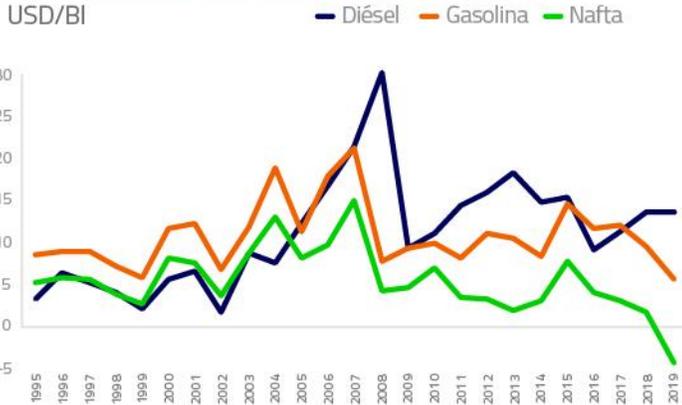


Resultados Segundo Trimestre 2019

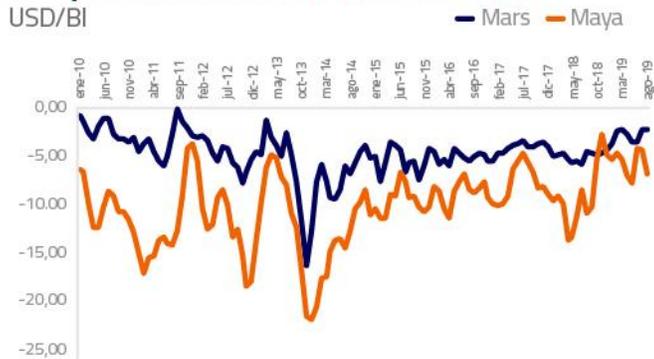
Resultados sostenidos a pesar del entorno

Entorno de precios

Diferenciales de Productos vs Brent

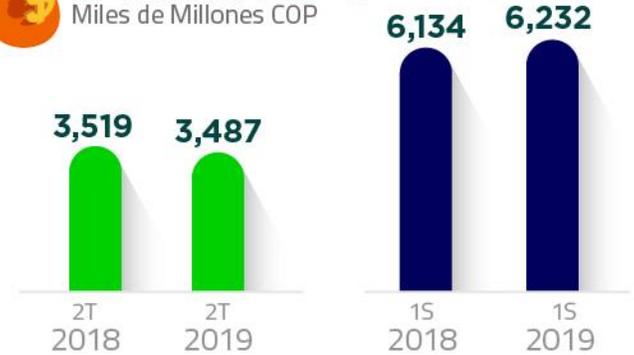


Comportamiento de Crudos Pesados



Utilidad Neta

Miles de Millones COP



EBITDA / Margen EBITDA

■ EBITDA (Miles de Millones COP) ● Margen EBITDA



Producción

Comprometidos con la meta (720 - 730 kbped)



kbped: Miles de barriles de petróleo equivalente por día



Refinación

■ Cartagena ■ Barrancabermeja

Carga (kbd)



kbd: Miles de barriles por día

Se realizaron mantenimientos programados en la Refinería de Cartagena durante el 2T19. Operación normalizada al cierre del trimestre.



Transporte

Mayores volúmenes transportados



kbd: Miles de barriles por día



En el primer semestre de 2019 el Grupo Ecopetrol reportó una utilidad neta de 6.2 billones de pesos y un EBITDA de 15.7 billones de pesos, equivalente a un margen EBITDA de 45.7%.

Estos resultados evidencian la fortaleza financiera y operativa de la empresa, que enfrentó durante el segundo trimestre un entorno de mercado retador ante la caída de los precios internacionales del Brent, la nafta y la gasolina, y limitaciones operacionales a lo largo del semestre por los mantenimientos programados en algunos campos y en las refinerías, para lograr los más altos estándares de integridad en nuestra operación.

Destacamos positivamente el diferencial de canasta de crudo de -6.4 USD/bl en el semestre, soportado en el fortalecimiento de crudos pesados en la región y en la estrategia comercial de búsqueda de los mercados de mayor valor, lo que ayudó a mitigar el comportamiento de los precios internacionales de productos. Así mismo, la devaluación del 12% de la tasa de cambio frente al primer semestre de 2018 favoreció nuestros resultados.

La producción del Grupo Ecopetrol para el primer semestre alcanzó 726 mil barriles de petróleo equivalente por día, con un crecimiento del 2% frente al mismo periodo del año anterior, en línea con la meta establecida para 2019. Los buenos resultados de la campaña de perforación en campos como Akacias y Rubiales, y el sólido desempeño del programa de recobro, que aportó el 30% de la producción del semestre, mitigaron en parte el impacto de los mantenimientos programados en los campos Oripaya, Cusiana y Cupiagua.

Los volúmenes vendidos alcanzaron los 913 mil barriles equivalentes por día, un 4.2% más que en el primer semestre de 2018, impulsados principalmente por las mayores exportaciones de crudo, y de productos por parte de la refinería de Cartagena.

En el frente exploratorio el Grupo Ecopetrol continuó expandiendo su presencia en el territorio colombiano, con la adjudicación de 5 bloques por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos durante el Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA) 2019. Al igual, 3 de los 10 pozos exploratorios perforados comprobaron presencia de hidrocarburos.

“Ingresamos a la cuenca más prolífica del mundo en yacimientos no convencionales”



Durante el mes de julio finalizó el proceso de fijación de las nuevas tarifas de transporte de crudo, las cuales permitirán un aumento moderado en el nivel de ingresos del segmento, asegurando su estabilidad financiera para los próximos 4 años y la generación de caja para el Grupo. Operativamente se destaca que barriles de producción que se transportaban por carro tanques, ahora se transportan por ductos, gracias a la gestión comercial del segmento.

En refinación, durante el segundo trimestre del año se realizó el mantenimiento programado de la unidad de hidrocraqueo de la refinería de Cartagena, que junto con el realizado en la refinería de Barrancabermeja en el primer trimestre del año, asegurarán la estabilidad operativa, la calidad del diésel producido y el alistamiento para aprovechar futuros beneficios de la regulación MARPOL (Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los Buques). La carga conjunta del trimestre llegó a 379 mil barriles de petróleo por día, en línea con la meta del plan de negocios.

Los resultados financieros de este segmento continuaron impactados por el desfavorable entorno de precios de productos internacionales, principalmente naftas y gasolina, unido a la apreciación de los crudos pesados que conforman la dieta de nuestras refinerías.

En cuanto al plan de inversiones, durante el primer semestre de 2019 el Grupo Ecopetrol ejecutó 1,392 millones de dólares, lo cual representa un incremento del 38% frente al primer semestre de 2018, con una concentración del 81% en el segmento de exploración y producción, acorde a la estrategia de crecimiento del Grupo Ecopetrol.



Dando continuidad a la estrategia de eficiencias, se lanzó la nueva fase prevista para los años 2019 – 2023 con una meta de 8.0 billones de pesos, con iniciativas enfocadas principalmente en la optimización de inversiones y costos operativos, y el incremento de ingresos y márgenes. En el primer semestre del año se incorporaron 958 mil millones de pesos de eficiencias, concentrados principalmente en la optimización de inversiones en perforación y construcción de facilidades. Esto se suma a los 10.2 billones de pesos ahorrados entre 2015 y 2018.

En el frente ambiental, 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, lo que en términos ambientales equivaldría a reforestar 100,000 hectáreas de bosque.

Al primer semestre, las inversiones sociales y ambientales fueron de 28,339 millones de pesos, ratificando nuestro compromiso con el medio ambiente y las comunidades.

Adicionalmente, durante el primer semestre preparamos el sistema logístico para garantizar la entrega del diésel de ultra bajo azufre y gas natural requeridos para la operación de los nuevos buses del Sistema de Transporte Masivo de Bogotá – Transmilenio-, los cuales empezaron a operar desde el mes de junio. De esta forma, contribuimos con la

renovación tecnológica de la flota de este importante sistema de transporte.

Por último quisiera destacar en nuestro frente de expansión internacional, dos hechos muy importantes: el primero, es la aprobación por parte del Ministerio de Minas y Energía de Brasil de la participación de Ecopetrol del 10% en el bloque Saturno, ubicado en la región central de la cuenca de Santos en el Pre-sal Brasileño; y el segundo, nuestro ingreso al Midland en la cuenca Permian, la de mayor crecimiento y retorno de los Estados Unidos, para participar en la explotación de yacimientos no convencionales. Esta es una noticia transformacional para Ecopetrol y el país.

Lo anterior fue posible gracias a una alianza estratégica con un operador de primer nivel como Occidental. Ésta permitirá el incremento de nuestras reservas y producción, así como afianzar nuestro conocimiento en la explotación de yacimientos no convencionales. Este es un paso fundamental para avanzar en la senda de sostenibilidad y crecimiento rentable que nos trazamos desde hace más de dos años, con el objetivo de generar más valor a nuestros accionistas.

Seguimos comprometidos con el crecimiento rentable en producción y reservas, con resultados sostenibles, una operación segura y excelencia operacional, generando valor integrado, en armonía con el medio ambiente y las comunidades.

Felipe Bayón Pardo
Presidente Ecopetrol S.A



Bogotá, agosto 12 de 2019. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el segundo trimestre de 2019, preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

En el primer semestre del 2019, el Grupo Ecopetrol obtuvo una utilidad neta de COP 6.2 billones y un EBITDA de COP 15.7 billones, en línea con los resultados obtenidos en el primer semestre del 2018, incluso en medio de un entorno de precios de crudo y productos menos favorable y los mantenimientos programados en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Los diferenciales récord en la canasta de crudo de exportación versus Brent, el aumento de producción en línea con la meta, el incremento en los volúmenes transportados y el ahorro en el gasto financiero continúan apalancando la generación de valor de la compañía para sus accionistas.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2019	2T 2018	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	18,309	16,987	1,322	7.8%	34,251	31,630	2,621	8.3%
Depreciación y amortización	2,052	1,899	153	8.1%	4,023	3,670	353	9.6%
Costos variables	6,777	5,818	959	16.5%	12,893	11,019	1,874	17.0%
Costos fijos	2,385	2,040	345	16.9%	4,531	3,915	616	15.7%
Costo de ventas	11,214	9,757	1,457	14.9%	21,447	18,604	2,843	15.3%
Utilidad bruta	7,095	7,230	(135)	(1.9%)	12,804	13,026	(222)	(1.7%)
Gastos operacionales	1,137	846	291	34.4%	1,890	1,462	428	29.3%
Utilidad operacional	5,958	6,384	(426)	(6.7%)	10,914	11,564	(650)	(5.6%)
Ingresos (gastos) financieros	(391)	(620)	229	(36.9%)	(776)	(1,189)	413	(34.7%)
Participación en resultados de compañías	72	96	(24)	(25.0%)	233	182	51	28.0%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5,639	5,860	(221)	(3.8%)	10,371	10,557	(186)	(1.8%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,872)	(2,093)	221	(10.6%)	(3,546)	(3,973)	427	(10.7%)
Utilidad neta consolidada	3,767	3,767	0	0.0%	6,825	6,584	241	3.7%
Interés no controlante	(280)	(248)	(32)	12.9%	(593)	(450)	(143)	31.8%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,487	3,519	(32)	(0.9%)	6,232	6,134	98	1.6%
EBITDA	8,307	8,609	(302)	(3.5%)	15,665	15,759	(94)	(0.6%)
Margen EBITDA	45.4%	50.7%	-	(5.3%)	45.7%	49.8%	-	(4.1%)

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. Contexto Macroeconómico y de Mercado

Después del buen crecimiento económico registrado en 2017 (3.8%) y 2018 (3.6%), la actividad mundial se ha desacelerado notablemente, como resultado, entre otros, de i) el bajo crecimiento económico en China y el aumento de las tensiones comerciales con Estados Unidos, ii) la menor confianza de los hogares y el deterioro de la industria en la Zona Euro, y iii) la desaceleración de la producción industrial a nivel mundial. Este débil crecimiento se ha traducido en una baja demanda de hidrocarburos y en un aumento de los inventarios de productos. Por ejemplo, los inventarios de gasolina, destilados medios, Jet y Fuel Oil en los países de la OCDE¹ se han incrementado a lo largo de 2019, alcanzando niveles un 5% superiores a los observados en 2018 y un 1.4% por encima de los niveles promedio entre 2014-2018.

Así mismo, las refinerías a nivel global se han visto afectadas por un debilitamiento en los cracks de algunos productos por la desaceleración económica y un encarecimiento de la dieta de crudos intermedios y pesados, debido a i) el acuerdo de la OPEP y Rusia, ii) las sanciones a Irán, y iii) la fuerte reducción de la producción en Venezuela. En este contexto, el crudo pesado Maya en la Costa del Golfo de EE.UU (USGC) se fortaleció respecto al Brent en el último año, pasando de un diferencial de -11.1 USD/bl a -5.7 USD/bl entre el primer semestre de 2018 y de 2019, al tiempo que el crack de la gasolina regular en USGC respecto al Brent se redujo en 3.8 USD/bl y el de la nafta pesada USGC en 5.7 USD/bl en este mismo periodo. Esta situación ha generado una caída en los márgenes de refinación a nivel global, alcanzando en algunos meses del primer semestre mínimos de 6 años.

Por otra parte, continuó el fortalecimiento del dólar por la resistencia de la economía norteamericana al debilitamiento que muestra el crecimiento mundial y el incremento en la aversión al riesgo por el escalamiento de la guerra comercial entre Estados Unidos y China. Aunque el mercado ha recortado a lo largo del año los pronósticos de crecimiento de 2019 para varias economías, no se ha presentado un cambio significativo en las expectativas de crecimiento de Estados Unidos, las cuales han permanecido en tasas cercanas al 2.5%.

En el ámbito nacional, la economía colombiana registró en el primer trimestre de 2019 un crecimiento del 2.8%, menor al esperado por el mercado (3.0%) El Banco de la República sugiere un mayor dinamismo en lo que resta del 2019 y pronostica un crecimiento para el año completo del 3.0%. Entre los índices de actividad económica que presentan un mejor desempeño y soportan las perspectivas de recuperación económica se tiene: la producción industrial, las ventas del comercio minorista, la demanda de energía, la producción de petróleo y una menor caída en la producción de carbón. Entre enero y abril de 2019 la producción de petróleo en el país fue de 891,931 barriles promedio día, lo que significó una variación anual del 4.7% con respecto a los cuatro primeros meses de 2018, cuando se registró una producción de 851,241 barriles promedio día.

II. Resultados Financieros y Operativos Grupo Ecopetrol

1. Estado de Resultados

a) Ingresos por Ventas

Aumento de 7.8% en los ingresos por ventas del 2T19 versus el 2T18 como resultado combinado de:

- a) Menor precio de la canasta promedio ponderada de crudos, gas y productos -3.9 USD/bl (COP -1.1 billones), principalmente por la disminución de los precios de referencia del crudo Brent, compensado parcialmente con mejores diferenciales en crudos por restricciones a cargamentos venezolanos y la estrategia comercial del Grupo.
- b) Efecto volumen de ventas positivo (COP +0.5 billones, +17.2 kbped).
- c) Aumento en la tasa de cambio promedio impactando positivamente los ingresos totales (COP +1.8 billones).

¹ Organización para Cooperación y el Desarrollo Económicos



d) Mayores ingresos por servicios de transporte y otros (COP +83 mil millones).

Ventas Volumétricas: Durante el 2T19 el volumen vendido ascendió a 917.2 kbped, un 1.9% mayor que en 2T18, debido principalmente a i) el aumento en las exportaciones de diésel asociado a un mayor volumen disponible desde la refinería de Cartagena por menor destinación al mercado local, ii) mayores ventas nacionales de combustibles líquidos dada la mayor demanda y iii) mayores requerimientos en zonas de frontera.

Tabla 2: Ventas Volumétricas - Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local – kbped	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)
Crudo	5.3	4.6	15.2%	7.1	5.9	20.3%
Gas Natural	75.0	77.5	(3.2%)	76.6	74.2	3.2%
Gasolinas	116.6	107.6	8.4%	114.1	110.3	3.4%
Destilados Medios	153.8	149.7	2.7%	153.6	148.9	3.2%
GLP y Propano	15.1	16.7	(9.6%)	15.0	16.9	(11.2%)
Combustóleo	3.8	10.5	(63.8%)	2.6	9.8	(73.5%)
Industriales y Petroquímicos	21.9	21.2	3.3%	22.2	20.9	6.2%
Total Volúmenes Locales	391.5	387.8	1.0%	391.2	386.9	1.1%
Volumen de Exportación – kbped	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)
Crudo	395.8	402.5	(1.7%)	402.1	384.7	4.5%
Productos	128.7	108.3	18.8%	118.3	102.7	15.2%
Gas Natural*	1.2	1.4	(14.3%)	1.5	1.6	(6.3%)
Total Volúmenes de Exportación	525.7	512.2	2.6%	521.9	489.0	6.7%
Total Volúmenes Vendidos	917.2	900.0	1.9%	913.1	875.9	4.2%

*Las exportaciones de gas natural corresponden a ventas locales de Ecopetrol America Inc

Mercados de Operación

Colombia (43% de las ventas): Incremento del 1.0% versus 2T18, debido principalmente a:

- Mayores ventas de gasolina para zona de frontera por aumento de cupos por parte del Ministerio de Minas y Energía, dada la menor oferta de gasolina venezolana.
- Mayores ventas de destilados medios en zonas de frontera, mayores ventas a mineros y crecimiento de la demanda de transporte aéreo.
- Menores ventas de fuel oil por finalización de contrato de venta nacional a partir de marzo.
- Menores ventas de gas debido a menor disponibilidad de volumen por mantenimientos de Oripaya, Cusiana y Cupiagua, así como la salida controlada de la planta de Gibraltar en junio de 2019, compensado en parte por nuevos contratos resultantes del proceso de comercialización de campos mayores y el incremento en la producción de Hocol.

Internacional (57% de las ventas): Aumento del 2.6% versus 2T18, debido principalmente a:

- Mayores exportaciones de diésel por menor destinación al mercado local, el cual fue abastecido con producto importado.
- Menores ventas de crudo debido a mayores cargas en refinerías en Colombia y desplazamiento de volúmenes de venta para el 3T19 por reprogramación de entregas.



Tabla 3: Destinos de Exportación - Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	2T 2019	2T 2018	% Part.	6M 2019	6M 2018	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	181.4	144.8	45.8%	162.4	141.8	40.4%
Asia	151.3	101.8	38.2%	146.6	108.7	36.5%
Europa	32.9	20.8	8.3%	24.7	10.5	6.1%
América Central / Caribe	18.8	101.3	4.8%	32.3	83.5	8.0%
Costa Oeste EE.UU.	10.3	7.4	2.6%	14.5	12.4	3.6%
América del Sur	0.8	1.9	0.2%	1.9	3.6	0.5%
Otros	0.2	19.0	0.1%	2.9	15.9	0.7%
Costa Este EE.UU.	0.0	5.5	0.0%	16.8	8.3	4.2%
Total	395.8	402.5	100.0%	402.1	384.7	100.0%

Productos – kbped	2T 2019	2T 2018	% Part.	6M 2019	6M 2018	% Part.
Costa Este EE.UU.	43.0	14.9	33.4%	42.7	20.8	36.1%
América Central / Caribe	42.0	22.8	32.7%	35.8	23.0	30.3%
Asia	20.9	20.3	16.2%	19.9	22.5	16.8%
Costa del Golfo EE.UU.	13.9	39.2	10.8%	7.3	24.4	6.2%
América del Sur	5.5	7.6	4.3%	7.3	8.0	6.2%
Europa	3.4	3.5	2.6%	2.0	2.4	1.7%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	3.3	1.6	2.8%
Total	128.7	108.3	100.0%	118.3	102.7	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:

- Costa del Golfo EE.UU.: Mejor valoración de crudos pesados por caída de la oferta de México y Venezuela.
- Asia: Incremento en participación como consecuencia de sanciones a crudo iraní, que generaron mayor oportunidad de entrada de otros crudos pesados.
- América Central y el Caribe: Menor estímulo para almacenamiento temporal de crudo latinoamericano en el Caribe para su posterior venta en Asia.
- Europa: Aumento en participación como consecuencia del fortalecimiento en precio de crudos competidores debido a sanciones impuestas al crudo iraní, lo que generó mayor oportunidad de entrada del crudo Castilla blend.

Productos Refinados:

- Costa Este de EE.UU.: Aumento de la participación, principalmente por mayores exportaciones de diésel de ultra bajo azufre (ULSD).
- América Central y el Caribe: Mayores ventas de fuel oil con destino a Asia por mejor valoración versus la Costa del Golfo y mayores ventas de diésel de ultra bajo azufre (ULSD) por mayor disponibilidad de producto.
- Costa del Golfo EE.UU.: Menores exportaciones de nafta por los mantenimientos programados en la refinería de Cartagena y de Fuel Oil en la refinería de Barrancabermeja, por desvío a corrientes más valiosas.

Comportamiento de Precios y Diferenciales

Crudos: En el 2T19 el precio de la canasta de venta de crudos disminuyó un 4.8% frente a 2T18 como resultado de un menor precio del Brent, lo cual estuvo explicado por el incremento de la oferta principalmente en Estados Unidos, que aumentó los inventarios más de lo esperado. Esto estuvo parcialmente compensado por un diferencial de la canasta más fortalecido, el cual llegó a su máximo histórico de -4.9 USD/bl, debido al aprovechamiento de condiciones del mercado generadas por una menor oferta en el Golfo de los Estados Unidos por restricciones a cargamentos de crudo Venezolano y mayor demanda de refinadores de México.

Productos Refinados: En el 2T19 el precio de la canasta de productos versus Brent se redujo en 7.7% frente al 2T18, explicado por la debilidad en los precios de la gasolina, ocasionada por la sobreoferta global de inventarios



debido a altas corridas en las refinerías y al procesamiento de crudos livianos con mayores rendimientos hacia las naftas. Lo anterior fue compensado por el fortalecimiento del precio de Fuel Oil, dada la reducción de la oferta mundial.

Gas Natural: Incremento del 1.3% del precio por barril equivalente versus el 2T18 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.

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

USD/BI	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)
Brent	68.5	75.0	(8.7%)	66.2	71.2	(7.0%)
Canasta de Venta de Gas	23.9	23.6	1.3%	24.0	22.9	4.8%
Diferencial Canasta de Crudo	(4.9)	(8.2)	40.2%	(6.4)	(7.7)	16.9%
Canasta de Venta de Crudo	63.6	66.8	(4.8%)	59.8	63.5	(5.8%)
% Diferencial Canasta Crudo vs. Brent	(7.7%)	(10.9%)	29.4%	(10.7%)	(12.1%)	11.6%
Diferencial Canasta de Productos	4.7	4.3	9.3%	5.5	5.5	0.0%
Canasta de Venta de Productos	73.2	79.3	(7.7%)	71.7	76.7	(6.5%)
% Diferencial Canasta Productos vs. Brent	6.5%	5.7%	14.0%	7.7%	7.2%	6.9%

b) Costo de Ventas

Depreciación y amortización: Aumento del 8.1% en el 2T19 frente al 2T18, principalmente por el efecto compensado de:

- Mayor nivel de producción y CAPEX, 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 impactando el costo por depreciación de las Filiales con moneda funcional dólar, dada la devaluación frente a esta moneda.
- Lo anterior es compensado 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 16.5% en el 2T19 frente al 2T18, principalmente por:

- Mayor costo en compras de crudo, gas y productos (COP +0.9 billones), por efecto neto de:
 - Aumento en el volumen comprado (COP +716 mil millones, +23.4 kbped) principalmente diésel para abastecimiento del mercado local.
 - Disminución del precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudos, productos y gas (COP -571 mil millones).
 - Aumento de la tasa de cambio promedio de las compras (COP +799 mil millones).
- Otras variaciones menores por (COP +15 mil millones).

Tabla 5: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales - kbped	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)
Crudo	162.8	167.7	(2.9%)	162.7	163.3	-0.4%
Gas	1.6	9.9	(83.8%)	1.9	5.8	-67.2%
Productos	2.8	3.1	(9.7%)	3.1	3.3	-6.1%
Diluyente	0.4	0.5	(20.0%)	0.4	0.4	0.0%
Total	167.6	181.2	(7.5%)	168.1	172.8	-2.7%
Importaciones - kbped	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)
Crudo	40.4	36.9	9.5%	35.1	41.2	-14.8%
Productos	73.5	43.0	70.9%	85.6	46.1	85.7%
Diluyente	55.2	52.2	5.7%	53.1	50.1	6.0%
Total	169.1	132.1	28.0%	173.8	137.4	26.5%
Total	336.7	313.3	7.5%	341.9	310.2	10.2%



Costos fijos: Aumento del 16.9% en el 2T19 frente al 2T18, principalmente por:

- a) Mayores costos de mantenimiento y servicios contratados (COP +260 mil millones) por incremento en la actividad operacional debido a: i) mayor nivel de producción, ii) mayores costos asociados a recobro secundario por inyección de agua, iii) la entrada en operación de nuevos pozos y workovers y iv) mayor participación en campos, entre otros.
- b) Mayor costo laboral (COP +61 mil millones) principalmente por el reconocimiento de los beneficios a los empleados establecidos en la nueva Convención Colectiva de Trabajo y mayor planta de personal.
- c) Otras variaciones menores por (COP +24 mil millones).

c) Gastos Operativos y Exploratorios

Los gastos operativos y exploratorios del 2T19 aumentaron 34.4% con relación al 2T18, principalmente por:

- a) Reconocimiento contable (write off) de la actividad exploratoria de los proyectos Tibirita-1, Tibirita-1A y Avila en Caño Sur, que se encontraban reconocidos como proyectos en curso en el balance general. El reconocimiento al gasto de estos proyectos se adopta luego de actualizar la viabilidad económica dada la finalización de los estudios técnicos y comerciales, y la no prórroga por parte de la autoridad competente en la ampliación de la etapa exploratoria.
- b) Mayores gastos laborales asociados a beneficios acordados en la nueva Convención Colectiva de Trabajo y mayor planta de personal.
- c) Incremento en impuestos, principalmente 4x1,000 asociado a un mayor pago de dividendos.
- d) Mayores gastos por afectaciones ocasionadas por terceros en el sistema de transporte y válvulas ilícitas.

d) Resultado Financiero (No Operacional)

La variación del resultado financiero del 2T19 frente al 2T18, corresponde al efecto neto de:

- a) Ahorro en el costo financiero (COP +155 mil millones) asociado principalmente a los prepagos de deuda realizados en 2018.
- b) Mayor ingreso por valoración del portafolio de títulos, incremento en rendimientos y otros (COP +74 mil millones).

La **tasa efectiva de tributación** para el 2T19 se ubicó en 33.2% frente al 35.7% en el 2T18. La disminución se presenta principalmente por la reducción de 4 puntos porcentuales en la tasa nominal de tributación establecida en la Ley de Financiamiento aprobada a finales de 2018, compensado con menores resultados en la Refinería de Cartagena, la cual tributa bajo renta presuntiva.

2. Estado de Situación Financiera

a) Activos

Disminución de 2.4% en los activos en el 2T19 frente al 1T19, explicado principalmente por el efecto neto de:

- a) Disminución en **otros activos financieros y equivalentes de efectivo** (COP -3.6 billones) principalmente por efecto combinado de: i) flujo de caja generado en la operación (COP +6.0 billones), ii) salida de recursos para CAPEX (COP -2.2 billones), iii) pago de dividendos a la Nación y accionistas minoritarios (COP -6.6 billones), iv) pago de capital y servicio de la deuda (COP -1.1 billones), y v) efecto positivo por la devaluación del peso frente al dólar (COP +0.1 billones). Al cierre del 2T19 la composición de la caja era de 57% en dólares y 43% en pesos.



Tabla 6: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2019	2T 2018	6M 2019	6M 2018
Efectivo y equivalentes inicial	8,935	7,866	6,312	7,946
(+) Flujo de la operación	6,017	4,641	10,837	9,314
(-) CAPEX	(2,217)	(1,757)	(4,141)	(2,952)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	286	(343)	984	(2,891)
(+) Otras actividades de inversión	158	160	310	305
(-) Pagos de capital e intereses de deuda	(1,127)	(2,061)	(1,811)	(2,729)
(-) Pagos de dividendos	(6,642)	(2,210)	(6,975)	(2,455)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	114	41	8	(201)
Efectivo y equivalentes final	5,524	6,337	5,524	6,337
Portafolio de inversiones	7,152	9,463	7,152	9,463
Caja total	12,676	15,800	12,676	15,800

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) Disminución en **cuentas comerciales por cobrar** (COP -374 mil millones), por el efecto compensado entre i) el pago recibido del Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles por COP -1.8 billones y la causación del trimestre por COP +914 mil millones y ii) el aumento de cuentas por cobrar por COP +548 mil millones asociado a mayores ventas y precios respecto al 1T19.
- c) Incremento de **propiedad planta y equipo, recursos naturales e intangibles** (COP +445 mil millones) debido a: i) el aumento en CAPEX 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 con iii) mayores depreciaciones y amortizaciones.
- d) Incremento de inventarios (COP +376 mil millones) asociado a mayores precios de crudos y productos versus el 1T19.
- e) Otras variaciones del activo (COP +123 mil millones).

b) Pasivos y Patrimonio

Disminución de 9.7% del total de pasivos en el 2T19 frente al 1T19, generado por:

- a) Menores **cuentas por pagar** (COP -6.1 billones) por el efecto neto entre: i) el pago de la primera y segunda cuota de dividendos a la Nación y del 100% de dividendos a los minoritarios, de acuerdo a lo decretado por la Asamblea General de Accionistas sobre las utilidades del 2018 y ii) mayores cuentas por pagar a proveedores.
- b) Disminución en los **impuestos por pagar** (COP -670 mil millones) asociado al pago del impuesto de renta principalmente de las filiales del segmento de transporte, compensado parcialmente con la provisión del impuesto de renta del trimestre.
- c) Disminución en **provisiones por beneficios a empleados** (COP -338 mil millones) por pagos de mesadas pensionales y prestaciones sociales.
- d) Disminución en **préstamos y financiamientos** (COP -261 mil millones) principalmente por pagos de capital e intereses periódicos, compensado con 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 junio de 2019, la deuda del Grupo Ecopetrol es de COP 37.5 billones, de los cuales el 89% es origen moneda extranjera y el 11% es origen moneda nacional.
- e) Otras variaciones del pasivo (COP -63 mil millones).

Incremento en el **patrimonio** del 8.1% en el 2T19 frente al 1T19, 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. Resultados por Segmento de Negocio

a) Exploración y Producción

EXPLORACIÓN

En el segundo trimestre Ecopetrol y sus socios completaron la perforación de seis pozos exploratorios, para un total de diez en lo corrido del año.

Durante el trimestre se confirmó la presencia de hidrocarburos en el pozo Andina Norte-1, el cual encontró crudo en las formaciones Guadalupe y Une. Las pruebas iniciales en la formación Guadalupe obtuvieron una tasa de producción de 2,785 bpd de crudo liviano de 40° API y 4.3 millones de pies cúbicos de gas por día. Por su parte, en la formación Une se obtuvo una tasa de producción promedio de 621 bpd de un crudo de 37° API y 1.5 millones de pies cúbicos de gas por día. Así mismo, se finalizó la perforación del pozo Boranda-2 ST (yacimiento independiente al encontrado en el pozo Boranda-1), en el cual se realizaron pruebas iniciales de producción en las que se confirmó la presencia de crudo mediano en la formación Esmeraldas de edad Eoceno, con una tasa inicial de 960 bpd de 23° API.

Por otra parte, el Grupo Ecopetrol obtuvo cinco de los once bloques exploratorios adjudicados en Colombia por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) durante el Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA) 2019. De esos cinco, uno corresponde a Ecopetrol S.A. (Bloque Offshore Gua-Off 10) y los otros cuatro a su filial Hocol (Bloques COR-9, LLA 86, LLA-87 y LLA-104).

A nivel internacional, Ecopetrol América Inc. (31.5%) en consorcio con las empresas Fieldwood Energy (58.94% - Operador) y Talos Energy (9.56%) ganaron el bloque MC 904, localizado en el Golfo de México de Estados Unidos durante el proceso de la ronda GOM- Lease Sale 252. Así mismo, Ecopetrol Brasil compró 341 km² adicionales de sísmica 3D para evaluar la prospectividad de Pau Brasil y 1,600 km² de sísmica 3D de alta resolución para evaluar la participación en la ronda Cesión Onerosa en el segundo semestre del año. Adicionalmente, Ecopetrol Hidrocarburos México adquirió la licencia de visualización de 88,015 km² de sísmica 3D del programa Campeche.

En julio 17, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil aprobó la cesión de participación a Ecopetrol del 10% del bloque Saturno, ubicado en la cuenca de Santos. Como resultado, en la nueva composición, Ecopetrol participa con el 10% de los intereses, mientras que Shell como Operador, tiene el 45% y Chevron el otro 45%. Con esta aprobación, se ha dado inicio al proceso de formalización y cierre del contrato "Production Sharing Contract" con el que Ecopetrol entrará al consorcio.



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	Llanos Orientales	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%)	En Evaluación	Junio 09 / 2019
10	Segundo	Habanero-1	A3	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex (80%) ECP (20%)	En Evaluación	Junio 11 / 2019

PRODUCCIÓN

En el 2T19 la producción promedio del Grupo Ecopetrol ascendió a 723 kbped (+0.3% frente a 2T18), explicado por i) el mejor desempeño de las campañas de perforación en los campos Akacias, Rubiales, Chichimene, Yarigui-Cantagallo, Quifa y Castilla, que iniciaron durante el 2018 y han tenido continuidad en 2019, ii) la respuesta positiva del recobro secundario y terciario y iii) mayores ventas de gas en Hocol. Por su parte, aunque la producción evidenció una reducción del 0.7% frente a 1T19, ocasionada por la ejecución de mantenimientos programados en los campos de gas Cusiana y Cupiagua, continúa en línea con la meta planteada para el 2019 de entre 720 y 730 kbped. Eliminando el efecto de los mantenimientos programados, la producción del trimestre hubiera sido de 730 kbped. Para el primer semestre de 2019, la producción fue de 726 kbped.

Para el 2T19 continúa destacándose la producción del campo Akacias, en el que Ecopetrol participa con un 55%, la cual alcanzó un record de 20 kbped, +3 kbped frente al 1T19 y +14 kbped respecto al 2T18.

En el 2T19 las filiales del Grupo Ecopetrol en el segmento de Exploración y Producción contribuyeron con aproximadamente 60 kbped, aportando el 8.3% del volumen total, con un incremento de 2.8 kbped (+4.9%) frente al mismo trimestre del año anterior, apalancado principalmente por la transferencia de campos entre Ecopetrol y Hocol y los resultados en Ecopetrol America Inc. (EAI) .

Durante el trimestre se tuvieron en promedio 37 taladros en operación, 6 taladros más que los utilizados en el 2T18. La operación de estos taladros llevó a la perforación y completamiento de 147 pozos de desarrollo. Al primer semestre de 2019 se han perforado 311 pozos de desarrollo, un 17.4% más que los perforados en el 1S18.



Tabla 8: Producción Bruta* - Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)
Crudo	551.4	550.8	0.1%	551.2	542.0	1.7%
Gas Natural	111.4	112.7	(1.2%)	112.9	110.5	2.2%
Total Ecopetrol S.A.	662.8	663.5	(0.1%)	664.1	652.5	1.8%
Crudo	20.7	19.6	5.6%	20.9	20.2	3.5%
Gas Natural	8.7	7.1	22.5%	8.6	7.1	21.1%
Total Hocol	29.4	26.7	10.1%	29.5	27.3	8.1%
Crudo	8.0	9.3	(14.0%)	8.1	9.2	-12.0%
Gas Natural	5.0	5.1	(2.0%)	5.0	5.0	0.0%
Total Equion**	13.0	14.4	(9.7%)	13.1	14.2	-7.7%
Crudo	3.6	3.9	(7.7%)	3.6	3.9	-7.7%
Gas Natural	1.2	1.0	20.0%	1.2	1.0	20.0%
Total Savia**	4.8	4.9	(2.0%)	4.8	4.9	-2.0%
Crudo	11.2	9.6	16.7%	12.1	10.3	17.5%
Gas Natural	1.8	1.8	0.0%	1.9	2.0	-5.0%
Total Ecopetrol America	13.0	11.4	14.0%	14.0	12.3	13.8%
Crudo	594.9	593.2	0.3%	595.9	585.6	1.8%
Gas Natural	128.1	127.7	0.3%	129.6	125.6	3.2%
Total Grupo Ecopetrol	723.0	720.9	0.3%	725.5	711.2	2.0%

* 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

El programa de aumento de factor de recobro se mantiene en línea con lo planeado para el 2019 y continúa evaluando oportunidades que permitan incrementar las reservas y asegurar la producción. A la fecha, se tienen 8 proyectos en ejecución, 9 en etapa de maduración y 16 pilotos, 4 de ellos en operación, los cuales aportan una producción incremental promedio de 15 kbped. A junio de 2019, los campos de Ecopetrol con programa de recobro aportaron alrededor del 30% de la producción diaria del Grupo.

Adicionalmente continuamos impulsando las tecnologías de recobro secundario con inyección de agua en campos como Castilla, Nutria, Tisquirama y Chichimene; las tecnologías de recobro terciario por inyección de agua mejorada en Dina K, Yariguí, Casabe y Chichimene; la inyección de vapor en Teca y el Tren Nare, así como la evaluación del piloto de inyección de aire en Chichimene.

Costo de Levantamiento y Dilución

Costo de Levantamiento:

Efecto Costo (+2.01 USD/bl):

- Mayor ejecución en mantenimiento de subsuelo debido al incremento del número de intervenciones, trabajos adicionales de workovers (+2%) e incremento de tarifas para well services (+27%).
- Incremento en costo de energía debido a: i) mayor consumo de energía por incremento en producción de agua, atendido a través del incremento de capacidades de energía autogenerada e ii) incremento del precio de compra de energía no regulada por mayor precio en bolsa.
- Mayor costo por pago en derechos económicos (X-Factor) a la ANH por el incremento de la producción del campo CPO09.
- Mayor ejecución en mantenimiento de superficie por incremento en actividad de mantenimiento integral y confiabilidad operativa, así como incremento de tarifas de contratos.

Efecto Tasa de Cambio (-1.29 USD/bl): Mayor tasa de cambio de +401.5 pesos/dólar al re-expresar los costos en pesos a dólares.

Efecto Volumen (-0.05 USD/bl): Menor costo por incremento de la producción.



Costo de Dilución:

Disminución de 0.26 USD/bl en el 2T19 frente al 2T18, explicado por el mayor valor pagado en pesos debido a la mayor tasa de cambio de +401.5 pesos/dólar, a pesar del menor precio de realización de la nafta en -8.98 USD/bl. Mayor compra de nafta por la mayor producción de crudos pesados y cambio en la calidad de la nafta.

Tabla 9: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	9.14	8.47	7.9%	8.93	8.28	7.9%	16.8%
Costo de Dilución**	5.04	5.30	(4.9%)	4.49	4.77	(5.9%)	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías

** Calculado con base en barriles vendidos

Resultados Financieros del Segmento

Los ingresos del 2T19 aumentaron frente a 2T18 principalmente por: i) aumento de la tasa de cambio promedio, ii) mayores volúmenes de producción como resultado de la campaña de perforación de 2018 y el efecto positivo del factor de recobro sobre la producción y iii) mejores diferenciales de crudos frente al Brent. Lo anterior compensó los menores precios de la canasta promedio ponderada de crudos.

El costo de ventas del 2T19 aumentó frente a 2T18 como resultado de: i) mayores compras de crudo dada la mayor destinación de crudos propios para carga a nuestras refinerías y efecto de una mayor tasa de cambio promedio en las compras, ii) un incremento en compras de diluyente asociado al aumento de producción de crudos pesados, cambio en calidad del diluyente y efecto de tasa de cambio, iii) mayores costos de mantenimiento de subsuelo en Apiay y Chichimene, trabajos de estimulación en Piedemonte y servicios a pozos en Llanos Norte y en Quifa-Cajua, iv) el aumento en los volúmenes de fluidos y derechos económicos pagados en el campo CPO09, v) un incremento en depreciaciones y amortizaciones relacionadas a mayores capitalizaciones producto de las campañas de perforación en Rubiales, Castilla y Akacias (CPO09) y vi) mayores costos de transporte asociados al aumento de la tasa de cambio promedio, y el incremento en los volúmenes transportados asociados a la mayor producción.

Los gastos operacionales del 2T19 aumentaron frente a 2T18 principalmente por el reconocimiento contable de la actividad exploratoria de los proyectos Tibirita-1, Tibirita-1A y Avila-1 en Caño Sur que se encontraban reconocidos como proyectos en curso en el balance general.

El resultado financiero neto (no operacional) del 2T19 frente a 2T18 refleja el ahorro en intereses financieros producto de los prepagos de deuda realizados durante el año anterior y una reducción en la exposición cambiaria como resultado de una menor devaluación del peso frente al dólar.

Lo anterior, se reflejó en una caída de la utilidad neta y en el EBITDA en el 2T19 frente al 2T18. Si bien la producción incremental genera barriles rentables, en algunos casos estos generan un menor margen EBITDA debido a las condiciones de calidad del crudo y los procesos de recobro mejorado que implican actividades adicionales para realizar la extracción.



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

Miles de Millones (COP)	2T 2019	2T 2018	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	13,532	12,406	1,126	9.1%	25,129	22,370	2,759	12.3%
Depreciación y amortización	1,422	1,315	107	8.1%	2,764	2,510	254	10.1%
Costos variables	5,097	4,127	970	23.5%	9,711	7,525	2,186	29.0%
Costos fijos	2,471	2,102	369	17.6%	4,689	4,121	568	13.8%
Costo de ventas	8,990	7,544	1,446	19.2%	17,164	14,156	3,008	21.2%
Utilidad bruta	4,542	4,862	(320)	(6.6%)	7,965	8,214	(249)	(3.0%)
Gastos operacionales	665	413	252	61.0%	1,056	762	294	38.6%
Utilidad operacional	3,877	4,449	(572)	(12.9%)	6,909	7,452	(543)	(7.3%)
Ingresos (gastos) financieros	182	73	109	149.3%	165	(518)	683	(131.9%)
Resultados de participación en compañías	67	71	(4)	(5.6%)	104	165	(61)	(37.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	4,126	4,593	(467)	(10.2%)	7,178	7,099	79	1.1%
Provisión impuesto a las ganancias	(1,335)	(1,591)	256	(16.1%)	(2,352)	(2,558)	206	(8.1%)
Utilidad neta consolidada	2,791	3,002	(211)	(7.0%)	4,826	4,541	285	6.3%
Interés no controlante	15	29	(14)	(48.3%)	30	30	0	0.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	2,806	3,031	(225)	(7.4%)	4,856	4,571	285	6.2%
EBITDA	5,486	5,949	(463)	(7.8%)	9,969	10,267	(298)	(2.9%)
Margen EBITDA	40.5%	48.0%	-	(7.5%)	40.0%	50.0%	-	(10.0%)

b) TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

Volúmenes

Crudo: En el 2T19 el volumen transportado de crudo aumentó 4.3% frente al 2T18 como resultado de i) la gestión comercial realizada en los descargaderos para reducir los kilómetros en carrotanque y aumentar el transporte por ducto, ii) la mayor producción del crudo Castilla Norte en la refinería de Barrancabermeja y iii) la entrada de crudo del campo Acordionero en Ayacucho. Se destaca que durante junio, Ocesa logró récord histórico de mayor bombeo diario de 743 kbd y mensual de 695 kbd. Aproximadamente el 75.2% del volumen de crudo transportado por el sistema de oleoductos fue propiedad del Grupo Ecopetrol.

En el 2T19, la red de oleoductos continuó presentando afectaciones originadas por terceros. No obstante, la operación contingente permitió atenuar estos impactos, situación que resultó en 12 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario. Durante el trimestre se presentaron 16 atentados a la infraestructura, un 48% menos que en el 2T18. Por otro lado, el número de válvulas ilícitas tanto para crudos como para refinados aumentó en un 18.8% (285 durante 2T19 versus 240 en 2T18).

Productos Refinados: En 2T19 el volumen transportado de refinados aumentó 2.5% frente al 2T18, como resultado de i) el proceso de reposición y reabastecimiento de inventarios posterior al mantenimiento de la unidad HDT en la refinería de Barrancabermeja ocurrido en 1T19 y ii) el aumento en la entrega de combustibles a la zona de frontera. Aproximadamente el 34.2% del volumen de refinados transportado en el sistema de poliductos correspondió a productos del Grupo Ecopetrol.

Tabla 11: Volúmenes Transportados – Transporte

kbd	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)
Crudo	878.6	842.4	4.3%	879.4	819.1	7.4%
Productos	279.4	272.7	2.5%	269.6	272.6	-1.1%
Total	1,158.0	1,115.2	3.8%	1,149.0	1,091.7	5.2%

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 regirán a partir de julio de 2019 hasta el 30 de junio de 2023. Como resultado del proceso de negociación y/o aplicación de la metodología de tarifa existente, a partir de julio



de 2019 se presentará un aumento promedio en las tarifas de CENIT y Ocesa del 10% y una disminución en las otras empresas del segmento.

Costo por Barril Transportado

Efecto Costo (+0.52 USD/bl): Mayores costos y gastos en atención de afectaciones ocasionadas por terceros y mayor depreciación asociada a la actualización de la vida útil de la infraestructura.

Efecto Tasa de Cambio (-0.44 USD/bl): Mayor tasa de cambio de +401.5 pesos/dólar al re-expresar los costos en pesos a dólares.

Efecto Volumen (-0.11 USD/bl): Menor costo por barril por volumen adicional transportado dada la mayor producción.

Tabla 12: Costo por Barril Transportado – Transporte

USD/BI	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	3.08	3.11	(1.0%)	3.00	3.13	(4.2%)	0.0%

Resultados Financieros del Segmento

Los ingresos del 2T19 aumentaron frente al 2T18 debido principalmente a: i) mayores volúmenes transportados tanto de crudo como de refinados explicado anteriormente, y ii) mayor tasa de cambio promedio respecto al periodo de comparación.

El costo de ventas del 2T19 aumentó frente al 2T18 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 y iii) mayor depreciación y amortización generada principalmente por el cambio de las vidas útiles de algunos sistemas, resultado de la actualización realizada a finales de 2018.

El resultado financiero (no operacional) del 2T19 versus 2T18 presentó un efecto negativo generado principalmente por una mayor diferencia en cambio dado el menor resultado neto del balance de caja en dólares.

Tabla 13: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	2T 2019	2T 2018	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,212	2,882	330	11.5%	6,264	5,611	653	11.6%
Depreciación y amortización	309	279	30	10.8%	604	558	46	8.2%
Costos variables	178	114	64	56.1%	341	283	58	20.5%
Costos fijos	381	370	11	3.0%	735	678	57	8.4%
Costo de ventas	868	763	105	13.8%	1,680	1,519	161	10.6%
Utilidad bruta	2,344	2,119	225	10.6%	4,584	4,092	492	12.0%
Gastos operacionales	187	187	0	0.0%	181	261	(80)	(30.7%)
Utilidad operacional	2,157	1,932	225	11.6%	4,403	3,831	572	14.9%
Ingresos (gastos) financieros	(182)	(44)	(138)	313.6%	(353)	(316)	(37)	11.7%
Resultados de participación en compañías	1	16	(15)	(93.8%)	0	1	(1)	(100.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,976	1,904	72	3.8%	4,050	3,516	534	15.2%
Provisión impuesto a las ganancias	(668)	(685)	17	(2.5%)	(1,351)	(1,323)	(28)	2.1%
Utilidad neta consolidada	1,308	1,219	89	7.3%	2,699	2,193	506	23.1%
Interés no controlante	(295)	(277)	(18)	6.5%	(623)	(480)	(143)	29.8%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,013	942	71	7.5%	2,076	1,713	363	21.2%
EBITDA	2,501	2,257	244	10.8%	5,073	4,447	626	14.1%
Margen EBITDA	77.9%	78.3%	-	(0.4%)	80.0%	80.0%	-	0.0%



c) REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA

Refinería de Cartagena

En el 2T19 se realizó con éxito, bajo los estándares esperados de calidad e integridad, la primera parada programada de la Unidad de Hidrocraqueo para cambio de catalizador. Como resultado de esta parada, se espera asegurar un nuevo ciclo de operación de la planta de 4 años. Así mismo, se adelantaron trabajos relativos al mantenimiento de las unidades de azufre e hidrógeno, las turbinas generadoras a gas y una limpieza mecánica de hornos en la Unidad de Coquización Retardada. Estos trabajos afectaron la carga de crudo y el factor de utilización de la refinería, los cuales se redujeron un 2.2% y un 10.4% respectivamente versus el 2T18.

Para el 2T19 la carga estuvo compuesta por 82% de crudo nacional y 18% de crudo importado, frente a un 79% de crudo nacional y 21% importado en el 2T18.

El margen bruto de refinación presentó una disminución de 40.5% durante el 2T19 frente al 2T18, afectado principalmente por el entorno del mercado internacional de precios de la nafta, que redujo su margen versus 2T18 de manera considerable (-6.8 USD/bl, -425%), y el fortalecimiento de los crudos de su dieta (+2.6 USD/bl).

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

Refinería de Cartagena	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)
Carga* (kbpd)	149.6	153.0	(2.2%)	152.0	148.7	2.2%
Factor de Utilización (%)	81.7%	91.2%	(10.4%)	85.1%	87.8%	(3.1%)
Producción Refinados (kbpd)	143.8	147.1	(2.2%)	146.3	143.7	1.8%
Margen Bruto (USD/Bl)	6.6	11.1	(40.5%)	8.8	11.3	(22.1%)

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

Refinería de Barrancabermeja

Durante el 2T19 la refinería recuperó el nivel de la carga presentado en 1T19 (+33.3 kbpd), favorecido por la estabilidad en el desempeño operacional, lograda tras la ejecución de los mantenimientos programados adelantados durante el trimestre anterior. El nivel de la carga aumentó en 7.7 kbpd en 2T19 frente al 2T18, resultado de la mayor disponibilidad de crudos livianos.

Durante junio se adelantó el mantenimiento programado a una de las Unidades de Craqueo que consistió en la recuperación de la confiabilidad de la unidad e intervención al reactor. A pesar de este mantenimiento, el factor de utilización durante el trimestre se mantuvo en niveles del 85.5%.

La estabilidad operacional de la refinería permitió mantener el margen bruto de refinación en niveles similares a los del 2T18, a pesar de la apreciación de los crudos de la dieta de la refinería (+0.8 USD/bl) en línea al comportamiento del mercado internacional.

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

Refinería de Barrancabermeja	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)
Carga* (kbpd)	228.8	221.1	3.5%	212.2	218.0	(2.7%)
Factor de Utilización (%)	85.5%	85.8%	(0.3%)	80.4%	84.7%	(5.1%)
Producción Refinados (kbpd)	231.7	224.0	3.4%	213.7	220.3	(3.0%)
Margen Bruto (USD/Bl)	10.3	10.5	(1.9%)	10.4	11.2	(7.1%)

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



Costo de Caja de Refinación

Efecto Costo (+0.26 USD/bl): Mayor costo de energía debido a la logística de transporte de gas utilizado en la autogeneración por declinación de campo Guajira y mayor nivel de operación de las plantas de proceso en la refinería de Barrancabermeja.

Efecto Volumen (-0.06 USD/bl): Menor costo por mayor carga en la refinería de Barrancabermeja (+7.7 kbd), a pesar de menor carga de crudo en la refinería de Cartagena (-3.4 kbd).

Efecto Tasa de Cambio (-0.65 USD/bl): Mayor tasa de cambio de +401.5 pesos/dólar al re-expresar los costos en pesos a dólares.

Tabla 16: Costo de Caja de Refinación* – Refinación

USD/bl	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	4.64	5.09	(8.8%)	4.74	4.86	(2.5%)	10.2%

* Incluye refinерías de Barrancabermeja, Cartagena y Esentia

Resultados Financieros del Segmento

Los ingresos del 2T19 presentaron un incremento con respecto al 2T18 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, en combinación con el efecto de iii) menores precios de la canasta de productos y el debilitamiento de los diferenciales internacionales de naftas y gasolinas.

El costo de ventas presentó un incremento en el 2T19 frente al 2T18, principalmente por: i) el aumento en las importaciones de diésel para venta 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 la refinería de Barrancabermeja y iii) el efecto negativo del fortalecimiento de los diferenciales de los crudos pesados versus Brent.

Los gastos operacionales aumentaron en el 2T19 frente al 2T18 principalmente por el efecto de: i) mayor impuesto de gravamen a los movimientos financieros por aumento de desembolsos de efectivo durante el trimestre, y ii) cargos de depreciación de las plantas durante su periodo de mantenimiento en la refinería de Cartagena.

El resultado financiero (no operacional) del 2T19 frente al 2T18 presentó un menor gasto por diferencia en cambio asociado a una menor devaluación del peso frente al dólar en el 2T19 versus el 2T18 sobre la posición pasiva en dólares del segmento.

Tabla 17: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	2T 2019	2T 2018	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	10,225	8,931	1,294	14.5%	18,777	17,006	1,771	10.4%
Depreciación y amortización	321	305	16	5.2%	655	602	53	8.8%
Costos variables	9,204	7,906	1,298	16.4%	16,895	14,770	2,125	14.4%
Costos fijos	485	466	19	4.1%	959	904	55	6.1%
Costo de ventas	10,010	8,677	1,333	15.4%	18,509	16,276	2,233	13.7%
Utilidad bruta	215	254	(39)	(15.4%)	268	730	(462)	(63.3%)
Gastos operacionales	290	251	39	15.5%	583	449	134	29.8%
(Pérdida) utilidad operacional	(75)	3	(78)	(2,600.0%)	(315)	281	(596)	(212.1%)
Ingresos (gastos) financieros	(391)	(649)	258	(39.8%)	(548)	(355)	(193)	54.4%
Resultados de participación en compañías	4	9	(5)	(56.6%)	7	16	(9)	(56.3%)
Pérdida antes de impuesto a las ganancias	(462)	(637)	175	(27.5%)	(856)	(58)	(798)	1,375.9%
Provisión impuesto a las ganancias	131	183	(52)	(28.4%)	157	(92)	249	(270.7%)
Pérdida neta consolidada	(331)	(454)	123	(27.1%)	(699)	(150)	(549)	366.0%
EBITDA	363	403	(40)	(9.9%)	583	1,045	(462)	(44.2%)
Margen EBITDA	3.6%	4.5%	-	(0.9%)	0.0%	10.0%	-	(10.0%)



4. Iniciativas de Eficiencia

Durante el segundo trimestre de 2019 se lanzó la nueva fase del programa de eficiencias y ahorros prevista para los años 2019 – 2023. La estrategia ha fijado una meta de 8.0 billones de pesos en eficiencias, las cuales están divididas en 2.1 billones de pesos para el 2019 y 5.9 billones de pesos para los años 2020 - 2023. Esta nueva meta se sustenta en 50 estrategias, consolidadas en 29 palancas, las cuales buscan eficiencias a través de la optimización del capex y de los costos operativos y estrategias de incremento de ingresos y márgenes.

Actualmente, todas las áreas y empresas del Grupo Ecopetrol se encuentran en la fase de identificación de las iniciativas, así como en las demás acciones requeridas para asegurar la meta prevista para el año 2019. Al cierre del primer semestre, las eficiencias acumuladas se ubican en 0.96 billones de pesos.

Tabla 18: Iniciativas de Ahorro – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2019	2T 2018	6M 2019	6M 2018
Optimización de los costos de perforación y construcción de facilidades	253.5	140.5	535.9	249.3
Mejora en la gestión comercial	86.6	32.7	137.4	47.2
Mejora en ingresos/márgenes de las refinerías	56.7	116.6	87.4	182.7
Reducción de costos de O&M de las empresas del Midstream	42.9	23.3	53.7	29.3
Estrategia de energía - Ventas de excedentes - Optimización de costos	23.6	20.2	46.6	44.5
Ahorro en áreas de soporte, logística y otros	20.8	16.3	27.8	14.8
Reducción de producción diferida por aspectos operativos	6.1	44.8	12.7	257.9
Optimización operativa	9.8	10.3	35.7	24.0
Optimización del costo de caja de refinación	0.0	16.2	0.0	16.2
Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados	(27.6)	8.3	20.7	25.6
Total	472.4	429.2	957.9	891.5

5. Inversiones

En el primer semestre del año, el Grupo Ecopetrol ejecutó inversiones por USD 1,392 millones, lo cual representa un incremento del 38% frente al mismo periodo del año 2018.

La inversión ejecutada en el primer semestre del año continúa concentrada en un 81% en el segmento de Exploración y Producción, en línea con las prioridades estratégicas de crecimiento del Grupo Ecopetrol. Así mismo, este segmento presenta un incremento del 29% en la ejecución frente al 1S18, soportado principalmente por el incremento de la actividad de perforación y completamiento en la operación (10 taladros más en promedio versus 1S18). Así, dadas las perspectivas actuales, el monto de inversión orgánico estimado del Grupo Ecopetrol se mantiene entre USD 3.500 y 4.000 millones para 2019.

Producción: La campaña de perforación de Ecopetrol S.A. se concentró en los campos de Castilla, Rubiales, Casabe, La Cira Infantas y Suria. En las filiales, la inversión fue liderada por Ecopetrol America Inc. y Hocol. A la fecha se han perforado 311 pozos de desarrollo y se han realizado 208 workovers capitalizables.

Por otra parte, la inversión en estudios estratégicos se ubica alrededor de USD \$100 millones y la ejecución está concentrada en aquellos que buscan reducir la incertidumbre petro-técnica en áreas de desarrollo actuales como lo son Provincia y Tibú.

Exploración: Inversiones concentradas en la perforación de 10 pozos y en la adquisición de sísmica 2D y 3D por 173.219 km en Brasil y México.

Refinación, Petroquímica y Biocombustibles: Ejecución de mantenimientos mayores en las plantas de Barrancabermeja (unidad de destilación, hidrotatamiento de diésel, rotores y tanques) y Cartagena (unidad de hidrocrqueo, turbinas y tanques).



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

Tabla 19: Inversiones por Segmento – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Participación
Producción	976	74	1,050	75.4%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	76	79	155	11.1%
Exploración	46	38	84	6.0%
Transporte*	0	88	88	6.3%
Corporativo	16	0	16	1.2%
Total	1,114	279	1,392	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)

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

1. Desempeño HSE

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

Indicadores HSE*	2T 2019	2T 2018	6M 2019	6M 2018
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.58	0.65	0.56	0.61
Incidentes ambientales**	2	4	4	7

* 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

2. Medio Ambiente e Inversión Social, Responsabilidad Corporativa y Gobierno Corporativo

Medio Ambiente:

- En el 2T19 Ecopetrol S.A. obtuvo la verificación de la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero de 1'068.394 toneladas de CO2 equivalente, 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.
- En el 2T19, en Ecopetrol se reutilizaron 22 millones de metros cúbicos de agua, lo que significa que la empresa dejó de captar y verter este volumen, disminuyendo así la presión sobre los recursos hídricos. Al primer semestre de 2019, se han reutilizado más de 44 millones de metros cúbicos de agua, lo que significa un aumento del 4% con respecto al mismo periodo del 2018.

Inversión Social:

- En el 2T19 se destinaron COP 17.7 mil millones para proyectos de inversión socio ambiental. Así, al primer semestre, las inversiones acumuladas fueron de COP 28.3 mil millones, de los cuales COP 24.0 mil millones corresponden a Inversión Social (Inversión Voluntaria por COP 23.3 mil millones, Programas de Beneficio a las Comunidades (PBC) por COP 0.1 mil millones e Inversión Obligatoria por COP 0.6 mil millones) y COP 4.3 mil millones a Inversión Ambiental Voluntaria.
- Adicionalmente, con los impuestos del año gravable 2018, la Agencia de Renovación del Territorio asignó a Ecopetrol S.A. nueve proyectos por COP 84.9 mil millones que equivalen a una participación del 33.9% frente al cupo total asignado. Al Grupo Ecopetrol (Ecopetrol S.A. + CENIT) le fueron aprobados 15 proyectos por COP 121.2 mil millones, lo que equivale a una participación del 48.4%.



Gobierno Corporativo:

- Con el fin de apoyar los procesos de innovación tecnológica y de transformación digital que se desarrollan en la empresa, la Junta Directiva de Ecopetrol, en su sesión del 14 de junio de 2019, aprobó la creación del Comité de Tecnología e Innovación. El Comité estará conformado por los siguientes miembros de la Junta Directiva: Luis Guillermo Echeverri, Orlando Ayala, Sergio Restrepo, Germán Quintero, Carlos Gustavo Cano y Santiago Perdomo.

IV. Presentación de Resultados

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

Español

Agosto 13, 2019
8:00 a.m. Colombia
9:00 a.m. Nueva York

Inglés

Agosto 13, 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/2041716/4593B6901DFBEC6EC1482960B30ABABB> (Español)

<https://event.on24.com/wcc/r/2041720/36A544CDA66868A53378070E599F732C> (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

María Catalina Escobar

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)	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	8,676	8,134	6.7%	16,497	15,705	5.0%
Exterior	9,633	8,853	8.8%	17,754	15,925	11.5%
Total ingresos	18,309	16,987	7.8%	34,251	31,630	8.3%
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	2,052	1,899	8.1%	4,023	3,670	9.6%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,377	1,282	7.4%	2,677	2,443	9.6%
Depreciación fijo	675	617	9.4%	1,346	1,227	9.7%
Costos variables	6,777	5,818	16.5%	12,893	11,019	17.0%
Productos importados	3,597	2,717	32.4%	7,018	5,389	30.2%
Compras nacionales	2,819	2,755	2.3%	5,130	4,911	4.5%
Servicio de transporte hidrocarburos	208	188	10.6%	390	351	11.1%
Variación de inventarios y otros	153	158	(3.2%)	355	368	(3.5%)
Costos fijos	2,385	2,040	16.9%	4,531	3,915	15.7%
Servicios contratados	785	661	18.8%	1,420	1,259	12.8%
Mantenimiento	658	522	26.1%	1,218	935	30.3%
Costos laborales	576	515	11.8%	1,120	1,003	11.7%
Otros	366	342	7.0%	773	718	7.7%
Total costo de ventas	11,214	9,757	14.9%	21,447	18,604	15.3%
Utilidad bruta	7,095	7,230	(1.9%)	12,804	13,026	(1.7%)
Gastos operacionales	1,137	846	34.4%	1,890	1,462	29.3%
Gastos de administración	890	732	21.6%	1,582	1,277	23.9%
Gastos de exploración y proyectos	248	117	112.0%	309	188	64.4%
(Recuperación) gasto por impairment activos largo plazo	(1)	(3)	(66.7%)	(1)	(3)	(66.7%)
Utilidad operacional	5,958	6,384	(6.7%)	10,914	11,564	(5.6%)
Resultado financiero, neto	(391)	(620)	(36.9%)	(776)	(1,189)	(34.7%)
Diferencia en cambio, neto	43	48	(10.4%)	86	70	22.9%
Intereses, neto	(358)	(513)	(30.2%)	(682)	(1,001)	(31.9%)
Ingresos (gastos) financieros	(76)	(155)	(51.0%)	(180)	(258)	(30.2%)
Resultados de participación en compañías	72	96	(25.0%)	233	182	28.0%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	5,639	5,860	(3.8%)	10,371	10,557	(1.8%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,872)	(2,093)	(10.6%)	(3,546)	(3,973)	(10.7%)
Ganancia neta consolidada	3,767	3,767	0.0%	6,825	6,584	3.7%
Interés no controlante	(280)	(248)	12.9%	(593)	(450)	31.8%
Ganancia neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	3,487	3,519	(0.9%)	6,232	6,134	1.6%
EBITDA	8,307	8,609	(3.5%)	15,665	15,759	(0.6%)
Margen EBITDA	45.4%	50.7%	(10.5%)	45.7%	49.8%	(8.2%)



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

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2019	Marzo 31, 2019	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	5,524	8,938	(38.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	8,221	8,628	(4.7%)
Inventarios	5,854	5,478	6.9%
Activos por impuestos corrientes	787	672	17.1%
Otros activos financieros	3,358	4,997	(32.8%)
Otros activos	1,256	1,310	(4.1%)
Total activos corrientes	25,000	30,023	(16.7%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	30	28	7.1%
Total activos corrientes	25,030	30,051	(16.7%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,885	1,834	2.8%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	777	744	4.4%
Propiedades, planta y equipo	61,814	61,708	0.2%
Recursos naturales y del medio ambiente	23,660	23,316	1.5%
Activos por derecho de uso	497	477	4.2%
Intangibles	395	420	(6.0%)
Activos por impuestos diferidos	5,373	5,452	(1.4%)
Otros activos financieros	3,794	2,368	60.2%
Otros activos	1,893	1,804	4.9%
Total activos no corrientes	100,088	98,123	2.0%
Total activos	125,118	128,174	(2.4%)
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	4,088	4,043	1.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	11,825	17,936	(34.1%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,718	1,870	(8.1%)
Pasivos por impuestos corrientes	1,126	1,796	(37.3%)
Provisiones y contingencias	673	784	(14.2%)
Otros pasivos	463	355	30.4%
Total pasivos corrientes	19,893	26,784	(25.7%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	33,379	33,685	(0.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	25	29	(13.8%)
Provisiones por beneficios a empleados	6,513	6,699	(2.8%)
Pasivos por impuestos diferidos	783	790	(0.9%)
Provisiones y contingencias	7,025	6,953	1.0%
Otros pasivos	566	567	(0.2%)
Total pasivos no corrientes	48,291	48,723	(0.9%)
Total pasivos	68,184	75,507	(9.7%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	54,739	50,681	8.0%
Interés no controlante	2,195	1,986	10.5%
Total patrimonio	56,934	52,667	8.1%
Total pasivos y patrimonio	125,118	128,174	(2.4%)



Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2019	2T 2018	6M 2019	6M 2018
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	3,487	3,519	6,232	6,134
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	280	248	593	450
Cargo por impuesto a las ganancias	1,872	2,093	3,546	3,973
Depreciación, agotamiento y amortización	2,094	1,917	4,084	3,708
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(43)	(48)	(86)	(70)
Costo financiero reconocido en resultados	669	796	1,310	1,578
Pozos secos	109	41	154	48
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	30	(21)	42	(21)
Impairment de activos de corto y largo plazo	15	(5)	34	(131)
(Ganancia) pérdida por valoración de activos financieros	(43)	21	(88)	(57)
Ganancia en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas	0	0	0	12
Ganancia por venta de activos	0	1	0	1
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(72)	(96)	(233)	(182)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	346	109	684	234
Otros conceptos menores	2	33	1	(1)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	117	(1,061)	(1,658)	(2,473)
Impuesto de renta pagado	(2,860)	(2,906)	(3,778)	(3,889)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	6,003	4,641	10,837	9,314
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en propiedad, planta y equipo	(728)	(666)	(1,328)	(1,110)
Inversión en recursos naturales y del medio ambiente	(1,473)	(1,074)	(2,780)	(1,822)
Adquisiciones de intangibles	(2)	(17)	(33)	(20)
(Compra) venta de otros activos financieros	286	(343)	984	(2,891)
Intereses recibidos	121	74	250	158
Dividendos recibidos	34	34	34	53
Ingresos por venta de activos	2	52	26	94
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(1,760)	(1,940)	(2,847)	(5,538)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	(604)	(1,478)	(807)	(1,553)
Pago de intereses	(523)	(583)	(1,004)	(1,176)
Dividendos pagados	(6,643)	(2,210)	(6,975)	(2,455)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(7,770)	(4,271)	(8,786)	(5,184)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	113	41	8	(201)
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(3,414)	(1,529)	(788)	(1,609)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	8,938	7,866	6,312	7,946
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	5,524	6,337	5,524	6,337
Transacciones no monetarias				
Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	564	0	564	0

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2019	2T 2018	6M 2019	6M 2018
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	3,487	3,519	6,232	6,134
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,094	1,917	4,084	3,708
(+/-) Impairment activos a largo plazo	(1)	(3)	(2)	(149)
(+/-) Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas	0	0	0	12
(+/-) Resultado financiero, neto	391	620	776	1,189
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,872	2,093	3,546	3,973
(+) Impuestos y otros	184	215	436	442
(+/-) Interes no controlante	280	248	593	450
EBITDA Consolidado	8,307	8,609	15,665	15,759



Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (2T 2019)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,806	(331)	1,013	(1)	3,487
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,431	345	318	0	2,094
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	(1)	0	0	(1)
(+/-) Resultado financiero, neto	(182)	391	182	0	391
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,335	(131)	668	0	1,872
(+) Otros Impuestos	111	90	25	(42)	184
(+/-) Interés no controlante	(15)	0	295	0	280
EBITDA Consolidado	5,486	363	2,501	(43)	8,307

Anexos Ecopetrol S.A.

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

Tabla 6: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	2T 2019	2T 2018	Δ (%)	6M 2019	6M 2018	Δ (%)
Nacionales	8,488	8,335	1.8%	16,254	15,565	4.4%
Exterior	7,473	7,143	4.6%	13,859	12,656	9.5%
Total ingresos	15,961	15,478	3.1%	30,113	28,221	6.7%
Costos variables	8,479	8,045	5.4%	16,673	14,699	13.4%
Costos fijos	2,968	2,586	14.8%	5,604	5,064	10.7%
Costo de ventas	11,447	10,631	7.7%	22,277	19,763	12.7%
Utilidad bruta	4,514	4,847	(6.9%)	7,836	8,458	(7.4%)
Gastos operacionales	684	428	59.8%	1,124	812	38.4%
Utilidad operacional	3,830	4,419	(13.3%)	6,712	7,646	(12.2%)
Ingresos (gastos) financieros	(405)	(578)	(29.9%)	(722)	(920)	(21.5%)
Resultados de participación en compañías	1,169	1,028	13.7%	2,204	1,878	17.4%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	4,594	4,869	(5.6%)	8,194	8,604	(4.8%)
Provisión impuesto a las ganancias	(1,107)	(1,350)	(18.0%)	(1,962)	(2,470)	(20.6%)
Utilidad neta	3,487	3,519	(0.9%)	6,232	6,134	1.6%
EBITDA	5,400	5,906	(8.6%)	9,726	10,392	(6.4%)
Margen EBITDA	33.8%	38.2%	(11.5%)	32.3%	36.8%	(12.2%)



Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2019	Marzo 31, 2018	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	2,001	4,098	(51.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	8,531	9,550	(10.7%)
Inventarios	3,968	3,510	13.0%
Activos por impuestos corrientes	318	424	(25.0%)
Otros activos financieros	5,715	5,869	(2.6%)
Otros activos	1,081	701	54.2%
	21,614	24,152	(10.5%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	24	23	4.3%
Total activos corrientes	21,638	24,175	(10.5%)
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	43,473	38,750	12.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	632	676	(6.5%)
Propiedades, planta y equipo	21,089	19,896	6.0%
Recursos naturales y del medio ambiente	20,228	17,107	18.2%
Activos por derecho de uso	3,640	0	-
Intangibles	236	228	3.5%
Activos por impuestos diferidos	1,888	2,400	(21.3%)
Otros activos financieros	3,292	3,863	(14.8%)
Otros activos	1,075	808	33.0%
	95,553	83,728	14.1%
Total activos no corrientes	95,553	83,728	14.1%
Total activos	117,191	107,903	8.6%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	2,738	4,009	(31.7%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	10,933	9,467	15.5%
Provisiones por beneficios a empleados	1,673	1,822	(8.2%)
Pasivos por impuestos corrientes	711	1,386	(48.7%)
Provisiones y contingencias	595	331	79.8%
Otros pasivos	391	283	38.2%
	17,041	17,298	(1.5%)
Total pasivos corrientes	17,041	17,298	(1.5%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	33,334	32,611	2.2%
Provisiones por beneficios a empleados	6,513	6,705	(2.9%)
Pasivos por impuestos diferidos	144	145	(0.7%)
Provisiones y contingencias	5,396	4,939	9.3%
Otros pasivos	24	13	84.6%
	45,411	44,413	2.2%
Total pasivos no corrientes	45,411	44,413	2.2%
Total pasivos	62,452	61,711	1.2%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	54,739	46,192	18.5%
	54,739	46,192	18.5%
Total pasivos y patrimonio	117,191	107,903	8.6%