol de concentrar su esfuerzo en el desarrollo de mercados de mayor valor en Asia.
- América Central/Caribe: Se mantiene participación vs 3T18 dado el *blending* con otras corrientes de crudo en la cuenca Atlántica por parte de los clientes.

Productos Refinados: Durante el 3T19, el 87% de los cargamentos se exportaron con destino a Asia, Costa Este EE.UU. y América Central.

- Costa Este de EE.UU.: Aumento de la participación vs 3T18, principalmente por: i) mayores exportaciones de diésel de ultra bajo azufre (ULSD) ante mayor disponibilidad de producto y mayor demanda tras el cierre de la refinería de Philadelphia Energy Solutions - PES, ii) mayores volúmenes de fuel oil, explicado por la menor oferta en la región dada la proximidad de la entrada en vigencia de la regulación IMO 2020.
- Asia: Disminuyó su participación vs 3T18 por menores entregas de fuel oil y de coque, al destinarlas a la Costa Este de EE.UU y Suramérica respectivamente.



Comportamiento de Precios y Diferenciales

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

USD/BI	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)
Brent	62.0	75.8	(18.2%)	64.8	72.7	(10.9%)
Canasta de Venta de Gas	22.9	21.7	5.5%	23.6	22.5	4.9%
Diferencial Canasta de Crudo	(5.0)	(8.4)	40.5%	(5.9)	(7.8)	24.4%
Canasta de Venta de Crudo	57.0	67.4	(15.4%)	58.9	64.9	(9.2%)
% Diferencial Canasta Crudo vs. Brent	(8.1%)	(11.1%)	27.0%	(9.1%)	(10.7%)	15.0%
Diferencial Canasta de Productos	6.6	5.5	20.0%	5.8	5.6	3.6%
Canasta de Venta de Productos	68.6	81.3	(15.6%)	70.6	78.3	(9.8%)
% Diferencial Canasta Productos vs. Brent	10.6%	7.2%	47.2%	9.0%	7.7%	16.9%

Crudos: El diferencial de la canasta de crudos se fortaleció gracias al aprovechamiento de condiciones del mercado generadas por una menor oferta de crudo pesado, así como a la estrategia comercial de venta de crudo a mercados de mayor valor.

El esfuerzo comercial se ha orientado al posicionamiento del crudo Castilla en Asia, principalmente en las refinерías independientes de China. De igual manera, la estrategia contempla mantener las ventas a clientes de mayor valor en mercados de refinación de alta conversión como EE.UU.

Los resultados obtenidos en términos de mejores diferenciales y posicionamiento de nuestros crudos se han dado gracias al trabajo de Ecopetrol a lo largo de la cadena de suministro para asegurar la estabilidad en la calidad y la entrega de sus crudos al mercado.

Productos Refinados: En el 3T19 el precio de la canasta de productos versus Brent se fortaleció frente al 3T18, explicado por el fortalecimiento de los precios del diésel y mejores precios en las ventas de asfalto.

Gas Natural: Incremento del precio por barril equivalente versus el 3T18 debido a la renovación de contratos producto del proceso de comercialización de campos mayores y las ventas incrementales a precios de venta superiores a los de 2018.

b) Costo de Ventas

Depreciación y amortización: Aumento del 5.5% en el 3T19 frente al 3T18, principalmente por el efecto compensado de:

- a) Mayor nivel de inversión asociado a los resultados de la campaña de perforación y la mejora en el factor de recobro de los activos.
- b) Aumento en la tasa de cambio promedio con efecto en el costo por depreciación de las Filiales con moneda funcional dólar, dada la devaluación del peso frente a esta moneda.
- c) Lo anterior es compensado parcialmente con la mayor incorporación de reservas en 2018 frente a 2017, lo que se traduce en una menor tasa de depreciación.

Costos variables: Aumento del 6.2% en el 3T19 frente al 3T18, principalmente por:

- a) Mayor costo en compras de crudo, gas y productos (COP +0.5 billones), por efecto neto de:
 - Aumento en el volumen comprado (COP +1.1 billones, +51.9 kbped) por: i) incremento en compras de crudos nacionales (+27.4 kbped), ii) importación de Diésel (+27.5 kbped) para abastecimiento del mercado local y, iii) menor volumen de compras de gas (-3.0 kbped).
 - Disminución del precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudos, productos y gas (COP -1.3 billones).
 - Aumento de la tasa de cambio promedio de las compras (COP +0.7 billones).



- b) Otras variaciones menores por (COP -0.09 billones) .

Tabla 5: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales – kbped	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)
Crudo	196.1	152.3	28.8%	174.0	159.6	9.0%
Gas	3.0	6.0	(50.0%)	2.3	5.9	-61.0%
Productos	3.1	2.8	10.7%	3.1	3.1	0.0%
Diluyente	0.3	0.6	(50.0%)	0.4	0.5	-20.0%
Total	202.5	161.7	25.2%	179.8	169.1	6.3%
Importaciones – kbped	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)
Crudo	16.8	33.2	(49.4%)	28.9	38.5	-24.9%
Productos	65.1	41.8	55.7%	78.7	44.7	76.1%
Diluyente	55.2	51.0	8.2%	53.8	50.4	6.7%
Total	137.1	126.0	8.8%	161.4	133.6	20.8%
Total	339.6	287.7	18.0%	341.2	302.7	12.7%

Costos fijos: Aumento del 5.0% en el 3T19 frente al 3T18, principalmente por:

- Mayores costos de mantenimiento y servicios contratados (COP +61 mil millones) por incremento en la actividad operacional debido a: i) mayores costos asociados a producción incremental, ii) entrada en operación de nuevos pozos y iii) mayor participación en campos, entre otros.
- Mayor costo laboral (COP +47 mil millones) principalmente por incrementos salariales frente al año anterior y mayor planta de personal.
- Otras variaciones menores por (COP +3 mil millones).

c) Gastos Operativos y Exploratorios

Los gastos operativos y exploratorios del 3T19 disminuyeron 33.6% con relación al 3T18, por: i) menor gasto exploratorio dado que en el 3T18 se reconoció el gasto de la actividad exploratoria en los pozos León 1 y 2 de Ecopetrol América LLC y los pozos Bonifacio, Hurón y Payero de Hocol, parcialmente compensado con ii) ingreso reconocido en 2018 dada la reversión de la provisión por resolución de controversia relacionada con el proyecto P135, iii) mayores gastos laborales por incremento salarial frente al año anterior y mayor planta de personal y, iv) mayores gastos por inversión social, entre otros.

d) Resultado Financiero (No Operacional)

La variación del resultado financiero del 3T19 frente al 3T18, corresponde al efecto neto de:

- Mayor gasto por diferencia en cambio (COP -251 mil millones), asociado a la exposición cambiaria de la posición neta pasiva en dólares en el 2019 vs una activa en dólares en el 2018, frente a la devaluación del peso frente al dólar.
- Aumento en la tasa de cambio promedio impactando negativamente los intereses financieros de la deuda en dólares (COP -50 mil millones)
- Ahorro en el costo financiero de la deuda (COP +111 mil millones) asociado principalmente a los prepagos de créditos realizados el año anterior.
- Mayor ingreso por valoración del portafolio de títulos, incremento en rendimientos y otros (COP +63 mil millones).

La **tasa efectiva de tributación** para el 3T19 se ubicó en 34.6% frente al 42.1% en el 3T18. La disminución se presenta principalmente por mejores resultados en Ecopetrol América LLC. que tributa a una tasa del 0% y la reducción de 4 puntos porcentuales en la tasa nominal de tributación establecida en la Ley de Financiamiento.



2. Estado de Situación Financiera

a) Activos

Incremento de 4.7% en los activos en el 3T19 frente al 2T19, explicado principalmente por el efecto neto de:

- Incremento de **propiedad planta y equipo, recursos naturales e intangibles** (COP +3.8 billones) por efecto neto de: i) el aumento en la inversión del período, ii) el efecto de la conversión de los activos de las filiales con moneda funcional diferente al peso, producto de la devaluación presentada durante el trimestre, compensado parcialmente con iii) mayores depreciaciones y amortizaciones.
- Incremento en **otros activos financieros y equivalentes de efectivo** (COP +3.3 billones) principalmente por efecto combinado de: i) flujo de caja generado en la operación (COP +9.3 billones), ii) salida de recursos para inversión (COP -3.2 billones), iii) títulos de portafolio y otros (COP +0.4 billones), iv) pago de la última cuota de dividendos por (COP -2.7 billones) a la Nación y accionistas no controlantes del segmento de transporte por (COP -0.4 billones), v) pago de capital y servicio de la deuda (COP -0.5 billones), y vi) efecto positivo por la devaluación del peso frente al dólar (COP +0.4 billones). Al cierre del 3T19 la composición de la caja era de 58% en dólares y 42% en pesos.
- Incremento de (COP +0.5 billones) en **impuestos diferidos**, generado principalmente por las diferencias en la depuración de la provisión de renta entre los conceptos fiscales y contables.
- Disminución en **cuentas comerciales por cobrar** (COP -2.0 billones), principalmente por el pago recibido del Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles (COP +1.9 billones).
- Otras variaciones del activo (COP +0.3 billones).

Tabla 6: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2019	3T 2018	9M 2019	9M 2018
Efectivo y equivalentes inicial	5,524	6,337	6,312	7,946
(+) Flujo de la operación	9,309	8,554	20,147	17,868
(-) CAPEX	(3,213)	(2,161)	(7,354)	(5,113)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	459	(1,485)	1,442	(4,376)
(+) Otras actividades de inversión	115	42	426	347
(-) Pagos de capital e intereses de deuda	(452)	(2,526)	(2,262)	(5,255)
(-) Pagos de dividendos	(3,082)	(1,832)	(10,057)	(4,287)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	401	192	407	(9)
Efectivo y equivalentes final	9,061	7,121	9,061	7,121
Portafolio de inversiones	6,906	10,931	6,906	10,931
Caja total	15,967	18,052	15,967	18,052

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.

b) Pasivos y Patrimonio

Incrementaron en un 2.1% durante el 3T19 frente al 2T19, generado por:

- Incremento en el rubro de **préstamos y financiamientos** (COP +2.9 billones) principalmente por el efecto de la devaluación del peso frente al dólar y su impacto sobre la deuda en dólares, cuyo efecto cambiario es reconocido principalmente en el otro resultado integral, dentro del patrimonio, dada la aplicación de la contabilidad de coberturas. Al 30 de septiembre de 2019, la deuda del Grupo es de COP 40.4 billones, de los cuales el 90% está denominado en moneda extranjera (USD) y el 10% en moneda nacional (COP).
- Incremento en los **impuestos por pagar** (COP +0.6 billones) asociado a los mejores resultados durante el trimestre.
- Menores **cuentas por pagar** (COP -2.0 billones) por el efecto combinado de i) pago de la última cuota de dividendos a la Nación (COP -\$2.7 billones), de acuerdo a lo decretado por la Asamblea General de Accionistas sobre las utilidades del 2018 y ii) mayores cuentas por pagar a proveedores.
- Otras variaciones del pasivo (COP -0.1 billones).



Incremento en el **patrimonio** del 7.8% en el 3T19 frente al 2T19, resultado del efecto combinado de: i) la utilidad del trimestre, ii) el incremento por conversión de los activos y pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano debido a la devaluación del peso frente al dólar y iii) el resultado por diferencia en cambio en la deuda empleada como instrumento de cobertura de flujo de efectivo e inversión neta, dada la devaluación del peso frente al dólar.

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 en el estado de Texas (EE.UU.).

Al cierre de la transacción, estimada antes de que finalice 2019, el JV le permitiría a la compañía la incorporación de reservas probadas (1P) de alrededor de 160 millones de barriles de petróleo equivalente, contribuyendo al crecimiento y la sostenibilidad financiera de Ecopetrol.

De igual forma, esta alianza le posibilitaría al Grupo Ecopetrol incrementar la producción de forma progresiva hasta el 2027, cuando se alcanzaría una producción neta para Ecopetrol en el JV que se estima en cerca de 95 mil barriles equivalentes por 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.

El JV también le permitirá a Ecopetrol fortalecer su conocimiento en la evaluación, desarrollo y explotación de YNC. La alianza contempla un fuerte componente de transferencia de conocimiento y tecnología ya que personal de la Empresa participará directamente en las actividades en Estados Unidos, país que más ha desarrollado dicha tecnología con éxito.

Para esta asociación, que marca un nuevo hito en la relación de más de 40 años entre las dos compañías, Occidental tendrá el 51% del JV, aportará 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 tendrá un 49% de participación 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.

Avances en la operación: Actualmente hay 2 taladros operando en Midland Basin y se esperan tener para 2020 4 en operación. A la fecha se han perforado 2 pozos a profundidad total (TD), cuyo completamiento se espera para noviembre de 2019.

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".



La compañía Shell reducirá su participación del 80% al 50% con este acuerdo y seguirá como operador, mientras la francesa Total conservará el restante 20%. Además de las compañías petroleras, en el Contrato de Producción Compartida también participa el gobierno de Brasil, a través de Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA). Una vez descontada esta participación, el consorcio mantiene proporcionalmente los porcentajes mencionados.

En estos dos bloques se han perforado tres pozos que descubrieron hidrocarburo liviano. El consorcio continuará ejecutando las actividades y operaciones dirigidas a iniciar producción en los próximos años.

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 un máximo 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 sujeto a las respectivas aprobaciones de cesión en favor de Ecopetrol por parte del Ministerio de Minas y Energía de Brasil, de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil y otras condiciones típicas de transacciones de esta naturaleza.

4. Resultados por Segmento de Negocio

a) Exploración y Producción

EXPLORACIÓN

En el 3T19, se completó la perforación de 3 pozos exploratorios, para un total de 13 en lo corrido del año, superando la meta establecida de 12 pozos en 2019:

- Pozo Flamencos-1, ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, confirmó la presencia de hidrocarburos. El hallazgo se registró a una profundidad de 8,561 pies (2,620 metros). De las pruebas iniciales de producción en la formación La Paz se obtuvo un caudal de 600 barriles de petróleo por día de crudo liviano de 30° API. La unidad productora es la misma de los campos Cantagallo y las Garzas, y la cercanía de Flamencos a esas estaciones receptoras y a la refinería de Barrancabermeja le generan una ventaja competitiva y operativa.
- Pozo Boranda-3 ubicado en el Valle Medio del Magdalena, se encuentra en etapa de evaluación al estar en pruebas iniciales de producción.
- La filial Hocol perforó el pozo Bullerengue SW-1 ubicado en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (subcuenca Sinú-San Jacinto), el cual se encuentra en evaluación.

Adicionalmente, durante este periodo se confirmó la presencia de hidrocarburos en el pozo Cosecha CW-1 -ST-1, en la cuenca de los Llanos Orientales, el cual se encuentra en pruebas extensas de producción en el cretácico, con una tasa promedio de 2,727 barriles de petróleo por día de crudo liviano de 36.7° API.

En resumen, en los nueve primeros meses del año se han perforado cinco pozos exitosos: Jaspe-8, Andina Norte-1, Cosecha CW-1-ST-1, Boranda-2 ST, Flamencos-1, descubrimientos que se enmarcan dentro de la estrategia de exploración *Near Field* que consiste en identificar y probar oportunidades cercanas a campos e infraestructura ya existentes.



En cuanto a las actividades de sísmica, se obtuvieron los permisos para la adquisición de 2,000 Km² de sísmica 3D en el bloque Col-5 en el offshore colombiano.

En relación con la adquisición de nuevas áreas exploratorias, se está evaluando la participación en las Rondas 6 y Cesión Onerosa de la Agencia Nacional de Petróleos (ANP) en Brasil y en el Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA) ciclo 2 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Colombia.

Tabla 7: 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	Quifa	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%)	En Evaluación	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%)	En Evaluación	Agosto 26 / 2019
13	Tercero	Flamencos-1	A3	VMM	Valle Medio del Magdalena	ECP (100%)	Exitoso	Agosto 27 / 2019

PRODUCCIÓN

En el 3T19 la producción promedio del Grupo Ecopetrol estuvo en 720 kbped y en lo corrido del año se ubica en 723 kbped. La producción del 3T19 vs 3T18 presentó una disminución del 0.7% mientras que frente al 2T19 fue de 0.5%. Pese a tener una producción dentro del rango de la meta, durante el 3T19 se tuvo un impacto en producción por eventos externos de -8.4 kbped, que incluyen el cierre de los campos Caño Limón, Gibraltar y Tibú por atentados al Oleoducto Caño Limón Coveñas y otros eventos de orden público, así como cortes eléctricos causados por la ola invernal en los Llanos Orientales, afectando los campos Castilla, Chichimene y Rubiales.

A finales del mes de septiembre se obtuvieron los primeros barriles incrementales del proyecto Apiay e inició el comisionamiento y fase de estabilización de la Planta de GLP en Cupiagua. Estos proyectos, junto con los buenos resultados que se esperan en los campos Rubiales y Caño Limón, mantendrán la producción del 2019 al rango entre 720 – 730 kbped, tal como está previsto en el plan.



Las filiales del Grupo Ecopetrol en el segmento de Exploración y Producción aportaron 59 kbped en el 3T2019, 0.9 kbped adicionales frente al mismo periodo de 2018, apalancado principalmente por los buenos resultados de Ecopetrol America LLC.

A la fecha se han perforado y completado 464 pozos, de los cuales, 157 corresponden a la actividad ejecutada durante el 3T19, con una ocupación promedio de 41 equipos de perforación.

Tabla 8: Producción Bruta* - Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)
Crudo	543.1	551.9	(1.6%)	548.3	545.5	0.5%
Gas Natural	117.6	114.6	2.6%	114.6	111.9	2.4%
Total Ecopetrol S.A.	660.7	666.5	(0.9%)	662.9	657.4	0.8%
Crudo	20.6	21.6	(4.6%)	20.8	20.7	0.5%
Gas Natural	8.6	7.2	19.4%	8.6	7.1	21.1%
Total Hocol	29.2	28.8	1.4%	29.4	27.8	5.8%
Crudo	7.9	8.8	(10.2%)	8.1	9.1	(11.0%)
Gas Natural	5.0	4.9	2.0%	5.0	5.0	0.0%
Total Equion**	12.9	13.7	(5.8%)	13.1	14.1	-7.1%
Crudo	3.5	3.9	(10.3%)	3.6	3.9	(7.7%)
Gas Natural	1.3	1.4	(7.1%)	1.2	1.1	9.1%
Total Savia**	4.8	5.3	(9.4%)	4.8	5.0	-4.0%
Crudo	10.3	8.4	22.6%	11.4	9.7	17.5%
Gas Natural	1.6	1.7	(5.9%)	1.8	1.9	(5.3%)
Total Ecopetrol America	11.9	10.1	17.8%	13.2	11.6	13.8%
Crudo	585.4	594.6	(1.5%)	592.2	588.9	0.6%
Gas Natural	134.1	129.8	3.3%	131.2	127.0	3.3%
Total Grupo Ecopetrol	719.5	724.4	(0.7%)	723.4	715.9	1.0%

* La producción bruta incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada compañía.

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

Nota: La producción de gas incluye productos blancos.

Programa de Recobro

Actualmente, los campos donde se desarrollan pilotos y proyectos de recobro mejorado aportan el 30% de la producción diaria del Grupo.

Al cierre del 3T19, 4 proyectos evolucionaron a etapa de ejecución y 2 a fase de maduración, con lo cual, a la fecha se tienen 12 proyectos en ejecución, 11 en maduración y 10 pilotos. Los proyectos de inyección de agua que progresaron a etapa de ejecución son: Las Monas, Akacias, La Cira zona C y Caño Limón. Los desarrollos que ingresaron a maduración para expansión de recobro mejorado mediante inyección de agua son: Galán y Yaguará.

Costo de Levantamiento y dilución

Tabla 9: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol

USD/bl	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	8.53	8.74	(2.4%)	8.79	8.45	4.0%	17.0%
Costo de Dilución**	4.00	4.85	(17.5%)	4.32	4.65	(7.1%)	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías

** Calculado con base en barriles vendidos

El incremento de 0.34 USD/bl observado en el costo de levantamiento entre el acumulado a septiembre 2019 y el mismo período del año 2018 se explica principalmente por:



Efecto Costo (+1.53 USD/bl):

- El incremento en consumo de energía debido a: i) alza de aproximadamente 16% en la tarifa de energía no regulada por efecto del Fenómeno del Niño y la no entrada de Hidroituango, ii) incremento en barriles de agua de producción e inyección, iii) aumento en número de pozos perforados, mitigado parcialmente por 0.09 USD/bl en eficiencias de optimización del consumo, planificación de la demanda y optimización de la matriz energética.
- Mayor ejecución de costos en mantenimiento de subsuelo debido al incremento en el número y la complejidad de intervenciones y servicio a pozos.
- Mayor costo laboral, debido al incremento en contratación por aumento en actividad.
- Incremento en servicios contratados de asociación.

Efecto por tasa de cambio (-1.08 USD/bl): mayor tasa de cambio de +353.59 pesos/dólar al re-expresar los costos de pesos a dólares.

Efecto volumen: (-0.11 USD/bl): menor costo por incremento de la producción frente al año pasado.

El costo de levantamiento presentó una leve disminución frente al 2T19 explicada principalmente por la disminución de intervenciones a pozo en campos del Meta.

Costo de Dilución

Disminución en costo unitario de dilución acumulado, originado por menor precio en compra de nafta utilizada para el proceso en -13 USD/bl. Así mismo, continúa la estrategia de optimización de diluyente con transporte a máxima viscosidad, reflejado en el factor de dilución de 14.76% acumulado a septiembre de 2019.

Resultados Financieros del Segmento

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

Miles de Millones (COP)	3T 2019	3T 2018	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	13.260	14.285	(1.025)	(7,2%)	38.389	36.654	1.735	4,7%
Depreciación y amortización	1.522	1.451	71	4,9%	4.288	3.961	327	8,3%
Costos variables	5.422	5.722	(300)	(5,2%)	15.131	13.248	1.883	14,2%
Costos fijos	2.417	2.044	373	18,2%	7.106	6.163	943	15,3%
Costo de ventas	9.361	9.217	144	1,6%	26.525	23.372	3.153	13,5%
Utilidad bruta	3.899	5.068	(1.169)	(23,1%)	11.864	13.282	(1.418)	(10,7%)
Gastos operacionales y exploratorios	559	1.339	(780)	(58,3%)	1.615	2.100	(485)	(23,1%)
Utilidad operacional	3.340	3.729	(389)	(10,4%)	10.249	11.182	(933)	(8,3%)
Ingresos (gastos) financieros	(480)	(143)	(337)	235,7%	(314)	(660)	346	(52,4%)
Resultados de participación en compañías	50	51	(1)	(2,0%)	154	215	(61)	(28,4%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2.910	3.637	(727)	(20,0%)	10.089	10.737	(648)	(6,0%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1.013)	(1.565)	552	(35,3%)	(3.365)	(4.123)	758	(18,4%)
Utilidad neta consolidada	1.897	2.072	(175)	(8,4%)	6.724	6.614	110	1,7%
Interés no controlante	15	15	0	0,0%	44	44	0	0,0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1.912	2.087	(175)	(8,4%)	6.768	6.658	110	1,7%
EBITDA	5.010	5.335	(325)	(6,1%)	14.979	15.602	(623)	(4,0%)
Margen EBITDA	37,8%	37,3%	-	0,5%	39,0%	42,6%	-	(3,6%)

Los ingresos del 3T19 disminuyeron frente a 3T18, principalmente por: i) menores precios de la canasta promedio ponderada de crudos, ii) menores volúmenes de producción por eventos de orden público, principalmente en los campos Caño Limón, Tibú y Gibraltar, parcialmente compensado por: iii) mayor volumen de ventas de crudo a terceros asociado a un mayor nivel de compras, iv) mayor volumen de ventas de gas y servicios a terceros, v) aumento de la tasa de cambio promedio de los ingresos y vi) mejores diferenciales de crudos versus Brent.



El costo de ventas del 3T19 aumentó frente a 3T18 por el efecto combinado de: i) mayores costos de transporte asociados al incremento en los volúmenes transportados en los ciclos de reversión para permitir la evacuación del crudo del campo Caño Limón a través del oleoducto Bicentenario, ii) mayores volúmenes de compra de crudos a terceros y iii) mayores costos operativos en actividades de subsuelo: incremento de trabajos a pozos, aumento de actividades de registros e integridad y mayor número de servicios contratados conexos con las intervenciones a pozos. Lo anterior fue compensado parcialmente con menores precios de compras, en línea con el comportamiento de los precios internacionales de hidrocarburos.

Los gastos operacionales y exploratorios del 3T19 disminuyeron frente al 3T18 principalmente por el reconocimiento en el gasto de la actividad exploratoria en los pozos León 1 y 2 de Ecopetrol América LLC. y los pozos Bonifacio, Hurón y Payero de Hocol en el año anterior.

El resultado financiero neto (no operacional) del 3T19 frente a 3T18 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.

b) TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

Volúmenes

Tabla 11: Volúmenes Transportados – Transporte

kbd	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)
Crudo	883.9	849.0	4.1%	880.9	829.0	6.3%
Productos	277.0	277.1	0.0%	272.2	274.0	(0.7%)
Total	1,160.9	1,126.1	3.1%	1,153.1	1,103.0	4.5%

Crudo: En el 3T19 el volumen transportado de crudo aumentó 4.1% frente al 3T18 por: i) incremento de producción país y, ii) mayores compras nacionales de crudo de terceros para las refinerías. Adicionalmente, se logró un mayor uso del transporte por oleoducto debido a: i) la gestión comercial realizada en los descargaderos para reducir los kilómetros en carrotanque y aumentar el transporte por ducto, ii) la inyección de crudo del campo Acordeonero en Ayacucho. Se destaca que durante septiembre Ocesa logró un récord histórico de mayor bombeo diario con 751 kbpd (28 de septiembre 2019) y un promedio mensual de 704 kbpd.

Durante el trimestre se presentaron 27 atentados a la infraestructura, un 56% más que en el 3T18. Por otro lado, la instalación de válvulas ilícitas para crudos aumentó 32%, mientras que para refinados se mantuvo constante.

Durante el trimestre se realizaron 17 ciclos de reversión con un volumen evacuado de 4.4 millones barriles frente a 5 ciclos con 1.1 millón de barriles en el 2018, lo cual incluye el incremento de la producción de los campos de Arauca (+7.5 kbpd) que también debieron ser transportados de manera contingente.

Productos Refinados: Durante el trimestre se transportó la misma cantidad de refinados que en 3T18 por el efecto combinado de i) incremento de demanda en zona de frontera y, ii) menor transporte desde la Refinería de Barrancabermeja, debido a que en el 2018 se transportó un mayor volumen por el fortalecimiento de inventarios.

Con el objetivo de tener una operación segura y eficiente en el transporte de refinados y asegurar el suministro al occidente del país, se destacan en el trimestre los siguientes hitos: i) la entrada en operación de la variante Chinchiná-Pereira del poliducto Salgar – Cartago – Yumbo, ii) la instalación de tubería flexible en sector Copacabana del poliducto Sebastopol-Yumbo, dos proyectos que mitigan el riesgo de integridad por los deslizamientos de tierra y, iii) la utilización del puerto de Buenaventura para proporcionar suministro continuo de combustibles al sur occidente del país, gracias al rediseño de la cadena de suministro.



Costo por Barril Transportado

Tabla 12: Costo por Barril Transportado – Transporte

USD/bl	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	3.04	3.26	(6.7%)	3.01	3.18	(5.3%)	0.0%

Disminuye -0.17 USD/bl acumulado a septiembre de 2019 frente el año anterior, explicado por:

Efecto Costo (+0.34 USD/bl):

- Costos y gastos adicionales en atención de afectaciones ocasionadas por terceros.
- Mayor depreciación asociada a la actualización vida útil de la infraestructura.
- Incremento en tarifas de energía regulada.

Efecto Volumen (-0.13 USD/bl): Menor costo por barril por volumen adicional transportado respecto al 2018 asociado a mayor producción.

Efecto Tasa de Cambio (-0.38 USD/bl): Mayor tasa de cambio de +353.59 pesos/dólar al re-exresar los costos en pesos a dólares.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 13: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	3T 2019	3T 2018	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3.455	2.558	897	35,1%	9.719	8.170	1.549	19,0%
Depreciación y amortización	315	289	26	9,0%	918	846	72	8,5%
Costos variables	179	156	23	14,7%	520	440	80	18,2%
Costos fijos	394	418	(24)	(5,7%)	1.130	1.096	34	3,1%
Costo de ventas	888	863	25	2,9%	2.568	2.382	186	7,8%
Utilidad bruta	2.567	1.695	872	51,4%	7.151	5.788	1.363	23,5%
Gastos operacionales	208	28	180	642,9%	389	289	100	34,6%
Utilidad operacional	2.359	1.667	692	41,5%	6.762	5.499	1.263	23,0%
Ingresos (gastos) financieros	397	(33)	430	(1.303,0%)	44	(350)	394	(112,6%)
Resultados de participación en compañías	1	0	1	-	2	1	1	100,0%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2.757	1.634	1.123	68,7%	6.808	5.150	1.658	32,2%
Provisión impuesto a las ganancias	(903)	(623)	(280)	44,9%	(2.255)	(1.946)	(309)	15,9%
Utilidad neta consolidada	1.854	1.011	843	83,4%	4.553	3.204	1.349	42,1%
Interés no controlante	(354)	(247)	(107)	43,3%	(978)	(727)	(251)	34,5%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1.500	764	736	96,3%	3.575	2.477	1.098	44,3%
EBITDA	2.721	1.976	745	37,7%	7.795	6.421	1.374	21,4%
Margen EBITDA	78,8%	77,2%	-	1,6%	80,2%	78,6%	-	1,6%

Los ingresos del 3T19 aumentaron frente al 3T18 debido principalmente a: i) mayores volúmenes transportados de crudo asociados al incremento de la producción país y a la gestión comercial realizada en los descargaderos para reducir los kilómetros en carrotaques y aumentar el transporte por ductos y ii) mayor tasa de cambio promedio respecto al periodo de comparación.

El costo de ventas del 3T19 aumentó frente al 3T18 como resultado de: i) mayor consumo de materiales y suministros para atender el servicio de transporte, asociado con el incremento en los volúmenes transportados, ii) aumento de los costos de energía conforme al incremento en las tarifas del mercado y iii) mayor depreciación y amortización como consecuencia del cambio de las vidas útiles de algunos sistemas, resultado de la actualización realizada a finales de 2018.



Los gastos operacionales del 3T19 aumentaron frente al 3T18 como resultado del efecto no recurrente en la base de gastos del 3T18 de la recuperación de la provisión por la controversia relacionada con el litigio del proyecto P135 como resultado de la finalización de un acuerdo entre las partes.

El resultado financiero neto (no operacional) del 3T19 frente a 3T18 refleja el efecto de una mayor exposición cambiaria producto de la devaluación del peso frente al dólar y su efecto en la posición neta activa en dólares del segmento.

c) REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA

Refinería de Cartagena

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

Refinería de Cartagena	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)
Carga* (kbpdp)	160.5	157.6	1.8%	154.9	151.7	2.1%
Factor de Utilización (%)	88.3%	92.4%	(4.4%)	86.2%	89.4%	(3.6%)
Producción Refinados (kbpdp)	155.3	152.3	2.0%	149.3	147.2	1.4%
Margen Bruto (USD/Bl)	8.4	12.1	(30.6%)	8.7	11.6	(25.0%)

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

En el 3T19 la refinería alcanzó una carga de 160.5 kbpdp, siendo el resultado trimestral más alto desde su entrada en operación, y alcanzando en el mes de septiembre la mayor carga en lo corrido del año con 160.9 kbpdp. Durante este trimestre la carga de crudo nacional aumentó al 88% y 12% de crudo importado, frente a un 80% de crudo nacional y 20% importado en el 3T18. Este aumento en la proporción de crudos nacionales favoreció de manera importante el costo de la dieta de la refinería, mitigando el fortalecimiento del precio de los crudos pesados y medios en el mercado internacional.

Durante el 3T19, el factor de la utilización disminuyó 4.4% frente al mismo trimestre de 2018, principalmente por eventos operativos no programados en la Unidad de Alquilería y en las unidades de Hidrotratamiento de diesel, los cuales a la fecha ya se encuentran subsanados y asegurada la confiabilidad de las plantas.

En el 3T19 el margen bruto de refinación presentó un fortalecimiento de 1.8 USD/bl vs el 2T19 ubicándose en 8.4 USD/bl. En lo corrido del año el entorno del mercado internacional para el segmento de refinación continúa más débil frente al año 2018 en productos refinados como la nafta full range y la gasolina, que han presentado deterioros en sus márgenes de -6.6 USD/bl y -2.3 USD/bl respectivamente, y en el costo de la dieta de crudo, que ha presentado un fortalecimiento de +1.4 USD/bl. Estos factores, sumados a algunos eventos operativos, han afectado el resultado del margen bruto de refinación.

Refinería de Barrancabermeja

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

Refinería de Barrancabermeja	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)
Carga* (kbpdp)	228.0	222.7	2.4%	217.5	219.6	(1.0%)
Factor de Utilización (%)	85.3%	85.8%	(0.6%)	82.1%	86.1%	(4.7%)
Producción Refinados (kbpdp)	233.0	226.3	3.0%	220.1	222.2	(0.9%)
Margen Bruto (USD/Bl)	11.5	13.9	(17.3%)	10.8	12.1	(10.7%)

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

Durante el 3T19 la refinería mantuvo un desempeño operacional estable. Alcanzó una carga de 228 kbpdp, en línea con la reportada para el 2T19. Los niveles de carga en 3T19 frente al 3T18 se lograron aumentar en 5.3 kbpdp gracias a la estrategia comercial de compra a terceros, que permitió aprovechar la mayor disponibilidad de crudos livianos e intermedios nacionales.



En el 3T19 se adelantaron mantenimientos programados en las Unidades de Alquiler, Aromáticos y Ácido; el factor de utilización durante el trimestre se mantuvo en niveles del 85.3%.

El buen desempeño operacional de la refinería en el 3T19 permitió incrementar los rendimientos de gasolinas y destilados medios, favoreciendo el margen bruto de refinación frente al trimestre inmediatamente anterior (+1.2 USD/bl). Frente al año 2018, el mercado internacional para el segmento de refinación continúa más débil en productos refinados como la nafta USGC y gasolina, que han presentado deterioros en sus márgenes de -7.2 USD/bl y -2.3 USD/bl respectivamente, y el costo de la dieta de crudo ha presentado un fortalecimiento de +1.6 USD/bl. Estos factores han afectado el resultado del margen bruto de refinación a pesar del buen desempeño operativo que favoreció el mayor rendimiento de destilados medios.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 16: Costo de Caja de Refinación* – Refinación

USD/bl	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	4.21	4.80	(12.3%)	4.55	4.82	(5.6%)	9.8%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esentia

Al 30 de septiembre de 2019 el costo de caja disminuyó en -0.27 USD/bl respecto al mismo periodo del 2018 explicado por:

Efecto Costo (+0.30 USD/bl): Mayor costo en combustibles (gas) y servicios industriales.

Efecto Volumen (-0.03 USD/bl): mayor carga de crudo en la Refinería de Cartagena (+3.2 kbpd)

Efecto Tasa de Cambio (-0.54 USD/bl): Mayor tasa de cambio de +353.59 pesos/dólar al re-exresar los costos de pesos a dólares.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 17: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	3T 2019	3T 2018	Δ (\$)	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	9,951	9,803	148	1.5%	28,728	26,809	1,919	7.2%
Depreciación y amortización	329	313	16	5.1%	983	916	67	7.3%
Costos variables	8,762	8,519	243	2.9%	25,660	23,288	2,372	10.2%
Costos fijos	545	479	66	13.8%	1,502	1,383	119	8.6%
Costo de ventas	9,636	9,311	325	3.5%	28,145	25,587	2,558	10.0%
Utilidad bruta	315	492	(177)	(36.0%)	583	1,222	(639)	(52.3%)
Gastos operacionales	302	236	66	28.0%	886	686	200	29.2%
(Pérdida) utilidad operacional	13	256	(243)	(94.9%)	(303)	536	(839)	(156.5%)
Ingresos (gastos) financieros	(566)	(344)	(222)	64.5%	(1,114)	(698)	(416)	59.6%
Resultados de participación en compañías	5	6	(1)	(16.7%)	12	22	(10)	(45.5%)
Pérdida antes de impuesto a las ganancias	(548)	(82)	(466)	568.3%	(1,405)	(140)	(1,265)	903.6%
Provisión impuesto a las ganancias	147	6	141	2,350.0%	305	(87)	392	(450.6%)
Pérdida neta consolidada	(401)	(76)	(325)	427.6%	(1,100)	(227)	(873)	384.6%
EBITDA	539	686	(147)	(21.4%)	1,121	1,733	(612)	(35.3%)
Margen EBITDA	5.4%	7.0%	-	(1.6%)	3.9%	6.5%	-	(2.6%)

Los ingresos del 3T19 presentaron un incremento con respecto al 3T18 principalmente por: i) un mayor volumen de exportaciones de diésel, dada la mejor realización económica de estos volúmenes en el mercado internacional, ii) el efecto positivo de tasa de cambio. Lo anterior es compensado con el efecto negativo de menores precios de la canasta de productos dada la disminución de los referentes internacionales.



El costo de ventas presentó un incremento en el 3T19 frente al 3T18, principalmente por: i) el aumento en las importaciones de diésel para el abastecimiento en el mercado nacional y para realizar mezclas en especificaciones de calidad en la Refinería de Barrancabermeja, ii) mayores compras de crudo asociadas al aumento de las cargas en las refinerías, iii) el efecto negativo del incremento de la tasa de cambio, iv) fortalecimiento de los diferenciales de crudo vs Brent, parcialmente compensado por un menor precio del Brent, en línea con el comportamiento de los precios internacionales.

Los gastos operacionales aumentaron en el 3T19 frente al 3T18 principalmente por efecto de mantenimientos asociados a evento operativo no programado en la Unidad de Alquilación en la Refinería de Cartagena.

El resultado financiero (no operacional) del 3T19 frente al 3T18 presentó un mayor gasto por diferencia en cambio asociado a una mayor devaluación de la tasa representativa de mercado del peso frente al dólar en el 3T19 vs 3T18 sobre la posición en dólares del segmento.

5. Iniciativas de Eficiencia

Tabla 18: Iniciativas de Ahorro – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2019	3T 2018	9M 2019	9M 2018
Optimización de los costos de perforación y construcción de facilidades	448.5	387.4	984.4	636.7
Mejora en la gestión comercial	132.6	78.2	270.0	127.0
Mejora en ingresos/márgenes de las refinerías	138.7	211.7	226.1	394.4
Reducción de costos de O&M de las empresas del Midstream	39.9	60.5	93.5	89.8
Estrategia de energía - Ventas de excedentes - Optimización de costos	30.6	47.6	77.2	92.1
Ahorro en áreas de soporte, logística y otros	9.8	17.6	37.5	32.4
Reducción de producción diferida por aspectos operativos	31.9	6.9	44.6	253.2
Optimización operativa	(18.4)	36.6	17.3	60.6
Optimización del costo de caja de refinación	0.0	14.4	0.0	30.6
Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados	(33.5)	37.7	(12.8)	63.3
Total	780.0	898.6	1,737.8	1,780.1

Al cierre de septiembre, las eficiencias acumuladas del año se ubicaron en COP 1.74 billones de pesos, apalancadas principalmente por: i) las iniciativas de perforación, completamiento y construcción de facilidades, las cuales están enfocadas en asegurar la rentabilidad de las inversiones en desarrollo, ii) las operaciones comerciales y iii) el incremento en la producción de destilados medios y gasolinas en las refinerías, orientadas al incremento de ingresos y/o márgenes de ambas operaciones. Estas tres grandes palancas han aportado el 85% del total de eficiencias al periodo (COP 1.48 Bn). Las diferencias frente a los resultados del 2018 están asociados a mayor actividad del período tanto en intervenciones de mantenimiento por ciclos de operación cumplidos, como avances en los proyectos de inversión.

6. Inversiones

Tabla 19: Inversiones enero a septiembre 2019 – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Participación
Producción	1,526	132	1,658	71.6%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	121	111	232	10.0%
Exploración	78	151	229	9.9%
Transporte*	1	157	158	6.8%
Corporativo	40	0	40	1.7%
Total	1,766	551	2,317	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 el 3T19, el Grupo ejecutó inversiones por USD 924 millones y a septiembre USD 2,317 millones. Lo anterior representa un incremento del 29% en el volumen de inversiones aculadas frente al mismo periodo del año 2018.



La ejecución a la fecha presenta ahorro de USD -\$24 millones por tasa de cambio y USD -\$42 millones de beneficio tributario.

Por otro lado, la inversión ejecutada al tercer trimestre del año continúa concentrada en un 81% en el segmento de Exploración y Producción, en línea con las prioridades estratégicas de crecimiento del grupo empresarial.

Producción: La campaña de perforación de Ecopetrol S.A. se concentró en los campos de Castilla, Rubiales, Apiay, La Cira Infantas, Casabe, Yariguí-Cantagallo, Tisquirama y Llanito. En las filiales, la inversión sigue liderada por Ecopetrol America LLC. y Hocol. A la fecha se han perforado 464 pozos de desarrollo y se han realizado 310 workovers capitalizables.

Otro hecho destacable es la continua maduración de proyectos que contribuyen al crecimiento de la compañía. Específicamente, en el tercer trimestre del año se aprobó el inicio de ejecución de proyectos en los campos de Rubiales, Área Sur y Caño Limón por más de USD \$300 millones y 100 pozos, adicional a la aprobación de una campaña de workovers con el fin de aumentar la producción en el campo Castilla.

Exploración: Las inversiones en exploración traen como resultado la perforación de 13 pozos. A la fecha se cuenta con adquisición de sísmica 2D y 3D por 173,344 km en 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: ejecución de inversiones de continuidad operativa para mantener la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación en las plantas de Barrancabermeja y Reficar.

Transporte: actividades de continuidad operativa (mantenimiento mayores, reparaciones mecánicas y actividades de geotecnia) en los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos de Cenit y sus filiales.

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

1. Desempeño HSE

Tabla 20: Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

Indicadores HSE*	3T 2019	3T 2018	9M 2019	9M 2018
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.55	0.51	0.57	0.59
Incidentes ambientales**	3	3	7	11

* 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

Durante el 3T19, no se presentaron accidentes con lesiones graves a personas, ni eventualidades de seguridad de proceso que afectaran la continuidad operativa. En comparación con el corte del año anterior se ha reducido 126 incidentes de seguridad de procesos medios y leves (15%), lo que a su vez refleja una disminución en las afectaciones ambientales.



2. Medio Ambiente, Inversión Social, y Gobierno Corporativo

Medio Ambiente:

- a) Ecopetrol se comprometió a reducir el 20% de sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero al año 2030, meta alineada con el compromiso que adquirió Colombia en el Acuerdo de París en el año 2015.

Con el fin de cumplir con el compromiso de reducción del 20% de las emisiones al año 2030, Ecopetrol cuenta con un plan de descarbonización con acciones concretas en reducción de emisiones por fuentes fugitivas y venteos, reducción de quema en tea, eficiencia energética y energías renovables. Adicionalmente, trabaja en la construcción de un portafolio de iniciativas de compensación de emisiones basadas en naturaleza, que incluye entre otras, actividades de reforestación y conservación.

A nivel internacional, Ecopetrol se adhirió en diciembre de 2018 a la Coalición de Clima y Aire Limpio, iniciativa liderada por Naciones Unidas, cuyo fin es reducir las emisiones de metano, y está en proceso de adhesión a la iniciativa Zero Routine Flaring by 2030, liderada por el Banco Mundial, para la reducción de la quema de gas en tea.

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.

Asimismo, el 23 de octubre se ratificó el compromiso de Ecopetrol con la transición energética de Colombia gracias a la asignación de 30 megavatios de energía, entre solar y eólica, en la subasta de energía renovable de la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia.

- b) En el 3T19, Ecopetrol reutilizó 21.8 millones de m³ de agua, 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. Acumulado al tercer trimestre de 2019, se han reutilizado más de 66 millones de m³ de agua, lo que significa un aumento del 4% con respecto al mismo periodo del 2018.
- c) Adicionalmente, en el 3T19 se reusaron 139 mil m³ de aguas de producción tratadas en actividades agrícolas y pecuarias en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) del Campo Castilla. En lo corrido del 2019, se han reusado más de 465 mil m³ en estas actividades.
- d) Suscripción del convenio “Planificación Socioecológica en las Áreas Operativas y Proyectadas de Ecopetrol, como Aporte a una Transición hacia la Sostenibilidad” con el Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt. La alianza beneficiará a las regiones del Magdalena Medio y la Orinoquía, con la identificación y aprovechamiento de recursos vegetales con fines gastronómicos, el impulso de la bioeconomía, el comercio, el desarrollo de expediciones y el fortalecimiento del conocimiento en diversidad biológica y su uso sostenible.

Inversión Socio Ambiental:

- a) En el 3T19 se destinaron recursos en proyectos de inversión socio ambiental, que hacen parte del portafolio de Desarrollo Sostenible, por un valor de COP 32,074 millones. Las inversiones acumuladas al tercer trimestre de 2019, fueron de COP 60,412 millones. Por inversión social se destinaron COP 55,440 millones que corresponde a: i) Inversión Estratégica COP 52,698 millones, ii) Programas de Beneficio a las Comunidades COP 2,140 millones e iii) Inversión obligatoria COP 602 millones; y por inversión en Gestión Ambiental estratégica COP 4,972 millones.
- b) En Obras por Impuesto, con los impuestos del año gravable 2017, se desarrollan siete proyectos por COP 94 mil millones. Tres de estos proyectos finalizaron en el tercer trimestre de 2019: i) Dotaciones escolares



en el municipio de Tumaco (Nariño), ii) Dotaciones escolares en el municipio de Barbacoas (Nariño) y iii) Construcción de la vía urbana en San Martín (Meta). Los cuatro (4) proyectos restantes corresponden a infraestructura vial que iniciaron ejecución en mayo de 2019 y siguen en curso.

Entorno:

- a) Se puso en marcha el plan de relacionamiento local y regional con Instituciones, Gobierno, ONG's, Precandidatos, Academia y Líderes Comunitarios de los municipios de Barrancabermeja y Puerto Wilches (Santander), en el marco de los Proyectos Piloto de Investigación Integral de Yacimientos No Convencionales.
- b) Ecopetrol participó en las mesas de trabajo convocadas por el Ministerio de Trabajo para la modificación del Decreto 1668 de 2016, el cual contiene medidas especiales para la priorización de mano de obra local en zonas con influencia del sector hidrocarburos.
- c) Inició fase de acercamientos con la comunidad Uwa (Asouwa), con el fin de generar espacios de diálogo y fortalecer lazos de confianza que permitan definir posibilidades para el ingreso de nuevos proyectos en la región del Sarare.

IV. Presentación de Resultados

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

Español

Octubre 30, 2019
8:00 a.m. Colombia
9:00 a.m. Nueva York

Inglés

Octubre 30, 2019
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/2104281/3AD1B259354A60DA139521B483BFC956> (Español)

<https://event.on24.com/wcc/r/2104367/9282D876BB266F2D0B10AD27078FF208> (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 (e)

Fernando Alexander Suarez
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)	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	8.715	8.671	0,5%	25.213	24.378	3,4%
Exterior	9.299	9.205	1,0%	27.053	25.128	7,7%
Total ingresos	18.014	17.876	0,8%	52.266	49.506	5,6%
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	2.166	2.053	5,5%	6.189	5.723	8,1%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1.481	1.416	4,6%	4.158	3.859	7,7%
Depreciación fijo	685	637	7,5%	2.031	1.864	9,0%
Costos variables	6.735	6.342	6,2%	19.629	17.361	13,1%
Productos importados	2.788	2.778	0,4%	9.806	8.167	20,1%
Compras nacionales	3.131	2.659	17,8%	8.261	7.571	9,1%
Servicio de transporte hidrocarburos	208	212	(1,9%)	598	563	6,2%
Variación de inventarios y otros	608	693	(12,3%)	964	1.060	(9,1%)
Costos fijos	2.339	2.228	5,0%	6.870	6.143	11,8%
Servicios contratados	753	708	6,4%	2.173	1.965	10,6%
Mantenimiento	584	568	2,8%	1.802	1.503	19,9%
Costos laborales	560	513	9,2%	1.679	1.515	10,8%
Otros	442	439	0,7%	1.216	1.160	4,8%
Total costo de ventas	11.240	10.623	5,8%	32.688	29.227	11,8%
Utilidad bruta	6.774	7.253	(6,6%)	19.578	20.279	(3,5%)
Gastos operacionales	1.062	1.600	(33,6%)	2.952	3.062	(3,6%)
Gastos de administración	1.006	594	69,4%	2.589	2.017	28,4%
Gastos de exploración y proyectos	58	1.006	(94,2%)	367	1.194	(69,3%)
(Recuperación) gasto por impairment activos largo plazo	(2)	0	-	(4)	(149)	(97,3%)
Utilidad operacional	5.712	5.653	1,0%	16.626	17.217	(3,4%)
Resultado financiero, neto	(648)	(521)	24,4%	(1.426)	(1.710)	(16,6%)
Diferencia en cambio, neto	(190)	61	(411,5%)	(104)	132	(178,8%)
Intereses, neto	(368)	(447)	(17,7%)	(1.052)	(1.448)	(27,3%)
Ingresos (gastos) financieros	(90)	(135)	(33,3%)	(270)	(394)	(31,5%)
Resultados de participación en compañías	56	57	(1,8%)	290	239	21,3%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5.120	5.189	(1,3%)	15.490	15.746	(1,6%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1.770)	(2.182)	(18,9%)	(5.315)	(6.155)	(13,6%)
Ganancia neta consolidada	3.350	3.007	11,4%	10.175	9.591	6,1%
Interés no controlante	(339)	(232)	46,1%	(932)	(682)	36,7%
Ganancia neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3.011	2.775	8,5%	9.243	8.909	3,7%
EBITDA	8.270	7.997	3,4%	23.934	23.756	0,7%
Margen EBITDA	45,9%	44,7%	2,7%	45,8%	48,0%	(4,6%)



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

Miles de Millones (COP)	Septiembre 30, 2019	Junio 30, 2019	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	9,061	5,524	64.0%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	6,216	8,221	(24.4%)
Inventarios	5,907	5,854	0.9%
Activos por impuestos corrientes	781	787	(0.8%)
Otros activos financieros	2,452	3,358	(27.0%)
Otros activos	1,293	1,256	2.9%
Total activos corrientes	25,710	25,000	2.8%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	29	30	(3.3%)
Total activos corrientes	25,739	25,030	2.8%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	2,047	1,885	8.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	745	777	(4.1%)
Propiedades, planta y equipo	64,406	61,814	4.2%
Recursos naturales y del medio ambiente	24,829	23,660	4.9%
Activos por derecho de uso	495	497	(0.4%)
Intangibles	397	395	0.5%
Activos por impuestos diferidos	5,892	5,373	9.7%
Otros activos financieros	4,454	3,794	17.4%
Otros activos	1,992	1,893	5.2%
Total activos no corrientes	105,257	100,088	5.2%
Total activos	130,996	125,118	4.7%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	4,525	4,088	10.7%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	9,863	11,825	(16.6%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,824	1,718	6.2%
Pasivos por impuestos corrientes	1,749	1,126	55.3%
Provisiones y contingencias	520	673	(22.7%)
Otros pasivos	382	463	(17.5%)
Total pasivos corrientes	18,863	19,893	(5.2%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	35,882	33,379	7.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	28	25	12.0%
Provisiones por beneficios a empleados	6,273	6,513	(3.7%)
Pasivos por impuestos diferidos	764	783	(2.4%)
Provisiones y contingencias	7,213	7,025	2.7%
Otros pasivos	609	566	7.6%
Total pasivos no corrientes	50,769	48,291	5.1%
Total pasivos	69,632	68,184	2.1%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	59,211	54,739	8.2%
Interés no controlante	2,153	2,195	(1.9%)
Total patrimonio	61,364	56,934	7.8%
Total pasivos y patrimonio	130,996	125,118	4.7%



Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2019	3T 2018	9M 2019	9M 2018
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	3,011	2,775	9,243	8,909
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	339	232	932	682
Cargo por impuesto a las ganancias	1,770	2,182	5,315	6,155
Depreciación, agotamiento y amortización	2,206	2,070	6,290	5,778
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	190	(61)	104	(132)
Costo financiero reconocido en resultados	662	748	1,972	2,326
Pozos secos	0	825	154	873
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	33	(3)	78	(24)
Impairment de activos de corto y largo plazo	(2)	(7)	32	(138)
Ganancia por valoración de activos financieros	134	2	45	(55)
Ganancia en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas	0	0	0	12
Ganancia por venta de activos	3	0	0	1
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(56)	(57)	(290)	(239)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e inefectividad	207	152	891	386
Otros conceptos menores	5	(2)	6	(5)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	1,503	316	(151)	(2,154)
Impuesto de renta pagado	(696)	(618)	(4,474)	(4,507)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	9,309	8,554	20,147	17,868
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,201)	(816)	(2,529)	(1,926)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,992)	(1,291)	(4,772)	(3,113)
Adquisiciones de intangibles	(20)	(54)	(53)	(74)
Venta activos mantenidos para la venta e instrumentos de patrimonio	(3)	0	0	0
(Compra) venta de otros activos financieros	459	(1,485)	1,442	(4,376)
Intereses recibidos	106	89	356	247
Dividendos recibidos	13	1	47	54
Ingresos por venta de activos	(1)	(48)	23	46
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(2,639)	(3,604)	(5,486)	(9,142)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	(187)	(1,934)	(993)	(3,487)
Pago de intereses	(265)	(592)	(1,269)	(1,768)
Dividendos pagados	(3,082)	(1,832)	(10,057)	(4,287)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(3,534)	(4,358)	(12,319)	(9,542)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	401	192	407	(9)
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	3,537	784	2,749	(825)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	5,524	6,337	6,312	7,946
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	9,061	7,121	9,061	7,121
Transacciones no monetarias				
Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	609	0	609	0

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	3T 2019	3T 2018	9M 2019	9M 2018
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	3.011	2.775	9.243	8.909
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2.206	2.070	6.290	5.778
(+/-) Impairment activos a largo plazo	(2)	0	(4)	(149)
(+/-) Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas	0	0	0	12
(+/-) Resultado financiero, neto	648	521	1.426	1.710
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1.770	2.182	5.315	6.155
(+) Impuestos y otros	298	217	732	659
(+/-) Interes no controlante	339	232	932	682
EBITDA Consolidado	8.270	7.997	23.934	23.756



Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (3T 2019)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	1.912	(401)	1.500	0	3.011
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1.531	351	324	0	2.206
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	(2)	0	0	(2)
(+/-) Resultado financiero, neto	480	566	(397)	(1)	648
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1.013	(147)	903	1	1.770
(+) Otros Impuestos	89	172	37	0	298
(+/-) Interés no controlante	(15)	0	354	0	339
EBITDA Consolidado	5.010	539	2.721	0	8.270

Anexos Ecopetrol S.A.

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

Tabla 6: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	3T 2019	3T 2018	Δ (%)	9M 2019	9M 2018	Δ (%)
Nacionales	8.820	8.940	(1,3%)	25.074	24.505	2,3%
Exterior	7.227	7.153	1,0%	21.086	19.809	6,4%
Total ingresos	16.047	16.093	(0,3%)	46.160	44.314	4,2%
Costos variables	9.148	8.411	8,8%	25.821	23.110	11,7%
Costos fijos	2.935	2.527	16,1%	8.539	7.591	12,5%
Costo de ventas	12.083	10.938	10,5%	34.360	30.701	11,9%
Utilidad bruta	3.964	5.155	(23,1%)	11.800	13.613	(13,3%)
Gastos operacionales	629	450	39,8%	1.753	1.261	39,0%
Utilidad operacional	3.335	4.705	(29,1%)	10.047	12.352	(18,7%)
Ingresos (gastos) financieros	(878)	(476)	84,5%	(1.599)	(1.395)	14,6%
Resultados de participación en compañías	1.443	59	2.345,8%	3.647	1.936	88,4%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	3.900	4.288	(9,0%)	12.095	12.893	(6,2%)
Provisión impuesto a las ganancias	(889)	(1.513)	(41,2%)	(2.852)	(3.984)	(28,4%)
Utilidad neta	3.011	2.775	8,5%	9.243	8.909	3,7%
EBITDA	5.100	6.314	(19,2%)	14.826	16.705	(11,2%)
Margen EBITDA	31,8%	39,2%	(7,4%)	32,1%	37,7%	(5,6%)



Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Septiembre 30, 2019	Junio 30, 2019	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,494	2,001	124.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	6,271	8,531	(26.5%)
Inventarios	4,070	3,968	2.6%
Activos por impuestos corrientes	484	318	52.2%
Otros activos financieros	3,770	5,715	(34.0%)
Otros activos	1,021	1,081	(5.6%)
	20,110	21,614	(7.0%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	23	24	(4.2%)
Total activos corrientes	20,133	21,638	(7.0%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	47,649	43,473	9.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	601	632	(4.9%)
Propiedades, planta y equipo	21,523	21,089	2.1%
Recursos naturales y del medio ambiente	20,764	20,228	2.6%
Activos por derecho de uso	3,571	3,640	(1.9%)
Intangibles	225	236	(4.7%)
Activos por impuestos diferidos	2,391	1,888	26.6%
Otros activos financieros	3,914	3,292	18.9%
Otros activos	1,098	1,075	2.1%
	101,736	95,553	6.5%
Total activos	121,869	117,191	4.0%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	2,971	2,738	8.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	8,412	10,933	(23.1%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,766	1,673	5.6%
Pasivos por impuestos corrientes	903	711	27.0%
Provisiones y contingencias	439	595	(26.2%)
Otros pasivos	266	391	(32.0%)
	14,757	17,041	(13.4%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	35,925	33,334	7.8%
Provisiones por beneficios a empleados	6,273	6,513	(3.7%)
Pasivos por impuestos diferidos	144	144	0.0%
Provisiones y contingencias	5,535	5,396	2.6%
Otros pasivos	24	24	0.0%
	47,901	45,411	5.5%
Total pasivos	62,658	62,452	0.3%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	59,211	54,739	8.2%
Total patrimonio	59,211	54,739	8.2%
Total pasivos y patrimonio	121,869	117,191	4.0%