

Resultados segundo trimestre 2018

Por la senda del crecimiento rentable

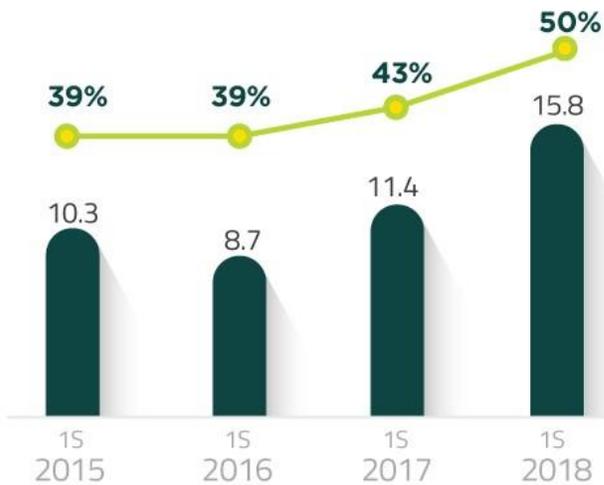
Utilidad Neta

Billones \$



Ebitda / Margen Ebitda

■ Ebitda billones \$ ● Porcentaje Margen Ebitda

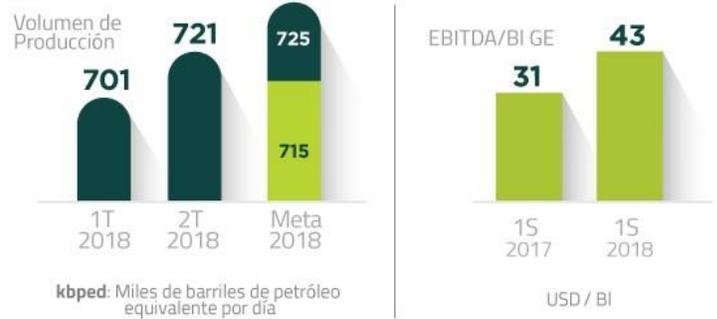


Brent vs Diferencial

● Precio BRENT / Dólares x Barril ■ Diferencial



Crecimiento en volumen + Mayor rentabilidad por barril



kbped: Miles de barriles de petróleo equivalente por día

USD / BI

Refinación

Operación consolidada que aumenta valor al GE

■ Carga Cartagena ■ Carga Barrancabermeja



KBD: Miles de barriles por día

Exploración

incorporación rápida de reservas

- Tiempo récord en declaración de comercialidad Infantas Oriente
- Descubrimiento de Búfalo - 1

Transporte

- Reanudación del bombeo por el Oleoducto Caño Limón Coveñas
- Operación estable a 600 cst





Durante el segundo trimestre de 2018 alcanzamos significativos logros operativos y financieros para el Grupo Empresarial. Registramos un margen EBITDA del 51%, el mayor de la historia del Grupo Empresarial, y tuvimos la producción más alta de los últimos siete trimestres al alcanzar 721 mil barriles de petróleo equivalente por día, un 2.8% más que en el primer trimestre de 2018. Supimos aprovechar el ambiente favorable de precios de crudo y al mismo tiempo reafirmamos nuestra capacidad técnica operativa y financiera, así como nuestro compromiso con las prácticas seguras y ambientalmente responsables.

La utilidad neta del primer semestre de 2018 ascendió a 6.1 billones de pesos, con un EBITDA acumulado de 15.8 billones de pesos. Este logro fue posible gracias a la operación óptima de los diferentes segmentos de la compañía y a la disciplina financiera de las empresas del Grupo, combinada con los mejores precios de crudo del período. Al cierre del trimestre logramos mantener una sólida posición de caja de 15.8 billones de pesos, incluso después de un pago de 2.0 billones de pesos por concepto de dividendos sobre las utilidades del 2017. Las calificadoras de riesgo reconocen nuestros logros, lo cual se ha visto reflejado en la ratificación de nuestra calificación crediticia en grado de inversión y la mejora de nuestra calificación individual (*Baseline Credit Assessment*) por parte de Moody's, pasando de ba3 a ba1.

Nuestra estrategia comercial anunciada en 2015 continúa demostrando beneficios tangibles. Para el primer semestre de 2018 hemos logrado mantener el diferencial de la canasta de venta de crudo en niveles cercanos a los obtenidos en el primer semestre de 2017 a pesar del incremento de 35% en el precio del crudo Brent y los retos de entorno. Para el primer semestre de 2018 el diferencial de la canasta de venta de crudo se ubicó en -7.7 dólares por barril frente a -7.5 dólares para el mismo periodo de 2017.

La producción promedio del trimestre ascendió a 721 mil barriles de petróleo equivalente por día, un 0.6% por encima del mismo periodo del año anterior y 2.8% más que en el primer trimestre de 2018. Logramos recuperarnos de las afectaciones operativas del primer trimestre gracias a los resultados de la campaña de perforación en



campos como La Cira, Rubiales, Caño Sur, Dina, Quifa y Castilla. La mayor actividad nos pone en la senda del crecimiento y permitirá asegurar la meta de producción del año para alcanzar un rango entre 715 y 725 mil barriles de petróleo equivalente por día. Por otro lado, los programas de pilotos de recobro

avanzan satisfactoriamente, actualmente se tienen 21 pilotos en operación de los cuales 16 continúan en fase de expansión.

En la campaña exploratoria es de resaltar el éxito exploratorio obtenido en el pozo Búfalo-1, cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el cual se evidenció la presencia de gas seco y crudo liviano. Así mismo, terminamos la perforación de los pozos delimitadores Coyote-2 y Coyote-3, ubicados en el Valle Medio del Magdalena; y Capachos Sur-2, localizado en el Piedemonte. Estos últimos tres pozos se encuentran en evaluación para determinar su comercialidad. Esperamos perforar en 2018 al menos 12 pozos exploratorios.

Como parte de la estrategia de "Near Field Exploration", a finales de mayo se declaró la comercialidad del campo Infantas Oriente, ubicado en Barrancabermeja (Santander). Esto permitió incorporar, en tiempo record, las reservas asociadas al descubrimiento Infantas Oriente-1, cuya evaluación se llevó a cabo a inicio del año.

Por su parte, en el segmento de transporte quiero destacar el reinicio de operación del Oleoducto Caño Limón - Coveñas en junio y la estabilidad del sistema de transporte de crudo pesado con una viscosidad superior a 600 centistokes (cst – medida de viscosidad) logrando disminuir de forma estructural los requerimientos de dilución.

La estrategia de reversión implementada desde 2017 en el Oleoducto Bicentenario permitió reducir el impacto generado por los ataques y las válvulas ilícitas que afectaron al Oleoducto Caño Limón – Coveñas, evitando que se generara producción diferida en sus campos de influencia.



Durante el primer semestre de 2018 se realizaron 30 ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario.

El segmento de Refinación tuvo un desempeño operativo sobresaliente durante el segundo trimestre al lograr una carga estable del sistema con 374 mil barriles por día.

Durante el segundo trimestre de 2018, la Refinería de Cartagena continuó demostrando la consolidación y optimización de su operación con una carga promedio de 153 mil barriles por día y una composición de carga de 79% en crudo nacional y 21% en crudo importado, lo cual contribuyó significativamente a reducir el costo de ventas del Grupo Empresarial. En el mes de junio se logró un récord en el uso de crudos locales, que representaron un 83% de la dieta. El margen bruto de refinación de la Refinería de Cartagena para el trimestre fue USD 11.1/bl, un incremento del 44% respecto al mismo período del año anterior (USD 7.7/bl), logrando 10 meses consecutivos con margen bruto de 2 dígitos.

En la refinería de Barrancabermeja se consiguió un incremento de más del 9% en carga y producción del trimestre frente al mismo trimestre de 2017, esto gracias a la implementación de iniciativas de segregación de crudos livianos e intermedios, que aumentaron la disponibilidad de los mismos. El margen de refinación promedio del trimestre se ubicó en USD 10.5/bl, impactado principalmente por el incremento del precio de la canasta de crudos versus Brent.

En línea con la estrategia de Eficiencias, en el segundo trimestre del año se incorporaron eficiencias por 429 mil millones de pesos a lo largo del Grupo Empresarial, un incremento del 17% frente a las reportadas en el segundo trimestre del 2017. De esta manera, las eficiencias durante el primer semestre de 2018 ascienden a 892 mil millones de pesos, lo que significa un total de 8 billones de pesos desde el lanzamiento del programa de transformación en 2015.

Nos sentimos particularmente complacidos de haber implementado en tiempo récord ajustes operativos y logísticos a lo largo de toda la cadena de suministro para que las entregas de diésel a Medellín y su área metropolitana estén por debajo de 25 partes por millón de azufre. Esto en línea con nuestro compromiso con el medio ambiente

para contribuir así al mejoramiento de la calidad del aire en la ciudad.

Así mismo, oficializamos a Transmilenio S.A. la disponibilidad para suministrar gas natural y diésel con un máximo contenido de 10 partes por millón de azufre para la renovación de la flota de las Fases I y II, permitiendo la entrada de tecnologías Euro VI.

De la mano con las instituciones nacionales y locales, Ecopetrol continuará mejorando la calidad de los combustibles para todo el país, lo que quedó plasmado en la senda de mejora establecida en el documento CONPES para el mejoramiento de la calidad del aire. Es importante reiterar que para lograr un efecto significativo no sólo es necesario mejorar los combustibles, sino que también es necesario adelantar otras acciones como la mejora en tecnología y edad del parque automotor, así como impulsar otras iniciativas relacionadas con el mantenimiento vial, la movilidad y la reducción de emisiones en fuentes fijas, entre otras.

Ecopetrol continúa enfocado en la excelencia operacional, la generación de valor, el compromiso con la ética y la transparencia, la seguridad como pilar de sus operaciones y el cuidado del medio ambiente. Estamos comprometidos con el crecimiento rentable de la producción y las reservas para entregar resultados que benefician la sostenibilidad de la Compañía y la seguridad energética del país.

Felipe Bayón Pardo
Presidente Ecopetrol S.A.

Bogotá, agosto 14 de 2018. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Empresarial para el segundo trimestre y el primer semestre de 2018, preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

**TABLA 1:
RESULTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO EMPRESARIAL ECOPETROL**

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	2T 2018	2T 2017	Cambio \$	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio \$	Cambio %
Ventas Totales	16,987	13,151	3,836	29.2%	31,630	26,522	5,108	19.3%
Utilidad Operacional	6,384	3,268	3,116	95.3%	11,564	6,567	4,997	76.1%
Ganancia Neta Consolidada	3,766	1,483	2,283	153.9%	6,584	2,556	4,028	157.6%
Interés No Controlado	(247)	(178)	(69)	38.8%	(450)	(365)	(85)	23.3%
Ganancia atribuible a los accionistas Ecopetrol	3,519	1,305	2,214	169.7%	6,134	2,191	3,943	180.0%
EBITDA	8,609	5,632	2,977	52.9%	15,759	11,445	4,314	37.7%
Margen EBITDA	50.7%	42.8%	7.9%		49.8%	43.2%	6.6%	

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.

I. Resultados Financieros y Operativos Grupo Empresarial Ecopetrol

Ecopetrol alcanzó el mayor margen Ebitda de su historia, registrando un nivel de 50% el primer semestre de 2018. La utilidad atribuible a los accionistas en el mismo período ascendió a COP 6.1 billones, con un Ebitda acumulado de COP 15.8 billones. Este logro fue posible gracias a: i) la recuperación de la producción, que llegó a 721 kbped en el segundo trimestre 2018, siendo la más alta registrada en los últimos 7 trimestres, ii) la operación plena de la Refinería de Cartagena para abastecer la demanda nacional y sustituir importaciones, iii) la disciplina financiera de las empresas del Grupo, combinado con los mejores precios de crudo del período y el comportamiento de la tasa de cambio.

Tabla 2: Estado de Ganancias y Pérdidas – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	2T 2018	2T 2017	Cambio \$	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	8,136	6,688	1,448	21.7%	15,706	13,419	2,287	17.0%
Ventas al Exterior	8,851	6,463	2,388	36.9%	15,924	13,103	2,821	21.5%
Ventas Totales	16,987	13,151	3,836	29.2%	31,630	26,522	5,108	19.3%
Depreciación y Amortización	1,899	2,101	(202)	(9.6%)	3,670	4,123	(453)	(11.0%)
Costos Variables	5,819	5,232	587	11.2%	11,019	10,634	385	3.6%
Costos Fijos	2,039	1,893	146	7.7%	3,915	3,614	301	8.3%
Costo de Ventas	9,757	9,226	531	5.8%	18,604	18,371	233	1.3%
Utilidad Bruta	7,230	3,925	3,305	84.2%	13,026	8,151	4,875	59.8%
Gastos Operativos	846	657	189	28.8%	1,462	1,584	(122)	(7.7%)
Utilidad Operacional	6,384	3,268	3,116	95.3%	11,564	6,567	4,997	76.1%
Ingresos (Gastos) Financieros	(620)	(137)	(483)	352.6%	(1,189)	(1,156)	(33)	2.9%
Participación en Resultados de Compañías	96	24	72	300.0%	182	55	127	230.9%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	5,860	3,155	2,705	85.7%	10,557	5,466	5,091	93.1%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(2,094)	(1,672)	(422)	25.2%	(3,973)	(2,910)	(1,063)	36.5%
Ganancia Neta Consolidada	3,766	1,483	2,283	153.9%	6,584	2,556	4,028	157.6%
Interés no Controlante	(247)	(178)	(69)	38.8%	(450)	(365)	(85)	23.3%
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol)	3,519	1,305	2,214	169.7%	6,134	2,191	3,943	180.0%
EBITDA	8,609	5,632	2,977	52.9%	15,759	11,445	4,314	37.7%
Margen EBITDA	50.7%	42.8%	7.9%		49.8%	43.2%	6.6%	



1. Ingresos por ventas

El aumento de 29.2% en los ingresos por ventas del segundo trimestre versus el mismo periodo de 2017 se presenta como resultado combinado de:

- Mayor precio de la canasta promedio ponderada de crudos, gas y productos +USD 23/bl (+COP 4.7 billones), principalmente por el mejor comportamiento de los precios de referencia del crudo Brent (USD 75/bl en 2T18 vs USD 51/bl en 2T/17).
- Disminución de la tasa de cambio promedio de los ingresos recibidos, que pasó de COP 2,936/USD (2T 2017) a COP 2,856/USD (2T 2018), impactando negativamente los ingresos totales (-COP 397 mil millones).
- Menor volumen de ventas (-COP 491 mil millones). Durante el segundo trimestre de 2018 el volumen vendido ascendió a 900 kbped. Aunque este volumen es 4.7% menor que en el mismo periodo de 2017, dicha reducción se debe principalmente al uso de crudos locales para cargar la Refinería de Cartagena, sustituyendo así importaciones y generando ahorros para el Grupo Empresarial.
- Mayor ingreso por servicios (+COP 25 mil millones).

Tabla 3: Ventas Volumétricas - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Volumen de Venta Local - kbped	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Crudo	4.6	16.0	(71.3%)	5.9	14.2	(58.5%)
Gas Natural	77.5	70.3	10.2%	74.2	73.4	1.1%
Gasolinas	107.6	112.0	(3.9%)	110.3	110.6	(0.3%)
Destilados Medios	149.7	151.2	(1.0%)	148.9	148.8	0.1%
GLP y Propano	16.7	17.6	(5.1%)	16.9	17.8	(5.1%)
Combustóleo	10.5	8.0	31.3%	9.8	8.2	19.5%
Industriales y Petroquímicos	21.2	17.6	20.5%	20.9	18.5	13.0%
Total Venta Local	387.8	392.7	(1.2%)	386.9	391.5	(1.2%)
Volumen de Exportación - kbped	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Crudo	402.5	442.4	(9.0%)	384.7	434.4	(11.4%)
Productos	108.3	107.3	0.9%	102.7	109.9	(6.6%)
Gas Natural	1.4	1.9	(26.3%)	1.6	1.7	(5.9%)
Total Venta de Exportación	512.2	551.6	(7.1%)	489.0	546.0	(10.4%)
Total Volumen Vendido	900.0	944.3	(4.7%)	875.9	937.5	(6.6%)

Mercado en Colombia (43% de las ventas): Disminución en 1.2% de las ventas versus el segundo trimestre del año 2017 debido principalmente a:

- Menores ventas nacionales de crudo (11.4 kbd) para direccionarlo a refinerías.
- Mayores ventas de combustóleo (2.5 kbd) por mayor producción de la refinería de Barrancabermeja.
- Menores ventas de gasolina (4.4 kbd) por incremento de la cantidad de etanol en la gasolina del 8% al 10% a partir del 1° de marzo de 2018. La mezcla es hecha por los mayoristas.
- Mayores ventas de gas natural (7.2 kbped) por mayor demanda y ventas incrementales.

Mercado internacional (57% de las ventas): La disminución del 7.1% frente al segundo trimestre de 2017 se debe principalmente a:

- Menor disponibilidad de crudos de exportación (39.9 kbd), por mayor volumen destinado a carga de refinerías, maximizando su realización.
- Incremento en las exportaciones de diésel (2.5 kbd) por disponibilidad de producto asociado a la maximización de cargas en Reficar.



Tabla 4: Destinos de Exportación - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Crudos (kbped)	2T 2018	2T 2017	% Part.	1S 2018	1S 2017	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	144.8	163.3	36.0%	141.8	145.1	36.9%
Asia	101.8	101.6	25.3%	108.7	101.6	28.3%
América Central / Caribe	101.3	83.2	25.2%	83.5	66.1	21.7%
Europa	20.8	18.6	5.2%	10.5	19.7	2.7%
Otros	19.0	14.9	4.7%	15.9	17.7	4.1%
Costa Oeste EE.UU.	7.4	51.8	1.8%	12.4	63.9	3.2%
Costa Este EE.UU.	5.5	3.9	1.3%	8.3	17.7	2.2%
América del Sur	1.9	5.1	0.5%	3.6	2.6	0.9%
Total	402.5	442.4	100.0%	384.7	434.4	100.0%
Productos (kbped)	2T 2018	2T 2017	% Part.	1S 2018	1S 2017	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	39.2	11.7	36.2%	24.4	11.2	23.8%
América Central / Caribe	22.8	51.6	21.0%	23.0	47.4	22.4%
Asia	20.3	13.8	18.7%	22.5	17.1	21.9%
Costa Este EE.UU.	14.9	17.2	13.8%	20.8	15.7	20.2%
América del Sur	7.6	8.3	7.1%	8.0	12.7	7.7%
Europa	3.5	1.6	3.2%	2.4	4.2	2.4%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	2.4	0.0%	1.6	1.2	1.6%
Otros	0.0	0.7	0.0%	0.0	0.4	0.0%
Total	108.3	107.3	100.0%	102.7	109.9	100.0%

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

Crudo: Durante el segundo trimestre de 2018, la Costa del Golfo de EEUU continuó siendo el principal destino de exportación de crudos, a pesar de una leve pérdida de participación dada la mayor disponibilidad de crudos intermedios domésticos y mayor descuento de crudos competidores. Asia y América Central/Caribe continúan siendo el segundo y tercer destino de mayores exportaciones, dado el incremento de cuotas de importación de China y la utilización del Caribe como centro de almacenamiento para posterior exportación a Asia.

Productos: El principal destino de exportación de productos para el segundo trimestre de 2018 fue la Costa del Golfo de EEUU por ventas de fuel oil, dado el incremento de la demanda de importaciones soportada en menor disponibilidad de producto de Venezuela. El segundo destino fue América Central y el Caribe, aunque redujo su participación por el desplazamiento de ventas de fuel oil al Golfo. Asia aumentó su participación en 6% explicado por mayores exportaciones de coke a China.

Tabla 5: Precio Promedio de Crudo de Referencia y Diferencial de la Canasta

A	B	C	D	E	F	G
USD/Bl	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Brent	75.0	50.8	47.6%	71.2	52.7	35.1%
Canasta Crudo vs Brent	(8.2)	(6.6)	24.2%	(7.7)	(7.5)	2.7%
Canasta Productos vs Brent	4.3	7.3	(41.1%)	5.5	7.1	(22.5%)



Tabla 6: Precio Promedio Ponderado de Venta - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I
USD/bl	2T 2018	2T 2017	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 2T 2018	1S 2018	1S 2017	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 1S 2018
Canasta de venta de Crudos	66.8	44.2	51.1%	407.1	63.5	45.2	40.5%	390.6
Canasta de venta de Productos	79.3	58.1	36.5%	414.0	76.7	59.8	28.3%	409.5
Canasta de venta de Gas	23.6	22.8	3.5%	78.9	22.9	23.1	(0.9%)	75.8
				900.0				875.9

Crudos: En el segundo trimestre el diferencial de la canasta de crudos versus Brent se debilitó en USD 1.6/bl frente al resultado obtenido en el segundo trimestre de 2017 (2T 2018: USD 8.2/bl versus 2T 2017: USD 6.6/ bl), por factores como la mayor disponibilidad de crudo pesado e intermedio en el mercado y el debilitamiento de crudos competidores como Maya y Canadienses. Para mitigar el impacto de estos factores, hemos reforzado nuestra estrategia comercial diversificando destinos, estabilizando la calidad de nuestros crudos y llegando a clientes finales en los mercados de mayor valor estratégico como EEUU y Asia. Para el crudo Castilla, esta gestión comercial aportó un margen de USD 1.33/bl.

Productos: En el segundo trimestre el diferencial versus Brent de la canasta de productos se debilitó en USD 3/bl frente al resultado obtenido en el segundo trimestre de 2017 (2T 2018: USD 4.3/bl versus 2T 2017: USD 7.3/bl). Los precios de los productos siguieron el comportamiento de los indicadores internacionales, resultado de: i) debilidad en el precio del fuel oil por disminución de la demanda para la generación de energía y demanda de bunkers en Asia, ii) altos inventarios de gasolina en EEUU, ARA (Ámsterdam, Róterdam y Amberes) y Europa, inventarios por encima del año pasado y en el rango superior de los últimos 5 años, y compensado por iii) el crecimiento de la demanda de diésel en EEUU por parte de la industria manufacturera y bajos inventarios en EEUU, Europa y Singapur. La estrategia de internación de productos de Reficar nos ha permitido colocar 1.9 millones de barriles de diésel y gasolina en el mercado nacional, generando ingresos adicionales por USD 4.4 millones.

Gas Natural: Aumento de 3.5% del precio por barril equivalente en el segundo trimestre de 2018 versus el mismo período del año anterior, debido a la actualización de precios vía indexación autorizada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

2. Costo de ventas

Depreciación y amortización: Disminución neta de 9.6% en el segundo trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017, principalmente por:

- Efecto de la mayor incorporación de reservas en 2017 versus 2016, lo que se traduce en una menor tasa de depreciación.
- Optimización en las variables utilizadas para el cálculo de la depreciación en los campos de Ecopetrol América.
- Menor producción en los campos Dalmatian y Gunflint por mantenimientos.

Compensado con mayor depreciación en:

- Campo K2 como consecuencia del incremento en la participación de Ecopetrol América desde diciembre de 2017.
- Bioenergy, dado el inicio de su operación.

Costos variables: Aumento de 11.2% en el segundo trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017, principalmente por:

- Mayor costo en compras de crudo, gas y productos (+COP 1.11 billones), por efecto neto de:
 - Incremento del precio promedio de compras nacionales e importaciones de productos (+COP 1.93 billones).
 - Disminución del volumen comprado (-COP 678 mil millones, -44 kbped) debido a: i) menor importación de crudo (-COP 516 mil millones, -38 kbped) para carga en la Refinería de Cartagena por la sustitución con crudos propios, ii) menor importación de combustibles,



especialmente diésel y gasolinas (-COP 389 mil millones, -23 kbpd) debido a la sustitución por productos producidos en la Refinería de Cartagena, compensado con iii) mayor compra de crudo de terceros (+COP 173 mil millones, +16 kbpd) como parte del acuerdo con Oxy para las reversiones del Oleoducto Bicentenario, y iv) mayor compra de otros productos (+COP 54 mil millones, +1 kbpd).

- Disminución de la tasa de cambio promedio de las compras (-COP 146 mil millones) que pasó de COP 2,917/USD (2T 2017) a COP 2,842/USD (2T 2018).

El uso de crudos locales y la entrega de combustibles al mercado local por parte de la Refinería de Cartagena ha generado COP 400 mil millones de Ebitda para el Grupo Empresarial en el primer semestre de 2018, como resultado de:

- La maximización de carga de crudo propio en lugar del crudo importado, logrando una optimización de costos en materia prima e incremento en el margen de productos.
 - La mayor proporción de demanda de combustibles abastecida con producción de la Refinería generando un mayor margen frente al abastecimiento con productos importados.
 - La mayor carga que tenemos gracias a la estabilización de las operaciones de la Refinería.
- b) Variación de inventario y otros (-COP 518 mil millones) principalmente por: i) valorización de crudos y productos en el balance como resultado de mayores precios en las compras ii) mayor inventario por maximización de cargas en la Refinería de Cartagena, compensado parcialmente con iii) un mayor costo por consumo y aumento de tarifas de energía en los campos Castilla, Chichimene y la Cira Infantas, entre otros.

Tabla 7: Compras Locales e Importaciones – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Compras Locales (kbpd)	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Crudo	167.7	160.0	4.8%	163.3	158.0	3.4%
Gas	9.9	4.1	141.5%	5.8	3.0	93.3%
Productos Refinados	3.1	3.3	(6.1%)	3.3	3.4	(2.9%)
Diluyente	0.5	0.2	150.0%	0.4	1.5	(73.3%)
Total	181.2	167.6	8.1%	172.8	165.9	4.2%
Importaciones (kbpd)	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Crudo	36.9	75.1	(50.9%)	41.2	82.7	(50.2%)
Productos Refinados	43.0	61.6	(30.2%)	46.1	70.6	(34.7%)
Diluyente	52.2	52.8	(1.1%)	50.1	54.7	(8.4%)
Total	132.1	189.5	(30.3%)	137.4	208.0	(33.9%)

Costos fijos: Aumento de 7.7% en el segundo trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017, principalmente por:

- a) Mayor costo laboral (+COP 74 mil millones) por el incremento salarial frente al año anterior, mayor planta de personal y remuneración variable en línea con los resultados del semestre.
- b) Mayores costos relacionados con la actividad operacional (+ COP 72 mil millones) principalmente por i) labores de mantenimiento de subsuelo en Orinoquia y Rubiales y ii) consumo de materiales en Ocesa y Cenit dada la entrada en operación del proyecto P135 y el corredor Apiay-Monterrey.

3. Gastos operativos

Los **gastos operativos** del trimestre aumentaron 28.8% respecto al mismo periodo del año anterior principalmente por: i) mayor inversión en actividad sísmica en Hocol, Ecopetrol Brasil y México, ii) un menor ingreso en el trimestre debido a la utilidad en la venta de activos menores correspondientes a la Ronda Campos, que se reportó en el segundo trimestre de 2017, y iii) gastos por atención de la emergencia en el pozo Lisama 158, la cual fue cubierta totalmente al cierre del trimestre, parcialmente compensado por iv) ahorros en negociación de contratos y capitalización de proyectos corporativos.



4. Resultado financiero (no operacional) y otros

La variación del **resultado financiero** del segundo trimestre de 2018 frente al segundo trimestre de 2017 se presenta como resultado neto de:

- a) Menor ingreso de diferencia en cambio de –COP 385 mil millones, reflejando la disminución de la exposición a la variación cambiaria gracias a la optimización de la posición neta.
- b) Movimiento en los intereses financieros netos producto del efecto neto entre i) ahorro en el costo financiero (COP +64 mil millones) asociado principalmente a los prepagos de créditos internacionales realizados en el último año por USD 2,750 millones en valores nominales y al efecto positivo de la disminución del tipo de cambio promedio, compensado con ii) un ingreso financiero (COP -184 mil millones) registrado por única vez en el segundo trimestre de 2017 por el cambio de estimación del costo amortizado en los créditos de tasa variable.
- c) Otros movimientos (COP + 22 mil millones) principalmente por efecto de valoración del portafolio de inversiones.

La **tasa efectiva de renta** para el segundo trimestre de 2018 se ubicó en 35.7% frente al 53% en el mismo periodo del año anterior. La disminución se presenta principalmente por: i) los mejores resultados en la Refinería de Cartagena y Ecopetrol America Inc., las cuales tributan a tasas nominales del 15% y 0%, respectivamente, ii) una menor tasa nominal de tributación de 300 puntos básicos y iii) la eliminación del impuesto a la riqueza, el cual era un gasto no deducible de renta.

Tabla 8: Estado de Situación Financiera – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	Junio 30, 2018	Marzo 31, 2018	Cambio \$	Cambio %
Activos Corrientes	27,249	25,214	2,035	8.1%
Activos no Corrientes	94,334	93,356	978	1.0%
Total Activos	121,583	118,570	3,013	2.5%
Pasivos Corrientes	18,857	20,525	(1,668)	(8.1%)
Pasivos no Corrientes	50,488	50,214	274	0.5%
Total Pasivos	69,345	70,739	(1,394)	(2.0%)
Patrimonio	52,238	47,831	4,407	9.2%
Total Pasivo y Patrimonio	121,583	118,570	3,013	2.5%

5. Activos

El incremento de 2.5% en los **activos** del segundo trimestre frente al primer trimestre de 2018 se presenta principalmente por el efecto neto de:

- a) Incremento de la **propiedad planta y equipo, recursos naturales e intangibles** (+COP 1.9 billones) por efecto de: i) un aumento en CAPEX del trimestre, principalmente en el segmento Upstream, ii) mayor ajuste por conversión en las filiales con moneda funcional dólar producto de la devaluación del peso frente al dólar, iii) actualización de costos de abandono de campos petroleros, compensado con iv) las depreciaciones y amortizaciones del trimestre.
- b) Incremento en **cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar** (+COP 1.3 billones) principalmente por aumento en la cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles y cartera comercial producto del aumento de precios internacionales del petróleo.
- c) Disminución en **otros activos financieros y equivalentes de efectivo** (-COP 0.84 billones) principalmente por el efecto combinado de i) salida de recursos para pago de dividendos, obligaciones financieras y CAPEX, compensado con ii) mayores excedentes de caja generados por la operación.



d) Otros movimientos por (+COP 0.6 billones).

Tabla 9: Posición de Caja¹ – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	2T 2018	2T 2017	1S 2018	1S 2017
Efectivo y equivalentes inicial	7,866	8,165	7,946	8,410
(+) Flujo de la operación	4,641	1,495	9,314	5,951
(-) CAPEX	(1,757)	(1,732)	(2,952)	(2,415)
(+/-) Movimiento de portafolio inversiones	(343)	5,836	(2,891)	2,894
(+/-) Otras actividades inversión	160	498	305	633
(-) Pagos de capital e intereses deuda	(2,061)	(7,210)	(2,729)	(8,015)
(-) Pago de dividendos	(2,210)	(1,023)	(2,455)	(1,137)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	41	217	(201)	(75)
Efectivo y equivalentes final	6,337	6,246	6,337	6,246
Portafolio de inversiones > 3 meses	9,463	4,215	9,463	4,215
Caja total	15,800	10,461	15,800	10,461

Al cierre del segundo trimestre, la composición de la caja era de 58% en dólares y 42% en pesos.

6. Pasivos y Patrimonio

La disminución de 2.0% del total de pasivos del segundo trimestre frente al primer trimestre de 2018 se generó por:

- Disminución en **cuentas por pagar** (-COP 1.4 billones) por el efecto neto entre: i) pago de dividendos decretados por la Asamblea General de Accionistas sobre las utilidades del 2017, y ii) mayores cuentas por pagar a proveedores por efecto del aumento en los precios en las compras de crudos y productos y de una mayor actividad operacional en el trimestre.
- Disminución (-COP 0.9 billones) en los **impuestos por pagar** asociado al pago del impuesto de renta durante el trimestre, compensado con la causación del gasto del impuesto de renta del periodo.
- Incremento en **préstamos y financiamientos** (+COP 0.4 billones), principalmente por el efecto neto entre i) la valoración cambiaria de la deuda en moneda extranjera producto de la devaluación presentada en la tasa de cierre trimestral del peso frente al dólar y ii) el prepago total del bono internacional emitido en 2013 con vencimiento en 2019 por USD \$350 millones y pagos de capital e intereses periódicos. Al 30 de junio de 2018, el nivel de deuda del Grupo ascendía a COP 41.3 billones, de los cuales el 86% es origen moneda extranjera y el 14% es origen moneda nacional.

Adicionalmente, el pasado 6 de agosto Ecopetrol S.A. pagó anticipadamente la totalidad del crédito sindicado adquirido en 2013 con la banca local, cuya amortización se tenía prevista hasta el 2025, por un monto total de COP\$1.43 billones.

d) Otras variaciones del pasivo (+COP 0.5 billones).

El incremento de 9.2% en el **patrimonio** se presenta como el efecto combinado de: i) un aumento por la utilidad del trimestre, ii) ganancias por conversión de los activos y pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano, compensado con iii) una disminución por diferencia en cambio en la deuda empleada como instrumento de coberturas de flujo de efectivo e inversión neta.

¹ 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.



7. Resultados por Segmento de Negocio

Tabla 10: Estado de Ganancias o Pérdidas acumuladas – Por segmento

A	B		C		D		E		F		G		H		I		J		K	
	E&P		Refinación y Petroq.		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado											
Miles de Millones (COP)	1S 2018	1S 2017	1S 2018	1S 2017	1S 2018	1S 2017	1S 2018	1S 2017	1S 2018	1S 2017	1S 2018	1S 2017	1S 2018	1S 2017	1S 2018	1S 2017	1S 2018	1S 2017	1S 2018	1S 2017
Ventas Nacionales	9,962	6,476	13,490	10,650	5,611	5,042	(13,357)	(8,749)	15,706	13,419										
Ventas Exterior	12,408	10,133	3,516	2,970	-	-	-	-	15,924	13,103										
Ingresos por ventas	22,370	16,609	17,006	13,620	5,611	5,042	(13,357)	(8,749)	31,630	26,522										
Depreciación y Amortización	2,510	3,053	602	523	558	547	-	-	3,670	4,123										
Costos Variables	7,525	6,069	14,770	11,516	283	264	(11,559)	(7,215)	11,019	10,634										
Costos Fijos	4,121	3,453	904	807	678	762	(1,788)	(1,408)	3,915	3,614										
Costo de Ventas	14,156	12,575	16,276	12,846	1,519	1,573	(13,347)	(8,623)	18,604	18,371										
Utilidad Bruta	8,214	4,034	730	774	4,092	3,469	(10)	(126)	13,026	8,151										
Gastos Operativos	762	736	449	751	261	224	(10)	(127)	1,462	1,584										
Utilidad Operacional	7,452	3,298	281	23	3,831	3,245	-	1	11,564	6,567										
Ingresos (Gastos) Financieros	(518)	(523)	(355)	(465)	(316)	(168)	-	-	(1,189)	(1,156)										
Resultado de Participación en Compañías	165	62	16	11	1	(18)	-	-	182	55										
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	7,099	2,837	(58)	(431)	3,516	3,059	-	1	10,557	5,466										
Provisión Impuesto a las Ganancias	(2,558)	(1,406)	(92)	(201)	(1,323)	(1,303)	-	-	(3,973)	(2,910)										
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	4,541	1,431	(150)	(632)	2,193	1,756	-	1	6,584	2,556										
Interés no Controlante	30	-	-	1	(480)	(366)	-	-	(450)	(365)										
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	4,571	1,431	(150)	(631)	1,713	1,390	-	1	6,134	2,191										
EBITDA	10,267	6,699	1,045	849	4,447	3,896	-	1	15,759	11,445										
Margen Ebitda	45.9%	40.3%	6.1%	6.2%	79.3%	77.3%	0.0%	0.0%	49.8%	43.2%										

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas trimestrales – Por segmento

A	B		C		D		E		F		G		H		I		J		K	
	E&P		Refinación y Petroq.		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado											
Miles de millones (COP)	2T 2018	2T 2017	2T 2018	2T 2017	2T 2018	2T 2017	2T 2018	2T 2017	2T 2018	2T 2017	2T 2018	2T 2017	2T 2018	2T 2017	2T 2018	2T 2017	2T 2018	2T 2017	2T 2018	2T 2017
Ventas Nacionales	5,494	3,390	6,992	5,291	2,882	2,545	(7,232)	(4,538)	8,136	6,688										
Ventas Exterior	6,912	5,121	1,939	1,342	-	-	-	-	8,851	6,463										
Ingresos por ventas	12,406	8,511	8,931	6,633	2,882	2,545	(7,232)	(4,538)	16,987	13,151										
Depreciación y Amortización	1,315	1,566	305	259	279	276	-	-	1,899	2,101										
Costos Variables	4,127	3,179	7,906	5,667	115	149	(6,329)	(3,763)	5,819	5,232										
Costos Fijos	2,102	1,818	466	425	369	356	(898)	(706)	2,039	1,893										
Costo de Ventas	7,544	6,563	8,677	6,351	763	781	(7,227)	(4,469)	9,757	9,226										
Utilidad Bruta	4,862	1,948	254	282	2,119	1,764	(5)	(69)	7,230	3,925										
Gastos Operativos	413	250	251	389	187	88	(5)	(70)	846	657										
Utilidad Operacional	4,449	1,698	3	(107)	1,932	1,676	-	1	6,384	3,268										
Ingresos (Gastos) Financieros	73	208	(649)	(225)	(44)	(120)	-	-	(620)	(137)										
Resultado de Participación en Compañías	71	35	9	7	16	(18)	-	-	96	24										
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	4,593	1,941	(637)	(325)	1,904	1,538	-	1	5,860	3,155										
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,592)	(938)	183	(91)	(685)	(643)	-	-	(2,094)	(1,672)										
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	3,001	1,003	(454)	(416)	1,219	895	-	1	3,766	1,483										
Interés no Controlante	30	-	-	1	(277)	(179)	-	-	(247)	(178)										
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	3,031	1,003	(454)	(415)	942	716	-	1	3,519	1,305										
EBITDA	5,949	3,377	403	292	2,257	1,961	-	2	8,609	5,632										
Margen Ebitda	48.0%	39.7%	4.5%	4.4%	78.3%	77.1%	0.0%	0.0%	50.7%	42.8%										



A. Exploración y Producción

Exploración

Tabla 12: Pozos Exploratorios perforados – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F
Compañía	1S 2018				
	Presencia de hidrocarburos	Suspendido	En Evaluación	T&A	Total
Ecopetrol S.A	2	-	3	-	5
Hocol S.A	-	-	-	-	-
ECAS	-	-	-	-	-
Ecopetrol America (EAI)	-	-	-	-	-
Total	2	-	3	-	5

Incluye pozos delimitadores

A finales de mayo se declaró la comercialidad del campo Infantas Oriente, ubicado en Barrancabermeja, mediante el cual se incorporaron, en un tiempo record, las reservas asociadas al descubrimiento Infantas Oriente-1, cuya evaluación se llevó a cabo a comienzos de este año. Así mismo, en el segundo trimestre de 2018 el pozo Bufalo-1 (EC operador: 51%, CPVEN E&P Corp: 49%) evidenció la presencia de gas seco y crudo liviano (30° a 35 °API).

En el segundo trimestre finalizó la perforación de tres pozos delimitadores (Parex operador: 50%, EC: 50%): i) Coyote-2 y Coyote-3, el primero en pruebas iniciales, mientras que el segundo está temporalmente suspendido a la espera de la finalización de las pruebas del pozo Coyote-2; y ii) Capachos Sur-2, el cual se encuentra temporalmente suspendido mientras se evalúan los posibles trabajos a implementar en el mismo.

Continuando con la campaña exploratoria 2018 en el *onshore* Colombiano, en junio inició la perforación de los siguientes pozos exploratorios, ubicados en la cuenca de los Llanos Orientales: i) Andina-1, operado por la compañía Parex (100%) en operación solo riesgo, con opción para Ecopetrol de entrar en caso de éxito al 50%/50%; y ii) Pulpo-1 (OXY operador: 70%, EC: 30%). Esperamos perforar en 2018 al menos 12 pozos exploratorios.

Con el objetivo de fortalecer la actividad exploratoria para alcanzar las metas estratégicas de crecimiento y sostenibilidad, Ecopetrol continúa preparándose para participar en la Ronda 5 de Brasil, mientras que en México se evalúan las áreas que se están licitando en las Rondas 3.2 en tierra firme y 3.4 en aguas profundas por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

ECP Brasil compró información sísmica 2D (874 Km) y 3D (4,283 Km²) para evaluar el Pre Sal en las cuencas Campos y Santos (Brasil). Por su parte, ECP México compró información sísmica 2D (60,075 Km) y el proyecto de interpretación estructural Gigante con el objetivo de evaluar la cuenca Salina de México.

El 18 de mayo Hocol finalizó la etapa de registro del programa sísmico SN15-17 (bloque SN 15), adquiriendo 337 Km de sísmica 2D.

El 13 de junio la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia (ANH) aprobó y publicó el nuevo modelo de contrato para exploración y explotación de petróleo y gas en Colombia en áreas costa afuera, el cual es un importante hito que permitirá a Ecopetrol pasar de contratos de evaluación técnica (TEA) a contratos de Exploración y Producción (E&P), adquirir nuevas oportunidades y desarrollar la estrategia exploratoria en el *offshore* Colombiano.



Tabla 13: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
#	Trimestre	Nombre	Bloque	Cuenca	Estado	Fecha TD
1	Primero	Bufalo-1	VMM-32	Valle Medio del Magdalena	Exitoso	3/01/2018
2	Primero	Jaspe-6D	Quifa	Llanos Orientales	Exitoso	30/01/2018
3	Segundo	Coyote-2	De Mares	Valle Medio del Magdalena	En evaluación	2/04/2018
4	Segundo	Capachos Sur-2	Capachos	Llanos Orientales	En evaluación	18/04/2018
5	Segundo	Coyote-3	De Mares	Valle Medio del Magdalena	En evaluación	6/05/2018

Producción

Tabla 14: Producción Bruta* - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
kbped	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Crudo	550.8	547.1	0.7%	542.0	545.1	(0.6%)
Gas natural	112.7	108.8	3.6%	110.5	110.2	0.3%
Total Ecopetrol S.A.	663.5	655.9	1.2%	652.5	655.3	(0.4%)
Crudo	19.6	22.2	(11.7%)	20.2	22.1	(8.6%)
Gas Natural	7.1	5.4	31.5%	7.1	5.1	39.2%
Total Hocol	26.7	27.6	(3.3%)	27.3	27.2	0.4%
Crudo	9.3	11.2	(17.0%)	9.2	11.4	(19.3%)
Gas Natural	5.1	4.6	10.9%	5.0	4.5	11.1%
Total Equion**	14.4	15.8	(8.9%)	14.2	15.9	(10.7%)
Crudo	3.9	3.9	0.0%	3.9	3.9	0.0%
Gas Natural	1.0	1.1	(9.1%)	1.0	1.0	0.0%
Total Savia**	4.9	5.0	(2.0%)	4.9	4.9	0.0%
Crudo	9.6	10.0	(4.0%)	10.3	9.3	10.8%
Gas Natural	1.8	2.2	(18.2%)	2.0	2.1	(4.8%)
Total Ecopetrol America	11.4	12.2	(6.6%)	12.3	11.4	7.9%
Crudo	593.2	594.4	(0.2%)	585.6	591.8	(1.0%)
Gas Natural	127.7	122.1	4.6%	125.6	122.9	2.2%
Total Grupo Empresarial	721	717	0.6%	711	715	(0.5%)

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

** Equión y Savia se incorporan a través del método de participación. - Nota: La producción de gas incluye productos blancos.

En el segundo trimestre de 2018 la producción promedio del Grupo Ecopetrol alcanzó 721 kbped, 2.8% más que en primer trimestre de 2018 y 0.6% por encima del mismo periodo en el año anterior. La producción se recuperó de las afectaciones del primer trimestre y estuvo en línea con la meta establecida para 2018 (715-725 kbped), gracias a los resultados de la campaña de perforación en los campos La Cira, Rubiales, Caño Sur, Dina, Quifa y Castilla.



La Empresa mantiene las medidas tomadas durante los primeros meses del año 2018, que incluyen: i) mayor trabajos a pozos y refuerzo en la actividad con taladros adicionales para el campo Castilla, ii) anticipar el proyecto de desarrollo del campo Apiay, previsto para 2019, iii) anticipar y acelerar el proyecto de inyección de agua a 40 acres en el campo Chichimene, y iv) incrementar la actividad de *workovers*, entre otras.

En el segundo trimestre de 2018 las compañías del Grupo Ecopetrol contribuyeron con 57 kbped, aportando el 8% del volumen total, con una disminución de 3.2 kbped (5.3%) frente al mismo trimestre del año anterior. El principal impacto se observa en Equion por la terminación del contrato Recetor, que pasó a la operación directa de Ecopetrol desde mayo de 2017, y en Ecopetrol América Inc (EAI) por mantenimientos programados en Gunflint y K2.

En el 2018 se ha incrementado la perforación de pozos. Además de las campañas ya mencionadas, se ha retomado la actividad en los campos Arrayan, Tibú, Yarigui, Akacias, Area Sur (Putumayo) y Chichimene. En junio de 2018 se contaba con 33 taladros, superando los 25 equipos que se tenían al cierre de 2017. Para el cierre del año está planeada la operación de 41 taladros simultáneamente, en soporte a las metas de producción del año. Ya en el mes de julio, la producción registró un promedio de 726 kbped.

Proyectos de aumento de Factor de Recobro:

El éxito del recobro secundario y terciario se refleja en la contribución de 148 kbped a la producción del primer semestre de 2018, proveniente de campos en los cuales el principal mecanismo de producción es secundario y terciario. A ello se suman 16 kbped más provenientes de los pilotos actualmente en ejecución.

Los pilotos de recobro han mostrado resultados positivos tanto en eficiencia de inyección y respuesta del yacimiento, como de incremento en el factor de recobro; actualmente se tienen 21 pilotos en operación, de los cuales 16 continúan en fase de expansión (de 42 pilotos que se han iniciado desde la creación del programa de recobro).

Se destaca la efectividad de los pilotos de inyección de agua (Castilla, Chichimene, Apiay y Suria), inyección de agua mejorada con polímeros (Chichimene, Casabe, La Cira, Infantas y Yarigui) e inyección de vapor en Teca, con los cuales se ha logrado incrementar la producción de crudo de manera significativa, con un menor volumen de inyección de agua y agua mejorada respecto del plan. Este resultado refleja la curva de aprendizaje que está teniendo la Compañía en el programa. Adicionalmente, se ha ratificado la posibilidad de incrementar el factor de recobro entre el 5% y el 11% aproximadamente para agua e inyección de polímeros y en un 20% para vapor.

Se continúa con los análisis de la expansión de la inyección de agua en Chichimene, Castilla, Apiay y Suria, así como la inyección de agua mejorada – CEOR en Casabe, y del piloto de inyección continua de vapor en el campo Teca.

Tabla 15: Pilotos de Recobro - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Tecnología	Pilotos	En evaluación	Viabilizan expansión	No viabilizan expansión
No Térmico				
Inyección de agua	19	9	8	2
Optimización inyección de agua	1	-	1	-
Inyección de agua mejorada	9	5	4	-
Inyección de gas	7	6	1	-
Térmico				
Inyección de vapor	4	-	2	2
Inyección de aire	2	1	-	1
TOTAL	42	21	16	5



Costos de levantamiento

Tabla 16: Costo de Levantamiento* - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H
USD/Bl	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %	% USD
Costo de levantamiento	8.47	7.31	15.9%	8.28	6.99	18.5%	16.0%
TRM	2,839.5	2,919.6	(2.7%)	2,849.1	2,921.0	(2.5%)	

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías

El incremento de 1.29 USD/bl observado en el costo de levantamiento entre el primer semestre de 2018 y el mismo período de 2017 se explica principalmente por:

Efecto Costo (+USD 1.15/bl):

- El incremento en consumo de energía (USD +0.36/bl) debido a: i) incremento en barriles de agua de producción, ii) aumento en número de pozos perforados, iii) mayor precio de combustibles líquidos (diésel y fuel oil) utilizados para la generación eléctrica en campos, y iv) crecimiento de 10% en el precio de la energía eléctrica no regulada.
- La mayor ejecución de costos en mantenimiento de subsuelo (USD +0.30/bl) debido al incremento en el número y la complejidad de intervenciones y servicios a pozo, lo cual ha permitido un buen desempeño de la curva básica de producción (+6.6 kbped por encima de lo esperado.)
- El mayor costo de mantenimiento (USD +0.21/bl), por aumento en número de equipos de superficie intervenidos, lo cual ha logrado mantener la confiabilidad operativa e integridad en las operaciones de producción.
- Mayores servicios contratados en línea con el incremento de actividad y otros (+USD 0.28/bl).

Efecto por tasa de cambio: menor tasa de cambio peso/dólar (USD +0.20/bl) al re-exresar los costos en pesos a dólares

Efecto volumen: menor costo por incremento de la producción (-USD 0.06/bl).

Desde el inicio del programa de transformación en el 2015, Ecopetrol ha implementado acciones encaminadas al mejoramiento de su estructura de costos. En el caso del costo de levantamiento, éstas se han enfocado en:

- Llevar a niveles de clase mundial el índice de fallas y tiempo de intervención de nuestros principales sistemas de levantamiento artificial.
- Asegurar las frecuencias y las estrategias de mantenimiento de las instalaciones de superficie.
- Optimizar el tratamiento de cada barril de fluidos.
- Optimizar el costo de nuestra matriz energética y la eficiencia en el consumo eléctrico.

Por tanto, el impacto que hemos experimentado en términos del costo de levantamiento está asociado primordialmente al incremento en los niveles de operación.

Costo de dilución

Tabla 17: Costo de Dilución* - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
USD/Bl	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Costo de dilución	5.30	3.60	47.2%	4.77	3.80	25.5%

* Calculado con base en barriles vendidos



El incremento del costo de dilución es resultado del mayor precio de compra de la nafta, en línea con la recuperación del precio internacional de los crudos WTI y Brent, compensado parcialmente con menores volúmenes consumidos gracias a la estrategia de dilución. Esta estrategia nos ha permitido pasar de un factor de dilución de 15.77% en junio de 2017 a 14.75% en el segundo trimestre de 2018. Si se elimina el efecto del incremento del precio de la nafta en lo corrido del año, el costo de dilución en el primer semestre de 2018 sería de USD 3.17/bl, es decir USD 0.63/bl menos que el primer semestre de 2017, esto gracias al éxito de las estrategias de dilución implementadas.

Resultados financieros del segmento de Exploración y Producción

Tabla 18: Estado de Ganancias o Pérdidas – Exploración y Producción

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	ZT 2018	ZT 2017	Cambio \$	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	5,494	3,390	2,104	62.1%	9,962	6,476	3,486	53.8%
Ventas al Exterior	6,912	5,121	1,791	35.0%	12,408	10,133	2,275	22.5%
Ingresos por ventas	12,406	8,511	3,895	45.8%	22,370	16,609	5,761	34.7%
Depreciación y Amortización	1,315	1,566	(251)	(16.0%)	2,510	3,053	(543)	(17.8%)
Costos Variables	4,127	3,179	948	29.8%	7,525	6,069	1,456	24.0%
Costos Fijos	2,102	1,818	284	15.6%	4,121	3,453	668	19.3%
Costo de Ventas	7,544	6,563	981	14.9%	14,156	12,575	1,581	12.6%
Utilidad Bruta	4,862	1,948	2,914	149.6%	8,214	4,034	4,180	103.6%
Gastos Operativos	413	250	163	65.2%	762	736	26	3.5%
Utilidad Operacional	4,449	1,698	2,751	162.0%	7,452	3,298	4,154	126.0%
Ingresos (Gastos) Financieros	73	208	(135)	(64.9%)	(518)	(523)	5	(1.0%)
Resultado de Participación en Compañías	71	35	36	102.9%	165	62	103	166.1%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	4,593	1,941	2,652	136.6%	7,099	2,837	4,262	150.2%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,592)	(938)	(654)	69.7%	(2,558)	(1,406)	(1,152)	81.9%
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	3,001	1,003	1,998	199.2%	4,541	1,431	3,110	217.3%
Interés no Controlante	30	-	30	0.0%	30	-	30	0.0%
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	3,031	1,003	2,028	202.2%	4,571	1,431	3,140	219.4%
EBITDA	5,949	3,377	2,572	76.2%	10,267	6,699	3,568	53.3%
Margen Ebitda	48.0%	39.7%	8.3%		45.9%	40.3%	5.6%	

Los ingresos del segundo trimestre de 2018 aumentaron frente al mismo período del año anterior principalmente por el incremento en la canasta de precios de crudo y una mayor producción.

El costo de ventas del segmento aumentó frente al segundo trimestre del año anterior, como resultado de:

- Mayores costos de compra de crudo e importación de nafta, en línea con el comportamiento de los precios internacionales.
- Incremento en costo de mantenimiento de subsuelo por mayores intervenciones en pozo, principalmente en Orinoquía y Rubiales, e incremento en los servicios profesionales contratados para la atención de los mantenimientos.
- Mayor compra en materiales químicos debido a las mayores producciones.
- Incremento en el costo de energía por aumento de tarifa y por mayor consumo debido a la entrada de nuevos pozos productores e inyectoros.
- Mayores costos de transporte dada la ampliación de capacidad en Ocesa (proyecto P135) desde el segundo semestre del año anterior y un mayor valor de las tarifas en el oleoducto El Morro – Araguaey, que están indexadas al Brent.

Las depreciaciones y amortizaciones disminuyeron frente al segundo trimestre del año anterior, principalmente por el efecto combinado de: i) mayor incorporación de reservas en 2017 versus 2016, ii) optimización en la metodología de depreciación de los campos de Ecopetrol América, compensado parcialmente con iii) una mayor depreciación por incremento en la participación en el campo K2.

Los gastos operacionales presentan un aumento principalmente por: i) mayor actividad sísmica en las filiales Hocol, ECP Brasil y ECP México, y ii) un menor ingreso en el segundo trimestre de 2018 debido a la utilidad en la venta de activos menores correspondientes a la Ronda Campos, que se reportó en el segundo trimestre de 2017.



El Ebitda del segmento demuestra una sólida recuperación en el segundo trimestre de 2018, superando en COP 2.57 billones al presentado en el mismo trimestre del año anterior, con un margen Ebitda de 48%.

El resultado financiero neto (no operacional) del segundo trimestre de 2018 es un menor ingreso frente al segundo trimestre de 2017, como resultado de: i) ahorro en el costo financiero, asociado principalmente a los prepagos de créditos internacionales realizados, compensado con ii) un ingreso financiero registrado por única vez en el segundo trimestre de 2017 por el cambio de estimación del costo amortizado en los créditos de tasa variable.

B. Transporte

La estrategia de reversión implementada desde 2017 en el Oleoducto Bicentenario permitió reducir el impacto generado por los ataques y las válvulas ilícitas que afectan al Oleoducto Caño Limón – Coveñas, evitando que se generara producción diferida en sus campos de influencia. Durante el primer semestre de 2018 se realizaron 30 ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario.

A	B	C	D	E	F	G
kbd	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Crudos	842.4	826.2	2.0%	819.1	815.8	0.4%
Refinados	272.7	273.4	(0.2%)	272.6	269.6	1.1%
Total	1,115.1	1,099.6	1.4%	1,091.7	1,085.4	0.6%

El volumen de crudo transportado en el segundo trimestre de 2018 aumentó 2.0% comparado con el mismo periodo del año pasado, debido a una solicitud – excepcional – para la evacuación de aproximadamente 658 mil barriles de crudo Castilla Norte desde Galán hasta Coveñas, y por la mejora en la operación de reversión, que permite la entrega de crudo Caño Limón en la refinera de Barrancabermeja.

Durante el segundo trimestre, la red de oleoductos continuó presentando afectaciones originadas por terceros, especialmente en el sistema Caño Limón-Coveñas; sin embargo, la operación contingente del oleoducto Bicentenario permitió atenuar estos impactos, transportando en promedio 46 kbd con destino al puerto de Coveñas y a la refinera de Barrancabermeja. Aproximadamente el 70% del volumen de crudo transportado por el sistema de oleoductos fue propiedad del Grupo Empresarial Ecopetrol.

El volumen transportado de refinados se redujo ligeramente entre el segundo trimestre de 2018 y el mismo periodo de 2017, como resultado de las actividades de mantenimiento programadas en la planta Galán y en la línea Sebastopol-Medellín. Aproximadamente, el 32% del volumen de refinados transportado en el sistema de poliductos correspondió a productos del Grupo Empresarial Ecopetrol.

A	B	C	D	E	F	G	H	I
USD/bi	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %	Explicación 1S 2018	% USD
Costo Operacional de Transporte	3.11	3.12	(0.1%)	3.13	3.26	(3.9%)	<ul style="list-style-type: none"> Volumen (-USD 0.02 /bi): Incremento en volumen transportado de crudo apalancado en reversión de BIC Costo (-USD 0.19 /bi): Menor costo de operación y mantenimiento, menor gasto por terminación del impuesto a la riqueza 	5.0%
TRM	2,839.5	2,919.6	(2.7%)	2,849.1	2,921.0	(2.5%)	TRM (+USD 0.08 /bi): Menor TRM COP/USD	(-71.9)

² La información de transporte de crudo aquí reportada para el 2T de 2017 refleja una actualización del balance volumétrico del oleoducto Caño Limón –Coveñas en ese período por la entrada en operación de la reversión en el oleoducto Bicentenario.



Resultados financieros del segmento de Transporte

Tabla 21: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	ZT 2018	ZT 2017	Cambio \$	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio \$	Cambio %	
Ingresos por ventas	2,882	2,545	337	13.2%	5,611	5,042	569	11.3%	
Depreciación y Amortización	279	276	3	1.1%	558	547	11	2.0%	
Costos Variables	115	149	(34)	(22.8%)	283	264	19	7.2%	
Costos Fijos	369	356	13	3.7%	678	762	(84)	(11.0%)	
Costo de Ventas	763	781	(18)	(2.3%)	1,519	1,573	(54)	(3.4%)	
Utilidad Bruta	2,119	1,764	355	20.1%	4,092	3,469	623	18.0%	
Gastos Operativos	187	88	99	112.5%	261	224	37	16.5%	
Utilidad Operacional	1,932	1,676	256	15.3%	3,831	3,245	586	18.1%	
Ingresos (Gastos) Financieros	(44)	(120)	76	(63.3%)	(316)	(168)	(148)	88.1%	
Resultado de Participación en Compañías	16	(18)	34	(188.9%)	1	(18)	19	(105.6%)	
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	1,904	1,538	366	23.8%	3,516	3,059	457	14.9%	
Provisión Impuesto a las Ganancias	(685)	(643)	(42)	6.5%	(1,323)	(1,303)	(20)	1.5%	
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	1,219	895	324	36.2%	2,193	1,756	437	24.9%	
Interés no Controlante	(277)	(179)	(98)	54.7%	(480)	(366)	(114)	31.1%	
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	942	716	226	31.6%	1,713	1,390	323	23.2%	
EBITDA	2,257	1,961	296	15.1%	4,447	3,896	551	14.1%	
Margen Ebitda	78.3%	77.1%	1.3%		79.3%	77.3%	2.0%		

Los ingresos del segundo trimestre de 2018 aumentaron 13.2% con relación al mismo periodo de 2017 debido principalmente a: i) el transporte de volúmenes en reversión por el Oleoducto Bicentenario que, en conjunto con el sistema Araguaneý-Monterrey y Ocesa, permitieron la evacuación de crudos durante la indisponibilidad del sistema Caño Limón Coveñas, y ii) la entrada en operación del sistema San Fernando – Apiay en enero de 2018. Es de resaltar el aumento en los ingresos pese a la menor tasa de cambio promedio durante el segundo trimestre de 2018.

El costo de ventas total del segundo trimestre de 2018 estuvo en línea con el mismo periodo del año anterior, presentando una leve disminución del 2.3%, principalmente por la postergación de actividades de mantenimiento para la segunda mitad del año.

Los gastos netos de operación del segundo trimestre de 2018 se incrementaron frente al mismo periodo del año anterior debido al movimiento de provisiones por litigios por parte de Ocesa, al igual que por efecto de un ingreso por reversión de provisiones en Cenit durante el segundo trimestre de 2017.

Durante el segundo trimestre se presenta un ingreso por diferencia en cambio por el efecto de la devaluación del peso frente al dólar en el trimestre sobre la posición neta activa en dólares del segmento.

En el segundo trimestre de 2018, el segmento alcanzó un Ebitda de COP 2.3 billones, superando el resultado del mismo periodo de 2017 en cerca de COP 0.3 billones, con un margen Ebitda de 78%. En el acumulado del año 2018, el EBITDA llegó a COP 4.4 billones, superando el resultado del mismo periodo de 2017 en COP 0.6 billones.

Situación con los Remitentes de los sistemas Caño Limón Coveñas y Bicentenario

Durante el mes de julio de 2018, remitentes que no hacen parte del Grupo Ecopetrol enviaron comunicaciones a Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. donde manifiestan dar por terminado de forma anticipada los Contratos de Transporte *Ship or Pay* celebrados en el año 2012. Conforme a lo anterior, esos remitentes han dejado de cumplir sus obligaciones bajo dichos contratos. Oleoducto Bicentenario de Colombia ha rechazado los términos de las comunicaciones señalando que no hay lugar a una terminación anticipada y ha reiterado a los remitentes que los Contratos de Transporte se encuentran vigentes. Oleoducto Bicentenario de Colombia ejercerá sus derechos en los términos de los Contratos de Transporte para garantizar su cumplimiento y reclamar cualquier compensación, indemnización o restitución derivada de la alegada terminación anticipada de dichos contratos.



A su vez, durante el mes de julio Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. también recibió, de parte de remitentes que no hace parte del Grupo Ecopetrol, notificación de terminación de los contratos de transporte de crudo celebrados respecto del oleoducto Caño Limón – Coveñas (de propiedad de Cenit). Cenit no está de acuerdo con las circunstancias alegadas por los remitentes en sus respectivas notificaciones de terminación de los contratos de transporte de crudo, por lo cual considera que los mismos continúan vigentes y evaluará las acciones necesarias para salvaguardar los derechos de la compañía.

C. Refinación

Refinería de Cartagena

Tabla 22: Carga, Factor de utilización, Producción y Margen – Refinería de Cartagena

A	B	C	D	E	F	G
	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Carga* (kbpd)	153.0	136.2	12.3%	148.7	129.6	14.7%
Factor de Utilización (%)	91.2	72.9	25.1%	87.8	70.8	24.0%
Producción Refinados (kbped)	147.1	132.5	11.0%	143.7	126.1	14.0%
Margen Bruto (USD/Bl)	11.1	7.7	44.2%	11.3	7.3	54.8%

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

La Refinería de Cartagena continuó demostrando la consolidación y optimización de su operación. La carga promedio llegó a 153 kbd en el segundo trimestre de 2018, superando la carga promedio del segundo trimestre de 2017 (136.2 kbd). La composición de la carga fue del 79% en crudo nacional y 21% en crudo importado, frente a un 42% de crudo nacional y 58% importado en el segundo trimestre de 2017, lo que contribuyó a la reducción del costo de ventas para el Grupo Empresarial. En el mes de junio se logró un récord en el uso de crudos locales, con un 83% de la dieta.

En términos del margen bruto de refinación, en el segundo trimestre se observó un promedio de USD 11.1/bl, lo que representa un incremento del 44% respecto al mismo período del año anterior (USD 7.7/bl). Este resultado refleja la operación estable de la refinería, la cual lleva 10 meses consecutivos (desde septiembre de 2017) con margen bruto de 2 dígitos.

Refinería de Barrancabermeja

Tabla 23: Carga, Factor de utilización, Producción y Margen – Refinería Barrancabermeja

A	B	C	D	E	F	G
	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Carga* (kbpd)	221.1	202.7	9.1%	218.0	208.6	4.5%
Factor de Utilización (%)	85.8	70.3	22.0%	84.7	74.2	14.2%
Producción Refinados (kbped)	224.0	204.3	9.6%	220.3	210.3	4.8%
Margen Bruto (USD/Bl)	10.5	13.1	(19.8%)	11.2	13.9	(19.4%)

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

La carga y la producción se incrementaron en más de un 9% en el segundo trimestre de 2018 frente al mismo trimestre de 2017, como resultado de la implementación de iniciativas de segregación de crudos livianos e intermedios, que aumentaron la disponibilidad de los mismos. Se observa una disminución en el margen de refinación de la refinería de Barrancabermeja de 19.8%, explicado principalmente por: i) el incremento del diferencial de precio de la canasta de crudos versus Brent que explica un -4% del cambio, acompañado de ii) una disminución del diferencial de productos principalmente fuel oil y gasolina, correspondiente al -15% restante, con un efecto neto de -19%, en línea con el comportamiento de los mercados internacionales.



Tabla 24: Costo de Caja de refinación³ - Grupo Empresarial Ecopetrol*

A	B	C	D	E	F	G	H	I
USD/bi	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %	Explicación 1S 2018	% USD
Costo de caja refinación	5.09	5.18	1.7%	4.86	5.04	(3.4%)	<ul style="list-style-type: none"> Volumen (-USD 0.38 /bi): Mayores cargas, operación estable. Costo (+USD 0.09 /bi): Mayor costo en servicios industriales por tarifa gas. 	10.1%
TRM	2,839.5	2,919.6	2.7%	2,849.1	2,921.0	(2.4%)	<ul style="list-style-type: none"> TRM (+USD 0.12 /bi): Menor TRM de (-71.9 COP/USD). 	

* Incluye refinерías de Barrancabermeja y Cartagena

Resultados financieros del segmento de Refinación

Tabla 25: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	2T 2018	2T 2017	Cambio \$	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio \$	Cambio %
Ingresos por ventas	8,931	6,633	2,298	34.6%	17,006	13,620	3,386	24.9%
Depreciación y Amortización	305	259	46	17.8%	602	523	79	15.1%
Costos Variables	7,906	5,667	2,239	39.5%	14,770	11,516	3,254	28.3%
Costos Fijos	466	425	41	9.6%	904	807	97	12.0%
Costo de Ventas	8,677	6,351	2,326	36.6%	16,276	12,846	3,430	26.7%
Utilidad Bruta	254	282	(28)	(9.9%)	730	774	(44)	(5.7%)
Gastos Operativos	251	389	(138)	(35.5%)	449	751	(302)	(40.2%)
Utilidad Operacional	3	(107)	110	(102.8%)	281	23	258	>500%
Ingresos (Gastos) Financieros	(649)	(225)	(424)	188.4%	(355)	(465)	110	(23.7%)
Resultado de Participación en Compañías	9	7	2	28.6%	16	11	5	45.5%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	(637)	(325)	(312)	96.0%	(58)	(431)	373	(86.5%)
Provisión Impuesto a las Ganancias	183	(91)	274	(301.1%)	(92)	(201)	109	(54.2%)
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	(454)	(416)	(38)	9.1%	(150)	(632)	482	(76.3%)
Interés no Controlante	-	1	(1)	(100.0%)	-	1	(1)	(100.0%)
Pérdida Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	(454)	(415)	(39)	9.4%	(150)	(631)	481	(76.2%)
EBITDA	403	292	111	38.0%	1,045	849	196	23.1%
Margen Ebitda	4.5%	4.4%	0.1%		6.1%	6.2%	(0.1%)	

Los ingresos del segundo trimestre de 2018 presentan un incremento del 35% con respecto al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por mejores precios de venta de productos, en línea con el comportamiento de los precios internacionales y mayores rendimientos de productos valiosos (diésel y gasolinas) en las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena.

El costo de ventas presentó un incremento del 37% en el segundo trimestre, explicado principalmente por: i) mayor carga en ambas Refinerías lo que permitió un mayor volumen de ventas, ii) aumento en el precio de la canasta de crudos en las dos refinерías, y iii) mayor costo de la materia prima de Esenttia.

Los gastos operativos disminuyeron 36% principalmente por la finalización del periodo de estabilización de la Refinería de Cartagena y la disminución de los gastos de cierre de proyecto, en adición al menor gasto de transporte (muelle y fletes) asociado a las menores importaciones de crudo.

Se mantiene para este trimestre el buen desempeño operativo de las refinерías reflejado en el aumento del 48% en el Ebitda del segmento frente al segundo trimestre del año anterior.

³ El indicador de costo de caja mostrado en este reporte para el 2T 2017 difiere del reportado en el reporte de 2T 2017, porque para efectos comparativos se recalculó el costo de caja de refinación de 2T 2017 para incluir los costos de la Refinería de Cartagena.



El resultado financiero (no operacional) del segundo trimestre de 2018 presenta un mayor gasto frente al gasto del mismo periodo del año anterior, debido a i) el efecto de la devaluación presentada en la tasa de cierre trimestral del peso frente al dólar y la posición neta pasiva del segmento y ii) un mayor gasto financiero producto de la actualización financiera de los pasivos.

El segmento presenta una pérdida neta en el segundo trimestre de 2018 superior en un 9% frente a la pérdida del mismo periodo de 2017, explicado principalmente por mayor costo de ventas y el mayor gasto financiero.

Calidad de Combustibles

Ecopetrol oficializó a Transmilenio S.A. su compromiso para suministrar gas natural y diésel B2 con un máximo contenido de azufre de 10 partes por millón (ppm) para la renovación de la flota de las Fases I y II de Transmilenio, permitiendo la entrada de tecnologías Euro VI.

También se ha logrado mantener los ajustes operativos y logísticos para que las entregas de diésel a Medellín y su área metropolitana se hayan mantenido por debajo de 25 ppm de azufre.

8. Resultado de Iniciativas de Eficiencia

En 2018 se continúa con la estrategia de eficiencias en el Grupo Empresarial, cuyos principales focos son: i) optimización del CAPEX de desarrollo (perforación y completamiento + construcción de facilidades) y de exploración, ii) incremento de ingresos y márgenes en Ecopetrol, iii) eficiencias en las filiales del Grupo Empresarial, y iv) estrategias que impactarán positivamente el estado de resultados de Ecopetrol S.A., entre las cuales se encuentran las estrategias de mantenimiento de subsuelo y superficie, eficiencia energética y planeamiento eléctrico, dilución, servicios de soporte y tratamiento de fluidos.

En el segundo trimestre del año se incorporaron eficiencias por COP 429 mil millones, las cuales superaron en COP 63 mil millones (+17%) aquellas reportadas en el segundo trimestre del 2017. De esta manera, las eficiencias acumuladas al primer semestre del 2018 ascienden a COP 892 mil millones, superiores en un 73% a las reportadas en el mismo período del 2017 (COP 516 mil millones), explicándose como sigue:

Tabla 26: Principales iniciativas de ahorro estructural en 1S 2018

Miles de millones (COP)	A	B	C
		1S 2018	1S 2017
Reducción de producciones diferidas por aspectos operativos		257.9	-
Optimización de los costos de Perforación y Construcción de Facilidades		249.3	40.5
Mejora en ingresos de las refinerías		182.7	155.0
Estrategia de energía - Ventas de excedentes + Optimización de costos		44.5	18.7
Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados		25.6	104.8
Mejora en la gestión comercial		47.2	44.2
Optimización de costos operativos		24.0	52.8
Reducción de costos de O&M de las empresas del Midstream		29.3	36.0
Optimización del costo de caja de refinación		16.2	5.5
Ahorro en áreas de soporte, logística y otras		14.8	58.5
TOTAL		891.5	516.0

9. Inversiones

La inversión del Grupo Empresarial en el primer semestre del año cerró en USD 1,009.4 millones, con un crecimiento del 15% frente al mismo período del 2017. Esta inversión se ha concentrado principalmente en el desarrollo de proyectos clave en el segmento de Exploración y Producción donde se observa un 23% de



incremento en actividad frente al 2017. De este monto, el 78% corresponde a ejecución de Ecopetrol S.A. y el 22% corresponde a filiales y subsidiarias, distribuidas por segmento así:

Tabla 27: Inversiones realizadas por segmento - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
1S 2018 (Millones USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Part.
Producción	717.2	95.6	812.8	80.5%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	38.8	24.3	63.1	6.3%
Exploración	17.5	46.1	63.6	6.3%
Transporte	0.7	59.7	60.4	6.0%
Corporativo	9.5	0.0	9.5	0.9%
Total	783.7	225.7	1,009.4	100%

Producción: (80.5%) La campaña de perforación de Ecopetrol S.A. se concentró en las Etapas 1 y 2 del campo Castilla con 27 pozos perforados, y en los Módulos B2 y B3 del campo Rubiales con 54 pozos perforados. También se presentan avances en el proyecto de perforación del campo La Cira Infantas. En las filiales se desarrollaron actividades de perforación de Ecopetrol America Inc en K2, y en Espinal y Guarrojo por parte de Hocol.

Es importante anotar que en el transcurso del primer semestre fue aprobado el inicio de la fase de ejecución de importantes proyectos de desarrollo, claves para el crecimiento rentable y el logro de las metas de producción y reservas, en activos como Akacías, Cravo Norte, Quifa, Infantas Oriente, Palagua, Rubiales, Chichimene y Yariguí, con inversiones por USD 330 millones en 2018 y la perforación de más de 100 pozos.

Entre éstos se destaca el inicio de ejecución del módulo incremental que permite reactivar el desarrollo del Campo Akacías, quinto activo con mayor petróleo original en el país, y en el cual no se desarrollaban proyectos de inversión desde el 2014.

Por otro parte, al cierre de junio se invirtieron cerca de USD 30 millones en pilotos y estudios de recobro mejorado que soportan la sostenibilidad en la producción de activos estratégicos como Castilla y Chichimene. En este último campo se inició la fase de expansión de inyección de agua, en línea con el plan de desarrollo del activo.

Exploración: (6.3%) Durante el semestre la inversión se concentró principalmente en la compra de sísmica 2D (60,949 km) y 3D (4,283 km²) en México y Brasil. También se adquirieron 337 km de sísmica 2D ejecutada por Hocol. Se adelantaron actividades de viabilidad en los bloques Recetor, CPO-8, VMM-6 y PUT-13, ejecutadas por Ecopetrol S.A. Adicionalmente, se llevó a cabo el completamiento y pruebas en los pozos Lorito-1, Búfalo-1 y Coyote-1, así como la recuperación ambiental en los bloques Caño Sur y CPO-10. Se destacan las inversiones en obras civiles y actividades pre-perforación de los pozos a perforar por Hocol: Arrecife-1, Payero-E1ST, Venganza 45H y Jicaró-1.

Refinación, Petroquímica y Biocombustibles: (6.3%) Se ejecutaron actividades de mantenimiento mayor y continuidad operativa de la unidad cracking UOP II de la refinería de Barrancabermeja, como también de equipos de compresores, turbinas de vapor/gas y tanques en la refinería de Cartagena.

Transporte: (6.0%) Avance en actividades de continuidad operativa en los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos de Cenit y avances en el sistema de integridad de la Variante Poblano. En Orensa, reposición de equipos de bombeo de la estación El Porvenir.



En línea con lo anterior, la inversión estimada del Grupo Ecopetrol para el 2018 estaría en un rango de USD 3,000 millones y USD 3,500 millones, lo que representa un incremento entre el 36% y 59% frente a lo invertido en 2017. La disminución en el nivel de inversión frente al estimado inicial obedece a tres factores, principalmente.

- Aproximadamente 260 millones de dólares en eficiencias gracias a la gestión controlada de riesgos en los proyectos y menores costos de perforación y facilidades, las cuales están alineadas con la estricta disciplina de capital.
- Desplazamiento de algunas actividades al 2019 por valor de 240 millones de dólares, entre las que se destacan pozos exploratorios de estudio (para permitir un mayor tiempo de maduración de los proyectos exploratorios) y la priorización de actividades como exploración “Near Field” que adicionen recursos en el corto plazo. Adicionalmente se reprogramaron algunos mantenimientos con base en el resultado de inspecciones preventivas llevadas a cabo este año, sin afectar la integridad y confiabilidad de las operaciones.
- Finalmente, el nuevo rango esperado de inversión contempla el potencial impacto de algunas situaciones de entorno como las ocurridas en Castilla y Chichimene en el primer trimestre del año, y la suspensión temporal de licencias por parte de la ANLA para nueva actividad en el área de La Lizama como resultado de la contingencia ambiental en el pozo Lisama 158.

II. Consolidación Organizacional y Responsabilidad Social (Ecopetrol S.A.)

1. Consolidación Organizacional

Tabla 28: Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

A	B		C		D		E	
	Indicadores HSE*	2T 2018	2T 2017	1S 2018	1S 2017			
Índice de Frecuencia de Total de Casos Registrables (No. Casos Registrables / millón de horas hombre)		0.57	0.74	0.59	0.67			
Incidentes ambientales		3	4	6	8			

*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.

** A partir de 2018 se reportan los resultados del Grupo Empresarial Ecopetrol.

Los incidentes ambientales son aquellos derrames de hidrocarburos superiores a 1 barril, con afectación ambiental

2. Responsabilidad Corporativa

Inversión social

En el primer semestre de 2018 se invirtieron recursos para proyectos de inversión social por un valor de COP 17,998 millones, distribuidos en los siguientes programas: i) infraestructura (COP 5,406 millones), ii) reducción de brechas en educación (COP 3,445 millones), iii) fortalecimiento institucional (COP 3,027 millones), iv) conservación, restauración y aprovechamiento sostenible de ecosistemas estratégicos (COP 1,862 millones), v) proyectos productivos sostenibles (COP 1,752 millones), vi) cultura y recreación (COP 1,500 millones, y vii) otros (COP 1,006 millones).



Plan de Inversión Social Zona La Lizama

Ecopetrol puso en marcha un plan integral de inversión social que beneficia a las comunidades de los corregimientos de El Pedral, La Lizama, La Fortuna y Meseta San Rafael.

Con el apoyo de entidades como el Programa de Desarrollo y Paz del Magdalena Medio se realiza un plan de priorización, formulación y gestión de proyectos de interés comunitario, y se avanza en una iniciativa que busca la rehabilitación ecológica de corredores fluviales, la generación de un modelo productivo acuícola y forestal en la parte baja del río Sogamoso y la conservación de especies base de la pesca artesanal.

Con el apoyo del Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt, se adelanta una alianza técnico-científica para garantizar una óptima calidad del medio ambiente de las zonas afectadas por el incidente en el pozo Lisama 158. Esta alianza permitirá completar la recuperación del área afectada en los aspectos hídricos, de suelos y de biodiversidad terrestre, así como reforzar la protección de la fauna y de la flora.

Obras por impuestos y Certificado de Reembolso Tributario (CERT)

Mediante el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016, el Gobierno Nacional creó el mecanismo de Obras por Impuesto (Oxi) con el cual los contribuyentes del impuesto sobre la renta podrán efectuar el pago hasta del 50% del impuesto a cargo, mediante la destinación de dicho valor a la inversión directa en la ejecución de proyectos viabilizados y prioritarios en diferentes municipios. La obligación tributaria, correspondiente al monto adjudicado para Oxi, se extinguirá en la medida que Ecopetrol vaya entregando los proyectos con el cumplimiento de los requisitos exigidos en la ley.

La Compañía decidió acogerse a este mecanismo y destinará parte del impuesto sobre la renta y complementarios liquidado en el año gravable 2017 para la ejecución de cinco proyectos de infraestructura vial y dos de dotaciones escolares adjudicados por Agencia para la Renovación del Territorio (ART), cuya inversión asciende a COP 94,185 millones.

Ecopetrol es la Compañía del país que más recursos dispondrá para la realización de proyectos de desarrollo en los municipios más afectados por el conflicto armado.

Por otra parte, el artículo 365 de la Ley 1819 de 2016 creó un incentivo al incremento de las inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos, denominado Certificado de Reembolso Tributario – CERT.

Este incentivo pretende impulsar las inversiones destinadas al descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos, la adición de reservas probadas o la incorporación de nuevas reservas recuperables, mediante actividades de exploración o dirigidas al aumento del factor de recobro en proyectos de cuencas en tierra firme. Ecopetrol S.A. identificó los principales campos comerciales para postular y obtener el máximo porcentaje de CERT cumpliendo con el lleno de las exigencias impuestas por el Ministerio de Minas y Energía, y ha sido beneficiada con el incentivo.

El CERT puede ser utilizado para el pago de impuestos de carácter nacional, libremente negociable en el mercado de valores secundario, divisible y redimible a partir del segundo año después de otorgado.

Convención Colectiva de Trabajo

El día 28 de junio Ecopetrol S.A. radicó la denuncia de la convención colectiva de trabajo vigente ante el Ministerio del Trabajo. Lo anterior, teniendo en cuenta que el 30 de junio de 2018 vencía dicha convención, la cual fue suscrita en 2014 para un período de cuatro (4) años. La denuncia presentada tiene como objetivo actualizar el contenido de algunos de los artículos de la convención en sintonía con la transformación y el crecimiento de la Empresa.

Ecopetrol y las organizaciones sindicales deberán negociar una nueva convención. El proceso contempla una primera etapa de arreglo directo, que dará inicio el 14 de agosto. A partir de esa fecha y, según lo



establecido en la ley, las partes tienen un plazo de 20 días calendario para llegar a un acuerdo. Esta etapa se puede prorrogar hasta por otros 20 días. Si no se llega a un acuerdo en este período, se solicitará al Ministerio del Trabajo la convocatoria de un Tribunal de Arbitramento Obligatorio que dirima el conflicto colectivo, teniendo en cuenta que la Empresa tiene a su cargo la prestación de un servicio público esencial.

III. Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del segundo trimestre del año 2018:

Español

Agosto 15, 2018
8:00 a.m. Bogotá
9:00 a.m. Nueva York

Inglés

Agosto 15, 2018
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:

<http://event.onlineseminarsolutions.com/wcc/r/1806327-1/E934C8DEA7B6C6E444887579EE01B359>
(Español)

<http://event.onlineseminarsolutions.com/wcc/r/1806354-1/B163754F8BF385987B8E2BFC078C5A8F>
(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.

Las cifras en Excel estarán disponibles en el siguiente link:

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.

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: Producción Bruta por Región – Participación neta Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
La Cira-Infantas	28.3	20.9	35.4%	27.8	21.7	28.1%
Casabe	13.7	16.3	(16.0%)	13.8	16.4	(15.9%)
Yarigui	13.8	15.4	(10.4%)	14.0	15.6	(10.3%)
Otros	28.3	30.7	(7.8%)	28.4	30.9	(8.1%)
Total Región Central	84.1	83.3	1.0%	84.0	84.6	(0.7%)
Castilla	112.9	115.4	(2.2%)	111.0	114.6	(3.1%)
Chichimene	71.3	72.4	(1.5%)	67.7	70.7	(4.2%)
Cupiagua	41.8	35.3	18.4%	37.5	38.2	(1.8%)
Cusiana	38.9	36.1	7.8%	39.8	35.6	11.8%
Otros	16.0	19.6	(18.4%)	16.4	18.5	(11.4%)
Total Región Orinoquía	280.9	278.8	0.8%	272.4	277.6	(1.9%)
Area Huila	3.6	3.2	12.5%	3.4	3.2	6.3%
Area San Francisco	6.0	6.3	(4.8%)	6.1	6.4	(4.7%)
Area Tello	3.5	4.2	(16.7%)	3.7	4.3	(14.0%)
Otros	11.8	11.9	(0.8%)	11.9	12.4	(4.0%)
Total Región Sur	24.9	25.6	(2.7%)	25.1	26.3	(4.6%)
Rubiales	118.6	115.0	3.1%	116.5	116.8	(0.3%)
Caño Sur	3.3	1.3	153.8%	3.0	1.3	130.8%
Total Región Oriente	121.9	116.3	4.8%	119.5	118.1	1.2%
Guajira	24.2	27.5	(12.0%)	24.5	27.1	(9.6%)
Caño Limón	24.6	25.1	(2.0%)	24.6	21.5	14.4%
Piedemonte	34.1	29.3	16.4%	33.9	29.0	16.9%
Quifa	20.4	19.1	6.8%	20.2	19.2	5.2%
Nare	12.3	13.4	(8.2%)	12.5	13.8	(9.4%)
Otros	36.1	37.5	(3.7%)	35.8	38.1	(6.0%)
Total Activos con Socios	151.7	151.9	(0.1%)	151.5	148.7	1.9%
Total Ecopetrol S.A.	663.5	655.9	1.2%	652.5	655.3	(0.4%)
Operación Directa	513.9	506.5	1.5%	503.1	509.4	(1.2%)
Operación Asociada	149.6	149.3	0.2%	149.4	145.9	2.4%
Ocelote (**)	11.7	13.9	(15.8%)	12.1	14.1	(14.2%)
Otros	14.9	13.7	8.8%	15.3	13.1	16.8%
Total Hocol	26.6	27.6	(3.6%)	27.4	27.2	0.7%
Piedemonte	14.1	14.9	(5.4%)	13.9	14.7	(5.4%)
Tauramena/Rio Chitamena	0.3	0.2	50.0%	0.3	0.2	50.0%
Otros	0.0	0.7	(100.0%)	0.0	1.0	(100.0%)
Total Equión*	14.4	15.8	(8.9%)	14.2	15.9	(10.7%)
Lobitos	2.9	2.3	26.1%	2.9	2.3	26.1%
Peña Negra	1.3	1.7	(23.5%)	1.3	1.6	(18.8%)
Otros	0.7	1.0	(30.0%)	0.7	1.0	(30.0%)
Total Savia*	4.9	5.0	(2.0%)	4.9	4.9	0.0%
Dalmatian	1.2	1.4	(14.3%)	1.1	1.3	(15.4%)
K2	4.8	2.5	92.0%	4.9	2.4	104.2%
Gunflint	5.4	8.3	(34.9%)	6.3	7.7	(18.2%)
Total Ecopetrol America Inc.	11.4	12.2	(6.6%)	12.3	11.4	7.9%
Total Filiales	57.3	60.6	(5.4%)	58.8	59.4	(1.0%)
Total Grupo Empresarial	721	717	0.6%	711	715	(0.5%)

*Equión y Savia no consolidan dentro del Grupo Empresarial Ecopetrol

** Ocelote: Desde 1T 2017, en la producción del contrato Guarrojo se incluye aparte de Ocelote, los campos Pintado y Guarrojo.



Tabla 2: Producción Bruta - Grupo Empresarial Ecopetrol (Por tipo de Crudo)

A	B	C	D	E	F	G
kbpd	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Liviano	66.4	67.6	(1.8%)	66	67.2	(1.8%)
Medio	172.4	176.3	(2.2%)	173.6	174.7	(0.6%)
Pesado	354.4	350.5	1.1%	346	349.9	(1.1%)
Total	593.2	594.4	(0.2%)	585.6	591.8	(1.0%)

Tabla 3: Producción Neta* - Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Crudo	509.7	504.9	1.0%	502.2	501.0	0.2%
Gas Natural***	108.4	104.1	4.1%	106.5	104.7	1.7%
Total	618.1	609.0	1.5%	608.7	605.7	0.5%

* La producción neta no incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada Compañía.

** Equión y Savia se incorporan a través del método de participación.

*** La producción de gas incluye productos blancos

Tabla 4: Estado de Ganancias o Pérdidas- Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	2T 2018	2T 2017	1S 2018	1S 2017
Ingresos				
Nacionales	8,136	6,688	15,706	13,419
Exterior	8,851	6,463	15,924	13,103
Total Ingresos	16,987	13,151	31,630	26,522
Costo de Ventas				
Depreciación, amortización y agotamiento	1,899	2,101	3,670	4,123
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,282	1,530	2,443	2,982
Depreciación fijo	617	571	1,227	1,141
Costos Variables:	5,819	5,232	11,019	10,634
Productos importados	2,717	2,796	5,389	6,325
Compras nacionales	2,755	1,571	4,911	3,263
Servicios de transporte de hidrocarburos	188	199	351	363
Variación de inventarios y otros	159	666	368	683
Costos Fijos:	2,039	1,893	3,915	3,614
Servicios contratados	659	609	1,257	1,124
Mantenimiento	522	504	935	956
Costos laborales	515	441	1,003	856
Otros	343	339	720	678
Total Costo de Ventas	9,757	9,226	18,604	18,371
Utilidad Bruta	7,230	3,925	13,026	8,151
Gastos Operacionales	846	657	1,462	1,584
Gastos de administración	729	580	1,274	1,480
Gastos de exploración y proyectos	117	77	188	104
Utilidad Operacional	6,384	3,268	11,564	6,567
Resultado Financiero, Neto	(620)	(137)	(1,189)	(1,156)
Diferencia en cambio, neto	49	434	70	(15)
Intereses, neto	(513)	(393)	(1,001)	(928)
Ingresos (Gastos) financieros	(156)	(178)	(258)	(213)
Resultados de Participación en Compañías	96	24	182	55
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	5,860	3,155	10,557	5,466
Provisión Impuesto a las ganancias	(2,094)	(1,672)	(3,973)	(2,910)
Ganancia Neta Consolidada	3,766	1,483	6,584	2,556
Interés no controlante	(247)	(178)	(450)	(365)
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	3,519	1,305	6,134	2,191
EBITDA	8,609	5,632	15,759	11,445
Margen Ebitda	50.7%	42.8%	49.8%	43.2%



Tabla 5: Estado de Situación Financiera / Balance General – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
Miles de millones (COP)	Junio 30, 2018	Marzo 31, 2018	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6,337	7,866	(19.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7,886	6,596	19.6%
Inventarios	5,472	4,929	11.0%
Activos por impuestos corrientes	475	556	(14.6%)
Otros activos financieros	6,263	4,417	41.8%
Otros activos	768	750	2.4%
	27,201	25,114	8.3%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	48	100	(52.0%)
Activos corrientes	27,249	25,214	8.1%
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,438	1,327	8.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	786	747	5.2%
Propiedades, planta y equipo	60,257	59,140	1.9%
Recursos naturales y del medio ambiente	21,862	20,997	4.1%
Intangibles	359	361	(0.6%)
Activos por impuestos diferidos	4,711	4,825	(2.4%)
Otros activos financieros	3,200	4,357	(26.6%)
Otros activos	1,721	1,602	7.4%
Total Activos No Corrientes	94,334	93,356	1.0%
Total Activos	121,583	118,570	2.5%
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Préstamos corto plazo	5,677	4,933	15.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	8,579	9,954	(13.8%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,714	1,869	(8.3%)
Pasivos por impuestos corrientes	1,969	2,823	(30.3%)
Provisiones y contingencias	538	562	(4.3%)
Otros pasivos	380	384	(1.0%)
	18,857	20,525	(8.1%)
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	-	-	0.0%
Total Pasivos Corrientes	18,857	20,525	(8.1%)
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	35,652	36,026	(1.0%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	25	24	4.2%
Provisiones por beneficios a empleados	6,655	6,705	(0.7%)
Pasivos por impuestos diferidos	761	826	(7.9%)
Provisiones y contingencias	6,861	6,115	12.2%
Otros pasivos	534	518	3.1%
Total Pasivos No Corrientes	50,488	50,214	0.5%
Total Pasivos	69,345	70,739	(2.0%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	50,330	46,193	9.0%
Interes no controlante	1,908	1,638	16.5%
Total Patrimonio	52,238	47,831	9.2%
Total Pasivos y Patrimonio	121,583	118,570	2.5%



Tabla 6: Estado de Resultado Integrales – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	2T 2018	2T 2017	1S 2018	1S 2017
Utilidad Consolidada	3,766	1,483	6,584	2,556
Elementos del otro Resultado Integral, Neto de Impuestos				
Diferencias de cambio en conversiones acumuladas	1,299	952	(507)	189
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(213)	(437)	298	2
Coberturas inversión neta negocios en el extranjero	(510)	(570)	185	(174)
Mediciones de planes de beneficios definidos	77	113	(22)	194
Otros menores	(12)	23	(7)	21
Otros menores		(9)		(12)
Coberturas flujo de efectivo - instrumentos financieros derivados	(12)	37	(7)	27
Ganancias (pérdidas) en activos financieros disponibles para la venta		(5)		5
Total otro Resultado Integral	641	81	(53)	232
Total Resultado Integral	4,407	1,564	6,531	2,788
Atribuible:				
A los accionistas	4,137	1,345	6,090	2,408
Participación no controladora	270	219	441	380
Total Resultado Integral	4,407	1,564	6,531	2,788

Tabla 7: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	2T 2018	2T 2017	1S 2018	1S 2017
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación:				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	3,519	1,305	6,134	2,191
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:				
Participación de accionistas no controlantes	247	178	450	365
Cargo por impuesto a las ganancias	2,094	1,672	3,973	2,910
Depreciación, agotamiento y amortización	1,917	2,136	3,708	4,199
(Utilidad) pérdida por diferencia en cambio	(49)	(434)	(70)	15
Costo financiero reconocido en resultados	796	659	1,578	1,483
Pozos secos	41	30	48	33
(Utilidad) pérdida en venta o retiro de activos no corrientes	(21)	48	(21)	33
Impairment de activos de corto y largo plazo	(5)	(3)	(131)	54
Ganancia por valoración de activos financieros	21	(249)	(57)	(102)
Ganancia en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas	-	-	12	-
Ganancia por venta de activos	1	(167)	1	(167)
Ganancia en resultados de compañías asociadas y negocios conjuntos	(96)	(24)	(182)	(55)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	109	119	234	253
Otros conceptos menores	33	-	(1)	-
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(1,060)	(727)	(2,473)	(1,539)
Impuesto de renta pagado	(2,906)	(3,048)	(3,889)	(3,722)
Efectivo Neto Generado por las Actividades de Operación	4,641	1,495	9,314	5,951
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión:				
Inversión en propiedad, planta y equipo	(666)	(625)	(1,110)	(909)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,074)	(1,100)	(1,822)	(1,477)
Adquisiciones de intangibles	(17)	(7)	(20)	(29)
Venta activos mantenidos para la venta e instrumentos de patrimonio	-	154	-	155
Venta (Compra) de otros activos financieros	(343)	5,836	(2,891)	2,894
Intereses recibidos	74	86	158	192
Dividendos recibidos	34	249	53	249
Ingresos por venta de activos	52	9	94	37
Efectivo Neto (usado) provisto en Actividades de Inversión	(1,940)	4,602	(5,538)	1,112
Flujo de Efectivo en Actividades de Financiación:				
Captaciones (pagos) de préstamos	(1,478)	(6,492)	(1,553)	(6,584)
Pago de intereses	(583)	(718)	(1,176)	(1,431)
Dividendos pagados	(2,210)	(1,023)	(2,455)	(1,137)
Efectivo Neto usado en Actividades de Financiación	(4,271)	(8,233)	(5,184)	(9,152)
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	41	217	(201)	(75)
(Disminución) en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	(1,529)	(1,919)	(1,609)	(2,164)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	7,866	8,165	7,946	8,410
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	6,337	6,246	6,337	6,246



Tabla 8: Conciliación del EBITDA Grupo Empresarial

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	2T 2018	2T 2017	1S 2018	1S 2017
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA				
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	3,519	1,305	6,134	2,191
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,917	2,136	3,708	4,199
+/- Impairment de activos a largo plazo	(3)	5	(149)	9
- Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas	-	-	12	-
+/- Resultado financiero, neto	620	137	1,189	1,156
+ Provisión impuesto a las ganancias	2,094	1,672	3,973	2,910
+ Otros Impuestos	215	199	442	615
+/- Interes no controlante	247	178	450	365
EBITDA Consolidado	8,609	5,632	15,759	11,445

Tabla 9: Conciliación del EBITDA por Segmento (2T 2018)

A	B	C	D	E	F
Miles de millones (COP)	E&P	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA					
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	3,031	(454)	942	-	3,519
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,320	317	280	-	1,917
+/- Impairment activos a largo plazo	1	(4)	-	-	(3)
- Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas	-	-	-	-	-
+/- Resultado financiero, neto	(73)	649	44	-	620
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,592	(183)	685	-	2,094
+ Otros impuestos	108	78	29	-	215
+/- Interes no controlante	(30)	-	277	-	247
EBITDA Consolidado	5,949	403	2,257	-	8,609

Tabla 10: Conciliación del EBITDA por Segmento (1S 2018)

A	B	C	D	E	F
Miles de Millones (COP)	E&P	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA					
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	4,571	(150)	1,713	-	6,134
+ Depreciación, agotamiento y amortización	2,519	629	560	-	3,708
+/- Impairment activos a largo plazo	(72)	(77)	-	-	(149)
- Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas	12	-	-	-	12
+/- Resultado financiero, neto	518	355	316	-	1,189
+ Provisión impuesto a las ganancias	2,558	92	1,323	-	3,973
+ Otros Impuestos	191	196	55	-	442
+/- Interes no controlante	(30)	-	480	-	450
EBITDA Consolidado	10,267	1,045	4,447	-	15,759

Tabla 11: Valor Nominal Deuda de Largo Plazo – Grupo Empresarial Ecopetrol*

A	B	C	D
Compañía	Moneda Extranjera (USD)	Moneda Local (COP)	Total **
Ecopetrol	11,454	1,056	12,510
Bicentenario	-	438	438
ODL	-	183	183
Bioenergy	-	152	152
Ocensa	500	-	500
Total	11,954	1,829	13,783

*Valor nominal de la deuda a 30 de junio de 2018, sin incluir causación de intereses.

**Cifras expresadas en millones de dólares equivalentes con la TRM al 30 de junio de 2018.



IV. Anexos: Resultados de Ecopetrol S.A y principales Compañías Subordinadas.

A continuación se presentan los Estados de Resultados y Estados de Situación Financiera de Ecopetrol S.A. (casa matriz) y las empresas Subordinadas más representativas de cada segmento.

1. Ecopetrol S.A:

Tabla 12: Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	2T 2018	2T 2017	1S 2018	1S 2017
Ventas locales	8,335	5,766	15,565	11,384
Ventas al exterior	7,143	5,174	12,656	10,256
Ventas totales	15,478	10,940	28,221	21,640
Costos variables	8,044	6,343	14,699	12,489
Costos fijos	2,587	2,254	5,064	4,314
Costo de ventas	10,631	8,597	19,763	16,803
Utilidad bruta	4,847	2,343	8,458	4,837
Gastos operativos	428	351	812	926
Utilidad operacional	4,419	1,992	7,646	3,911
Ingresos (gastos) financieros	(577)	159	(920)	(767)
Participación en resultados de compañías	1,027	165	1,878	535
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	4,869	2,316	8,604	3,679
Impuesto a las ganancias	(1,350)	(1,011)	(2,470)	(1,489)
Utilidad neta	3,519	1,305	6,134	2,190
EBITDA	5,906	3,568	10,392	7,158
Margen EBITDA	38.2%	32.6%	36.8%	33.1%



Tabla 13: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C	D
Miles de millones (COP)	Junio 30, 2018	Marzo 31, 2018	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,493	4,098	9.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7,580	9,550	(20.6%)
Inventarios	3,779	3,510	7.7%
Activos por impuestos corrientes	136	424	(67.9%)
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	0.0%
Otros activos financieros	9,408	5,869	60.3%
Otros activos	659	701	(6.0%)
	26,055	24,152	7.9%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	23	23	0.0%
Activos corrientes	26,078	24,175	7.9%
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	41,111	38,750	6.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	645	676	(4.6%)
Propiedades, planta y equipo	19,968	19,896	0.4%
Recursos naturales y del medio ambiente	17,849	17,107	4.3%
Intangibles	225	228	(1.3%)
Activos por impuestos diferidos	2,280	2,400	(5.0%)
Otros activos financieros	2,677	3,863	(30.7%)
Otros activos no corrientes	923	808	14.2%
Total Activos No Corrientes	85,678	83,728	2.3%
Total Activos	111,756	107,903	3.6%
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	4,651	4,009	16.0%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	8,194	9,467	(13.4%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,674	1,822	(8.1%)
Pasivos por impuestos corrientes	1,578	1,386	13.9%
Provisiones y contingencias	320	331	(3.3%)
Otros pasivos corrientes	255	283	(9.9%)
Total Pasivos Corrientes	16,672	17,298	(3.6%)
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	32,295	32,611	(1.0%)
Provisiones por beneficios a empleados	6,655	6,705	(0.7%)
Pasivos por impuestos diferidos	145	145	0.0%
Provisiones y contingencias	5,645	4,939	14.3%
Otros pasivos no corrientes	15	13	15.4%
Total Pasivos No Corrientes	44,755	44,413	0.8%
Total Pasivos	61,427	61,711	(0.5%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	50,329	46,192	9.0%
Total Patrimonio	50,329	46,192	9.0%
Total Pasivos y Patrimonio	111,756	107,903	3.6%



2. Principales empresas que consolidan en el Grupo Empresarial Ecopetrol

Tabla 14: Essentia (Propilco) - volúmenes de venta

A	B	C	D	E	F	G
Ventas (toneladas)	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Polipropileno	113,613	102,936	10.4%	218,086	211,609	3.1%
Masterbatch*	6,651	6,178	7.7%	14,300	12,306	16.2%
Polietileno	7,963	8,123	(2.0%)	14,997	15,858	(5.4%)
Total	128,227	117,237	9.4%	247,383	239,773	3.2%

* Se reportan cifras consolidadas Essentia – Comai

Tabla 15: Refinería de Cartagena - volúmenes de venta

A	B	C	D	E	F	G
Ventas (kbped)	2T 2018	2T 2017	Cambio %	1S 2018	1S 2017	Cambio %
Local	99.4	88.6	12.2%	94.7	72.5	30.6%
Exportación	63.2	61.7	2.4%	62.2	67.4	(7.7%)
Total	162.6	150.3	8.2%	156.9	139.9	12.2%



Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	V	W
	HOCOL				AMERICA INC				PROPILCO				REFICAR				CENIT			
Miles de millones (COP)	2T 2018	2T 2017	1S 2018	1S 2017	2T 2018	2T 2017	1S 2018	1S 2017	2T 2018	2T 2017	1S 2018	1S 2017	2T 2018	2T 2017	1S 2018	1S 2017	2T 2018	2T 2017	1S 2018	1S 2017
Ventas locales	139	120	272	228	11	14	23	26	264	221	494	397	2,166	1,442	3,959	2,341	1,112	990	2,190	2,005
Ventas al exterior	182	213	358	401	160	138	333	249	295	235	583	528	1,060	683	1,972	1,644	-	-	-	-
Ventas	321	333	630	629	171	152	356	275	559	456	1,077	925	3,226	2,125	5,931	3,985	1,112	990	2,190	2,005
Costos variables	102	154	204	275	106	205	235	367	454	374	898	743	2,860	1,978	5,245	3,571	19	65	102	115
Costos fijos	80	73	152	151	43	48	90	78	31	28	59	58	294	284	578	573	374	339	715	726
Costo de Ventas	182	227	356	426	149	253	325	445	485	402	957	801	3,154	2,262	5,823	4,144	393	404	817	841
Utilidad (Pérdida) Bruta	139	106	274	203	22	(101)	31	(170)	74	54	120	124	72	(137)	108	(159)	719	586	1,373	1,164
Gastos operativos	61	35	106	52	11	22	39	43	45	40	90	81	95	222	216	422	94	11	74	92
Utilidad (Pérdida) Operacional	78	71	168	151	11	(123)	(8)	(213)	29	14	30	43	(23)	(359)	(108)	(581)	625	575	1,299	1,072
Ingresos (Gastos) financieros	(2)	(2)	(9)	(2)	(2)	(4)	(5)	(7)	-	(4)	6	(3)	(70)	(202)	(93)	(324)	15	24	(154)	8
Participación en resultados de compañías	15	11	30	23	-	-	-	-	25	19	56	50	-	-	-	-	539	384	967	798
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las Ganancias	91	80	189	172	9	(127)	(13)	(220)	54	29	92	90	(93)	(561)	(201)	(905)	1,179	983	2,112	1,878
Impuesto a las ganancias	(8)	(27)	(62)	(79)	-	-	-	-	(9)	(5)	(12)	(24)	(24)	24	(55)	33	(234)	(257)	(423)	(465)
Utilidad (Pérdida) Neta	83	53	127	93	9	(127)	(13)	(220)	45	24	80	66	(117)	(537)	(256)	(872)	945	726	1,689	1,413
EBITDA	192	176	392	363	115	83	237	157	43	28	58	72	177	(187)	308	(186)	762	697	1,575	1,360
Margen EBITDA	59.8%	52.9%	62.2%	57.7%	67.3%	54.6%	66.6%	57.1%	7.7%	6.1%	5.4%	7.8%	5.5%	(8.8%)	5.2%	(4.7%)	68.5%	70.4%	71.9%	67.8%

Tabla 17: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	HOCOL		AMERICA INC		PROPILCO		REFICAR		CENIT	
Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2018	Marzo 31, 2018								
Activos Corrientes	682	567	350	345	952	939	2,727	2,451	1,043	4,009
Activos no Corrientes	2,068	2,038	2,884	2,765	923	850	23,367	22,431	12,669	12,110
Total Activos	2,750	2,605	3,234	3,110	1,875	1,789	26,094	24,882	13,712	16,119
Pasivos Corrientes	623	611	156	201	375	412	2,310	2,148	418	3,831
Pasivos no Corrientes	327	322	179	167	100	90	6,166	5,789	534	533
Total Pasivos	950	933	335	368	475	502	8,476	7,937	952	4,364
Patrimonio	1,800	1,672	2,899	2,742	1,400	1,287	17,618	16,945	12,760	11,755
Total Pasivo y Patrimonio	2,750	2,605	3,234	3,110	1,875	1,789	26,094	24,882	13,712	16,119

Nota: Las cifras financieras de Hocol, América Inc, Propilco y Reficar, cuya moneda funcional es dólar, se encuentran re-expresadas en pesos a la TRM promedio para el Estado de Resultados y TRM de cierre formada del último día junio para el Estado de Situación Financiera.