



Grupo Empresarial Ecopetrol presenta sus resultados para el segundo trimestre y el acumulado del año 2017

- La utilidad neta del primer semestre de 2017 ascendió a COP 2.2 billones, casi el doble de lo reportado en el mismo periodo del año anterior y superior a lo registrado en todo el 2016.
- El diferencial de la canasta de crudos de exportación versus BRENT ha mejorado gracias a la renovada gestión comercial. Desde un pico de Brent menos USD 12.1/bl en 2015, descendió a Brent menos USD 6.6/bl al cierre del trimestre.
- La deuda nominal del Grupo Ecopetrol se redujo 12.9% durante el segundo trimestre de 2017.
- Exitosa campaña exploratoria durante el semestre, alcanzamos un tasa de éxito del 80%.

Bogotá, agosto 8 de 2017. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Empresarial para el segundo trimestre y el acumulado de 2017, preparados y presentados en miles de millones de pesos colombianos (COP) 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 2017	2T 2016	Cambio \$	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio \$	Cambio %
Ventas Totales	13,151	11,751	1,400	11.9%	26,522	22,236	4,286	19.3%
Utilidad Operacional	3,268	2,481	787	31.7%	6,567	4,080	2,487	61.0%
Ganancia Neta Consolidada	1,483	989	494	49.9%	2,556	1,600	956	59.8%
Interés No Controlado	(178)	(202)	24	(11.9%)	(365)	(450)	85	(18.9%)
Ganancia (Atribuible Accionistas Ecopetrol)	1,305	787	518	65.8%	2,191	1,150	1,041	90.5%
EBITDA	5,612	4,522	1,090	24.1%	11,425	8,659	2,766	31.9%
Margen EBITDA	42.7%	38.5%			43.1%	38.9%		

Las cifras incluidas en este reporte no son auditadas, se encuentran expresadas en miles de millones de pesos (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.



43%

Margen EBITDA



WARRIOR

Éxito Exploratorio



715 KBPED

Producción



1,086 KBD

Transporte



13.9 USD/BL

Margen

Barrancabermeja



En opinión del presidente de Ecopetrol S.A., Juan Carlos Echeverry G:

“Ecopetrol está enfocado en el siguiente pilar de la estrategia 2020, “el crecimiento rentable”. Durante los últimos dos años nos embarcamos en una profunda transformación y como resultado alcanzamos una solidez financiera con indicadores que se ubican en lo más alto del ranking mundial en la industria.

Llego el momento de construir sobre esta solidez y disciplina financiera, y concentrar nuestro esfuerzo en el crecimiento rentable de Ecopetrol. El crecimiento rentable esta soportado en cuatro pilares fundamentales: i) aumento de la actividad exploratoria, ii) desarrollo de pilotos de recobro mejorado y proyectos infill, iii) explorar oportunidades en Yacimientos No Convencionales, y iv) avance en oportunidades de crecimiento inorgánico.

El desempeño operativo y financiero del semestre fue destacado. El margen EBITDA del 43% es uno de los más altos de la industria y cerramos con una sólida posición de caja de COP 10.4 billones. Durante el trimestre pagamos dividendos a nuestros accionistas sobre las utilidades del 2016 por COP 945 mil millones y pagamos anticipadamente un crédito con la banca comercial internacional por USD 1.925 millones (aproximadamente COP 6 billones). La deuda nominal del Grupo Ecopetrol se redujo un 12.9% durante el segundo trimestre de 2017. Las calificadoras de riesgo reconocen nuestros logros y han ratificado nuestra calificación crediticia en grado de inversión. Por su parte, S&P mejoró nuestra calificación individual (Stand-alone) pasando de BB a BB+.

La excelente gestión comercial y la escasez de crudo pesado a nivel global, ayudaron a capturar oportunidades de mercado en la venta internacional. El diferencial de la canasta de exportación de Ecopetrol mejoró significativamente ubicándose en -USD 6.6/bl para el trimestre.

En línea con nuestro compromiso por el crecimiento rentable, creamos el Centro de Maduración de Proyectos con el objetivo de asegurar que la ejecución de proyectos genere valor, tenga los más altos estándares y se ejecuten en tiempo y en presupuesto.

Durante el trimestre, la campaña exploratoria siguió mostrando resultados destacados. El pozo Warrior-2, localizado en el Golfo de México, fue declarado exitoso al demostrar presencia de crudo liviano, siendo el segundo descubrimiento en esa área en los últimos ocho meses. Este hallazgo responde al objetivo de Ecopetrol de posicionarse como una compañía panamericana. El pozo Siluro, en el offshore Colombia, no tuvo los resultados esperados al no registrar presencia de hidrocarburos. Con estos resultados, se completan cuatro hallazgos en cinco perforaciones, una tasa de éxito del 80% para el semestre. En línea con la búsqueda de oportunidades de crecimiento, participamos en la Ronda 2.1 en México y fuimos adjudicados con dos bloques en asociación con Pemex y Petronas.

En el segundo semestre de este año Ecopetrol perforará el pozo Molusco en el offshore Colombia, un hito para la compañía pues será el primer pozo de esta naturaleza operado directamente por Ecopetrol. La campaña exploratoria del segundo semestre tendrá un mayor foco en el onshore Colombia con la perforación de 10 pozos.

La producción promedio del Grupo Empresarial para el primer semestre ascendió a 715 kbped, en línea con la meta de producción del 2017. Hemos logrado mantener nuestra tasa de producción a pesar de situaciones de orden público y eventos operacionales que se han presentado. Los programas de pilotos de recobro avanzan satisfactoriamente, al finalizar el año tendremos 4 pilotos de recobro que habrán terminado la etapa de evaluación. Después de un año de haber retomado los campos Rubiales y Cusiana, hemos logrado mantener una operación estable y segura.

Un importante logro operacional ha sido sostener una operación estable con la bi-direccionalidad del Oleoducto Bicentenario para evacuar crudo del campo Caño Limón y así mitigar en cierta medida el cierre del oleoducto Caño Limón - Coveñas. Gracias a la bi-direccionalidad en Bicentenario logramos hacer un mantenimiento mayor en el oleoducto Caño Limón sin afectar la producción.

En Reficar hemos completado pruebas de desempeño a 28 plantas, un avance del 82% frente a las 34 unidades de la refinería. La unidad de alquilación ya se encuentra en operación después de haber estado en mantenimiento



para corregir problemas en el sistema de agua de enfriamiento. La refinería de Barrancabermeja se consolida con una operación rentable y eficiente, con un margen de USD 13.9/bl para el semestre.

En el segmento de transporte se destaca el primer embarque de crudo pesado con una viscosidad superior a 500 centistokes (cst - medida de viscosidad). Esto ayudó a demostrar la viabilidad comercial de los crudos de alta viscosidad y nos impulsa a seguir con las pruebas de transporte de crudo pesado a 600 cst con el objetivo de extender esta capacidad a otros sistemas de oleoductos. Durante el trimestre se inició el bombeo de crudo para la estabilización operativa del sistema San Fernando - Monterey y se avanza en el comisionamiento y pruebas.

Los ahorros estructurales del semestre ascienden a COP 516 mil millones, lo que representa un 70% de la meta de ahorros del año (COP 740 mil millones).

El 31 de mayo Ecopetrol publicó su informe anual 20-F correspondiente al año fiscal 2016. Con la publicación del 20-F, la compañía da cumplimiento a su obligación de reporte ante la Securities and Exchange Commission (SEC), la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE), los tenedores de bonos y demás acreedores. El trabajo conjunto de la Junta Directiva, los revisores fiscales del período 2014-2015, los revisores fiscales para el período 2016 y la administración de Ecopetrol permitió culminar con éxito el proceso de debida diligencia para publicar el 20-F.

Ecopetrol es una compañía comprometida con el desarrollo del país, el cuidado del medio ambiente y la generación de valor para sus accionistas. Nuestro compromiso con la solidez financiera permanece vigente y apalancará el foco en crecimiento rentable necesario para entregar resultados sobresalientes en beneficio de la sostenibilidad de la compañía”.



I. Resultados Financieros y Operativos Grupo Empresarial Ecopetrol

La utilidad neta para el primer semestre de 2017 fue casi el doble de lo reportado en el mismo periodo del año anterior, sobrepasando lo registrado en todo el 2016. Así mismo, mantuvimos el margen EBITDA en 43% en lo corrido del año, equivalente a USD 30/bl, frente a 38.9% y USD 23/bl en el primer semestre de 2016. Estos buenos resultados se explican principalmente por: i) los mejores diferenciales de la canasta de precios de crudos exportados frente al Brent (USD 6.6/Bl en 2T 2017 vs. USD 9 en 2T 2016), ii) el incremento de los precios internacionales del petróleo frente al año anterior y iii) la menor importación de productos por la entrada en operación de la Refinería de Cartagena. Los sólidos resultados se reflejan en una posición de caja de COP 10.4 billones al cierre del segundo trimestre.

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

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de Millones (COP)	2T 2017	2T 2016	Cambio \$	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	6,688	6,114	574	9.4%	13,419	12,146	1,273	10.5%
Ventas al Exterior	6,463	5,637	826	14.7%	13,103	10,090	3,013	29.9%
Ventas Totales	13,151	11,751	1,400	11.9%	26,522	22,236	4,286	19.3%
Depreciación y Amortización	2,101	1,788	313	17.5%	4,123	3,430	693	20.2%
Costos Variables	5,232	5,047	185	3.7%	10,634	9,353	1,281	13.7%
Costos Fijos	1,893	1,512	381	25.2%	3,614	3,010	604	20.1%
Costo de Ventas	9,226	8,347	879	10.5%	18,371	15,793	2,578	16.3%
Utilidad Bruta	3,925	3,404	521	15.3%	8,151	6,443	1,708	26.5%
Gastos Operativos	657	923	(266)	(28.8%)	1,584	2,363	(779)	(33.0%)
Utilidad Operacional	3,268	2,481	787	31.7%	6,567	4,080	2,487	61.0%
Ingresos (Gastos) Financieros	(137)	(366)	229	(62.6%)	(1,156)	(502)	(654)	130.3%
Participación en Resultados de Compañías	24	(4)	28	(700.0%)	55	(31)	86	(277.4%)
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	3,155	2,111	1,044	49.5%	5,466	3,547	1,919	54.1%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,672)	(1,122)	(550)	49.0%	(2,910)	(1,947)	(963)	49.5%
Ganancia Neta Consolidada	1,483	989	494	49.9%	2,556	1,600	956	59.8%
Interés no Controlante	(178)	(202)	24	(11.9%)	(365)	(450)	85	(18.9%)
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol)	1,305	787	518	65.8%	2,191	1,150	1,041	90.5%
EBITDA	5,612	4,522	1,090	24.1%	11,425	8,659	2,766	31.9%
Margen EBITDA	42.7%	38.5%			43.1%	38.9%		

1. Ingresos por ventas

El aumento de los ingresos por ventas se presenta como resultado combinado de:

- Mayor precio de la canasta promedio ponderada de crudos, gas y productos +USD 7/bl (+COP 1.89 billones), la cual refleja principalmente el comportamiento de los precios de referencia del crudo Brent y la mejora en el diferencial.
La mejora del diferencial entre el primer semestre de 2016 y el mismo período de 2017 generó un mayor ingreso estimado en COP 503 mil millones.
- Disminución de la tasa de cambio promedio de los ingresos recibidos, que pasó de COP 3,006/USD (2T 2016) a COP 2,936/USD (2T 2017), impactando negativamente los ingresos totales (-COP 353 mil millones).
- Efecto por variación en el volumen de ventas (+COP 47 mil millones).
- Menor ingreso por servicios de transporte por (-COP 220 mil millones) debido a:
 - En el segundo trimestre de 2016 la Compañía percibió ingresos por el servicio prestado a Pacific E&P en el campo Rubiales, una vez el contrato revirtió en julio de 2016, estos servicios ya no son facturados a terceros.
 - Menor volumen transportado por la disminución de la producción a nivel nacional.
 - Disminución de la tasa de cambio promedio en las tarifas denominadas en dólares.



Tabla 3: Ventas Volumétricas - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Volumen de Venta Local - kbpd	2T 2017	2T 2016	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio %
Crudo	16.0	13.4	19.4%	14.2	14.6	(2.7%)
Gas Natural	70.3	71.0	(1.0%)	73.4	78.9	(7.0%)
Gasolinas	112.0	108.0	3.7%	110.6	107.2	3.2%
Destilados Medios	151.2	140.1	7.9%	148.8	139.9	6.4%
GLP y Propano	17.6	16.3	8.0%	17.8	16.5	7.9%
Combustóleo	8.0	5.3	50.9%	8.2	6.1	34.4%
Industriales y Petroquímicos	17.6	18.4	(4.3%)	18.5	18.8	(1.6%)
Total Venta Local	392.7	372.5	5.4%	391.5	382.0	2.5%
Volumen de Exportación - kbpd	2T 2017	2T 2016	Cambio %	2017	2016	Cambio %
Crudo	442.4	420.2	5.3%	434.4	441.9	(1.7%)
Productos	107.3	152.8	(29.8%)	109.9	142.1	(22.7%)
Gas Natural	1.9	1.4	35.7%	1.7	1.5	13.3%
Total Venta de Exportación	551.6	574.4	(4.0%)	546.0	585.5	(6.7%)
Total Volumen Vendido	944.3	946.9	(0.3%)	937.5	967.5	(3.1%)

Mercado en Colombia (41.6% de las ventas): Incrementos frente al segundo trimestre de 2016 debido principalmente a:

- Mayor venta nacional de crudo por incremento en volúmenes en contrato con Equion y por nuevo contrato comercial con Hidrocasanare.
- Mayores ventas de diésel debido a incremento en la demanda del sector minero y reactivación de servicios petroleros en el país. Así mismo, un incremento de ventas de gasolina por la reducción de mezcla de etanol del 8% al 6%.
- Mayores ventas de fuel oil dados los nuevos contratos de venta por flota fluvial.

Un hito importante se cumplió con el diésel de ultra bajo azufre producido por Reficar que comenzó a ser vendido en el mercado local disminuyendo la necesidad de importaciones.

Mercado internacional (58.4% de las ventas): Las variaciones frente al segundo trimestre de 2016 se deben principalmente a:

- Mayores exportaciones de crudo por mayor disponibilidad de crudos pesados y exportación de inventarios acumulados de Hocol.
- Menores exportaciones de fuel oil debido a reducción de su producción en la refinería de Barrancabermeja por mejor realización de las corrientes alternativas procesadas.
- Menores exportaciones de productos refinados debido a estrategia comercial enfocada en destinar más volúmenes al mercado doméstico con el fin de obtener mejores precios y disminuir importaciones de combustibles.

Tabla 4: Destinos de Exportación - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Crudos (kbpd)	2T 2017	2T 2016	% Part.	1S 2017	1S 2016	% Part.
Asia	101.6	52.5	23.0%	101.6	65.2	23.4%
Costa del Golfo EE.UU.	163.3	166.2	36.9%	145.1	186.9	33.4%
Costa Oeste EE.UU.	51.8	31.7	11.7%	63.9	36.0	14.7%
Costa Este EE.UU.	3.9	27.4	0.9%	17.7	26.6	4.1%
Europa	18.6	59.4	4.2%	19.7	59.6	4.5%
América Central / Caribe	83.2	54.0	18.8%	66.1	41.6	15.2%
América del Sur	5.1	7.9	1.2%	2.6	9.9	0.6%
Otros	14.9	21.1	3.4%	17.7	16.1	4.1%
Total	442.4	420.2	100.0%	434.4	441.9	100.0%
Productos (kbpd)	2T 2017	2T 2016	% Part.	2017	2016	% Part.
Asia	13.8	20.6	12.9%	17.1	14.5	15.5%
Costa del Golfo EE.UU.	11.7	19.3	10.9%	11.2	24.2	10.2%
Costa Oeste EE.UU.	2.4	0.0	2.2%	1.2	0.0	1.1%
Costa Este EE.UU.	17.2	40.4	16.0%	15.7	39.7	14.3%
Europa	1.6	22.2	1.5%	4.2	11.3	3.8%
América Central / Caribe	51.6	38.0	48.1%	47.4	36.3	43.2%
América del Sur	8.3	9.0	7.8%	12.7	7.6	11.6%
Otros	0.7	3.3	0.6%	0.4	8.5	0.3%
Total	107.3	152.8	100.0%	109.9	142.1	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: Las exportaciones de crudo se incrementaron 5.3% con respecto al segundo trimestre del 2016. La mayor participación continúa siendo Estados Unidos en la Costa del Golfo, por su mayor capacidad de refinación de alta conversión. La estrategia comercial busca llegar a los mercados más rentables y esto se ve reflejado en el incremento significativo que han tenido las exportaciones a Asia, soportado por mayor demanda de refinерías independientes de China, con un aumento en participación de 83.8% respecto al mismo periodo del 2016. Finalmente, América Central y el Caribe representan el tercer destino más importante con incremento de 46.4% respecto al segundo trimestre del 2016 por tratarse de puntos intermedios de almacenamiento para otros destinos. Así mismo, se destaca el incremento en las exportaciones a la Costa Oeste de Estados Unidos ante mayores márgenes de refinación, que han compensado menores ventas a Europa por mayores descuentos de crudo Maya en ese destino.

Productos: El principal destino de exportación de productos para el segundo trimestre de 2017 es América Central y el Caribe cuya participación creció 93.5% por tratarse de puntos intermedios de almacenamiento para destinos lejanos como Asia. Las exportaciones a Estados Unidos pasaron de tener una participación del 39.1% al 29.1%, ante las mejores oportunidades encontradas en otros destinos.

Tabla 5: Precios Promedio de Crudos de Referencia

A	B	C	D	E	F	G
USD/Bl	2T 2017	2T 2016	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio %
Brent	50.8	47.0	8.1%	52.7	41.2	27.9%
WTI	48.2	45.6	5.7%	50.0	39.8	25.6%

Fuente: Platts y Bloomberg.

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

A	B	C	D	E	F	G	H	I
USD/Bl	2T 2017	2T 2016	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 2T 2017	1S 2017	1S 2016	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 1S 2017
Canasta de venta de Crudos	44.2	38.1	16.0%	458.4	45.2	30.7	47.2%	448.6
Canasta de venta de Productos	58.1	48.6	19.5%	413.7	59.8	45.3	32.0%	413.8
Canasta de venta de Gas	22.8	23.9	(4.6%)	72.2	23.1	24.5	(5.7%)	75.1
				944.3				937.5

Crudos: Durante el segundo trimestre de 2017, Ecopetrol obtuvo mejores diferenciales versus Brent en la venta de sus crudos pesados e intermedios. La canasta de ventas de crudos se fortaleció en USD 2.4/bl frente al resultado obtenido en el segundo trimestre de 2016 (Diferencial vs Brent de la canasta de crudos: 2T 2017: -USD 6.6/bl vs. 2T 2016: -USD 9.0/bl). Este resultado se alcanzó por: i) estrategia de venta enfocada a mercados que generan mayor valor, ii) efectos de los recortes de producción de los países OPEP y no OPEP que disminuyen la disponibilidad de crudos pesados e intermedios, iii) mayor demanda asiática generando incremento de las importaciones de China y iv) el menor suministro de Canadá, México, Venezuela y Rusia.

Productos: El diferencial vs Brent de la canasta de productos mostró un fortalecimiento de USD 5.7/bl frente al resultado obtenido en segundo trimestre de 2016. Este comportamiento está soportado en la recuperación de los diferenciales de destilados (diésel y jet) por una mayor demanda proveniente de la industria a nivel global, una mejor realización del diésel de Reficar en el mercado local y un mejor comportamiento del fuel oil atribuido a factores temporales y estructurales que ha estrechado el balance entre oferta y demanda.

Gas Natural: Los precios de venta de gas natural se encuentran conforme a los esquemas de mercado y contratos vigentes. Se presenta una reducción del precio en comparación con el segundo trimestre de 2016 debido a la presencia del Fenómeno del Niño en ese año que incrementó la generación térmica a gas con contratos vigentes con el sector térmico bajo regulación especial.



2. Costo de ventas

Depreciación y amortización: Aumento de 17.5% (+COP 313 mil millones) principalmente por:

- a) Mayor depreciación por inicio de operación del campo Gunflint desde agosto de 2016 en Ecopetrol America Inc.
- b) Menor incorporación de reservas en 2016 frente a 2015 y mayor volumen de producción.
- c) Mayor depreciación por capitalización de mantenimientos mayores en el segmento de transporte.

Costos variables: Aumento de 3.7% (+COP 185 mil millones) principalmente por:

- a) Menor costo en compras de crudo, gas y productos (-COP 13 mil millones) efecto neto de:
 - Incremento del precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudo y productos (+COP 704 mil millones).
 - Disminución de la tasa de cambio promedio de las compras (-COP 164 mil millones) que pasó de COP 3,006/USD (segundo trimestre 2016) a COP 2,917/USD (segundo trimestre 2017).
 - Disminución del volumen de compras (-COP 553 mil millones): i) menor importación de combustibles, especialmente diésel y gasolinas (-COP 707 mil millones, -45 kbpd) en Reficar S.A. y Ecopetrol S.A. debido al inicio de operaciones de la nueva refinería, ii) mayor importación de crudo (+COP 122 mil millones, +11 kbpd) en Reficar S.A. para su operación, y iii) variaciones menores en crudos nacionales, diluyentes y petroquímicos (+30 mil millones, +5 kbpd)
- b) Aumento en el costo de inventarios (+COP 103 mil millones), principalmente por: i) menor inventario de productos en Reficar por el inicio de operaciones y ii) inventario de crudo dada la utilización de esquemas contingentes de evacuación en 2017.
- c) Otros costos (+COP 95 mil millones), principalmente de materiales de proceso y energía eléctrica (+COP 116 mil millones) asociados a la reversión de campo Rubiales (en 2T 2016 este campo no hacía parte 100% de Ecopetrol S.A).

Tabla 7: Compras Locales e Importaciones - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Compras Locales (kbpd)	2T 2017	2T 2016	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio %
Crudo	160.0	158.9	0.7%	158.0	163.3	(3.2%)
Gas	4.1	2.7	51.9%	3.0	2.7	11.1%
Productos Refinados	3.3	5.8	(43.1%)	3.4	5.5	(38.2%)
Diluyente	0.2	(1.0)	(120.0%)	1.5	0.3	400.0%
Total	167.6	166.4	0.7%	165.9	171.8	(3.4%)
Importaciones (kbpd)	2T 2017	2T 2016	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio %
Crudo	75.1	64.6	16.3%	82.7	50.6	63.4%
Productos Refinados	61.6	106.1	(41.9%)	70.6	109.7	(35.6%)
Diluyente	52.8	49.3	7.1%	54.7	55.6	(1.6%)
Total	189.5	220.0	(13.9%)	208.0	215.9	(3.7%)

Costos fijos: Aumento de 25.2% (+COP 381 mil millones) principalmente por:

- a) Dada la reactivación de actividades en E&P, se presenta un aumento de servicios contratados (+COP 140 mil millones), mantenimiento (+COP 86 mil millones) y suministros de operación (+COP 52 mil millones) principalmente en los campos Caño Sur, La Cira-Infantas, Castilla, Chichimene y la reversión de Rubiales. También mantenimientos programados en Reficar y filiales del segmento de transporte.
- b) Aumento de costos laborales (+COP 64 mil millones) principalmente por el incremento de la planta de personal asociada al campo Rubiales y el incremento salarial frente al año anterior.
- c) Otros conceptos (+COP 39 mil millones).



En el segundo trimestre del 2017 los resultados se vieron impactados en COP 9 mil millones por ataques a la infraestructura. Esto incluye la reparación de sistemas de transporte, retiro de conexiones ilícitas, reanudación de la operación de los oleoductos y descontaminación de áreas.

3. Gastos operativos

La disminución de los gastos operativos se presenta principalmente por i) incremento en la tasa de éxito exploratorio, disminuyendo el gasto de pozos secos durante el periodo, y ii) utilidad en la venta de activos menores correspondientes a la Ronda Campos 2016.

4. Resultado financiero (no operacional) y otros

La variación del **resultado financiero** se presenta como resultado neto de:

- a) Variación del resultado de diferencia en cambio (+COP 59 mil millones): Se registró una utilidad (+COP 434 mil millones) en el segundo trimestre de 2017 frente a una utilidad (+COP 375 mil millones) en el mismo periodo del año anterior. Este movimiento se debe al impacto de la devaluación de 5.7% del peso colombiano frente al dólar en la posición neta activa en dólares en el segundo trimestre de 2017, comparado con el impacto de la revaluación de 3.5% del peso colombiano frente al dólar en la posición neta pasiva en el mismo periodo del año anterior.
- b) Menor gasto de intereses neto (+COP 156 mil millones): i) mayores rendimientos financieros dada la posición de liquidez de la Compañía, ii) menor gasto de intereses por préstamos locales indexados a IPC y iii) efecto de la disminución de la tasa de cambio en los intereses asociados a la deuda en moneda extranjera.
- c) Otros conceptos (+COP 14 mil millones).

El resultado de **participación en compañías asociadas y negocios conjuntos** presentó un incremento explicado principalmente por mejores resultados de Equión.

La **tasa efectiva de renta** para el segundo trimestre de 2017 se ubicó en 53.0% frente a la presentada en el mismo trimestre del año anterior de 53.2%.

Tabla 8: Estado de Situación Financiera - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B		C		D	E
Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2017	Marzo 31, 2017	Cambio \$	Cambio %		
Activos Corrientes	19,009	25,417	(6,408)	(25.2%)		
Activos no Corrientes	96,685	95,081	1,604	1.7%		
Total Activos	115,694	120,498	(4,804)	(4.0%)		
Pasivos Corrientes	14,513	17,081	(2,568)	(15.0%)		
Pasivos no Corrientes	54,203	58,000	(3,797)	(6.5%)		
Total Pasivos	68,716	75,081	(6,365)	(8.5%)		
Patrimonio	46,978	45,417	1,561	3.4%		
Total Pasivo y Patrimonio	115,694	120,498	(4,804)	(4.0%)		

5. Activos

La disminución del **activo** se presenta por el efecto neto de:

- a) Disminución en **otros activos financieros** (portafolio de inversiones de excedentes de liquidez) y **equivalentes de efectivo** (-COP 7.08 billones) principalmente por el pago anticipado del crédito con la banca comercial internacional por USD 1,925 millones.
- b) Incremento en el **impuesto de renta diferido activo** (+COP 938 mil millones) generado principalmente por las diferencias en la depuración de la provisión de renta entre los conceptos fiscales y contables.



- c) Incremento de la **propiedad planta y equipo, recursos naturales e intangibles** (+COP 832 mil millones), principalmente por: i) inversiones realizadas durante el segundo trimestre, ii) efecto positivo de la conversión de los activos de filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano, y iii) compensado con las depreciaciones y amortizaciones registradas en el trimestre.
- d) Incremento en **cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar** (+COP 794 mil millones) principalmente por aumento en la cuenta por cobrar al fondo de estabilización de precios para la gasolina y diésel, y clientes del exterior.
- e) Variaciones de otros activos (-COP 293 mil millones).

6. Pasivos y Patrimonio

El total de **pasivos** disminuyó por el efecto de:

- a) Disminución de los **préstamos y financiamiento** (-COP 4.30 billones), principalmente por el pago anticipado del crédito con la banca comercial internacional por USD 1,925 millones, compensado parcialmente con la valoración cambiaria de la deuda en moneda extranjera producto de la devaluación del peso frente al dólar presentada en el trimestre.
En el segundo trimestre, el nivel de deuda del grupo disminuyó de COP 50.4 a COP 46.1 billones. Con relación a diciembre del 2016, la deuda total se redujo en COP 6.1 billones. El 86% de la deuda es origen moneda extranjera y el 14% es origen moneda nacional. Del total de la deuda en moneda extranjera, USD 8.6 billones son instrumentos financieros de cobertura natural cuya valoración cambiaria afecta el patrimonio.
- b) Disminución en los **impuestos por pagar** (-COP 1.4 billones) principalmente por el pago en el segundo trimestre del impuesto a las ganancias y pago del impuesto a la riqueza.
- c) Disminución en **cuentas comerciales por pagar** (-COP 593 mil millones) principalmente por el pago de dividendos 2016 realizado en abril del 2017, compensado por un incremento en cuentas por pagar y proveedores durante el segundo trimestre asociado a un mayor nivel de operación.
- d) Otras variaciones del pasivo (-COP 57 mil millones).

El incremento en el **Patrimonio** corresponde al efecto combinado de: i) incremento por la utilidad del trimestre, ii) utilidad por conversión de los activos y pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano, iii) compensado con pérdida por diferencia en cambio en las coberturas de flujo de efectivo e inversión neta.

7. Resultados por Segmento de Negocio

Tabla 9: Estado de Ganancias o Pérdidas - Por segmento trimestral

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 2017	2T 2016	2T 2017	2T 2016	2T 2017	2T 2016	2T 2017	2T 2016	2T 2017	2T 2016	2T 2017	2T 2016	2T 2017	2T 2016	2T 2017	2T 2016	2T 2017	2T 2016	2T 2017	2T 2016
Ingresos por ventas	8,511	6,746	6,633	5,926	2,545	2,571	(4,538)	(3,492)	13,151	11,751										
Depreciación y Amortización	1,566	1,241	259	313	276	234	-	-	2,101	1,788										
Costos Variables	3,179	2,789	5,667	4,825	149	146	(3,763)	(2,713)	5,232	5,047										
Costos Fijos	1,818	1,551	425	294	356	419	(706)	(752)	1,893	1,512										
Costo de Ventas	6,563	5,581	6,351	5,432	781	799	(4,469)	(3,465)	9,226	8,347										
Utilidad Bruta	1,948	1,165	282	494	1,764	1,772	(69)	(27)	3,925	3,404										
Gastos Operativos	250	467	389	376	88	57	(70)	23	657	923										
Utilidad Operacional	1,698	698	(107)	118	1,676	1,715	1	(50)	3,268	2,481										
Ingresos (Gastos) Financieros	208	(132)	(225)	(316)	(120)	27	-	55	(137)	(366)										
Resultado de Participación en Compañías	35	(13)	7	8	(18)	1	-	-	24	(4)										
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	1,941	553	(325)	(190)	1,538	1,743	1	5	3,155	2,111										
Provisión Impuesto a las Ganancias	(938)	(202)	(91)	(157)	(643)	(762)	-	(1)	(1,672)	(1,122)										
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	1,003	351	(416)	(347)	895	981	1	4	1,483	989										
Interés no Controlante	-	-	1	-	(179)	(202)	-	-	(178)	(202)										
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	1,003	351	(415)	(347)	716	779	1	4	1,305	787										
EBITDA	3,377	1,986	272	625	1,961	1,963	2	(52)	5,612	4,522										
Margen Ebitda	39.7%	29.4%	4.1%	10.5%	77.1%	76.4%	0.0%	1.5%	42.7%	38.5%										



Tabla 10: Estado de Ganancias o Pérdidas - Por segmento semestral

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 2017	1S 2016	1S 2017	1S 2016	1S 2017	1S 2016	1S 2017	1S 2016	1S 2017	1S 2016	1S 2017	1S 2016	1S 2017	1S 2016	1S 2017	1S 2016	1S 2017	1S 2016	1S 2017	1S 2016
Ingresos por ventas	16,609	12,364	13,620	11,217	5,042	5,700	(8,749)	(7,045)	26,522	22,236										
Depreciación y Amortización	3,053	2,457	523	495	547	478	-	-	4,123	3,430										
Costos Variables	6,069	5,419	11,516	8,915	264	261	(7,215)	(5,242)	10,634	9,353										
Costos Fijos	3,453	3,158	807	653	762	887	(1,408)	(1,688)	3,614	3,010										
Costo de Ventas	12,575	11,034	12,846	10,063	1,573	1,626	(8,623)	(6,930)	18,371	15,793										
Utilidad Bruta	4,034	1,330	774	1,154	3,469	4,074	(126)	(115)	8,151	6,443										
Gastos Operativos	736	1,268	751	941	224	305	(127)	(151)	1,584	2,363										
Utilidad Operacional	3,298	62	23	213	3,245	3,769	1	36	6,567	4,080										
Ingresos (Gastos) Financieros	(523)	(8)	(465)	(337)	(168)	(108)	-	(49)	(1,156)	(502)										
Resultado de Participación en Compañías	62	(42)	11	12	(18)	(1)	-	-	55	(31)										
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	2,837	12	(431)	(112)	3,059	3,660	1	(13)	5,466	3,547										
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,406)	(53)	(201)	(368)	(1,303)	(1,525)	-	(1)	(2,910)	(1,947)										
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	1,431	(41)	(632)	(480)	1,756	2,135	1	(14)	2,556	1,600										
Interés no Controlante	-	-	1	3	(366)	(453)	-	-	(365)	(450)										
Ganancia(Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	1,431	(41)	(631)	(477)	1,390	1,682	1	(14)	2,191	1,150										
EBITDA	6,699	2,957	829	1,205	3,896	4,462	1	35	11,425	8,659										
Margen Ebitda	40.3%	23.9%	6.1%	10.7%	77.3%	78.3%	0.0%	-0.5%	43.1%	38.9%										

A. Exploración y Producción

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas - Exploración y Producción

A	B		C		D		E		F		G		H		I	
	2T 2017	2T 2016	Cambio \$	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio \$	Cambio %								
Miles de Millones (COP)	2T 2017	2T 2016	Cambio \$	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio \$	Cambio %								
Ventas	8,511	6,746	1,765	26.2%	16,609	12,364	4,245	34.3%								
Depreciación y amortización	1,566	1,241	325	26.2%	3,053	2,457	596	24.3%								
Costos Variables	3,179	2,789	390	14.0%	6,069	5,419	650	12.0%								
Costos Fijos	1,818	1,551	267	17.2%	3,453	3,158	295	9.3%								
Costo de Ventas	6,563	5,581	982	17.6%	12,575	11,034	1,541	14.0%								
Utilidad Bruta	1,948	1,165	783	67.2%	4,034	1,330	2,704	203.3%								
Gastos Operativos	250	467	(217)	(46.5%)	736	1,268	(532)	(42.0%)								
Utilidad Operacional	1,698	698	1,000	143.3%	3,298	62	3,236	5,219.4%								
Ingresos (Gastos) Financieros	208	(132)	340	>100%	(523)	(8)	(515)	6,437.5%								
Participación en Resultados de Compañías	35	(13)	48	>100%	62	(42)	104	>100%								
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	1,941	553	1,388	251.0%	2,837	12	2,825	23,541.7%								
Provisión Impuesto a las Ganancias	(938)	(202)	(736)	364.4%	(1,406)	(53)	(1,353)	2,552.8%								
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	1,003	351	652	185.8%	1,431	(41)	1,472	(3,590.2%)								
Ganancia (Pérdida) Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol)	1,003	351	652	185.8%	1,431	(41)	1,472	>100%								
EBITDA	3,377	1,986	1,391	70.0%	6,699	2,957	3,742	126.5%								
Margen EBITDA	39.7%	29.4%	10.2%		40.3%	23.9%	16.4%									

Exploración

Después de los éxitos exploratorios del primer trimestre de 2017 en el *offshore* Colombia con los pozos Purple Angel-1 y Gorgon-1, en el segundo trimestre continuó la campaña exploratoria con la perforación del pozo Siluro-1. El 19 de mayo finalizaron las actividades de perforación de este pozo, ubicado en el bloque exploratorio RC-11, a 42 km costa afuera en la cuenca de la Guajira Offshore. El pozo llegó a la profundidad programada de 2,042 metros, sin registro de hidrocarburos. La información recolectada con esta perforación contribuye con el conocimiento de la Cuenca Guajira Offshore. Ecopetrol cuenta con el 50% de interés en este bloque, que es operado por Repsol (50%).

La perforación del prospecto Brama-1, localizado en el bloque Tayrona, comenzó el 9 de julio y se estima finalizar a finales de septiembre. Este pozo operado por Petrobras (40%), y donde participan como socios Ecopetrol (30%), Repsol (20%) y Statoil (10%), podría confirmar la viabilidad comercial del play probado con el descubrimiento del pozo Orca en el año 2014. En el segundo semestre del año en curso (agosto) se destaca el inicio de la perforación



del pozo Molusco-1 en el bloque RC-9, siendo éste el primer pozo offshore operado por Ecopetrol S.A. por medio de su filial Ecopetrol Costa Afuera ECAS (50%) y en asocio con ONGC (50%).

En el *onshore* Colombia, después del anuncio del descubrimiento del pozo Boranda en marzo de este año, se sigue trabajando en la maduración de los proyectos a perforar. Se resaltan los avances en la gestión de viabilidad y entorno, así como en las obras civiles y actividades pre-perforación de los pozos Lorito-1 y Trogón-1 (bloque CPO-9), los cuales buscan confirmar el potencial de hidrocarburos de los descubrimientos de Akacias (2013) y Nueva Esperanza (2014) en el mismo bloque. Así mismo, a finales de julio, Ecopetrol S.A. por medio de su filial Hocol S.A. inició la perforación del pozo Bonifacio-1 en el bloque Lla-65 y se espera iniciar la perforación del pozo Lunera-1 en el bloque VSM-9 en agosto del 2017. Adicionalmente, comenzarán las actividades de registro para las sísmicas 2D SN8 y SN18.

Por otra parte, el 10 de julio finalizó la perforación del pozo Warrior-2 localizado en el área de Green Canyon (Golfo de México - Estados Unidos), operado por Anadarko (70%) en sociedad con Ecopetrol (30%). Este pozo confirmó la presencia de hidrocarburos y se encuentra en evaluación.

Finalmente y como resultado de la Ronda 2.1 realizada en junio en México, Ecopetrol, en una posición no operadora, obtuvo los bloques 6 y 8 ubicados en las cuencas del sureste de ese país, en asocio con Petronas y Pemex respectivamente. La participación de Ecopetrol en los dos bloques corresponde al 50%. Esta negociación forma parte de la estrategia de diversificar y mejorar el portafolio exploratorio. Se estima que los contratos que formalizan estas operaciones estarán firmados en el tercer trimestre de 2017.

Producción

Tabla 12: Producción Bruta* - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	2T 2017	2T 2016	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio %
Crudo	547.1	535.8	2.1%	545.1	550.6	(1.0%)
Gas natural	108.8	110.8	(1.8%)	110.2	117.7	(6.4%)
Total Ecopetrol S.A.	655.9	646.6	1.4%	655.3	668.3	(1.9%)
Crudo	22.2	18.7	18.7%	22.1	17.4	27.0%
Gas Natural	5.4	0.6	800.0%	5.1	0.6	750.0%
Total Hocol	27.6	19.3	43.0%	27.2	18.0	51.1%
Crudo	11.2	12.6	(11.1%)	11.4	12.6	(9.5%)
Gas Natural	4.6	8.2	(43.9%)	4.5	8.4	(46.4%)
Total Equion**	15.8	20.8	(24.0%)	15.9	21.0	(24.3%)
Crudo	3.9	4.1	(4.9%)	3.9	4.2	(7.1%)
Gas Natural	1.1	1.2	(8.3%)	1.0	1.2	(16.7%)
Total Savia**	5.0	5.3	(5.7%)	4.9	5.4	(9.3%)
Crudo	10.0	2.6	284.6%	9.3	2.7	244.4%
Gas Natural	2.2	0.4	450.0%	2.1	0.6	250.0%
Total Ecopetrol America	12.2	3.0	306.7%	11.4	3.3	245.5%
Crudo	594.4	573.8	3.6%	591.8	587.5	0.7%
Gas Natural	122.1	121.2	0.7%	122.9	128.5	(4.4%)
Total Grupo Empresarial	717	695	3.1%	715	716	(0.2%)

* 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, la producción de Ecopetrol S.A. se situó en 655.9 kbped, lo que representa un incremento de 1.4% con relación al mismo periodo del año 2016. Estos resultados se explican principalmente por el recibo de los campos Rubiales y Cusiana, donde logramos mantener una operación estable y segura desde el tercer trimestre de 2016, así como por la reactivación de las inversiones en desarrollo y producción que han permitido mitigar el efecto de la declinación en algunos de los principales campos como La Cira Infantas, Chichimene, Castilla y



Rubiales. Adicionalmente, es de resaltar el caso del campo Chichimene, donde sin mayores inversiones pero a través de esfuerzos en la gestión de nuestra producción actual, tanto con esquemas de dilución en fondo como de mantenimiento de pozos, se ha logrado mitigar la declinación del periodo a tan solo 2.4% frente al mismo periodo del año anterior.

Así mismo, la mayor producción también se explica por la reactivación de la operación en Caño Sur y CPO9, que se encontraban suspendidos en el segundo trimestre de 2016, y por la activación de las cláusulas de precios altos en La Cira Infantas.

Para mitigar el efecto de los eventos de restricción de la capacidad de transporte sobre la producción, se ha trabajado exitosamente en implementar alternativas de evacuación y esquemas de operación de transporte como la bi-direccionalidad del Oleoducto Bicentenario.

En las filiales y negocios conjuntos, la producción del segundo trimestre se situó en 60.6 kbped, lo que representa un crecimiento de 25% con relación al mismo periodo del año 2016, explicado principalmente por incrementos en Hocol y Ecopetrol America. En el caso de Hocol, el aumento se explica por el inicio de operaciones en la planta de tratamiento de gas para los campos Bonga-Mamey y la cesión de intereses en campos como Espinal, Rio Saldaña y Pulí realizada por Ecopetrol S.A. a favor de Hocol en 2017. Para Ecopetrol América, el aumento obedece a la entrada de Gunflint en el segundo semestre del año 2016. Por su parte, Savia y Equion presentaron una caída que obedece a la declinación natural de los campos; y en el caso de Equion principalmente a la terminación del contrato Tauramena en Cusiana en julio de 2016 a favor de Ecopetrol S.A.

Proyectos de aumento de Factor de Recobro:

En el segundo trimestre del 2017 avanzamos en la evaluación de los 12 pilotos de recobro actualmente en operación, logrando una inyección total acumulada de 51 millones de barriles de agua y 11 millones de barriles de agua mejorada. Como respuesta a estos pilotos, se ha producido un total de 2.9 millones de barriles de petróleo entre 2014 y 2017. En Chichimene se continúa en la ejecución de las obras para dar inicio a la inyección de aire a finales de este año.

Por otra parte, avanzamos en la ejecución de la expansión del proyecto de recobro terciario con tecnología de polímeros entrecruzados en el campo Dina K, gestionando la ingeniería detallada, los procesos de compras y contratación y los permisos ambientales y arqueológicos requeridos. Esperamos dar inicio a la perforación de pozos en el cuarto trimestre del presente año.

La Compañía ha creado un Centro de Maduración de Proyectos que contribuirá a la estructuración y maduración de los mismos. Se ha priorizado la maduración de seis proyectos de expansión que buscan convertir volúmenes potenciales en reservas: cinco proyectos de inyección de agua en los campos Chichimene, Llanito, Provincia, Nutria y Apiay-Suria, y un proyecto de inyección de agua mejorada en el campo Yariguí.

Tabla 13: Costo de Levantamiento - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
USD/BI	2T 2017	2T 2016	% Var	Explicación	1S 2017	1S 2016	% Var	Explicación	% USD
Costo de levantamiento	7.31	5.36	36.4%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (-USD 0.19/BI): Mayor producción Hocol y EAI. • Costos (+USD 1.96/BI): Mayor costo en Ecopetrol, Hocol y EAI. 	6.99	5.10	37.1%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (+USD 0.10/BI): Menor producción Ecopetrol. • Costos (+USD 1.34/BI): Mayor costo en Hocol, EAI y Ecopetrol. 	16.0%
TRM	2,919.6	2,994.7	-2.5%	• TRM (+USD 0.18/BI): Menor TRM de COP75.12/USD	2,921.0	3,121.9	-6.4%	• TRM (+USD 0.45/BI): Menor TRM de COP200.86/USD.	





El incremento observado en el costo de levantamiento entre 2016 y 2017 se explica principalmente por:

- a) La causación de la totalidad de los costos del campo Rubiales, el cual pertenece 100% a Ecopetrol desde el tercer trimestre de 2016, junto con una menor producción de propiedad de Ecopetrol en el mismo, por el incremento en el porcentaje de regalías de la producción básica del 20% al 32%, como consecuencia de la terminación del contrato de asociación.
- b) Reactivación de la actividad en los principales campos (mayor número de intervenciones y servicios a pozos) para mantener la curva básica de producción.
- c) Normalización de la ejecución de costos, con una menor estacionalidad trimestral en 2017.

Resultados financieros del segmento de Exploración y Producción

Los ingresos del segundo trimestre del 2017 aumentaron frente al mismo periodo del año anterior principalmente por efecto del incremento en los precios de la canasta de crudo, favorecidos por un mejor diferencial de precios, seguido de mayores volúmenes vendidos de crudo y gas por el incremento en la producción, compensados parcialmente por el efecto asociado a la disminución de la tasa de cambio promedio sobre las exportaciones.

El costo de ventas del segmento aumentó como resultado de: i) mayores costos de compra de crudo e importación de nafta por el aumento en los precios, ii) mayor costo de mantenimiento, materiales de proceso, energía eléctrica y servicios contratados por el recibo de los campos Rubiales y Cusiana a partir del tercer trimestre de 2016, así como por la reactivación de la actividad en varios campos, iii) mayor depreciación y amortización en Ecopetrol America Inc. por el inicio de operación del campo Gunflint desde agosto de 2016 y en Ecopetrol S.A. por menores reservas incorporadas en 2016 frente a 2015, y iv) mayores costos de transporte por la implementación de esquemas de evacuación alternos debido a afectaciones del sistema Caño Limón. Los anteriores incrementos se compensan parcialmente con la acumulación de inventarios de Ecopetrol S.A. debido a las restricciones de evacuación por oleoductos.

En los gastos operacionales se observa una reducción, principalmente en gastos exploratorios como resultado de menor reconocimiento por pozos secos y la utilidad por venta de campos menores asociados a la Ronda Campos 2016. Como resultado de lo explicado anteriormente, el segmento obtuvo un margen operacional del 20.0% frente a un margen de 10.3% en 2016.

El resultado financiero neto presentó una recuperación explicada principalmente por i) utilidad por diferencia en cambio dada la posición activa en dólares del segmento, ii) menor gasto de intereses sobre los préstamos debido a una disminución de la tasa de interés sobre deuda local indexada al IPC, iii) efecto de la disminución de la tasa de cambio en los intereses asociados a la deuda en moneda extranjera y iv) mayores rendimientos financieros sobre la posición de liquidez del segmento.

B. Transporte

Tabla 14: Estado de Ganancias o Pérdidas - Transporte

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de Millones (COP)	2T 2017	2T 2016	Cambio \$	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio \$	Cambio %
Ventas	2,545	2,571	(26)	(1.0%)	5,042	5,700	(658)	(11.5%)
Depreciación y amortización	276	234	42	17.9%	547	478	69	14.4%
Costos Variables	149	146	3	2.1%	264	261	3	1.1%
Costos Fijos	356	419	(63)	(15.0%)	762	887	(125)	(14.1%)
Costo de Ventas	781	799	(18)	(2.3%)	1,573	1,626	(53)	(3.3%)
Utilidad Bruta	1,764	1,772	(8)	(0.5%)	3,469	4,074	(605)	(14.9%)
Gastos Operativos	88	57	31	54.4%	224	305	(81)	(26.6%)
Utilidad Operacional	1,676	1,715	(39)	(2.3%)	3,245	3,769	(524)	(13.9%)
Ingresos (Gastos) Financieros	(120)	27	(147)	>100%	(168)	(108)	(60)	55.6%
Participación en Resultados de Compañías	(18)	1	(19)	>100%	(18)	(1)	(17)	1,700.0%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	1,538	1,743	(205)	(11.8%)	3,059	3,660	(601)	(16.4%)
Provisión Impuesto a las Ganancias	(643)	(762)	119	(15.6%)	(1,303)	(1,525)	222	(14.6%)
Ganancia Neta Consolidada	895	981	(86)	(8.8%)	1,756	2,135	(379)	(17.8%)
Interés no Controlante	(179)	(202)	23	(11.4%)	(366)	(453)	87	(19.2%)
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol)	716	779	(63)	(8.1%)	1,390	1,682	(292)	(17.4%)
EBITDA	1,961	1,963	(2)	(0.1%)	3,896	4,462	(566)	(12.7%)
Margen EBITDA	77.1%	76.4%	0.7%		77.3%	78.3%	(1.0%)	



Avance de los proyectos clave

San Fernando - Monterrey: Se inició el bombeo de crudo y pruebas extendidas de estabilización operativa desde la estación San Fernando. Se avanza en el proceso de comisionamiento y se espera dar inicio a la fase de pruebas de estabilización del sistema de diluyente. Se estima iniciar la operación en el tercer trimestre de 2017.

Iniciativa de transporte de crudos de mayor viscosidad: Se inició el transporte de crudos extra pesados por el sistema de oleoductos desde Apiay hasta Coveñas; con esto se logró la exportación del primer embarque con viscosidad mayor a 500 Cst. Así mismo, finalizamos las actividades de instalación de sistemas de dilución de crudos en Coveñas, lo cual permitirá entregar crudos en viscosidades y densidades especificadas por nuestros clientes.

Tabla 15: Volúmenes Transportados - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
(kbpd)	2T 2017	2T 2016	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio %
Crudos	828.3	868.7	(4.7%)	816.8	910.1	(10.3%)
Refinados	273.4	257.9	6.0%	269.6	260.2	3.6%
Total	1,101.7	1,126.6	(2.2%)	1,086.4	1,170.3	(7.2%)

El transporte de crudo por oleoductos se redujo durante el segundo trimestre de 2017, debido principalmente a menores inventarios de clientes para transportar por el Oleoducto Transandino y a las afectaciones de terceros presentadas en el sistema Caño Limón. Del total transportado en oleoductos, aproximadamente 66% correspondió a producto de propiedad de Ecopetrol.

Una fuga del sistema con ocasión de una válvula ilícita en el oleoducto Caño Limón, obligó a adelantar un plan de trabajo. Durante la ejecución de estas labores, el sistema caño limón experimentó otras acciones por parte de terceros (válvulas ilícitas y atentados) las cuales requirieron ser atendidas y que han ocasionado la extensión del cronograma a un periodo estimado de dos (2) meses. A pesar de lo anterior, para garantizar la evacuación de los crudos del campo Caño Limón, durante el segundo trimestre se dio inicio a la utilización del plan de evacuación contingente que permite reversar el sentido de operación del Oleoducto Bicentenario, bombeando crudos en el sentido Banadía - Araguaney, para transportar los crudos a través de Orensa y/o Oleoducto de Colombia hasta el terminal Coveñas. Esta reversión ha permitido evacuar más de 1,600,000 barriles de crudo de Caño Limón.

Por su parte, el volumen transportado por poliductos en el segundo trimestre de 2017 se incrementó, debido principalmente a la eliminación de algunas restricciones operativas en el poliducto Pozos Colorados - Galán, lo que permitió aumentar su capacidad de 110 kbd a 119 kbd. Aproximadamente el 18% de los volúmenes transportados por poliductos correspondió a productos de propiedad de Ecopetrol.

Tabla 16: Costo por Barril Transportado - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
USD/BI	2T 2017	2T 2016	% Var	Explicación	1S 2017	1S 2016	% Var	Explicación	% USD
Costo por barril transportado	3.46	3.85	-10.1%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (+USD 0.48/BI): Menor volumen transportado asociado a la menor producción. • Costos (-USD 0.96/BI): Menores costos en mantenimientos operativos. 	3.52	3.63	-3.0%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (+USD 0.41/BI): Menor volumen transportado asociado a la menor producción. • Costos (-USD 0.75/BI): Menores costos en mantenimientos operativos. 	8.0%
TRM	2,919.6	2,994.7	-2.5%	• TRM (+USD 0.09/BI): Menor TRM de COP 75.12/USD.	2,921.0	3,121.9	-6.4%	• TRM (+USD 0.23/BI): Menor TRM de COP200.86/USD.	



Resultados financieros del segmento de Transporte

Los ingresos del segundo trimestre de 2017 disminuyeron debido principalmente al menor volumen transportado en oleoductos y el efecto de la revaluación de la tasa de cambio promedio sobre las tarifas en dólares.

El costo de ventas disminuyó como consecuencia de la continuidad en el programa de optimización de costos de operación y mantenimiento, compensando el incremento de los costos variables de materiales de proceso y energía para el segundo trimestre de 2017 asociados al inicio del transporte de crudos más pesados y de las depreciaciones por la capitalización de mantenimientos mayores.

El resultado financiero neto presenta un mayor gasto comparado con el mismo periodo del año anterior, principalmente por los resultados asociados a las operaciones de cobertura con derivados de tipo de cambio y un menor ingreso por diferencia en cambio debido a la disminución de la posición neta activa del segmento.

C. Refinación

Tabla 17: Estado de Ganancias o Pérdidas - Refinación

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de Millones (COP)	2T 2017	2T 2016	Cambio \$	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio \$	Cambio %
Ventas	6,633	5,926	707	11.9%	13,620	11,217	2,403	21.4%
Depreciación y amortización	259	313	(54)	(17.3%)	523	495	28	5.7%
Costos Variables	5,667	4,825	842	17.5%	11,516	8,915	2,601	29.2%
Costos Fijos	425	294	131	44.6%	807	653	154	23.6%
Costo de Ventas	6,351	5,432	919	16.9%	12,846	10,063	2,783	27.7%
Utilidad Bruta	282	494	(212)	(42.9%)	774	1,154	(380)	(32.9%)
Gastos Operativos	389	376	13	3.5%	751	941	(190)	(20.2%)
(Pérdida) Utilidad Operacional	(107)	118	(225)	(190.7%)	23	213	(190)	(89.2%)
Ingresos (Gastos) Financieros	(225)	(316)	91	(28.8%)	(465)	(337)	(128)	38.0%
Participación en Resultados de Compañías	7	8	(1)	(12.5%)	11	12	(1)	(8.3%)
Pérdida Antes de Impuesto a las Ganancias	(325)	(190)	(135)	71.1%	(431)	(112)	(319)	284.8%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(91)	(157)	66	(42.0%)	(201)	(368)	167	(45.4%)
Pérdida Neta Consolidada	(416)	(347)	(69)	19.9%	(632)	(480)	(152)	31.7%
Interés no Controlante	1	-	1	0	1	3	(2)	(66.7%)
Pérdida Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol)	(415)	(347)	(68)	19.6%	(631)	(477)	(154)	32.3%
EBITDA	272	625	(353)	(56.5%)	829	1,205	(376)	(31.2%)
Margen EBITDA	4.1%	10.5%	(6.4%)		6.1%	10.7%	(4.7%)	

Refinería de Cartagena

Reficar ha logrado un volumen de ventas totales de 140 kbd al cierre del primer semestre, de las cuales 72 kbd corresponden a ventas nacionales y el restante 67 kbd a exportaciones. Las ventas representaron un ingreso de USD 634 millones para el primer trimestre del año y de USD 722 millones para el segundo, mostrando un incremento del 67% y 46% respectivamente, si se comparan con los mismos periodos del año 2016.

Durante junio de 2017 se logró la mayor carga de la unidad de crudo en lo corrido del año con 143.4 kbd, alcanzando un promedio acumulado para el año de 130 kbd, superando en 19% la carga acumulada para el mismo periodo del año pasado (109 kbd).

En términos del margen bruto de refinación, se presentó un incremento del 12% entre el primer y el segundo trimestre de 2017, pasando de USD 6.8/Bl a USD 7.7/Bl. La mejora se explica principalmente por el avance en el proceso de estabilización de la refinería, que ha permitido incrementar su carga, pasando de 123 kbd en el primer trimestre a 136 kbd en el segundo trimestre de 2017 y, por ende, su factor de utilización.

En el acumulado del año, el margen bruto se incrementó cerca de 181% frente al mismo periodo de 2016, pasando de USD 2.6/Bl a USD 7.3/Bl.





En el segundo trimestre fue necesario sacar de servicio las unidades de Alquiler e Hidrocrqueo; en la primera unidad, para corregir defectos identificados en algunos equipos del proceso, y en la Unidad de Hidrocrqueo para atender un evento operacional. La Unidad de Alquiler arrancó nuevamente sus operaciones el 22 de julio y se espera que la Unidad de Hidrocrqueo arranque en el mes de agosto.

A cierre del primer semestre se han realizado 28 pruebas de desempeño de las 34 pruebas planeadas, lo que representa un avance del 82%. En el segundo semestre se terminará el proceso de estabilización, las pruebas individuales pendientes y la prueba global de desempeño.

Refinería de Barrancabermeja

Tabla 18: Carga, Factor de utilización y Producción - Refinería Barrancabermeja

A	B			D			E		
	2T 2017	2T 2016	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio %			
Carga* (kbpd)	202.7	216.4	(6.3%)	208.6	215.2	(3.1%)			
Factor de Utilización (%)	70.3%	71.7%	(1.9%)	74.2%	76.0%	(2.3%)			
Producción Refinados (kbped)	204.3	217.4	(6.0%)	210.3	216.4	(2.8%)			

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

La carga, el factor de utilización y la producción se redujeron en el segundo trimestre de 2017 versus el mismo trimestre de 2016, debido a una menor disponibilidad de crudos livianos e intermedios y a la parada general programada del tren de fondos realizada en junio 2017.

Tabla 19: Margen de Refinación - Refinería Barrancabermeja

A	B			E			G		
USD/BI	2T 2017	2T 2016	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio %			
Margen de Refinación	13.1	13.5	(2.8%)	13.9	13.8	0.7%			

El margen de refinación se redujo entre el segundo trimestre de 2017 y el mismo período de 2016 principalmente por el aumento en el precio de la dieta, en línea con los precios internacionales del crudo; este impacto fue parcialmente compensado por un mayor rendimiento del diésel, resultado de la sostenibilidad en cambios operacionales que han permitido dar mayor valor a distintas corrientes de la refinería, tales como el aceite liviano de ciclo (ALC) y el combustóleo.

Tabla 20: Costo de Caja de refinación (no incluye Reficar) - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
USD/BI	2T 2017	2T 2016	% Var	Explicación	1S 2017	1S 2016	% Var	Explicación	% USD
Costo de caja refinación	4.89	4.33	12.9%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (+USD 0.31/BI): Menor carga Barrancabermeja. • Costos (+USD 0.13/BI): Mayor costo operacional por cambio de dieta. 	4.69	3.92	19.6%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (+USD 0.20/BI): Menor carga Barrancabermeja y Propilco. • Costos (+USD 0.27/BI): Mayores costos mantenimiento y operacionales por cambio de dieta. 	19.0%
TRM	2,919.6	2,994.7	-2.5%	• TRM (+USD 0.12/BI): Menor TRM de COP75.12/USD.	2,921.0	3,121.9	-6.4%	• TRM (+USD 0.30/BI): Menor TRM de COP200.86/USD.	

Resultados financieros del segmento de Refinación

Los ingresos del segundo trimestre de 2017 se incrementaron principalmente por los mejores precios de venta de productos, en línea con el comportamiento de los precios internacionales, y por los mayores rendimientos de productos valiosos (diésel y gasolinas, principalmente) en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.



El costo de ventas presentó un aumento en materiales de operación y proceso, mantenimiento y servicios contratados asociados a las paradas en unidades de refinación por el proceso de estabilización de la Refinería de Cartagena. Adicionalmente, se presentó un impacto por el aumento de precios de la materia prima.

Los gastos operativos aumentaron por una menor recuperación de provisiones, compensada con la disminución en los gastos de estudios de arranque y estabilización de proyectos por efecto de la entrada en operación y estabilización de la Refinería de Cartagena.

El resultado financiero neto presentó una recuperación explicada principalmente por i) utilidad por diferencia en cambio dada la devaluación presentada en el periodo y ii) menor gasto de intereses por efecto de la disminución de la tasa de cambio promedio en los intereses asociados a la deuda en moneda extranjera.

8. Resultado de Iniciativas de Reducción de Costos y Gastos

Como resultado de la implementación de las acciones identificadas, el Grupo Empresarial ha acumulado en el primer semestre del año eficiencias estructurales por COP 516 mil millones, lo que representa un 70% de la meta anual de COP 740 mil millones. Esta meta se apalanca principalmente en los esfuerzos de exploración y producción, refinación y transporte, así como en la gestión comercial y de abastecimiento y servicios.

En el segundo trimestre se obtuvieron ahorros por COP 366 mil millones, explicados así:

Tabla 21: Principales iniciativas de ahorro estructural en 2017

A	B
Miles de millones (COP)	2T 2017
Mejora de ingresos y márgenes de la refinerías	87
Optimización de los costos de perforación y mantenimiento de pozos	69
Mejora de la gestión comercial	56
Dilución de crudos pesados	52
Reduccion costos O&M de las empresas del Midstream	36
Eficiencia energética(ventas de excedentes y confiabilidad eléctrica)	16
Ahorros áreas de soporte, mantto. instalaciones de superficie, otros	50
Total	366

9. Inversiones

Las inversiones acumuladas del primer semestre de 2017 del Grupo Empresarial Ecopetrol ascendieron a USD 875 millones (71% en Ecopetrol S.A. y 29% en filiales y subsidiarias).

Tabla 22: Inversiones realizadas por segmento - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
1S 2017 - USD millones	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Part.
Producción	505.6	46.7	552.3	63.1%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	10.1	70.5	80.6	9.2%
Exploración	101.8	55.5	157.3	18.0%
Transporte	1.0	83.3	84.3	9.6%
Corporativo	0.8	0.0	0.8	0.1%
Total	619.3	256.0	875.3	100.0%

Producción: Se destaca la inversión en el campo Castilla, que durante el trimestre contó con un equipo de perforación adicional, llegando a 5 taladros.



Exploración: La ejecución corresponde a actividades llevadas a cabo en el Offshore colombiano (pozos Gorgón-1, Purple Angel-1, Siluro-1 y Brama-1). Adicionalmente, se vienen adelantando actividades pre-drilling particularmente en términos de viabilidad social en el Onshore colombiano. Hocol obtuvo avances significativos en dos de sus programas sísmicos ubicados en el Valle Inferior del Magdalena.

Refinación, Petroquímica y Biocombustibles y Transporte: Avance en inversiones de continuidad operativa y en el cierre del proyecto Ocesa P 135.

La ejecución de inversiones de 2017 se estima en un rango entre USD 2.6 y USD 2.9 billones, explicada principalmente por la renegociación de obligaciones con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), las cuales no se efectuarán este año, y por mayores plazos de maduración en algunos proyectos de producción.

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

1. Consolidación Organizacional

Tabla 23: Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

A	B	C	D	E
Indicador HSE*	2T 2017	2T 2016	1S 2017	1S 2016
Índice de Frecuencia de Accidentalidad (accidentes / millón de horas hombre)	0.65	0.60	0.85	0.86
Incidentes Ambientales	4	1	8	1

*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.

Hitos relevantes:

- Sinergias entre las filiales del Grupo Empresarial con la Casa Matriz con el fin de compartir y estandarizar prácticas HSE y mejorar el desempeño HSE del Grupo.
- Cumplimiento del proceso de pre-auditoría para la certificación en Sistemas de Gestión de Seguridad Industrial, Salud Ocupacional y Medio Ambiente (OHSAS 18001 e ISO 14001).

2. Responsabilidad Corporativa

Inversión Social:

En el segundo trimestre de 2017 se invirtieron recursos para proyectos de inversión social por un valor de COP 2,033 millones, frente a COP 1,242 millones en el mismo periodo del año 2016. Los recursos en 2017 se han destinado a programas de educación y cultura y fortalecimiento institucional. El valor acumulado de inversión de enero a junio de 2017 es de COP 4,617 millones.

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 2017:

Español

Agosto 9, 2017
8:30 a.m. Bogotá
9:30 a.m. Nueva York

Inglés

Agosto 9, 2017
10:00 a.m. Bogotá
11:00 a.m. Nueva York



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

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.

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



IV. Anexos Grupo Empresarial Ecopetrol

Tabla 1: Producción Bruta por Región - Participación neta Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	2T 2017	2T 2016	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio %
La Cira-Infantas	20.9	18.6	12.4%	21.7	18.9	14.8%
Casabe	16.3	18.5	(11.9%)	16.4	18.9	(13.2%)
Yarigui	15.4	17.7	(13.0%)	15.6	18.1	(13.8%)
Otros	30.7	32.5	(5.5%)	30.9	34.1	(9.4%)
Total Región Central	83.3	87.3	(4.6%)	84.6	90.0	(6.0%)
Castilla	115.4	123.2	(6.3%)	114.6	125.8	(8.9%)
Chichimene	72.4	74.2	(2.4%)	70.7	76.1	(7.1%)
Cupiagua	35.3	40.2	(12.2%)	38.2	42.6	(10.3%)
Cusiana (2)	36.1	0.0	N/A	35.6	0.0	N/A
Otros (3)	19.6	15.1	29.8%	18.5	17.2	7.6%
Total Región Orinoquía	278.8	252.7	10.3%	277.6	261.7	6.1%
Area Huila (4)	3.2	8.1	(60.5%)	3.2	8.4	(61.9%)
Area San Francisco	6.3	6.7	(6.0%)	6.4	6.9	(7.2%)
Area Tello	4.2	4.9	(14.3%)	4.3	4.9	(12.2%)
Otros	11.9	8.8	35.2%	12.4	9.2	34.8%
Total Región Sur	25.6	28.5	(10.2%)	26.3	29.4	(10.5%)
Rubiales (1)	115.0	0.0	N/A	116.8	0.0	N/A
Caño Sur (3)	1.3	0.0	N/A	1.3	0.0	N/A
Total Región Oriente	116.3	0.0	N/A	118.1	0.0	N/A
Rubiales (1)	0.0	79.9	(100.0%)	0.0	83.2	(100.0%)
Cusiana (2)	0.0	29.9	(100.0%)	0.0	30.1	(100.0%)
Guajira	27.5	32.3	(14.9%)	27.1	35.9	(24.5%)
Caño Limón	25.1	26.9	(6.7%)	21.5	27.1	(20.7%)
Piedemonte	29.3	30.4	(3.6%)	29.0	30.7	(5.5%)
Quifa	19.1	20.7	(7.7%)	19.2	21.2	(9.4%)
Nare	13.4	16.2	(17.3%)	13.8	16.6	(16.9%)
Otros	37.5	41.8	(10.3%)	38.1	42.4	(10.1%)
Total Activos con Socios	151.9	278.1	(45.4%)	148.7	287.2	(48.2%)
Total Ecopetrol S.A.	655.9	646.6	1.4%	655.3	668.3	(1.9%)
Operación Directa	506.5	368.5	37.4%	509.4	384.3	32.6%
Operación Asociada	149.3	278.1	(46.3%)	145.9	283.9	(48.6%)
Ocelote (**)	13.9	11.5	20.9%	14.1	10.7	31.8%
Otros	13.7	7.8	75.6%	13.1	7.3	79.5%
Total Hocol	27.6	19.3	43.0%	27.2	18.0	51.1%
Piedemonte	14.9	15.5	(3.9%)	14.7	15.5	(5.2%)
Tauramena/Rio Chitamena	0.2	4.1	(95.1%)	0.2	4.2	(95.2%)
Otros	0.7	1.2	(41.7%)	1.0	1.3	(23.1%)
Total Equión*	15.8	20.8	(24.0%)	15.9	21.0	(24.3%)
Lobitos	2.3	2.2	4.5%	2.3	2.2	4.5%
Peña Negra	1.7	2.0	(15.0%)	1.6	2.1	(23.8%)
Otros	1.0	1.1	(9.1%)	1.0	1.1	(9.1%)
Total Savia*	5.0	5.3	(5.7%)	4.9	5.4	(9.3%)
Dalmatian	1.4	1.5	(6.7%)	1.3	1.7	(23.5%)
K2	2.5	1.5	66.7%	2.4	1.6	50.0%
Gunflint	8.3	0.0	N/A	7.7	0.0	N/A
Total Ecopetrol America Inc.	12.2	3.0	306.7%	11.4	3.3	245.5%
Total Filiales	60.6	48.4	25.2%	59.4	47.7	24.5%
Total Grupo Empresarial	716.5	695.0	3.1%	714.7	716.0	(0.2%)

*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.

(1) Rubiales: Hasta el cierre del primer semestre 2016, este campo pertenecía a la Vicepresidencia de Activos con Socios. A partir del 1 de julio pertenece a la nueva Vicepresidencia Regional Oriente.

(2) Cusiana: Hasta el cierre del primer semestre 2016, este campo pertenecía a la Vicepresidencia de Activos con Socios. A partir del segundo semestre pertenece a la Vicepresidencia Regional Orinoquía.

(3) Caño Sur: Hasta el cierre del primer semestre 2016, este campo pertenecía a la Vicepresidencia Regional Orinoquía. A partir del segundo semestre pertenece a la nueva Vicepresidencia Regional Oriente.

(4) Huila: Algunos activos fueron reclasificados y son reportados en Otros campos de la Regional Sur.

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

A	B	C	D	E	F	G
(kbpd)	2T 2017	2T 2016	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio %
Liviano	67.6	63.0	7.3%	67.2	64.2	4.7%
Medio	176.3	186.1	(5.3%)	174.7	188.0	(7.1%)
Pesado	350.5	324.7	7.9%	349.9	335.3	4.4%
Total	594.4	573.8	3.6%	591.8	587.5	0.7%

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

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	2T 2017	2T 2016	Cambio %	1S 2017	1S 2016	Cambio %
Crudo	504.9	495.0	2.0%	501.0	506.6	(1.1%)
Gas Natural***	104.1	102.9	1.2%	104.7	109.1	(4.0%)
Total	609.0	597.9	1.9%	605.7	615.7	(1.6%)

* La producción neta no incluye regalías y está prorrataada 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 2017	2T 2016	1S 2017	1S 2016
Ingresos				
Nacionales	6,688	6,114	13,419	12,146
Exterior	6,463	5,637	13,103	10,090
Total Ingresos	13,151	11,751	26,522	22,236
Costo de Ventas				
Depreciación, amortización y agotamiento	2,101	1,788	4,123	3,430
Depreciación, amortización y agotamiento v	1,530	1,208	2,982	2,397
Depreciación fijo	571	580	1,141	1,033
Costos Variables:	5,232	5,047	10,634	9,353
Productos importados	2,796	3,099	6,325	5,649
Compras nacionales	1,571	1,281	3,263	2,213
Servicios de transporte de	199	216	363	450
Variación de inventarios y otros	666	451	683	1,041
Costos Fijos:	1,893	1,512	3,614	3,010
Servicios contratados	609	469	1,124	1,054
Mantenimiento	504	418	956	726
Costos laborales	441	377	856	659
Otros	339	248	678	571
Total Costo de Ventas	9,226	8,347	18,371	15,793
Utilidad Bruta	3,925	3,404	8,151	6,443
Gastos Operacionales	657	923	1,584	2,363
Gastos de administración	580	666	1,480	2,022
Gastos de exploración y proyectos	77	257	104	341
Utilidad Operacional	3,268	2,481	6,567	4,080
Resultado Financiero, Neto	(137)	(366)	(1,156)	(502)
Diferencia en cambio, neto	434	375	(15)	1,000
Intereses, neto	(393)	(549)	(928)	(1,147)
Ingresos (Gastos) financieros	(178)	(192)	(213)	(355)
Resultados de Participación en Compañías	24	(4)	55	(31)
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	3,155	2,111	5,466	3,547
Provisión Impuesto a las ganancias	(1,672)	(1,122)	(2,910)	(1,947)
Ganancia Neta Consolidada	1,483	989	2,556	1,600
Interés no controlante	(178)	(202)	(365)	(450)
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	1,305	787	2,191	1,150
EBITDA	5,612	4,522	11,425	8,659
Margen Ebitda	42.7%	38.5%	43.1%	38.9%



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

A	B	C	D
Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2017	Marzo 31, 2017	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6,246	8,165	(23.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	4,638	3,880	19.5%
Inventarios	4,269	4,330	(1.4%)
Activos por impuestos corrientes	777	840	(7.5%)
Activos financieros disponibles para la venta	56	52	7.7%
Otros activos financieros	1,885	7,009	(73.1%)
Otros activos	1,043	1,025	1.8%
	18,914	25,301	(25.2%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	95	116	(18.1%)
Activos corrientes	19,009	25,417	(25.2%)
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,326	1,476	(10.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	781	745	4.8%
Propiedades, planta y equipo	61,274	60,467	1.3%
Recursos naturales y del medio ambiente	21,562	21,521	0.2%
Intangibles	253	269	(5.9%)
Activos por impuestos diferidos	7,458	6,520	14.4%
Otros activos financieros	2,330	2,362	(1.4%)
Otros activos no corrientes	1,701	1,721	(1.2%)
Total Activos No Corrientes	96,685	95,081	1.7%
Total Activos	115,694	120,498	(4.0%)
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	3,920	4,095	(4.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	6,184	6,799	(9.0%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,867	1,994	(6.4%)
Pasivos por impuestos corrientes	1,497	2,915	(48.6%)
Provisiones y contingencias	706	817	(13.6%)
Otros pasivos corrientes	339	421	(19.5%)
	14,513	17,041	(14.8%)
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	-	40	(100.0%)
Total Pasivos Corrientes	14,513	17,081	(15.0%)
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	42,194	46,316	(8.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	44	22	100.0%
Provisiones por beneficios a empleados	3,650	3,790	(3.7%)
Pasivos por impuestos diferidos	2,616	2,410	8.5%
Provisiones y contingencias	5,259	5,187	1.4%
Otros pasivos no corrientes	440	275	60.0%
Total Pasivos No Corrientes	54,203	58,000	(6.5%)
Total Pasivos	68,716	75,081	(8.5%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	45,133	43,793	3.1%
Interes no Controlante	1,845	1,624	13.6%
Total Patrimonio	46,978	45,417	3.4%
Total Pasivos y Patrimonio	115,694	120,498	(4.0%)



Tabla 6: Estado de Resultado Integrales - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	2T 2017	2T 2016	1S 2017	1S 2016
Utilidad Consolidada	1,483	989	2,556	1,600
Elementos del otro Resultado Integral, Neto de Impuestos				
Diferencias de cambio en conversiones acumuladas	952	(676)	189	(1,679)
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(437)	591	2	1,102
Coberturas inversión neta negocios en el extranjero	(570)	207	(174)	207
Mediciones de planes de beneficios definidos	113	354	194	229
Otros menores	23	(28)	21	137
Total otro Resultado Integral	81	448	232	(4)
Total Resultado Integral	1,564	1,437	2,788	1,596
Atribuible:				
A los accionistas	1,345	1,237	2,408	1,184
Participación no controladora	219	200	380	412
Total Resultado Integral	1,564	1,437	2,788	1,596

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

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	2T 2017	2T 2016	1S 2017	1S 2016
Fujos de Efectivo de las Actividades de Operación:				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	1,305	787	2,191	1,150
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:				
Participación de accionistas no controlantes	178	202	365	450
Cargo por impuesto a las ganancias	1,672	1,122	2,910	1,947
Depreciación, agotamiento y amortización	2,136	1,863	4,199	3,576
(Utilidad) Pérdida por diferencia en cambio	(434)	(375)	15	(1,000)
Costo financiero reconocido en resultados	659	801	1,483	1,614
Pozos secos	30	76	33	154
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes	48	7	33	30
Impairment de activos	(3)	(47)	54	45
Ganancia por valoración de activos financieros	(249)	(19)	(102)	7
(Ganancia) Pérdida por venta de activos para la venta	(167)	12	(167)	13
(Ganancia) pérdida en resultados de compañías asociadas y negocios conj	(24)	4	(55)	31
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	119	265	253	399
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(727)	(889)	(1,539)	(450)
Impuesto de renta pagado	(3,048)	(3,036)	(3,722)	(3,390)
Efectivo Neto Generado por las Actividades de Operación	1,495	773	5,951	4,576
Fujos de Efectivo de las Actividades de Inversión:				
Inversión en propiedad, planta y equipo	(625)	(611)	(909)	(1,454)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,100)	(318)	(1,477)	(965)
Adquisiciones de intangibles	(7)	(26)	(29)	(36)
Venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	-	725	-	725
Venta activos mantenidos para la venta	154	-	155	-
Venta (Compra) de otros activos financieros	5,836	(1,130)	2,894	(1,177)
Intereses recibidos	86	95	192	164
Dividendos recibidos	249	31	249	31
Ingresos por venta de activos	9	2	37	87
Efectivo Neto Provisto (usado) en Actividades de Inversión	4,602	(1,232)	1,112	(2,625)
Flujo de Efectivo en Actividades de Financiación:				
Captaciones (pagos) de préstamos	(6,492)	1,626	(6,584)	2,414
Pago de intereses	(718)	(647)	(1,431)	(1,243)
Dividendos pagados	(1,023)	(47)	(1,137)	(1,105)
Efectivo Neto (usado) provisto en Actividades de Financiación	(8,233)	932	(9,152)	66
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de	217	(191)	(75)	(649)
(Disminución) aumento en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	(1,919)	282	(2,164)	1,368
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	8,165	7,636	8,410	6,550
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	6,246	7,918	6,246	7,918



Tabla 8: Conciliación del EBITDA - Grupo Empresarial

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)				
	2T 2017	2T 2016	1S 2017	1S 2016
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA				
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	1,305	787	2,191	1,150
+ Depreciación, agotamiento y amortización	2,136	1,863	4,199	3,576
+/- Deterioros activos a largo plazo	5	3	9	59
+/- Resultado financiero, neto	137	366	1,156	502
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,672	1,122	2,910	1,947
+ Otros Impuestos	179	179	595	975
+/- Interes no controlante	178	202	365	450
EBITDA Consolidado	5,612	4,522	11,425	8,659

Tabla 9: Conciliación del EBITDA por Segmento (2T 2017)

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	1,003	(415)	716	1	1,305
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,572	285	278	1	2,136
+/- Deterioros activos a largo plazo	-	4	1	-	5
+/- Resultado financiero, neto	(208)	225	120	-	137
+ Provisión impuesto a las ganancias	938	91	643	-	1,672
+ Otros Impuestos	72	83	24	-	179
+/- Interes no controlante	-	(1)	179	-	178
EBITDA Consolidado	3,377	272	1,961	2	5,612

Tabla 10: Conciliación del EBITDA por Segmento (2T 2016)

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	351	(347)	779	4	787
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,254	375	236	(2)	1,863
+/- Deterioros activos a largo plazo	(1)	4	-	-	3
+/- Resultado financiero, neto	132	316	(27)	(55)	366
+ Provisión impuesto a las ganancias	202	157	762	1	1,122
+ Otros Impuestos **	48	120	11	-	179
+/- Interes no controlante	-	-	202	-	202
EBITDA Consolidado	1,986	625	1,963	(52)	4,522

Tabla 11: Conciliación del EBITDA por Segmento (1S 2017)

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	1,431	(631)	1,390	1	2,191
+ Depreciación, agotamiento y amortización	3,065	581	553	-	4,199
+/- Deterioros activos a largo plazo	1	7	1	-	9
+/- Resultado financiero, neto	524	464	168	-	1,156
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,406	201	1,303	-	2,910
+ Otros Impuestos	272	208	115	-	595
+/- Interes no controlante	-	(1)	366	-	365
EBITDA Consolidado	6,699	829	3,896	1	11,425

Tabla 12: Conciliación del EBITDA por Segmento (1S 2016)

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	(41)	(477)	1,682	(14)	1,150
+ Depreciación, agotamiento y amortización	2,471	622	483	-	3,576
+/- Deterioros activos a largo plazo	(2)	61	-	-	59
+/- Resultado financiero, neto	9	337	108	48	502
+ Provisión impuesto a las ganancias	53	368	1,525	1	1,947
+ Otros Impuestos	467	297	211	-	975
+/- Interes no controlante	-	(3)	453	-	450
EBITDA Consolidado	2,957	1,205	4,462	35	8,659



Tabla 13: Deuda de largo plazo - Grupo Empresarial Ecopetrol*

Compañía	Moneda Extranjera (USD)	Moneda Local (COP**)	Total
Ecopetrol	9,884	1,131	11,015
Reficar	2,666	-	2,666
Bicentenario	-	481	481
ODL	-	228	228
Bioenergy	-	153	153
Ocensa	500	-	500
Total	13,050	1,993	15,043

*Valor nominal de la deuda a 30 de junio de 2017, sin incluir causación de intereses.

**Cifras expresadas en millones de dólares equivalentes con la TRM al 30 de junio de 2017.

V. Anexos: Resultados de Ecopetrol S.A, Subordinadas y Participaciones Accionarias

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 14: Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	2T 2017	2T 2016	1S 2017	1S 2016
Ventas locales	5,766	4,335	11,384	8,634
Ventas al exterior	5,174	5,172	10,256	9,025
Ventas totales	10,940	9,507	21,640	17,659
Costos variables	6,343	5,685	12,489	10,904
Costos fijos	2,254	1,980	4,314	4,071
Costo de ventas	8,597	7,665	16,803	14,975
Utilidad bruta	2,343	1,842	4,837	2,684
Gastos operativos	351	561	926	1,400
Utilidad operacional	1,992	1,281	3,911	1,284
Ingresos (gastos) financieros	159	(279)	(766)	(211)
Participación en resultados de compañías	165	216	535	540
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,316	1,218	3,680	1,613
Impuesto a las ganancias	(1,011)	(431)	(1,489)	(463)
Utilidad neta	1,305	787	2,191	1,150
EBITDA	3,548	2,672	7,138	4,435
Margen EBITDA	32.4%	28.1%	33.0%	25.1%



Tabla 15: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C	D
Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2017	Marzo 31, 2017	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	3,660	4,721	(22.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	4,836	4,123	17.3%
Inventarios	2,750	2,694	2.1%
Activos por impuestos corrientes	334	366	(8.7%)
Activos financieros disponibles para la venta	56	52	7.7%
Otros activos financieros	5,441	10,249	(46.9%)
Otros activos	715	760	(5.9%)
	17,792	22,965	(22.5%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	8	30	(73.3%)
Activos corrientes	17,800	22,995	(22.6%)
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	29,336	27,887	5.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	3,152	3,121	1.0%
Propiedades, planta y equipo	20,458	20,817	(1.7%)
Recursos naturales y del medio ambiente	17,781	17,786	(0.0%)
Intangibles	153	165	(7.3%)
Activos por impuestos diferidos	4,744	3,900	21.6%
Otros activos financieros	1,982	2,010	(1.4%)
Otros activos no corrientes	1,833	1,828	0.3%
Total Activos No Corrientes	79,439	77,514	2.5%
Total Activos	97,239	100,509	(3.3%)
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	2,447	2,567	(4.7%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	4,749	5,387	(11.8%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,839	1,964	(6.4%)
Pasivos por impuestos corrientes	1,085	938	15.7%
Provisiones y contingencias	591	611	(3.3%)
Otros pasivos corrientes	-	-	0
	10,711	11,467	(6.6%)
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	-	40	(100.0%)
Total Pasivos Corrientes	10,711	11,507	(6.9%)
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	31,612	35,637	(11.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	0
Provisiones por beneficios a empleados	3,650	3,790	(3.7%)
Pasivos por impuestos diferidos	1,674	1,445	15.8%
Provisiones y contingencias	4,357	4,288	1.6%
Otros pasivos no corrientes	102	50	104.0%
Total Pasivos No Corrientes	41,395	45,210	(8.4%)
Total Pasivos	52,106	56,717	(8.1%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	45,133	43,792	3.1%
Interes no Controlante	-	-	0
Total Patrimonio	45,133	43,792	3.1%
Total Pasivos y Patrimonio	97,239	100,509	(3.3%)



2. Principales empresas que consolidan en el Grupo Empresarial Ecopetrol

Tabla 16: Essentia (Propilco) - volúmenes de venta

A	B	C	D	E
Ventas (toneladas)	2T 2017	2T 2016	1S 2017	1S 2016
Polipropileno	102,936	107,651	211,609	118,856
Masterbatch	2,522	3,473	5,240	4,427
Polietileno	8,124	6,406	15,858	6,026
Total	113,582	117,530	232,707	129,309

Tabla 17: Reficar - volúmenes de venta

Ventas (kbped)	2T 2017	2T 2016	1S 2017	1S 2016
Local	88.6	48.5	72.5	47.9
Exportación	61.7	85.1	67.4	75.7
Total	150.3	133.5	139.9	123.6



Tabla 18: Estado de Ganancias o Pérdidas

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
	HOCOL				AMERICA INC				PROPILCO				REFICAR				CENIT			
Miles de Millones (COP)	2T 2017	2T 2016	1S 2017	1S 2016	2T 2017	2T 2016	1S 2017	1S 2016	2T 2017	2T 2016	1S 2017	1S 2016	2T 2017	2T 2016	1S 2017	1S 2016	2T 2017	2T 2016	1S 2017	1S 2016
Ventas	333	184	629	438	152	70	275	126	456	445	925	959	2,125	1,476	3,985	2,716	990	982	2,005	2,079
Costos variables	154	56	275	250	205	46	367	103	374	309	743	665	1,978	1,510	3,571	2,700	65	68	115	95
Costos fijos	73	68	151	135	48	8	78	21	28	24	58	50	284	198	573	332	339	444	726	793
Costo de Ventas	227	124	426	385	253	54	445	124	402	333	801	715	2,262	1,708	4,144	3,032	404	512	841	888
Utilidad (Pérdida) Bruta	106	60	203	53	(101)	16	(170)	2	54	112	124	244	(137)	(232)	(159)	(316)	586	470	1,164	1,191
Gastos operativos	35	48	52	76	22	33	43	65	40	38	81	82	222	212	422	501	11	25	92	167
Utilidad (Pérdida) Operacional	71	12	151	(23)	(123)	(17)	(213)	(63)	14	74	43	162	(359)	(444)	(581)	(817)	575	445	1,072	1,024
Ingresos (Gastos) financieros	(2)	10	(2)	16	(4)	(1)	(7)	(2)	(4)	-	(3)	(1)	(202)	(149)	(324)	(261)	24	37	8	2
Participación en resultados de compañías	11	14	23	31	-	-	-	-	19	26	50	45	-	-	-	-	384	409	798	941
Utilidad (Pérdida) antes de Impuesto a las Ganancias	80	36	172	24	(127)	(18)	(220)	(65)	29	100	90	206	(561)	(593)	(905)	(1,078)	983	891	1,878	1,967
Impuesto a las ganancias	(27)	17	(79)	6	-	-	-	-	(5)	(31)	(24)	(64)	24	45	33	63	(257)	(202)	(465)	(404)
Utilidad (Pérdida) Neta	53	53	93	30	(127)	(18)	(220)	(65)	24	69	66	142	(537)	(548)	(872)	(1,015)	726	689	1,413	1,563
EBITDA	176	104	363	151	83	11	157	(6)	28	81	72	182	(187)	(175)	(186)	(350)	697	548	1,360	1,337
Margen EBITDA	52.9%	56.5%	57.7%	34.5%	54.6%	15.7%	57.1%	(4.8%)	6.1%	18.2%	7.8%	19.0%	(8.8%)	(11.9%)	(4.7%)	(12.9%)	70.4%	55.8%	67.8%	64.3%

Tabla 19: 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, 2017	Marzo 31, 2017								
Activos Corrientes	878	837	435	343	885	994	2,157	2,092	1,280	1,459
Activos no Corrientes	2,226	2,143	2,494	2,474	929	870	23,320	22,329	12,512	12,051
Total Activos	3,104	2,980	2,929	2,817	1,814	1,864	25,477	24,421	13,792	13,510
Pasivos Corrientes	928	912	287	189	268	411	3,340	2,995	793	1,446
Pasivos no Corrientes	319	318	192	180	98	96	14,196	13,861	835	738
Total Pasivos	1,247	1,230	479	369	366	507	17,536	16,856	1,628	2,184
Patrimonio	1,857	1,750	2,450	2,448	1,448	1,357	7,941	7,565	12,164	11,326
Total Pasivo y Patrimonio	3,104	2,980	2,929	2,817	1,814	1,864	25,477	24,421	13,792	13,510