

Grupo Empresarial Ecopetrol presenta sus resultados para el primer trimestre del año 2017

- La utilidad neta del primer trimestre para el Grupo Empresarial Ecopetrol ascendió a COP 886 mil millones, lo cual representa un aumento del 144% frente al mismo periodo del año anterior.
- La excelencia operacional del trimestre se reflejó en un EBITDA de COP 5.8 billones, el más alto de los últimos 2 años. Alcanzando un margen EBITDA de 43.5% y una sólida posición de caja de COP 17.5 billones.
- Los éxitos exploratorios del caribe colombiano Purple Angel y Gorgon-1 sumados a Kronos (2015), sugieren la posible existencia de una provincia gasífera en la zona.

Bogotá, mayo 11 de 2017. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPEL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Empresarial para el primer trimestre 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
Miles de Millones (COP)		1T 2017*	1T 2016*	Cambio \$	Cambio %
Ventas Totales		13,371	10,485	2,886	27.5%
Utilidad Operacional		3,299	1,599	1,700	106.3%
Ganancia - Pérdida Neta Consolidada		1,073	611	462	75.6%
Interés No Controlado		(187)	(248)	61	(24.6%)
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas Ecopetrol)		886	363	523	144.1%
EBITDA*		5,813	4,137	1,676	40.5%
Margen EBITDA*		43.5%	39.5%		

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

Las cifras incluidas en este reporte no son auditadas, se encuentran expresadas en miles de millones de pesos (COP), ó millones de dólares estadounidenses (USD), ó miles de barriles de petróleo equivalentes diario (kbped) ó toneladas y así se indica cuando corresponde. Para efectos de presentación, ciertas cifras de este informe fueron redondeadas al decimal más cercano.

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

“Ecopetrol tuvo un primer trimestre de 2017 sobresaliente. Nos sentimos confiados con la estrategia corporativa y los resultados obtenidos. Hemos superado retos para alcanzar una operación rentable y segura que se refleja en los resultados financieros.

Durante el trimestre, Ecopetrol tuvo tres importantes logros en su campaña exploratoria: Los hallazgos Purple Angel y Gorgon-1 en la costa colombiana, y Boranda en el Valle Medio del Magdalena, demuestran nuestro compromiso con la excelencia operativa.

El resultado operativo y financiero fue destacado: El margen EBITDA del 43.5% es uno de los más altos de la industria y hay una sólida posición de caja de COP 17.5 billones. Este resultado refleja: i)

INFORMACION RELEVANTE

mayor eficiencia y reducción de costos a través del plan de transformación, ii) la disciplina de capital y iii) los mejores precios de crudo y márgenes frente al Brent.

La producción promedio fue 712 mil barriles de petróleo equivalente. En lo corrido del año se han presentado situaciones de orden público y eventos operacionales, como el cierre temporal del oleoducto Caño Limón – Coveñas, que impactaron negativamente nuestra producción. El oleoducto regresó a la normalidad a partir del 7 de abril. Así mismo, destacamos el buen comportamiento de Hocol y Ecopetrol América que aportaron la mayor parte en el incremento del 23% en la producción de filiales frente al primer trimestre de 2016.

En Reficar se completaron pruebas de 4 plantas adicionales, alcanzando un total de 25 unidades. Un avance del 74% frente a las 34 unidades de la refinería. La refinería de Barrancabermeja tuvo una operación estable, consolidándose como una refinería eficiente y rentable.

La activa gestión comercial ayudó a capturar oportunidades de mercado en la venta internacional, generando una mejora significativa de la canasta de exportación de Ecopetrol. Para el trimestre, el diferencial del Brent frente a la canasta de crudos fue de -8.3 dólares por barril, mejor en 1.8 dólares frente al mismo periodo de 2016.

El segmento de transporte ha consolidado su integración empresarial. Se logró la reversión del oleoducto Bicentenario para evacuar crudo del campo Caño Limón y así mitigar el impacto de eventuales cierres del oleoducto Caño Limón – Coveñas. A lo largo del trimestre se realizaron pruebas exitosas de transporte de crudo pesado a 600 centistokes (medida de viscosidad), las cuales continuarán con el objetivo de extender esta capacidad a otros sistemas de oleoductos.

Los ahorros estructurales del trimestre ascienden a COP 150 mil millones; la meta de ahorros del año es COP 740 mil millones. Se destacan ahorros por COP 52 mil millones de menor costo de dilución de crudos pesados.

Ecopetrol continúa enfocándose en ser una compañía rentable, comprometida con el desarrollo del país y el cuidado del medio ambiente. Seguiremos nuestro plan estratégico como carta de navegación para entregar resultados sobresalientes que propendan por la creación de valor y la sostenibilidad”.

Grupo Empresarial Ecopetrol presenta sus resultados para el primer trimestre del año 2017

I.	Resultados Financieros Consolidados	4
a.	Ventas Volumétricas	4
b.	Comportamiento de Precios: Crudos, Productos y Gas.....	5
c.	Estado de Resultados	6
d.	Estado de Situación Financiera - Balance General	9
e.	Resultados por Segmentos	10
f.	Publicación de la forma 20F 2016	12
g.	Resultado de Iniciativas de Reducción de Costos y Gastos	13
II.	Resultados Operativos	13
a.	Inversiones.....	13
b.	Exploración.....	14
c.	Producción.....	15
d.	Transporte.....	18
e.	Refinación	19
III.	Consolidación Organizacional, Responsabilidad Corporativa y Gobierno Corporativo (Ecopetrol S.A.)	21
a.	Consolidación Organizacional	21
b.	Responsabilidad Corporativa	22
IV.	Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre	22
V.	Anexos Grupo Empresarial Ecopetrol	23
VI.	Anexos Resultados de Ecopetrol S.A, Subordinadas y Participaciones Accionarias	29
VII.	Deuda Grupo Empresarial Ecopetrol	37

I. Resultados Financieros Consolidados

a. Ventas Volumétricas

Tabla 2: Ventas Volumétricas - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
Volumen de Venta Local - kbped	1T 2017	1T 2016	Cambio %
Crudo	12.4	15.8	(21.5%)
Gas Natural	72.0	86.8	(17.1%)
Gasolinas	109.2	106.5	2.5%
Destilados Medios	146.3	139.7	4.7%
GLP y Propano	18.1	16.8	7.7%
Combustóleo	8.4	6.9	21.7%
Industriales y Petroquímicos	18.8	19.7	(4.6%)
Total Venta Local	385.2	392.2	(1.8%)
Volumen de Exportación - kbped	1T 2017	1T 2016	Cambio %
Crudo	439.8	463.5	(5.1%)
Productos	113.3	131.4	(13.8%)
Gas Natural	5.9	1.6	268.8%
Total Venta de Exportación	559.0	596.5	(6.3%)
Total Volumen Vendido	944.2	988.7	(4.5%)

Durante el primer trimestre de 2017 la producción total del Grupo Empresarial cayó 25 kbped frente al primer trimestre de 2016, lo cual se reflejó en una reducción del volumen vendido que alcanzó 944.2 kbped. Este valor representa un 95.5% de las ventas totales comparado con el primer trimestre de 2016. Del total de ventas, el 40.8% se dirigió al mercado doméstico y el restante 59.2% al mercado internacional.

Mercado en Colombia: Las ventas locales durante el primer trimestre de 2017 fueron de 385.2 kbped manteniendo la misma participación sobre las ventas totales respecto al primer trimestre de 2016. Los aspectos más importantes a resaltar son:

- Mayores ventas de diésel debido a la mayor demanda del sector minero y reactivación de la operación 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%.
- Incremento en las ventas de combustóleo por reactivación del mercado de diésel marino y mejores especificaciones técnicas del producto.
- Menores ventas de gas para generación térmica por ausencia de Fenómeno del Niño, el cual soportó la demanda de gas durante los primeros cuatro meses del año anterior.

Es importante mencionar que parte del diésel producido por Reficar comenzó a ser vendido en el mercado local, disminuyendo la necesidad de importaciones.

Mercado internacional: El volumen exportado en el primer trimestre de 2017 fue 559 kbped, presentando una disminución del 6.3% frente al registrado en el primer trimestre de 2016. Dicho comportamiento se explica principalmente por:

- Menores exportaciones de crudo debido a interrupciones en la disponibilidad del oleoducto Caño Limón Coveñas.
- Menores exportaciones de fuel oil debido a reducción de su producción en la refinería de Barrancabermeja por mejoras operativas para salidas de productos de mayor valor.
- Aprovechando la competitividad de los precios de gas, se implementó una estrategia para lograr mayores ventas de gas a clientes del sector térmico ubicados en zona franca.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 3: Destinos de Exportación - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
Crudos (kbpd)	1T 2017	1T 2016	% Part.
Asia	101.4	77.9	23.0%
Costa del Golfo EE.UU.	115.8	202.1	26.3%
Costa Oeste EE.UU.	62.6	55.2	14.2%
Costa Este EE.UU.	42.8	16.4	9.7%
Europa	20.9	59.9	4.7%
América Central / Caribe	62.3	29.1	14.2%
América del Sur	0.0	11.9	0.0%
Otros	34.0	11.0	7.7%
Total	439.8	463.5	100.0%
Productos (kbped)	1T 2017	1T 2016	% Part.
Asia	20.3	8.4	18.0%
Costa del Golfo EE.UU.	10.7	27.0	9.4%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	19.8	0.0%
Costa Este EE.UU.	14.2	21.3	12.5%
Europa	6.9	0.4	6.1%
América Central / Caribe	43.2	34.9	38.1%
América del Sur	16.2	5.8	14.3%
Otros	1.9	13.8	1.6%
Total	113.3	131.4	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 primer trimestre de 2017, Ecopetrol decidió aumentar su participación en el mercado Asiático con el objetivo de aprovechar la mayor demanda de crudo que se presentó en esta región. Así mismo, tuvimos mayor participación en el mercado de la Costa Este y Costa Oeste de Estados Unidos, aumentando las ventas directas a refinadores con los cuales se tienen contratos de largo plazo y con nuevos clientes. Lo anterior generó una disminución en la participación en el mercado del golfo de EE.UU. y en Europa.

Productos: Con el objetivo de capturar el aumento de la demanda de combustibles marinos en Asia y aprovechar la menor disponibilidad de residuales debido a menores exportaciones de Rusia, Ecopetrol decidió aumentar su participación en dicho mercado. Así mismo, en cuanto a los productos de Reficar dirigimos nuestras exportaciones de nafta a América del Sur para aprovechar los mercados de petroquímicos en Brasil y las exportaciones de diésel al Caribe y Centro América, buscando un mejor valor de realización de nuestros productos.

b. Comportamiento de Precios: Crudos, Productos y Gas
Tabla 4: Precios Promedio de Crudos de Referencia

A	B	C	D
USD/BI	1T 2017	1T 2016	Cambio %
Brent	54.6	35.2	55.1%
WTI	51.8	33.6	54.2%

Fuente: Platts y Bloomberg.

Tabla 5: Precio Promedio Ponderado de Venta - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
USD/BI	1T 2017	1T 2016	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 1T 2017
Canasta de venta de Crudos	46.3	25.1	84.5%	452.2
Canasta de venta de Productos	61.4	41.6	47.6%	414.1
Canasta de venta de Gas	23.3	25.0	(6.8%)	77.9
				944.2

INFORMACION RELEVANTE

Crudos: Durante el primer trimestre de 2017, Ecopetrol obtuvo menores descuentos versus Brent en sus precios de venta para crudos pesados e intermedios, fortaleciendo así la canasta de ventas de crudos en USD 1.8/bl frente al resultado obtenido en el primer trimestre de 2016. (Diferencial vs Brent de la canasta de crudos: 1Q 2017: -USD 8.3/bl vs. 1Q 2016: -USD 10.1/bl). Este resultado se obtuvo a partir de: i) la estrategia de venta a mercados que generan mayor valor, ii) efectos de los recortes de producción de los países OPEP, iii) la mayor demanda Asiática y iv) el menor suministro de Canadá.

Productos: El diferencial de la canasta de productos refinados se mantiene sin mayor modificación y en línea con la recuperación de los precios internacionales. Lo anterior soportado por la mayor demanda de productos refinados principalmente destilados medios por reactivación de la industria minero energética a nivel mundial y los buenos márgenes de gasolina observados al inicio del año.

Gas Natural: Los precios de venta de gas se encuentran conforme a los esquemas de mercado y contratos vigentes. Se presenta una reducción del precio en comparación con el primer trimestre de 2016 dado que en dicho periodo, con el objetivo de atender la generación eléctrica durante el Fenómeno del Niño, los contratos vigentes con el sector térmico se encontraban bajo regulación especial.

c. Estado de Resultados

La utilidad del primer trimestre se ubicó en COP 886 mil millones frente a COP 363 mil millones en el mismo periodo del año anterior. El incremento de los precios internacionales de referencia y las optimizaciones logradas por el plan de transformación permitieron que el Grupo Empresarial obtuviera un EBITDA trimestral de COP 5.81 billones, el más alto en los últimos 2 años y un margen EBITDA de 43.5%, comparable con el 39.5% en el mismo periodo del año anterior.

Tabla 6: Estado de Resultados – Grupo Empresarial Ecopetrol

	A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	1T 2017*	1T 2016*	Cambio \$	Cambio %	
Ventas Locales	6,716	6,032	684	11.3%	
Ventas al Exterior	6,655	4,453	2,202	49.4%	
Ventas Totales	13,371	10,485	2,886	27.5%	
Depreciación y amortización	2,022	1,642	380	23.1%	
Costos Variables	5,401	4,306	1,095	25.4%	
Costos Fijos	1,723	1,498	225	15.0%	
Costo de Ventas	9,146	7,446	1,700	22.8%	
Utilidad Bruta	4,225	3,039	1,186	39.0%	
Gastos Operativos	926	1,440	(514)	(35.7%)	
Utilidad Operacional	3,299	1,599	1,700	106.3%	
Ingresos (Gastos) Financieros	(1,019)	(136)	(883)	649.3%	
Participación en Resultados de Compañías	31	(27)	58	(214.8%)	
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	2,311	1,436	875	60.9%	
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,238)	(825)	(413)	50.1%	
Ganancia Neta Consolidada	1,073	611	462	75.6%	
Interés no Controlante	(187)	(248)	61	(24.6%)	
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas Ecopetrol)	886	363	523	144.1%	
EBITDA*	5,813	4,137	1,676	40.5%	
Margen EBITDA*	43.5%	39.5%			

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

INFORMACION RELEVANTE

Los **ingresos por ventas** del primer trimestre de 2017, frente al mismo periodo del año anterior, aumentaron 27.5% (+COP 2.89 billones) como resultado combinado de:

- a) Mayor precio de la canasta promedio ponderada de crudos, gas y productos +USD 19/bl (+COP 4.81 billones), la cual refleja principalmente el comportamiento de los precios de referencia del crudo Brent.
- b) Disminución de la tasa de cambio promedio de los ingresos recibidos, que pasó de COP 3,239/USD (1T 2016) a COP 2,873/USD (1T 2017), impactando negativamente los ingresos totales (-COP 1.14 billones).
- c) Efecto por el menor volumen de ventas (-COP 451 mil millones):
 - Menor volumen en la venta de crudos (-27 kbpd) por -COP 318 mil millones debido principalmente a la menor disponibilidad de los sistemas de transporte por atentados al oleoducto Caño Limón Coveñas.
 - Menor volumen vendido de productos refinados y petroquímicos (-7 kbped) por -COP 25 mil millones debido al efecto combinado de: i) realización de fondos de vacío (materia prima de combustóleo) en corrientes de mayor valor, permitiendo incremento en el rendimiento de destilados medios, y ii) aumento en el volumen de combustibles debido a la entrada en operación de la totalidad de las unidades de la Refinería de Cartagena y al incremento del parque automotor en el mercado nacional.
 - Menor volumen en la venta de gas (-10 kbped) por -COP 108 mil millones dada la menor demanda térmica del país por finalización del fenómeno del Niño.
- d) Menor ingreso por servicios de transporte por (-COP 325 mil millones) debido a:
 - En el primer 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.

El **costo de ventas** del primer trimestre de 2017 aumentó 22.8% (+COP 1.70 billones) respecto al mismo periodo del año anterior, como resultado de:

- **Depreciación y amortización:** Aumento de 23.1% (+COP 380 mil millones) principalmente por:
 - Entrada en operación de la totalidad de las plantas de la Refinería de Cartagena.
 - Mayor depreciación en Ecopetrol America Inc. por inicio de operación del campo Gunflint desde agosto de 2016
 - Menor incorporación de reservas en 2016 frente a 2015 y menor volumen de producción.
- **Costos variables:** Aumento de 25.4% (+COP 1.1 billones):
 - Mayor costo en compras de crudo, gas y productos (+COP 1.74 billones) efecto neto de:
 - Precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudo y productos (+COP 2.48 billones).
 - Disminución de la tasa de cambio promedio de las compras (-COP 587 mil millones) que pasó de COP 3,248/USD (1T 2016) a COP 2,922/USD (1T 2017).
 - Volumen de compras (-COP 159 mil millones): i) menor importación de combustibles (-COP 408 mil millones, -30 kbped) en Reficar S.A. y Ecopetrol S.A. debido al inicio de operaciones de la nueva refinería, ii) mayor importación de crudo (+COP 415 mil millones, +43 kbpd) en Reficar S.A. para su operación, iii) menor compra de diluyente (-COP 54 mil millones)

INFORMACION RELEVANTE

asociado a la menor producción y optimizaciones implementadas por el plan de transformación (-4 kbped); y iv) menores compras de petroquímicos y otros productos (-COP 112 mil millones).

- Disminución del costo de servicio de transporte (-COP 70 mil millones) por optimización en el uso de carrotanques en Ecopetrol S.A. y Hocol S.A.
- Variación de inventario (-COP 516 mil millones), principalmente por la acumulación de inventarios en Ecopetrol dadas las restricciones de transporte en el oleoducto Caño Limón Coveñas.
- **Costos fijos:** Aumento de 15% (+COP 225 mil millones):
 - Aumento de costos de mantenimiento (+COP 145 mil millones), principalmente en los campos Caño Sur, La Cira-Infantas, Castilla, Chichimene y la reversión de Rubiales (en 1T no hacia parte 100% de Ecopetrol S.A), y mantenimientos programados en Reficar y filiales del segmento de transporte.
 - Aumento de costos laborales (+COP 133 mil millones) generado principalmente por el pago de la compensación variable en 2017.
 - Otros conceptos en donde se resaltan las optimizaciones logradas por la implementación del Plan de Transformación.

En el primer 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.

El **margen bruto** para el primer trimestre del 2017 se ubicó en 31.6% frente a 29% en el mismo trimestre del año anterior, debido al incremento de los precios internacionales del petróleo y gracias a los esfuerzos por mantener los costos controlados implementados por la Compañía.

Los **gastos operativos**, los cuales incluyen los gastos exploratorios, disminuyeron 35.7% (-COP 514 mil millones) principalmente por: i) disminución del gasto de impuesto a la riqueza teniendo en cuenta la disminución de la tarifa (1% en 2016 a 0.4% en 2017), ii) disminución de la provisión ambiental de proyectos, y iii) disminución de gastos exploratorios como resultado de menores pozos secos registrados en el periodo y menor actividad sísmica.

El resultado **financiero neto (no operacional)** presentó una variación de -COP 883 mil millones, representado en un gasto neto de COP 1.02 billones en el primer trimestre de 2017 frente a -COP 136 mil millones en el mismo periodo del año anterior, como resultado neto de:

- a) Variación del resultado de diferencia en cambio (-COP 1.07 billones): Se registró una pérdida (-COP 449 mil millones) en el primer trimestre de 2017 frente a una utilidad (+COP 625 mil millones) en el mismo periodo del año anterior. Este movimiento se debe al impacto de la revaluación de 3.8% del peso colombiano frente al dólar en la posición neta activa en dólares en 2017, frente al impacto de la revaluación de 3.8% del peso colombiano frente al dólar en la posición neta pasiva en dólares en 2016.
- b) Menor gasto de intereses neto (+COP 63 mil millones) principalmente por: i) mayores rendimientos financieros dada la posición de liquidez de la Compañía, ii) menor tasa de interés de préstamos locales indexados a IPC, iii) efecto de la disminución de la tasa de cambio en los intereses asociados a la deuda en moneda extranjera, y iv) parcialmente compensado por el reconocimiento de intereses de la deuda de Reficar S.A. que durante los primeros meses de 2016 tenían una porción capitalizada.
- c) Variación positiva (+COP 106 mil millones) en las operaciones de cobertura con derivados de tipo de cambio realizadas por Ocesa al registrar utilidad de +COP 70 mil millones frente a una pérdida de -COP 36 mil millones en el mismo periodo del año anterior.
- d) Otros conceptos (+COP 22 mil millones).

INFORMACION RELEVANTE

El resultado de **participación en compañías asociadas** y negocios conjuntos presentó un incremento (+COP 58 mil millones) explicado principalmente por mejores resultados de Equion y Offshore International Group (Savia).

La **tasa efectiva de renta** para el primer trimestre de 2017 se ubicó en 53.6%, siendo menor a la presentada en el mismo trimestre del año anterior (57.5%) principalmente por la disminución de la tarifa del impuesto a la riqueza, teniendo en cuenta que es un concepto no deducible.

La **utilidad neta** atribuible a los accionistas de la Compañía para el primer trimestre ascendió a COP 886 mil millones frente COP 363 mil millones presentada en el mismo periodo del año anterior.

El **EBITDA** del primer trimestre de 2017 es de COP 5.81 billones, el mayor de los últimos 8 trimestres, con un margen EBITDA del 43.5%. Este resultado se compara con los COP 4.14 billones (margen del 39.5%) del 1T 2016.

d. Estado de Situación Financiera - Balance General

Tabla 7: Estado de Situación Financiera – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2017*	Diciembre 31, 2016*	Cambio \$	Cambio %
Activos Corrientes	25,417	24,129	1,288	5.3%
Activos no Corrientes	95,081	97,178	(2,097)	(2.2%)
Total Activos	120,498	121,307	(809)	(0.7%)
Pasivos Corrientes	17,081	16,387	694	4.2%
Pasivos no Corrientes	58,000	59,601	(1,601)	(2.7%)
Total Pasivos	75,081	75,988	(907)	(1.2%)
Patrimonio	45,417	45,319	98	0.2%
Total Pasivo y Patrimonio	120,498	121,307	(809)	(0.7%)

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

El **activo** disminuyó en COP 809 mil millones con relación a diciembre de 2016, principalmente por el efecto neto de:

- Disminución de la **propiedad planta y equipo, recursos naturales e intangibles** (-COP 2.63 billones), principalmente por: i) depreciaciones y amortizaciones registradas en el trimestre, ii) efecto negativo de la conversión de los activos de filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano, iii) compensado con las inversiones realizadas.
- Disminución en el **impuesto de renta diferido activo** (-COP 376 mil millones) generado principalmente por las diferencias en la depuración de la provisión de renta entre los conceptos fiscales y contables.
- Disminución en **cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar** (-COP 317 mil millones) principalmente por el recaudo del saldo a favor del fondo de estabilización de precios para gasolina y diésel.
- Incremento en **otros activos financieros** (+COP 2.68 billones) principalmente por la inversión de los recursos provenientes de las actividades de operación asociado al incremento de los precios internacionales de referencia, y el recaudo del saldo a favor por el fondo de estabilización de precios para gasolina y diésel.
- Variaciones de otros activos (-COP 175 mil millones).

INFORMACION RELEVANTE

El total de **pasivos** disminuyó en -COP 907 mil millones en relación a diciembre de 2016 principalmente por el efecto de:

- Disminución en el valor en pesos de la **deuda** del grupo (-COP 1.81 billones), principalmente por el efecto de la revaluación del 3.8% del peso frente al dólar durante el primer trimestre sobre la porción de la deuda en moneda extranjera.
Al 31 de marzo de 2017, el nivel de deuda del grupo asciende a COP 50.4 billones, de los cuales el 87% es origen moneda extranjera y el 13% es origen moneda nacional. Del total de la deuda en moneda extranjera, USD 10.5 billones son instrumentos financieros de cobertura natural cuya valoración cambiaria afecta el patrimonio.
- Disminución en **cuentas comerciales por pagar** (-COP 58 mil millones) explicada principalmente por el efecto combinado de: i) menores cuentas por pagar a proveedores y retención en la fuente, compensado por ii) un aumento de cuentas por pagar por los dividendos decretados por Ecopetrol S.A. en la Asamblea de General de Accionistas de 2017 por COP 946 mil millones.
- Incremento en los **impuestos por pagar** (+COP 784 mil millones) principalmente por el reconocimiento del impuesto a la riqueza y el nuevo impuesto al carbono aplicable para todos los productos derivados del petróleo a partir del 2017.
- Incremento en el **impuesto de renta diferido pasivo** (+COP 181 mil millones) generado principalmente por las diferencias en la depuración de la provisión de renta entre los conceptos fiscales y contables.
- Otras variaciones del pasivo (-COP 3 mil millones).

El **patrimonio** total ascendió a COP 45.4 billones, de los cuales COP 43.8 billones son atribuibles a los accionistas de Ecopetrol y COP 1.6 billones a accionistas no controlantes. Se presenta un incremento de +COP 98 mil millones con relación a diciembre de 2016, principalmente por el efecto combinado de: i) incremento por la utilidad del trimestre, ii) ganancia en coberturas de flujo de efectivo e inversión neta, compensado con iii) la pérdida por conversión de los activos y pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano y iv) el traslado al pasivo de los dividendos por pagar sobre las utilidades del 2016.

e. Resultados por Segmentos

Tabla 8: Resultados Financieros – Por segmento

A	B		C		D		E		F		G		H		I		J		K	
	Miles de Millones (COP)		E&P		Refinación y Petroq.		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado		1T 2017*		1T 2016*		1T 2017*		1T 2016*	
Total Ingresos	8,099	5,618	6,987	5,291	2,496	3,129	(4,211)	(3,553)	13,371	10,485										
Depreciación y amortización	1,487	1,212	264	185	271	245	0	0	2,022	1,642										
Costos Variables	2,890	2,634	5,848	4,087	114	114	(3,451)	(2,529)	5,401	4,306										
Costos Fijos	1,637	1,608	382	359	406	468	(702)	(937)	1,723	1,498										
Costo de Ventas	6,014	5,454	6,494	4,631	791	827	(4,153)	(3,466)	9,146	7,446										
Utilidad Bruta	2,085	164	493	660	1,705	2,302	(58)	(87)	4,225	3,039										
Gastos Operativos	485	801	362	565	136	248	(57)	(174)	926	1,440										
Utilidad Operacional	1,600	(637)	131	95	1,569	2,054	(1)	87	3,299	1,599										
Ingresos (Gastos) Financieros	(730)	123	(240)	(21)	(49)	(135)	0	(103)	(1,019)	(136)										
Resultado de Participación en Compañías	27	(29)	4	4	0	(2)	0	0	31	(27)										
Provisión Impuesto a las Ganancias	(468)	149	(110)	(211)	(660)	(763)	0	0	(1,238)	(825)										
Ganancia Neta Consolidada	429	(394)	(215)	(133)	860	1,154	(1)	(16)	1,073	611										
Interés no Controlante	0	0	0	3	(187)	(251)	0	0	(187)	(248)										
Ganancia Neta Atribuible Accionistas	429	(394)	(215)	(130)	673	903	(1)	(16)	886	363										
EBITDA*	3,321	971	558	580	1,935	2,499	(1)	87	5,813	4,137										
Margen Ebitda	41.0%	17.3%	8.0%	11.0%	77.5%	79.9%	0.0%	(2.4%)	43.5%	39.5%										

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

Exploración y Producción

Los ingresos del primer trimestre del 2017 aumentaron 44.2% (+COP 2.48 billones) frente al mismo periodo del año anterior, principalmente por el aumento en los precios de la canasta de crudo. Este incremento fue compensando por los menores volúmenes vendidos de crudo y gas debido a interrupciones prolongadas del oleoducto Caño Limón, al efecto asociado a la disminución de la tasa

INFORMACION RELEVANTE

de cambio promedio sobre las exportaciones, y a las menores ventas de gas producto de la no presencia del Fenómeno del Niño en 2017.

El costo de ventas del segmento aumentó 10.3% (+COP 560 mil millones) frente al primer trimestre del año anterior, 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 por incremento en la actividad en los campos Caño Sur, La Cira-Infantas, Chichimene y Castilla, así como la entrada en operación directa de campo Rubiales, iii) mayor depreciación y amortización en Ecopetrol America Inc. por inicio de operación del campo Gunflint desde agosto de 2016, y iv) menor incorporación de reservas en 2016 frente a 2015. Los anteriores incrementos se compensan parcialmente con la capitalización de inventarios de Ecopetrol S.A. dadas las restricciones de transporte en el oleoducto Caño Limón Coveñas, la disminución en el costo de servicio de transporte por optimización en el uso de carrotaques y el efecto de la revaluación de la tasa de cambio sobre las tarifas nominadas en dólares.

En los gastos operacionales se observa una reducción de 39.5% (-COP 316 mil millones) frente al primer trimestre de 2016, debido principalmente a disminución en el gasto de impuesto a la riqueza y en gastos exploratorios como resultado de menor reconocimiento por pozos secos y menor actividad sísmica. El segmento obtuvo un margen operacional del 19.8% frente a un margen negativo en 2016 del 11.3%.

El resultado financiero neto presentó una variación (-COP 853 mil millones) derivada de un gasto de COP 730 mil millones en el primer trimestre de 2017 frente a un ingreso de COP 123 mil millones en el mismo periodo del año anterior, debido a: i) impacto de la revaluación de 3.8% del peso colombiano frente al dólar en la posición neta activa en dólares, contrarrestado por ii) menor gasto financiero neto por los mayores rendimientos financieros dada la posición de liquidez de la Compañía y iii) menor tasa de interés de los préstamos locales indexados a IPC.

Como resultado neto, el segmento arrojó una ganancia atribuible a los accionistas de COP 429 mil millones en el primer trimestre de 2017, frente a la pérdida de -COP 394 mil millones en el mismo periodo del año 2016.

El EBITDA del segmento para el primer trimestre de 2017 fue COP 3.32 billones (margen EBITDA 41%) frente a COP 971 mil millones (margen EBITDA 17.3%) en el mismo periodo de 2016.

Refinación y Petroquímica

Los ingresos del primer trimestre de 2017 se incrementaron en 32.1% (+COP 1.7 billones) frente al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a mayores volúmenes vendidos en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, con mejores precios de venta, en línea con el comportamiento de los precios internacionales; este efecto positivo se vio reducido por el impacto de la revaluación del peso presentada en el periodo.

El costo de ventas del segmento aumentó 40.2% comparado con el mismo periodo del año anterior (+COP 1.86 billones) ocasionado por el incremento en el precio de la materia prima, siguiendo el aumento en el precio internacional del crudo.

Los gastos operacionales disminuyeron (-COP 203 mil millones) en el primer trimestre de 2017 frente al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a un menor cargo por impuesto a la riqueza y a la desincorporación de la antigua planta de GLP de la refinería de Barrancabermeja realizada en el primer trimestre de 2016.

El segmento presenta una utilidad operacional de COP 131 mil millones en el primer trimestre de 2017, 37.9% por encima a la presentada en el mismo periodo del año anterior (COP 95 mil millones).

INFORMACION RELEVANTE

El resultado financiero neto presenta un mayor gasto (-COP 219 mil millones) frente al primer trimestre de 2016, explicado principalmente por la revaluación del peso, asociada a la posición activa del segmento y a mayores gastos financieros por la no capitalización de intereses debido a la entrada en operación de la totalidad de las unidades de la Refinería de Cartagena.

El EBITDA del segmento para el primer trimestre de 2017 asciende a COP 558 mil millones (margen del 8.0%), frente a COP 580 mil millones en el primer trimestre de 2016 (margen del 11.0%) afectado principalmente por el impacto en los ingresos debido a la revaluación del peso.

Transporte y Logística

Los ingresos del primer trimestre de 2017 disminuyeron 20.2% frente al mismo periodo del año anterior (-COP 633 mil millones) debido principalmente al menor volumen transportado en oleoductos como resultado de la caída en la producción de crudo del país y el efecto de la revaluación de la tasa de cambio promedio sobre las tarifas en dólares.

El costo de ventas excluyendo depreciaciones y amortizaciones disminuyó 10.6% (-COP 62 mil millones) debido a la continuidad en el programa de optimización de costos de operación y mantenimiento; las depreciaciones compensaron esta reducción, y mostraron un incremento del 10.6% (COP 26 mil millones).

En los gastos operacionales se presenta una disminución (-COP 112 mil millones) frente al mismo periodo del año anterior, como resultado de un menor impuesto a la riqueza y por pago recibido de la compañía Total a Ocesa por el lleno de línea en el primer trimestre de 2016.

El resultado financiero neto presenta un menor gasto (+COP 86 mil millones) comparado con el mismo periodo del año anterior principalmente por los resultados asociados a las operaciones de cobertura con derivados de tipo de cambio realizada por Ocesa, compensado parcialmente por el impacto negativo de la diferencia en cambio sobre la posición neta activa del segmento.

Como resultado final, el segmento presentó una utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol de COP 673 mil millones frente a COP 903 mil millones en el primer trimestre de 2016.

El EBITDA del segmento para el primer trimestre de 2017 asciende a COP 1.93 billones (margen EBITDA 77.5%) frente a COP 2.5 billones (margen EBITDA 79.9%) del mismo periodo del año anterior. Aproximadamente el 37% del total del EBITDA de este segmento es generado por operaciones con terceros.

f. Publicación de la forma 20F 2016

Ecopetrol S.A. no estuvo en capacidad de publicar, de manera oportuna, su informe anual en la forma 20-F para el año fiscal terminado el 31 de diciembre de 2016.

Tal y como se describe en el informe anual de Ecopetrol en la forma 20-F para el año fiscal terminado el 31 de diciembre de 2015, como consecuencia de los retrasos y mayores costos experimentados por el Proyecto de Expansión de la Refinería de Cartagena, la Fiscalía General de la Nación, entre otras entidades de control, inició un proceso de recolección y revisión de información sobre la subsidiaria Refinería de Cartagena SA.

En relación con ello, el 27 de abril de 2017, la Fiscalía General de la Nación anunció, en un comunicado de prensa, que podría estar imputando cargos a: (i) ex ejecutivos y ex empleados de Reficar y Ecopetrol S.A. , (ii) un empleado de Ecopetrol S.A. que fue asignado para trabajar en Reficar, (iii)

INFORMACION RELEVANTE

dos ejecutivos de Chicago Bridge & Iron Company, contratista principal a cargo del proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena, y (iv) el revisor fiscal de Reficar para el período 2013-2015, con los supuestos delitos de interés indebido en la celebración de contratos, peculado por apropiación, enriquecimiento ilícito y falsedad en documentos.

Ecopetrol solicitó tiempo hasta el 16 de mayo de 2017 para analizar este anuncio con sus auditores independientes y con su Comité de Auditoría. La compañía está trabajando diligentemente para finalizar el Informe Anual 2016.

Ecopetrol ha brindado toda la información y colaboración requerida por los entes de control. Seguimos comprometidos con la transparencia, aportando lo requerido para llevar a buen término las investigaciones.

g. Resultado de Iniciativas de Reducción de Costos y Gastos

Dando continuidad al plan de ahorros establecido por la compañía, para 2017 se fijó una meta global de COP 740 mil millones. Esta meta se apalanca principalmente en la gestión del Upstream, Downstream y Abastecimiento y Servicios.

Como resultado de las gestiones desplegadas por las unidades de negocio, al cierre del trimestre se alcanzaron eficiencias estructurales por un valor de COP 150 mil millones, explicadas principalmente por: i) COP 52 mil millones en las estrategias de dilución de crudos pesados, ii) COP 49 mil millones en las estrategias de ingreso y márgenes de la refinería de Barrancabermeja, iii) COP 20 mil millones en estrategias de Abastecimiento y Servicios, iv) COP 16 mil millones en las estrategias de mantenimiento de subsuelo y superficie y v) COP 7 mil millones en la optimización de las compras de crudo y gas para la refinería de Barrancabermeja.

II. Resultados Operativos

a. Inversiones

Tabla 9: Inversiones realizadas por segmento - Grupo Empresarial Ecopetrol

	A	B	C	D	E
2017 - USD millones	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias**	Total	% Part.	
Producción	167.0	19.5	186.5	59.8%	
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	2.2	39.8	42.0	13.5%	
Exploración	37.0	10.8	47.8	15.3%	
Transporte	0.0	35.7	35.7	11.4%	
Corporativo	0.1	0.0	0.1	0.0%	
Total	206.3	105.8	312.1	100.0%	

Las inversiones al cierre del mes de marzo de 2017 ascendieron a USD 312 millones (66% en Ecopetrol S.A. y 34% en filiales y subsidiarias) distribuidas así:

Producción: (59.8%) La campaña de perforación de Ecopetrol se concentró en los campos Castilla con 16 pozos y la finalización del Módulo B1 de Rubiales (72 pozos). En el caso de las filiales, se destaca las actividades de perforación y facilidades de Hocol en Bonga Mamey, Malacate y Guarrojo; en Ecopetrol América actividades en Gunflint y continuidad de K2.

INFORMACION RELEVANTE

Exploración: (15.3%) Continuación de actividades exploratorias de Ecopetrol en clúster Kronos correspondientes al pozo delimitador Purple Angel y pozo A3 Gorgon-1. Sísmicas en Brasil y desplazamiento de Lease Sales en Ecopetrol América.

Refinación, Petroquímica y Biocombustibles: (13.5%) Se realizaron actividades para el cierre del proyecto de Reficar e inversiones de continuidad operativa. En Bioenergy se avanzó con el comisionamiento y puesta en marcha de la planta.

Transporte: (11.4%) Avance en cierre del proyecto P135 Ocesa y en la ejecución del proyecto de crudos pesados en el oleoducto de Colombia (ODC).

b. Exploración

En el primer trimestre del año Ecopetrol terminó la perforación del pozo Purple Angel en el Caribe colombiano en asocio con Anadarko (compañía operadora). El pozo llegó a *total depth* el 25 de febrero y confirma la extensión del yacimiento de gas descubierto con el pozo Kronos-1 en 2015. El pozo alcanzó una profundidad total de 4.795 metros, incluida una lámina de agua de 1.835 metros, y registró intervalos con presencia de gas ("pay") cuya suma total se estima entre 21 y 34 metros de espesor.

El buque Bolette Dolphin, barco de perforación de última tecnología empleado en esta operación, re-inició la perforación del pozo Gorgon-1 el pasado 25 de febrero en el mismo bloque exploratorio (Purple Angel), ubicado a 27 kilómetros al noreste del pozo Purple Angel-1. Este pozo (Gorgon-1) llegó a total depth el 10 de abril y el 3 de mayo reportó la presencia de gas en zonas ubicadas entre los 3.675 y los 4.415 metros de profundidad bajo el nivel del mar. Se encontraron intervalos de arena neta gasífera, que de acuerdo con los resultados preliminares, suman entre 80 y 110 metros. El pozo Gorgon-1 estableció un récord para el país, pues atravesó la mayor lámina de agua en la historia de la perforación costa afuera de Colombia, 2.316 metros.

Con la perforación de los pozos Purple Angel y Gorgon-1 se prueba la existencia de gas en una estructura localizada en el mismo tren geológico del campo Kronos (perforado en 2015). De esta manera, los 3 pozos exitosos del offshore colombiano: Kronos, Purple Angel y Gorgon-1 muestran la posible existencia de una provincia gasífera en esta zona del Caribe colombiano.

En el segundo trimestre iniciaron las perforaciones de los pozos Siluro (bloque RC-11, operado por Repsol) y Warrior-2 en el Golfo de México (Estados Unidos) en asocio y operado por Anadarko.

De otra parte, en el Onshore Colombiano, en el mes de marzo Ecopetrol informó que el pozo Boranda-1 (operado por Parex) descubrió la presencia de crudo en el Valle Medio del Magdalena, en el municipio de Rionegro, departamento de Santander.

El pozo Boranda-1 alcanzó una profundidad de 3.657 metros, donde se confirmó el hallazgo de crudo mediano (20º API). La cercanía con las estaciones receptoras de crudo (Payoa, a 30 km; Provincia, a 40 km) y a la refinería de Barrancabermeja (90 km) le generan una ventaja competitiva y operativa.

Este nuevo descubrimiento hace parte de la estrategia exploratoria, desarrollando el foco de exploración en zonas cercanas a campos de producción. El pozo Boranda-1 se encuentra en la franja productora de los campos Aullador y Cristalina al suroeste, y Pavas-Cachira al noreste.

En el primer trimestre del año no se adelantaron programas de adquisición sísmica, ni se cerraron procesos de dilución.

INFORMACION RELEVANTE
c. Producción
Tabla 10: Producción Bruta* - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
(kbped)	1T 2017	1T 2016	Cambio %
Crudo	543.3	565.3	(3.9%)
Gas natural	111.0	124.3	(10.7%)
Total Ecopetrol S.A.	654.3	689.6	(5.1%)
Crudo	22.1	16.1	37.3%
Gas Natural	4.7	0.6	683.3%
Total Hocol	26.8	16.7	60.5%
Crudo	11.5	12.6	(8.7%)
Gas Natural	4.3	8.6	(50.0%)
Total Equión**	15.8	21.2	(25.5%)
Crudo	4.4	4.3	2.3%
Gas Natural	0.4	1.2	(66.7%)
Total Savia**	4.8	5.5	(12.7%)
Crudo	8.5	2.8	203.6%
Gas Natural	2.0	0.8	150.0%
Total Ecopetrol America	10.5	3.6	191.7%
Crudo	589.8	601.1	(1.9%)
Gas Natural	122.4	135.5	(9.7%)
Total Grupo Empresarial	712	737	(3.3%)

* 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.

Al cierre del primer trimestre del año 2017 la producción del Grupo Empresarial se situó en 712 kbped, lo que representa una disminución de 3.3% con relación al mismo periodo del año 2016. Esta caída está explicada por inconvenientes operacionales y de orden público que afectaron la producción del período y por la declinación natural de los campos.

En el primer trimestre, la producción de Ecopetrol S.A se situó en 654,3 kbped, lo que representa una disminución de 5.1% con relación al mismo periodo del año 2016. Estos resultados se explican principalmente por: i) el efecto de los atentados contra el oleoducto Caño Limón Coveñas que ocasionaron su cierre y fueron superados a partir del 7 de abril del presente año, ii) problemas operacionales en el campo Chichimene y iii) la declinación natural de los campos Castilla, Chichimene y Guajira, que en parte fue compensada por los aumentos en participación que se dieron a partir del segundo semestre de 2016 en los campos Cusiana y Rubiales.

Gracias a las inversiones realizadas durante el último semestre del año 2016, se observan reacciones positivas en la producción de los activos Rubiales, Quifa y La Cira-Infantas, que reportaron en el primer trimestre de 2017 una producción por encima de los niveles del cierre del año 2016.

En materia de nuestras filiales, la producción del primer trimestre de 2017 registró un aumento de 10.9 Kbped (+23%), explicado principalmente por incrementos en Hocol y Ecopetrol América. 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, la cesión de intereses en el convenio Espinal realizada por Ecopetrol el 1 de enero de 2017 a favor de Hocol y la normalización de la operación de Guarrojo por el levantamiento de la medida cautelar impuesta por la Corte Constitucional en el primer trimestre de 2016. Para Ecopetrol América, el aumento obedece a la entrada de Gunflint en el segundo semestre

INFORMACION RELEVANTE

del año 2016. Savia y Equión presentaron una caída de cerca de 6 kbped, la mayor parte obedece a Equion asociada a la terminación del contrato Tauramena en Cusiana en julio de 2016 a favor de Ecopetrol S.A.

Tabla 11: Producción Neta* - Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D
(kbped)	1T 2017	1T 2016	Cambio %
Crudo	498.3	518.3	(3.9%)
Gas Natural***	104.5	115.0	(9.1%)
Total	602.8	633.3	(4.8%)

* 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.

Proyectos de aumento de Factor de Recobro:

En el primer trimestre del año 2017, avanzamos con éxito en la sanción de la expansión del proyecto de recobro terciario con tecnología de polímeros entrecruzados en el campo Dina K, que estará iniciando inversiones en el segundo semestre del año; este proyecto es la primera expansión de este tipo de tecnología en Colombia.

De igual forma, a lo largo del año se dará continuidad a la evaluación de las tecnologías de recobro a través de 12 pilotos actualmente en operación, el inicio de un nuevo piloto y la realización de 11 estudios de evaluación de tecnología. Con base en los resultados obtenidos, se trabajará en la estructuración de los proyectos de expansión de inyección de agua en Chichimene, inyección de agua Castilla, inyección continua de vapor en Teca (Ecopetrol-Occidental) y de inyección de agua mejorada (polímeros) en Palogrande.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 12: Producción Bruta por Región – Participación neta Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
(kbped)	1T 2017	1T 2016	Cambio %
La Cira-Infantas	22.5	19.2	17.2%
Casabe	16.5	19.2	(14.1%)
Yarigui	15.8	18.5	(14.6%)
Otros	31.3	35.6	(12.1%)
Total Región Central	86.1	92.5	(6.9%)
Castilla	113.8	128.4	(11.4%)
Chichimene	68.9	77.9	(11.6%)
Cupiagua	41.1	44.9	(8.5%)
Cusiana (2)	34.9	0.0	N/A
Otros (3)	17.0	19.4	(12.4%)
Total Región Orinoquía	275.7	270.6	1.9%
Area Huila (4)	3.2	8.7	(63.2%)
Area San Francisco	6.5	7.2	(9.7%)
Area Tello	4.5	4.8	(6.3%)
Otros	12.9	9.5	35.8%
Total Región Sur	27.1	30.2	(10.3%)
Rubiales (1)	118.6	0.0	N/A
Caño Sur (3)	1.3	0.0	N/A
Total Región Oriente	119.9	0.0	N/A
Rubiales (1)	0.0	86.6	(100.0%)
Cusiana (2)	0.0	30.3	(100.0%)
Guajira	26.7	39.6	(32.6%)
Caño Limón	17.8	27.2	(34.6%)
Piedemonte	28.6	0.0	N/A
Quifa	19.4	21.6	(10.2%)
Nare	14.1	0.0	N/A
Otros	38.9	91.0	(57.3%)
Total Activos con Socios	145.5	296.3	(50.9%)
Total Ecopetrol S.A.	654.3	689.6	(5.1%)
Operación Directa	512.0	396.5	29.1%
Operación Asociada	142.3	293.1	(51.5%)
Ocelote	14.3	9.9	44.4%
Otros	12.5	6.8	83.8%
Total Hocol	26.8	16.7	60.5%
Piedemonte	14.5	15.7	(7.6%)
Tauramena/Rio Chitamena	0.2	4.2	(95.2%)
Otros	1.2	1.3	(7.7%)
Total Equión*	15.9	21.2	(25.0%)
Lobitos	1.7	2.1	(19.0%)
Peña Negra	2.3	2.3	0.0%
Otros	0.8	1.1	(27.3%)
Total Savia*	4.8	5.5	(12.7%)
Dalmatian	1.3	1.8	(27.8%)
K2	2.0	1.8	11.1%
Gunflint	7.2	0.0	N/A
Total Ecopetrol America Inc.	10.5	3.6	191.7%
Total Filiales	58.0	47.0	23.4%
Total Grupo Empresarial	712	737	(3.3%)

*Equión y Savia no consolidan dentro del Grupo Empresarial Ecopetrol

(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 Orinoquia.

(3) Caño Sur: Hasta el cierre del primer semestre 2016, este campo pertenecía a la Vicepresidencia Regional Orinoquia. 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.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 13: Producción Bruta - Grupo Empresarial Ecopetrol (Por tipo de Crudo)

	A	B	C	D
(kbpd)	1T 2017	1T 2016	Cambio %	
Liviano	67.1	65.4	2.6%	
Medio	173.4	190.0	(8.7%)	
Pesado	349.3	345.7	1.0%	
Total	589.8	601.1	(1.9%)	

Costo de levantamiento del Grupo Empresarial
Tabla 14: Costo de Levantamiento - Grupo Empresarial Ecopetrol

	A	B	C	D
USD/BI	1T 2017	1T 2016	U12M	
Costo de levantamiento	6.67	4.87	6.80	

El costo de levantamiento por barril producido correspondiente al primer trimestre del 2017, sin tener en cuenta regalías, tiene un resultado de USD 6.67/bl, que al compararlo con el primer trimestre del año 2016 (USD 4.87/bl), presenta un aumento de 36.9%, cuyo efecto neto es explicado por las siguientes razones:

- Efecto Volumen (+USD 0.35/bl): Menor volumen de producción en el período de análisis.
- Efecto Costos (+USD 0.77/bl): i) Mayor causación de costos activo Rubiales el cual en el primer trimestre de 2016 se encontraba bajo modalidad de contrato de asociación (58% ECP y 42% Pacific E&P) y ii) mayor número de intervenciones y servicios a pozo.
- Efecto TRM (+USD 0.68/bl): Menor tasa de cambio la cual disminuyó en COP 326.57/usd (1T17: COP 2,922.47/usd Vs 1T16: COP 3,249.04/usd).

La porción en dólares del costo de levantamiento fue 14%.

d. Transporte
Tabla 15: Volúmenes Transportados – Grupo Empresarial Ecopetrol

	A	B	C	D
(kbpd)	1T 2017	1T 2016	Cambio %	
Crudos	805.3	952.0	(15.4%)	
Refinados	265.8	264.4	0.5%	
Total	1,071.1	1,216.4	(11.9%)	

Nota: Volúmenes transportados presentados corresponden a las compañías del grupo y a terceros.

El volumen de crudo transportado a través de los sistemas principales de Cenit S.A.S y sus filiales durante el primer trimestre de 2017 disminuyó 15.4% respecto al mismo trimestre del año anterior, debido al menor volumen de producción de crudo en el país. Del volumen total de crudo transportado por oleoductos, aproximadamente 67% corresponde a crudo de propiedad de Ecopetrol.

En cuanto a productos refinados, los volúmenes transportados por Cenit S.A.S durante el primer trimestre del año crecieron 0.5% frente al mismo periodo del año anterior, como resultado de una mayor utilización de los sistemas Galán – Sebastopol para la atención de la demanda de combustibles en el interior del país. Del volumen total de productos transportados por poliductos, cerca del 19% corresponde a productos propiedad de Ecopetrol.

INFORMACION RELEVANTE

Avances de los proyectos durante el primer trimestre 2017:

- **SAN FERNANDO – MONTERREY:** Se culminó el llenado de los tanques para iniciar así las pruebas de comisionamiento del sistema durante el próximo trimestre.
- **INICIATIVA DE TRANSPORTE DE CRUDOS DE MAYOR VISCOSIDAD:** Continuamos transportando por los sistemas de Cenit y sus filiales a viscosidades superiores a 300cSt. La organización tiene dentro de sus prioridades terminar las adecuaciones requeridas en infraestructura para llevar a cabo el transporte a 600cSt desde los Llanos hasta Coveñas en flujo continuo. De la misma manera, iniciamos las inversiones para poner en operación los sistemas de dilución de crudos en Coveñas, que nos permitirán entregar crudos en viscosidades y densidades especificadas por nuestros remitentes. La central de dilución es uno de los primeros pasos para lograr desarrollar una gran central de mezclas en Coveñas que apunta a la generación de valor tanto para los crudos de exportación como para los enviados a la refinería. Ambas iniciativas deberán estar 100% operativas durante el tercer trimestre del presente año.
- **OCENSA P135:** Continúan ejecutándose algunas actividades que no comprometen la operación. Para la puesta en servicio de la capacidad, continúan las gestiones ante el Ministerio de Minas y Energía para la expedición del acto de inicio de operaciones previsto para el segundo trimestre.

Costo por Barril Transportado

Tabla 16: Costo por Barril Transportado - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
USD/Bl	1T 2017	1T 2016	U12M
Costo por barril transportado	3.61	3.42	3.27

El indicador de costo por barril transportado para el primer trimestre de 2017 fue de USD 3.61/bl, que al compararlo con el resultado para el mismo periodo del año 2016 (USD 3.42/bl) presenta un aumento de 5.6%, explicado por las siguientes razones:

- Efecto Volumen (+USD 0.34/bl): Menor volumen transportado efecto de los menores volúmenes producidos en el país.
- Efecto costos (-USD 0.51/bl): Menores costos operativos en mantenimiento.
- Efecto TRM (+USD 0.36/bl): Efecto de una menor tasa de cambio la cual disminuyó en COP 326.57/usd (1T17: COP 2,922.47/usd Vs 1T16: COP 3,249.04/usd)

La porción en dólares del costo por barril transportado fue 10%.

e. Refinación

Refinería de Cartagena:

Durante el primer trimestre del 2017 operaron prácticamente todas las unidades de la refinería, a excepción de la unidad de alquiler, que estuvo en mantenimiento para corregir los problemas presentados en el sistema de agua de enfriamiento y que debe entrar de nuevo en operación en el segundo trimestre de 2017.

Se continuó con el proceso de estabilización y realización de pruebas de aceptación y desempeño de las unidades. En el trimestre se realizaron 4 pruebas adicionales a las realizadas en el 2016,

INFORMACION RELEVANTE

obteniendo hasta el presente un avance del 74%; es decir, se han realizado pruebas a 25 de las 34 unidades de la nueva refinería. Las pruebas individuales restantes se realizarán en el segundo trimestre y el proceso culminará con la prueba integral de desempeño de la refinería que se espera realizar durante el segundo semestre de 2017.

El promedio de carga de crudo en el período enero a marzo fue de 122.9 kbd.

El valor promedio del margen bruto de refinación fue de USD 6.8/bl. Se espera que al completar el periodo de estabilización y completadas las pruebas de desempeño, el margen se encuentre en línea con la tendencia del mercado para refinerías de alta complejidad.

En el mes de marzo se realizaron las primeras ventas de diésel de ultra bajo azufre (ULSD), siendo el producto de mayor valor agregado en el perfil de productos de la refinería. También se envió este producto hacia el interior del país (internación) para soportar la demanda en este mercado.

El volumen de ventas locales de Reficar fue de 56.2 kbd (incluyendo ventas a compañías del Grupo), 19% más que en el mismo período del 2016 (47.3 kbd). Este crecimiento se explica principalmente por la venta de diésel y productos como azufre, aceite liviano de ciclo, arotar y propileno.

En el acumulado del trimestre se exportaron 69.4 kbd, 5% más que el mismo período del 2016 (66.3 kbd), los cuales incluyen 29.3 kbd de diésel, 20.3 kbd de naftas y gasolinas, 9.4 kbde de coque y 10.4 kbd de otros (combustóleo, butano, ALC, etc.).

Para la carga de la refinería se importaron 86.7 kbd de crudo, y se compraron en el mercado nacional 47.6 kbd, suministrados en su mayoría por Ecopetrol.

Refinería de Barrancabermeja:

Tabla 17: Carga, Factor de utilización y Producción – Refinería Barrancabermeja

A	B	C	D
	1T 2017	1T 2016	Cambio %
Carga* (kbpd)	214,5	216,3	(0,8%)
Factor de Utilización (%)	78,2%	80,1%	(2,4%)
Producción Refinados (kbped)	216,4	217,3	(0,4%)

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

Al comparar el primer trimestre de 2017 con el mismo período de 2016 decrecen tanto la carga de crudo como el factor de utilización y la producción de refinados, como consecuencia de la mayor composición de crudos pesados en la dieta de crudo procesada.

Costos y márgenes del segmento de Refinación

Tabla 18: Costo de Caja de refinación (no incluye Reficar) - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
USD/BI	1T 2017	1T 2016	U12M
Costo de caja refinación	4.49	3.54	4.25

El costo operativo de caja de refinación para el primer trimestre de 2017 fue de USD 4.49/bl, que al compararlo con el resultado para el mismo periodo del año 2016 (USD 3.54/bl) presenta un aumento de 26.8%, explicado por las siguientes razones:

INFORMACION RELEVANTE

- Efecto Volumen: (+USD 0.10/bl) Mayores costos asociados a una menor carga registrada.
- Efecto Costos: (+USD 0.40/bl)
 - (+USD 0.49/bl): Mayores ejecuciones en costos fijos asociados a las estrategias de mantenimiento día a día en refinación de crudos, resultado de cambios operacionales debido a modificaciones en la dieta recibida. Adicionalmente se causaron mayores costos administrativos y en servicios de soporte desde el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).
 - (-USD 0.09/bl) Menores costos de operación de Propilco asociados a un menor volumen producido y vendido por reducción del suministro internacional de polipropileno.
- Efecto TRM: (+USD 0.45/bl) Menor tasa de cambio la cual disminuyó en COP 326.57/usd (1T17: COP 2.922,47/usd Vs 1T16: COP 3.249,04/usd).

La porción en dólares correspondiente al costo de caja del segmento de refinación fue 19%.

Tabla 19: Margen de Refinación – Refinería Barrancabermeja

	A	B	C	D
	USD/Bl		Cambio %	
	1T 2017	1T 2016		
Margen de Refinación	14,6	14,1	4,0%	

El aumento en el margen bruto de refinación de Barrancabermeja entre el primer trimestre de 2017 y el primer trimestre de 2016 obedece principalmente a la sostenibilidad de las iniciativas operativas implementadas desde el segundo semestre del año anterior para aumentar el valor de algunas corrientes de proceso, principalmente los destilados medios. Adicionalmente, se presentó un mejor comportamiento de los precios internacionales.

III. Consolidación Organizacional, Responsabilidad Corporativa y Gobierno Corporativo (Ecopetrol S.A.)

a. Consolidación Organizacional

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

	A	B	C
	Indicador HSE*		Cambio %
	1T 2017	1T 2016	
Índice de Frecuencia de Accidentalidad (accidentes / millón de horas hombre)	0.51	0.50	
Incidentes Ambientales	4	0	

*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:

- Cumplimiento del 95% en la obtención de Autorizaciones Ambientales para habilitar operaciones y proyectos de Ecopetrol.
- Sinergias entre las filiales del Grupo Empresarial con el fin de compartir y estandarizar prácticas HSE y mejorar el desempeño del Grupo.

INFORMACION RELEVANTE**b. Responsabilidad Corporativa****Inversión Social:**

Durante el primer trimestre de 2017 se invirtieron recursos para proyectos de inversión social por un valor de COP 2,583 millones los cuales se destinaron en programas de Educación y Cultura.

Asamblea General de Accionistas:

El 31 de marzo de 2017 se llevó a cabo la Asamblea General de Accionistas con la participación de más de 3,000 accionistas. Entre los temas aprobados por la Asamblea se destacan: 1) aprobación de los informes de la administración, 2) estados financieros individuales y consolidados a 31 de diciembre de 2016, 3) dictamen del Revisor Fiscal, 4) aprobación del proyecto de distribución de utilidades, 5) elección de la firma Ernst & Young como Revisor Fiscal para el año 2017 y 6) elección de los miembros de la Junta Directiva para el periodo 2017 – 2018.

IV. Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del primer trimestre del año 2017:

Español

Mayo 12, 2017

8:00 a.m. Bogotá

9:00 a.m. Nueva York

Inglés

Mayo 12, 2017

9:30 a.m. Bogotá

10:30 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 Finanzas Corporativas y Relacionamento con el Inversionista**

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

Fax: +571-234-4480

Correo electrónico: mauricio.tellez@ecopetrol.com.co

V. Anexos Grupo Empresarial Ecopetrol

Tabla 1: Compras Locales e Importaciones – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
Compras Locales (kbped)	1T 2017	1T 2016	Cambio %
Crudo	156.1	167.5	(6.8%)
Gas	1.8	1.7	5.9%
Productos Refinados	3.3	5.5	(40.0%)
Diluyente	2.8	1.4	100.0%
Total	164.0	176.1	(6.9%)
Importaciones (kbped)	1T 2017	1T 2016	Cambio %
Crudo	90.5	36.5	147.9%
Productos Refinados	79.7	114.5	(30.4%)
Diluyente	56.6	62.9	(10.0%)
Total	226.8	213.9	6.0%

* Incluye compras de regalías y compras a terceros.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 2: Estado de Ganancias o Pérdidas– Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C
Miles de Millones (COP)	1T 2017*	1T 2016*
Ingresos		
Nacionales	6,716	6,032
Exterior	6,655	4,453
Total Ingresos	13,371	10,485
Costo de Ventas		
Depreciación, amortización y agotamiento	2,022	1,642
Depreciación, amortización y agotamiento	1,452	1,189
Depreciación	570	453
Costos Variables:	5,401	4,306
Productos importados	3,529	2,220
Compras nacionales	1,693	1,262
Servicios de transporte de hidrocarburos	164	234
Variación de inventarios y otros	15	590
Costos Fijos:	1,723	1,498
Servicios contratados	515	585
Mantenimiento	453	308
Costos laborales	415	282
Otros	340	323
Total Costo de Ventas	9,146	7,446
Utilidad Bruta	4,225	3,039
Gastos Operacionales	926	1,440
Gastos de administración	899	1,356
Gastos de exploración y proyectos	27	84
Utilidad Operacional	3,299	1,599
Resultado Financiero, Neto	(1,019)	(136)
Diferencia en cambio, neto	(449)	625
Intereses, neto	(535)	(598)
Ingresos (Gastos) financieros	(35)	(163)
Resultados de Participación en Compañías	31	(27)
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	2,311	1,436
Provisión Impuesto a las ganancias	(1,238)	(825)
Ganancia Neta Consolidada	1,073	611
Interés no controlante	(187)	(248)
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	886	363
EBITDA	5,813	4,137
Margen Ebitda	43.5%	39.5%

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 3: Estado de Situación Financiera / Balance General – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2017*	Diciembre 31, 2016*	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	8,165	8,410	(2.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	3,880	4,212	(7.9%)
Inventarios	4,330	3,842	12.7%
Activos por impuestos corrientes	840	1,129	(25.6%)
Activos financieros disponibles para la venta	52	52	0.0%
Otros activos financieros	7,009	5,316	31.8%
Otros activos	1,025	1,036	(1.1%)
	25,301	23,997	5.4%
Activos mantenidos para la venta	116	132	(12.1%)
Activos corrientes	25,417	24,129	5.3%
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,476	1,553	(5.0%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	745	730	2.1%
Propiedades, planta y equipo	60,467	62,269	(2.9%)
Recursos naturales y del medio ambiente	21,521	22,341	(3.7%)
Intangibles	269	272	(1.1%)
Activos por impuestos diferidos	6,520	6,896	(5.5%)
Otros activos financieros	2,362	1,371	72.3%
Otros activos no corrientes	1,721	1,746	(1.4%)
Total Activos No Corrientes	95,081	97,178	(2.2%)
Total Activos	120,498	121,307	(0.7%)
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	4,095	4,126	(0.8%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	6,799	6,855	(0.8%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,994	1,974	1.0%
Pasivos por impuestos corrientes	2,915	2,131	36.8%
Provisiones y contingencias	817	822	(0.6%)
Otros pasivos corrientes	421	439	(4.1%)
Total Pasivos Corrientes	17,041	16,347	4.2%
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	40	40	0.0%
Total Pasivos Corrientes	17,081	16,387	4.2%
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	46,316	48,096	(3.7%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	22	24	(8.3%)
Provisiones por beneficios a empleados	3,790	3,901	(2.8%)
Pasivos por impuestos diferidos	2,410	2,229	8.1%
Provisiones y contingencias	5,187	5,096	1.8%
Otros pasivos no corrientes	275	255	7.8%
Total Pasivos No Corrientes	58,000	59,601	(2.7%)
Total Pasivos	75,081	75,988	(1.2%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	43,793	43,673	0.3%
Interes no Controlante	1,624	1,646	(1.3%)
Total Patrimonio	45,417	45,319	0.2%
Total Pasivos y Patrimonio	120,498	121,307	(0.7%)

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 4: Estado de Resultado Integrales – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C
Miles de Millones (COP)	1T 2017*	1T 2016*
Utilidad Consolidada	1,073	611
Elementos del otro Resultado Integral, Neto de Impuestos		
Diferencias de cambio en conversiones acumuladas	(763)	(1,003)
Ganancias (pérdidas) en activos financieros disponibles para la venta	0	125
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	440	511
Coberturas inversión neta negocios en el extranjero	396	0
Coberturas flujo de efectivo - instrumentos financieros derivados	(11)	45
Mediciones de planes de beneficios definidos	81	(125)
Otros menores	9	(5)
Total otro Resultado Integral	152	(452)
Total Resultado Integral	1,225	159
Atribuible:		
A los accionistas	1,064	(53)
Participación no controladora	161	212
Total Resultado Integral	1,225	159

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 5: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C
Miles de Millones (COP)	1T 2017*	1T 2016*
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación:		
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas	886	363
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:		
Participación de accionistas no controlantes	187	248
Cargo por impuesto a las ganancias	1,238	825
Depreciación, agotamiento y amortización	2,063	1,713
(Utilidad) pérdida por diferencia en cambio	449	(625)
Costo financiero reconocido en resultados	824	813
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	(15)	23
Impairment de activos	57	92
Ganancia por valoración de activos financieros	147	26
Pozos secos	3	78
(Ganancia) pérdida en resultados de compañías asociadas y negocios conjuntos	(31)	27
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	134	134
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(813)	437
Impuesto de renta pagado	(674)	(352)
Efectivo Neto Generado por las Actividades de Operación	4,455	3,802
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión:		
Inversión en propiedad, planta y equipo	(284)	(843)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(377)	(647)
Adquisiciones de intangibles	(22)	(10)
(Compra) venta de otros activos financieros	(2,942)	(47)
Intereses recibidos	106	69
Ingresos por venta de activos	30	85
Efectivo Neto Usado en Actividades de Inversión	(3,489)	(1,393)
Flujo de Efectivo en Actividades de Financiación:		
Aumento neto de préstamos y financiamientos	(92)	788
Pago de intereses	(713)	(596)
Dividendos pagados	(114)	(1,058)
Efectivo Neto (Usado) en Actividades de Financiación	(919)	(866)
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(292)	(458)
Aumento en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	(245)	1,085
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	8,410	6,550
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	8,165	7,635

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

Algunas cifras presentadas de periodos anteriores fueron reclasificada para efectos comparativos.

Tabla 6: Conciliación del EBITDA – Grupo Empresarial

A	B	C
Miles de Millones (COP)	1T 2017*	1T 2016*
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA		
Utilidad neta atribuible a los accionistas	886	363
+ Depreciación, agotamiento y amortización	2,063	1,713
+/- Deterioros activos a largo plazo	4	56
+/- Resultado financiero, neto	1,019	136
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,238	825
+ Otros Impuestos	416	796
+/- Interes no controlante	187	248
EBITDA Consolidado	5,813	4,137

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 7: Conciliación del EBITDA por Segmento – (1T 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	429	(215)	673	(1)	886
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,493	295	275	0	2,063
+/- Deterioros activos a largo plazo	1	3	0	0	4
+/- Resultado financiero, neto	730	240	49	0	1,019
+ Provisión impuesto a las ganancias	468	110	660	0	1,238
+ Otros Impuestos	200	125	91	0	416
+/- Interes no controlante	0	0	187	0	187
EBITDA Consolidado	3,321	558	1,935	(1)	5,813

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

Tabla 8: Conciliación del EBITDA por Segmento (1T 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	(394)	(130)	903	(16)	363
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,219	247	247	0	1,713
+/- Deterioros activos a largo plazo	(1)	57	0	0	56
+/- Resultado financiero, neto	(123)	21	135	103	136
+ Provisión impuesto a las ganancias	(149)	211	763	0	825
+ Otros Impuestos	419	177	200	0	796
+/- Interes no controlante	0	(3)	251	0	248
EBITDA Consolidado	971	580	2,499	87	4,137

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

VI. 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. (no consolidado), sus Subordinadas, empresas Asociadas y Negocios Conjuntos más representativos de cada segmento.

1. Ecopetrol S.A:

Tabla 9: Estado de Resultados

A	B	C
Miles de Millones (COP)	1T 2017*	1T 2016*
Ventas locales	4,888	4,166
Ventas zona franca	730	673
Ventas al exterior	5,082	3,313
Ventas Totales	10,700	8,152
Costos variables	6,146	5,219
Costos fijos	2,060	2,092
Costo de Ventas	8,206	7,311
Utilidad Bruta	2,494	841
Gastos operativos	575	838
Utilidad Operacional	1,919	3
Ingresos (Gastos) financieros	(926)	68
Participación en resultados de compañías	370	324
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	1,363	395
Impuesto a las ganancias	(477)	(32)
Utilidad Neta	886	363
EBITDA	3,589	1,764
Margen EBITDA	33.5%	21.6%

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 10: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C	D
Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2017 *	Diciembre 31, 2016*	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,721	5,360	(11.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	4,123	4,620	(10.8%)
Inventarios	2,694	2,590	4.0%
Activos por impuestos corrientes	366	661	(44.6%)
Activos financieros disponibles para la venta	52	52	0.0%
Otros activos financieros	10,249	8,830	16.1%
Otros activos	760	879	(13.5%)
	22,965	22,992	(0.1%)
Activos mantenidos para la venta	30	30	0.0%
Activos corrientes	22,995	23,022	(0.1%)
Activos No Corrientes			
Inversiones en compañías	27,887	28,517	(2.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	3,121	3,089	1.0%
Propiedades, planta y equipo	20,817	21,276	(2.2%)
Recursos naturales y del medio ambiente	17,786	18,316	(2.9%)
Intangibles	165	169	(2.4%)
Activos por impuestos diferidos	3,900	4,293	(9.2%)
Otros activos financieros	2,010	1,007	99.6%
Otros activos no corrientes	1,828	1,849	(1.1%)
Total Activos No Corrientes	77,514	78,516	(1.3%)
Total Activos	100,509	101,538	(1.0%)
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	2,567	2,650	(3.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	5,387	5,455	(1.2%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,964	1,949	0.8%
Pasivos por impuestos corrientes	938	587	59.8%
Provisiones y contingencias	611	620	(1.5%)
	11,467	11,261	1.8%
Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta	40	40	0.0%
Total Pasivos Corrientes	11,507	11,301	1.8%
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	35,637	37,090	(3.9%)
Provisiones por beneficios a empleados	3,790	3,901	(2.8%)
Pasivos por impuestos diferidos	1,445	1,296	11.5%
Provisiones y contingencias	4,288	4,230	1.4%
Otros pasivos no corrientes	50	46	8.7%
Total Pasivos No Corrientes	45,210	46,563	(2.9%)
Total Pasivos	56,717	57,864	(2.0%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	43,792	43,674	0.3%
Total Patrimonio	43,792	43,674	0.3%
Total Pasivos y Patrimonio	100,509	101,538	(1.0%)

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

INFORMACION RELEVANTE
Exploración y Producción
2. Hocol:
Tabla 11: Estado de Resultados

A	B	C
Miles de Millones (COP)		
Ventas locales	108	103
Ventas al exterior	189	152
Ventas Totales	297	255
Costos variables	121	194
Costos fijos	78	67
Costo de Ventas	199	261
Utilidad (Perdida) Bruta	98	(6)
Gastos operativos	19	29
Utilidad (Perdida) Operacional	79	(35)
Ingresos (Gastos) financieros	0	6
Participación en resultados de compañías	12	17
Utilidad (Perdida) antes de Impuesto a las Ganancias	91	(12)
Impuesto a las ganancias	(51)	(11)
Utilidad (Perdida) Neta	40	(23)
EBITDA	188	47
Margen EBITDA	63.3%	18.4%

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

Tabla 12: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)		
	Marzo 31, 2017*	Diciembre 31, 2016*
Activos corrientes	837	787
Activos no corriente	2,143	2,203
Total Activos	2,980	2,990
Pasivos corrientes	912	934
Pasivos no corrientes	318	297
Total Pasivos	1,230	1,231
Patrimonio	1,750	1,759
Total Pasivo y Patrimonio	2,980	2,990

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

INFORMACION RELEVANTE
3. Savia Perú:
Tabla 13: Estado de Resultados

A	B	C
Millones de USD	1T 2017*	1T 2016*
Ventas locales	24.7	14.7
Ventas al exterior	0.0	0.0
Ventas Totales	24.7	14.7
Costos variables	14.0	11.7
Costos fijos	9.6	10.5
Costo de Ventas	23.6	22.2
Utilidad (Perdida) Bruta	1.1	(7.5)
Otros Ingresos (gastos) operativos	1.2	(6.2)
Utilidad (Perdida) Operacional	2.3	(13.7)
Ingresos (Gastos) financieros	(1.0)	(0.8)
Utilidad (Perdida) antes de Impuesto a las Ganancias	1.3	(14.5)
Impuesto a las Ganancias	2.1	2.7
Utilidad (Perdida) Neta	3.4	(11.8)
EBITDA	16.0	(1.4)
Margen EBITDA	64.8%	(9.5%)

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

* Las cifras corresponden al periodo comprendido entre el 1° de enero y el 28 de febrero para cada uno de los años

Tabla 14: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C
Millones de USD	Febrero 28, 2017*	Diciembre 31, 2016*
Activos corrientes	121	106
Activos no corriente	571	565
Total Activos	692	670
Pasivos corrientes	47	49
Pasivos no corrientes	244	224
Total Pasivos	291	273
Patrimonio	401	398
Total Pasivo y Patrimonio	692	670

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

INFORMACION RELEVANTE
4. Equión:
Tabla 15: Estado de Resultados

A	B	C
Miles de Millones (COP)	1T 2017*	1T 2016*
Ventas locales	43	85
Ventas al exterior	252	181
Ventas Totales	295	266
Costos variables	142	236
Costos fijos	27	36
Costo de Ventas	169	272
Utilidad (Perdida) Bruta	126	(6)
Otros Ingresos (gastos) operativos	(5)	(21)
Utilidad (Perdida) Operacional	121	(27)
Ingresos (Gastos) financieros	1	20
Utilidad (Perdida) antes de Impuesto a las Ganancias	122	(7)
Impuesto a las ganancias	(100)	(17)
Utilidad (Perdida) Neta	22	(24)
EBITDA	249	193
Margen EBITDA	84.4%	72.6%

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

* Incluye ajuste y reclasificaciones para la homologación de políticas contables del Grupo Empresarial.

Tabla 16: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2017*	Diciembre 31, 2016*
Activos corrientes	829	712
Activos no corriente	1,386	1,550
Total Activos	2,215	2,262
Pasivos corrientes	422	417
Pasivos no corrientes	94	96
Total Pasivos	516	513
Patrimonio	1,699	1,749
Total Pasivo y Patrimonio	2,215	2,262

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

INFORMACION RELEVANTE
Refinación y Petroquímica
1. Essentia (Propilco):
Tabla 17: Volúmenes de venta

A	B	C
Ventas (toneladas)	1T 2017	1T 2016
Polipropileno	108,674	118,856
Masterbatch	2,718	4,427
Polietileno	7,734	6,026
Total	119,126	129,310

Tabla 18: Estado de Resultados

A	B	C
Miles de Millones (COP)	1T 2017*	1T 2016*
Ventas locales	175	195
Ventas al exterior	293	319
Ventas Totales	468	514
Costos variables	369	357
Costos fijos	29	26
Costo de Ventas	398	383
Utilidad Bruta	70	131
Gastos operativos	39	43
Utilidad Operacional	31	88
Ingresos (Gastos) financieros	1	(1)
Participación en resultados de compañías	30	19
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	62	106
Impuesto a las ganancias	(20)	(33)
Utilidad Neta	42	73
EBITDA	47	101
Margen EBITDA	10.0%	19.6%

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

Tabla 19: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2017*	Diciembre 31, 2016*
Activos corrientes	994	833
Activos no corriente	870	976
Total Activos	1,864	1,809
Pasivos corrientes	411	347
Pasivos no corrientes	96	94
Total Pasivos	507	441
Patrimonio	1,357	1,368
Total Pasivo y Patrimonio	1,864	1,809

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

INFORMACION RELEVANTE
2. Reficar:
Tabla 20: Volúmenes de venta

A	B	C
Ventas (kbped)	1T 2017	1T 2016
Local	56.2	47.3
Exportación	73.2	66.3
Total	129.4	113.6

Tabla 21: Estado de Resultados

A	B	C
Miles de Millones (COP)	1T 2017*	1T 2016*
Ventas locales	899	666
Ventas al exterior	961	574
Ventas Totales	1,860	1,240
Costos variables	1,593	1,190
Costos fijos	288	133
Costo de Ventas	1,881	1,323
Perdida Bruta	(21)	(83)
Otros Ingresos (gastos) operativos	200	289
Perdida Operacional	(221)	(372)
Ingresos (Gastos) financieros	(123)	(112)
Perdida antes de Impuesto a las Ganancias	(344)	(484)
Impuesto a las ganancias	9	18
Perdida Neta	(335)	(466)
EBITDA	2	(175)
Margen EBITDA	0.1%	(14.1%)

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

Tabla 22: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2017*	Diciembre 31, 2016*
Activos corrientes	2,092	2,006
Activos no corriente	22,329	23,295
Total Activos	24,421	25,301
Pasivos corrientes	2,995	2,975
Pasivos no corrientes	13,861	14,211
Total Pasivos	16,856	17,186
Patrimonio	7,565	8,115
Total Pasivo y Patrimonio	24,421	25,301

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

INFORMACION RELEVANTE
Transporte
1. Cenit:
Tabla 23: Estado de Resultados

A	B	C
Miles de Millones (COP)	1T 2017*	1T 2016*
Ventas locales	1,015	1,097
Ventas al exterior	0	0
Ventas Totales	1,015	1,097
Costos variables	50	26
Costos fijos	388	350
Costo de Ventas	438	376
Utilidad Bruta	577	721
Gastos operativos	79	142
Utilidad Operacional	498	579
Ingresos (Gastos) financieros	(17)	(36)
Participación en resultados de compañías	414	532
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	895	1,075
Impuesto a las ganancias	(208)	(202)
Utilidad Neta	687	873
EBITDA	665	789
Margen EBITDA	65.5%	71.9%

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

Tabla 24: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2017*	Diciembre 31, 2016*
Activos corrientes	1,459	839
Activos no corriente	12,051	12,225
Total Activos	13,510	13,064
Pasivos corrientes	1,446	1,270
Pasivos no corrientes	738	729
Total Pasivos	2,184	1,999
Patrimonio	11,326	11,065
Total Pasivo y Patrimonio	13,510	13,064

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

Nota: Cifras de diciembre de 2016 actualizadas con el cierre contable final de la compañía

Biocombustibles
1. Ecodiesel
Tabla 25: Volúmenes de venta

A	B	C
Ventas Totales (kbped)	1T 2017	1T 2016
Biodiesel	2.3	2.3
Glicerina	0.2	0.2
Total	2.6	2.5

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 26: Estado de Resultados

A	B	C
Miles de Millones (COP)	1T 2017*	1T 2016*
Ventas locales	100	67
Ventas al exterior	0	0
Ventas Totales	100	67
Costos variables	89	57
Costos fijos	0	0
Costo de Ventas	89	57
Utilidad Bruta	11	10
Gastos operativos	4	3
Utilidad Operacional	7	8
Ingresos (Gastos) financieros	(0)	(0)
Participación en resultados de compañías	0	0
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	6	7
Impuesto a las ganancias	(2)	(1)
Utilidad Neta	5	6
EBITDA	8	9
Margen EBITDA	8.5%	12.7%

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

* Para el año 2016 las cifras corresponden al periodo comprendido entre el 01 de enero y el 28 de febrero

Tabla 27: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2017*	Diciembre 31, 2016*
Activos corrientes	72	73
Activos no corriente	66	65
Total Activos	138	138
Pasivos corrientes	69	59
Pasivos no corrientes	1	0
Total Pasivos	70	59
Patrimonio	68	79
Total Pasivo y Patrimonio	138	138

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

Nota: Cifras de diciembre de 2016 actualizadas con el cierre contable final de la compañía

VII. Deuda Grupo Empresarial Ecopetrol

Tabla 28: Deuda de largo plazo – Grupo Empresarial Ecopetrol*

A	B	C	D
Compañía	Moneda Extranjera (USD)	Moneda Local (COP**)	Total
Ecopetrol	11,809	1,227	13,036
Reficar	2,796	-	2,796
Bicentenario	-	522	522
ODL	-	253	253
Bioenergy	-	162	162
Ocensa	500	-	500
Total	15,105	2,164	17,269

*Valor nominal de la deuda a 31 de marzo de 2017, sin incluir causación de intereses.

**Cifras expresadas en millones de dólares equivalentes con la TRM al 31 de marzo de 2017.