

Grupo Empresarial Ecopetrol presenta sus resultados para el cuarto trimestre y el acumulado del año 2016

- La producción del Grupo Empresarial ascendió a 718 kbped en 2016, superando en 3 kbped la meta propuesta del año.
- La excelencia operacional se reflejó en un EBITDA de COP 18 billones (margen EBITDA 38%) a pesar de tener 43 kbped menos de producción y una caída del 16% en el precio promedio del Brent, frente a 2015.
- La utilidad neta del Grupo Empresarial para 2016 ascendió a COP 1.6 billones, la utilidad neta antes de "impairments" se calcula en COP 2.3 billones. Estos resultados son el producto de eficiencias y ahorros estructurales en costos que totalizaron COP 2.2 billones.

Bogotá, marzo 06 de 2017. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Empresarial para el cuarto trimestre y el acumulado 2016, 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)	4T 2016*	4T 2015*	Cambio \$	Cambio %	2016*	2015*	Cambio \$	Cambio %
Ventas Totales	13,313	12,777	536	4.2%	47,732	52,091	-4,359	(8.4%)
Utilidad - Pérdida Operacional	1,633	-7,301	8,934	>100%	8,253	1,456	6,797	>100%
Ganancia - Pérdida Neta Consolidada	358	-6,021	6,379	>100%	2,404	-3,083	5,487	>100%
Interés No Controlado	-172	-287	115	(40.1%)	-839	-905	66	(7.3%)
Ganancia - Pérdida Neta (Atribuible Accionistas Ecopetrol)	186	-6,308	6,494	>100%	1,565	-3,988	5,553	>100%
EBITDA*	4,474	3,083	1,391	45.1%	18,018	18,087	-69	(0.4%)
Margen EBITDA*	33.6%	24.1%			37.7%	34.7%		

* Los valores incorporados en este documento se incluyen únicamente para efectos ilustrativos y no son auditados.

Algunas cifras explicativas en este reporte están expresadas en dólares estadounidenses (USD) y así se indica cuando corresponde.

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

"2016 fue un año de enormes retos para Ecopetrol. La industria petrolera experimentó los menores precios de crudo de los últimos 12 años y por ende se materializaron recortes de inversión.

La búsqueda de eficiencias y liquidez se volvió el mantra para sobrellevar la crisis. A este escenario se sumaron los desafíos impuestos por la negociación del proceso de paz, el cierre de la frontera con Venezuela, el fenómeno del niño, la finalización de los proyectos de Reficar y Bioenergy, y la aprobación de la reforma tributaria.

Ecopetrol enfocó sus esfuerzos en reducir costos, producir barriles rentables, priorizar inversiones, fortalecer la caja, y al mismo tiempo, mantener su calificación en grado de inversión.

La inversión total del 2016 ascendió a 2,500 millones de dólares. El desempeño operativo y financiero de la compañía fue sólido, como resultado de las medidas de ajuste. El EBITDA y el margen EBITDA alcanzaron niveles de 18 billones de pesos y 38%, respectivamente; el margen

INFORMACION RELEVANTE

EBITDA tuvo un incremento de 3 puntos porcentuales frente a 2015, y es uno de los más altos de la industria mundial de petróleo y gas.

La compañía excedió la meta de producción para 2016 en 3 mil barriles de petróleo equivalente por día, ubicándose en 718 mil barriles. Esto a pesar de haber tenido 25 mil barriles de petróleo equivalente por día de menor producción, durante 45 días, por el cierre del Oleoducto Caño Limón Coveñas; y una caída del Brent de 16%.

El cuarto trimestre cerró con una robusta posición de caja de 14 billones de pesos (aproximadamente 4.700 millones de dólares), que permitió disminuir el apalancamiento financiero, y habilita oportunidades de crecimiento inorgánico.

La retoma y operación de los campos Rubiales y Cusiana demostró nuestra capacidad operativa, la cual se ha beneficiado de las eficiencias y los cambios estructurales que se han logrado en prácticamente todas las líneas de negocio. Hoy en día Ecopetrol opera más de 500 mil barriles de petróleo equivalente por día de manera directa.

El programa de recobro mejorado es una realidad. 18 pilotos estuvieron activos durante el 2016, de los cuales 12 presentaron incrementos en producción. En esta fase, 1.65 millones de barriles de petróleo acumulados de reservas han sido el aporte del programa. Una parte importante de estos resultados se alcanzó en campos grandes como Castilla y Chichimene.

El descubrimiento de petróleo en el pozo Warrior, en el Golfo de México de los Estados Unidos, es el resultado de la nueva estrategia exploratoria de Ecopetrol, que contempla la asociación con empresas de primer nivel para diversificar riesgo, explorar más e incrementar la probabilidad de hallazgos. Warrior es el quinto descubrimiento del Grupo Ecopetrol en esta próspera zona petrolífera y contribuye con los recursos contingentes de la compañía.

La campaña exploratoria también arrojó buenos resultados en el Valle Inferior del Magdalena (Bullerengue), y en el Valle Medio del Magdalena (Boranda).

Costa afuera (offshore) Colombia es una zona de alto potencial. Durante el cuarto trimestre del año dos pozos, Purple Angel, pozo delimitador de Kronos, y Gorgon, se encontraban en perforación para tener mayor certeza del potencial del Caribe Colombiano.

En refinación, el mayor logro fue el arranque de las 34 unidades de Reficar, dando paso al periodo de estabilización y pruebas. En el mes de diciembre tuvimos el record de carga de crudo para refinación: Reficar con 150 mil barriles de petróleo y Barrancabermeja con 230 mil barriles de petróleo por día, durante 21 días. El margen promedio por barril de Reficar pasó de 2.8 dólares entre enero- julio a 8.4 dólares por barril desde agosto, una vez encendidas todas las plantas. Hacia el futuro seguiremos estabilizando y optimizando la carga y el margen de Reficar.

Otro hito en refinación fue el cambio en el esquema operacional de Barrancabermeja, que permitió estabilizar la operación y alcanzar un factor de conversión promedio de 73%. Adicionalmente, el EBITDA de esta refinería alcanzó 2.1 billones de pesos, 2 veces más que el registrado en 2014.

Es prioritario para la compañía extraer mayor valor de los crudos que comercializa. En 2016 tuvimos mayores ventas referenciadas a indicadores más líquidos, lo que permitió fortalecer la canasta de crudos. El diferencial del Brent a la Canasta de crudos de Ecopetrol en 2016 fue de -9.4 dólares, 30 centavos de dólar menos que en 2015.

La calidad y consistencia de nuestros crudos es una importante palanca de valor. Como parte de la estrategia de eficiencias en dilución se avanzó en el transporte de crudos con viscosidad desde 200

INFORMACION RELEVANTE

a 400 centistokes (cSt). Desde el cuarto trimestre el oleoducto Ocesa incrementó su capacidad de manejo a 600 cSt. Esto contribuyó con un menor costo y factor de dilución, el cual se redujo de 19% a 17% entre 2015 y 2016, y ahorró al Grupo Ecopetrol cerca de un billón de pesos.

Los ahorros consolidados del año ascendieron a 2.5 billones de pesos, superando la meta de ahorros de 1.6 billones de pesos fijada para el 2016. De estos, 2.2 billones fueron ahorros estructurales. Las principales palancas de ahorro fueron: menor dilución de crudos pesados por aproximadamente 660 mil millones de pesos; y 375 mil millones de pesos en operación y mantenimiento de activos de transporte.

Estas mayores eficiencias fueron fundamentales para mitigar el impacto de los menores precios de crudo sobre el balance de reservas probadas de 2016. Las mismas se sitúan en 1,598 millones de barriles de petróleo equivalente, 14% menos que los 1,849 millones de barriles de petróleo de 2015.

Se estima que el efecto precio impactó negativamente las reservas en 202 millones de barriles de petróleo equivalente. En 2016, el precio SEC utilizado para la valoración tuvo una disminución del 20% frente al 2015, pasando de 55.6 dólares por barril a 44.5 dólares por barril. Esta disminución de reservas por el efecto precio se compensó con una adición de 186 millones de barriles de petróleo equivalente atribuibles a eficiencias y nuevos proyectos de perforación, entre otros.

La utilidad neta atribuible a los accionistas del Grupo Ecopetrol ascendió a 1.6 billones de pesos frente a una pérdida en 2015 de 3.9 billones de pesos. Esto a pesar de menores ingresos por 6.8 billones de pesos por los menores precios de crudo. La mejor utilidad se explica por ahorros y eficiencias. Sin incluir el impacto del "impairment" contable, la compañía arroja una utilidad de 2.3 billones de pesos para el 2016.

Para el 2017 los retos no son menores. Adicionar reservas y mantener el ritmo de producción son el foco de la Compañía. Se incrementará significativamente la campaña exploratoria en zonas de alta prospectividad. La inversión en exploración pasará de USD 280 millones a USD 650 millones, con lo cual se pasaría de 2 a 6 pozos costa afuera (offshore) y de 5 a 11 pozos dentro de Colombia (onshore) de 2016 a 2017. El recobro mejorado seguirá apalancando la adición de reservas en los campos maduros. Resaltamos que la fortaleza de la caja permite evaluar oportunidades de crecimiento inorgánico para las reservas del Grupo Empresarial Ecopetrol.

La compañía seguirá afianzando su Transformación para garantizar la sostenibilidad operativa y financiera. La fase 3.0 del plan de transformación empresarial la hemos denominado la Nueva Frontera de Ecopetrol. Estará enfocada en abrir nuevos mercados; planificar de forma plurianual el desarrollo de los campos; mejorar el retorno de los activos; atraer y retener el mejor talento humano; y comprometernos con la integridad, el agua, el respeto al medio ambiente y la prosperidad compartida con las comunidades donde operamos.

El plan de inversiones 2017 asciende a 3.500 millones de dólares y estará enfocado en oportunidades de generación de valor para el Grupo Empresarial.

Respecto a Reficar, se finalizará la etapa de estabilización, y durante el segundo semestre del año se hará la prueba de desempeño global. Los esfuerzos estarán enfocados en mejorar el margen y la carga, y la generación de valor.

La Compañía lanzó un nuevo modelo de relacionamiento con el entorno, que busca prosperidad sostenible y compartida con las comunidades en las zonas de operación, el desarrollo de la gobernabilidad local y contribuir al acuerdo de paz del país. Así mismo, reforzó el liderazgo en todas

INFORMACION RELEVANTE

sus áreas, el compromiso con la vida y la mitigación efectiva de riesgos sobre las personas, las instalaciones y los procesos.

Ecopetrol respondió una vez más a los retos impuestos por el entorno de precios. 2016 cierra con una compañía transformada, operacionalmente sostenible y financieramente robusta. Se redujo el umbral de precio internacional al cual la compañía arrojaba utilidad operacional, reflejando las eficiencias alcanzadas en los últimos años. El futuro es alentador. El Plan de Negocio 2020, basado en tres pilares fundamentales: i) protección de la caja y eficiencia en costos, ii) estricta disciplina de capital y iii) crecimiento de reservas y producción, fortalecerá su sostenibilidad financiera y le permitirá aprovechar las oportunidades de crecimiento orgánico e inorgánico, generando valor y rentabilidad a sus accionistas.”

Grupo Empresarial Ecopetrol presenta sus resultados para el cuarto trimestre y acumulado del año 2016

I.	Resultados Financieros Consolidados	6
a.	Ventas Volumétricas	6
b.	Comportamiento de Precios: Crudos, Productos y Gas.....	8
c.	Estado de Resultados	8
d.	Balance General	12
e.	<i>Impairment</i> de activos a largo plazo	13
f.	Resultados por Segmentos	14
g.	Resultado de Iniciativas de Reducción de Costos y Gastos	17
II.	Resultados Operativos	19
a.	Inversiones.....	19
b.	Exploración.....	20
c.	Reservas	21
d.	Producción.....	22
e.	Transporte.....	26
f.	Refinación	27
III.	Consolidación Organizacional, Responsabilidad Corporativa y Gobierno Corporativo (Ecopetrol S.A.)	30
a.	Consolidación organizacional.....	30
b.	Responsabilidad Corporativa	30
IV.	Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre	31
V.	Anexos Grupo Ecopetrol.....	32
VI.	Anexos Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias	37
VII.	Deuda Grupo Empresarial	42

I. Resultados Financieros Consolidados

a. Ventas Volumétricas

Tabla 2 – Ventas Volumétricas - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Volumen de Venta Local - kbped	4T 2016	4T 2015	Cambio %	2016	2015	Cambio %
Crudo	13.3	16.8	(20.8%)	14.4	13.4	7.5%
Gas Natural	73.3	89.2	(17.8%)	75.3	84.5	(10.9%)
Gasolinas	110.5	109.9	0.5%	108.3	98.0	10.5%
Destilados Medios	146.6	162.4	(9.7%)	142.6	148.5	(4.0%)
GLP y Propano	16.4	16.4	0.0%	16.5	16.2	1.9%
Combustóleo	7.2	4.5	60.0%	6.4	5.0	28.0%
Industriales y Petroquímicos	19.2	23.4	(17.9%)	19.2	21.7	(11.5%)
Total Venta Local	386.5	422.6	(8.5%)	382.7	387.3	(1.2%)
Volumen de Exportación - kbped	4T 2016	4T 2015	Cambio %	2016	2015	Cambio %
Crudo	442.4	505.5	(12.5%)	435.3	537.3	(19.0%)
Productos	127.6	95.4	33.8%	142.0	73.3	93.7%
Gas Natural	4.1	0.6	583.3%	2.5	8.0	(68.8%)
Total Venta de Exportación	574.1	601.5	(4.6%)	579.8	618.6	(6.3%)
Total Volumen Vendido	960.6	1,024.1	(6.2%)	962.5	1,005.9	(4.3%)

La producción del Grupo Empresarial disminuyó 43 kbped en 2016, lo cual se reflejó en una reducción del volumen vendido a 962.5 kbped, valor que representa un 96% de las ventas de 2015. La división por destino de dicho volumen en 2016 muestra que un 40% se dirigió al mercado doméstico y el restante 60% hacia el mercado internacional.

La entrada en funcionamiento de la nueva Refinería de Cartagena (Reficar) incrementó la participación de las ventas de productos dentro del total, pasando de agrupar un 36% en 2015 a 45% en 2016. Este aumento se reflejó en la menor participación de crudos en las ventas totales, la cual paso de 55% a 47% en el último año.

Mercado en Colombia: En 2016 el volumen local de ventas presentó una pequeña disminución respecto al año anterior. Los aspectos más importantes para resaltar son:

- Reducción de la demanda anual de gas natural explicado por: i) presencia del Fenómeno del Niño únicamente en los primeros 3 meses del 2016 y ii) la contracción de la demanda de los sectores industrial y gas natural vehicular (GNV).
- Menor demanda de asfalto por retrasos en la construcción de infraestructura vial y reducción de las ventas locales de Propilco.

Estas disminuciones estuvieron compensadas por:

- Incremento en la venta de gasolina, resultado de la mayor venta de vehículos y de la disminución en un 35% de la conversión de vehículos de gasolina a GNV.
- Mayores ventas de combustóleo, dada la reactivación del mercado marino.

Mercado internacional: El volumen exportado en 2016 fue de 579.8 kbped, presentando una disminución de 6.3% frente al registrado en 2015, explicado principalmente por:

INFORMACION RELEVANTE

- Direccionamiento de parte de la canasta de crudos de exportación hacia entregas a Reficar para su operación.
- Menor producción y menores compras nacionales de crudo a terceros.
- Suspensión de las exportaciones de gas natural por la terminación de contrato con Venezuela en 2015.
- Sobresale la incorporación de barriles para venta de Ecopetrol America Inc (EAI) de su campo Gunflint.

Las menores exportaciones de crudo y gas fueron compensadas por la mayor exportación de productos refinados, la cual creció 94% en 2016, como resultado de la entrada en funcionamiento de la nueva Refinería de Cartagena.

Tabla 3 – Destinos de Exportación - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Crudos (kbpd)	4T 2016	4T 2015	% Part.	2016	2015	% Part.
Asia	71.2	173.4	16.1%	64.8	166.3	14.9%
Costa del Golfo EE.UU.	137.8	108.4	31.1%	169.7	124.8	39.0%
Costa Oeste EE.UU.	53.4	30.0	12.1%	42.8	46.5	9.8%
Costa Este EE.UU.	27.4	17.6	6.2%	28.0	20.8	6.4%
Europa	32.1	53.6	7.3%	52.3	80.1	12.0%
América Central / Caribe	90.4	121.6	20.4%	57.8	89.2	13.3%
América del Sur	11.9	0.0	2.7%	7.9	5.2	1.8%
Otros	18.2	0.9	4.1%	12.0	4.4	2.8%
Total	442.4	505.5	100.0%	435.3	537.3	100.0%

H	I	J	K	L	M	N
Productos (kbped)	4T 2016	4T 2015	% Part.	2016	2015	% Part.
Asia	10.4	4.2	8.1%	13.8	9.0	9.7%
Costa del Golfo EE.UU.	13.3	29.7	10.4%	21.9	14.4	15.4%
Costa Oeste EE.UU.	10.0	0.0	7.9%	2.5	0.0	1.8%
Costa Este EE.UU.	27.5	24.8	21.6%	33.1	15.8	23.3%
Europa	3.6	0.5	2.8%	15.1	1.7	10.6%
América Central / Caribe	49.1	28.1	38.5%	41.5	25.8	29.2%
América del Sur	11.9	5.3	9.3%	7.9	5.0	5.6%
Otros	1.8	2.7	1.4%	6.2	1.6	4.4%
Total	127.6	95.4	100.0%	142.0	73.4	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: Ecopetrol decidió enfocar sus exportaciones de crudo al mercado de EE.UU., principalmente a los refinadores de la Costa del Golfo, acción que permitió incrementar las exportaciones a esta región a 39%. Esta estrategia encontró soporte en el cierre del diferencial WTI-Brent luego de la liberación de las exportaciones de crudo americano, que le agregó competitividad a nuestros crudos y aseguró el cierre en el diferencial Brent-Crudo Pesado. Adicionalmente, se evidenció dinamismo en la demanda por crudo intermedio y pesado, explicado en parte porque en EE.UU. los márgenes de refinación se mantuvieron estables por el buen comportamiento de la demanda de gasolina, lo que a su vez permitió altas corridas de refinación.

La canasta de exportación de crudos del Grupo estuvo referenciada a los siguientes indicadores: Brent (86,6%), Maya (13,4%) y Otros (0,03%); se presenta una reducción en la referenciación al

INFORMACION RELEVANTE

Maya y a su vez un aumento en la referenciación al Brent frente al año 2015 (Brent: 69,7%, Maya: 29,8%, y otros 0,5%).

Productos: América Central y el Caribe son los destinos que tienen mayor participación (29%) por ser centros de mezclas de combustibles marinos para su posterior consumo en regiones como Asia. Adicionalmente, destinos como la Costa del Este de EE.UU. y Europa presentaron importantes crecimientos en la participación de exportaciones con ocasión de la colocación de los productos de Reficar.

b. Comportamiento de Precios: Crudos, Productos y Gas

Tabla 4 – Precios Promedio de Crudos de Referencia

A	B	C	D	E	F	G
USD/BI	4T 2016	4T 2015	Cambio %	2016	2015	Cambio %
Brent	51.1	44.7	14.3%	45.1	53.6	(15.8%)
MAYA	42.8	34.4	24.3%	36.5	44.1	(17.2%)
WTI	49.3	42.2	16.9%	43.5	48.8	(10.8%)

Fuente: Platts y Bloomberg.

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

A	B	C	D	E	F	G	H	I
USD/BI	4T 2016	4T 2015	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 4T 2016	2016	2015	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 2016
Canasta de venta de Crudos	41.9	34.2	22.5%	455.7	35.7	43.9	(18.6%)	449.7
Canasta de venta de Productos	57.0	53.1	7.2%	427.6	50.1	62.3	(19.5%)	434.9
Canasta de venta de Gas	21.9	21.9	0.0%	77.3	23.5	22.1	6.6%	77.9
				960.6				962.5

Crudos: Como resultado de la estrategia de venta a mercados que generen mayor valor, enfocada a los refinadores de EE.UU., se referenciaron las ventas a los indicadores más líquidos del mercado. Con esta estrategia se logró que el diferencial de la canasta de exportación de crudos frente al Brent del 2016 se fortaleciera en comparación con el resultado de 2015 (2016: -USD 9.4/BI vs. 2015: -USD 9.7/BI).

Productos: En 2016 el diferencial de la canasta de venta de productos versus Brent disminuyó USD 3.7/BI frente al año anterior, explicado principalmente por la reducción de los diferenciales de los indicadores internacionales de gasolina versus Brent (-USD 2.7/BI) y diésel (-USD 2.3/BI).

Gas Natural: Los precios de venta de gas natural en los contratos de 2016 con el sector térmico se indexaron a los precios de bolsa del cierre del año 2015, los cuales fueron más altos dada la mayor generación térmica por la presencia del Fenómeno del Niño.

c. Estado de Resultados

La utilidad del cuarto trimestre de 2016 fue COP 186 mil millones, este resultado se compara con la pérdida de COP 6.3 billones en el mismo periodo del año anterior. La utilidad neta anual atribuible a los accionistas fue COP 1.57 billones a pesar de la disminución de los precios internacionales de referencia y la disminución en producción. Las optimizaciones logradas por el Plan de Transformación permitieron mejorar el margen EBITDA en 3% alcanzando 37.7% en 2016.

Tabla 6 – Estado de Resultados – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de Millones (COP)	4T 2016*	4T 2015*	Cambio \$	Cambio %	2016	2015	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	6,550	7,115	-565	(7.9%)	24,745	26,068	-1,323	(5.1%)
Ventas al Exterior	6,763	5,662	1,101	19.4%	22,987	26,023	-3,036	(11.7%)
Ventas Totales	13,313	12,777	536	4.2%	47,732	52,091	-4,359	-8.4%
Depreciación y amortización	1,873	1,800	73	4.1%	7,370	6,599	771	11.7%
Costos Variables	5,573	5,759	-186	(3.2%)	19,626	22,203	-2,577	(11.6%)
Costos Fijos	2,259	2,397	-138	(5.8%)	7,240	8,193	-953	(11.6%)
Costo de Ventas	9,705	9,956	-251	-2.5%	34,236	36,995	-2,759	-7.5%
Utilidad Bruta	3,608	2,821	787	27.9%	13,496	15,096	-1,600	-10.6%
Gastos Operativos	1,193	1,855	-662	(35.7%)	4,401	5,356	-955	(17.8%)
Gastos por Impairment	782	8,267	-7,485	(90.5%)	842	8,284	-7,442	(89.8%)
Utilidad Operacional	1,633	-7,301	8,934	>100%	8,253	1,456	6,797	466.8%
Ingresos (Gastos) Financieros	221	-964	1,185	>100%	-1,183	-3,967	2,784	(70.2%)
Participación en Resultados de Compañías	-24	24	-48	(200.0%)	-10	35	-45	(128.6%)
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	1,830	-8,241	10,071	>100%	7,060	-2,476	9,536	>100%
Provisión Impuesto a las Ganancias	-1,472	2,220	-3,692	(166.3%)	-4,656	-607	-4,049	>100%
Ganancia Neta Consolidada	358	-6,021	6,379	>100%	2,404	-3,083	5,487	>100%
Interés no Controlante	-172	-287	115		-839	-905	66	(7.3%)
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas Ecopetrol)	186	-6,308	6,494	>100%	1,565	-3,988	5,553	>100%
EBITDA*	4,474	3,083	1,391	45.1%	18,018	18,087	-69	(0.4%)
Margen EBITDA*	33.6%	24.1%			37.7%	34.7%		

*Valores no auditados. Algunas cifras del 2015 presentan cambios o reclasificaciones para efectos de comparación.

La norma NIC 1 "Presentación de estados financieros" en su párrafo 83 especifica que la Compañía debe revelar en el estado de resultado integral, los resultados atribuibles a las participaciones no controladas (interés minoritario) y los resultados atribuibles a los accionistas de la Compañía controlante.

Los ingresos por ventas del cuarto trimestre de 2016, frente al mismo periodo del año anterior, aumentaron 4.2% (+COP 536 mil millones) como resultado combinado de:

- Mayor precio de la canasta promedio ponderada de crudos, gas y productos +USD 7.2/BI (+COP 1.67 billones), la cual refleja principalmente el comportamiento de los precios de referencia del crudo Brent.
- Disminución de la tasa de cambio promedio de los ingresos recibidos, que pasó de COP 3,053/USD (4T 2015) a COP 3,027/USD (4T 2016), impactando negativamente los ingresos totales (-COP 144 mil millones).
- Efecto por volumen de ventas (-COP 581 mil millones), principalmente por:
 - Menor volumen en la venta de crudos por -67 kbpd (-COP 605 mil millones) explicado por: i) menor producción, ii) disminución de compras a terceros, iii) menor disponibilidad de crudos usados para carga en la refinería de Cartagena y iv) mayor producción en Ecopetrol America Inc. por la entrada en operación del campo Gunflint.
 - Mayor volumen vendido de productos refinados y petroquímicos por +16 kbped (+COP 104 mil millones) debido al incremento del parque automotor.
 - Menor volumen en la venta de gas por -13 kbped (-COP 80 mil millones) dada la menor demanda térmica del país por finalización del fenómeno del niño.
- Menor ingreso por servicios de transporte (-COP 405 mil millones) debido a que en 2015 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, y menor volumen transportado por la disminución de la producción a nivel nacional.

El **costo de ventas** del cuarto trimestre de 2016 disminuyó 2.5% (-COP 251 mil millones) respecto al mismo periodo del año anterior como resultado de:

- Costos variables:** Disminución de 0.9% incluido depreciación y amortizaciones (-COP 64 mil millones):
 - Menor costo en compras de crudo, gas y productos (-COP 79 mil millones) efecto neto de:

INFORMACION RELEVANTE

- Volumen de compras (-COP 610 mil millones): i) menor importación de combustibles (-COP 1.08 billones) por -64 kbpd en Reficar S.A. y Ecopetrol S.A. debido al inicio de operaciones de la nueva refinería, ii) mayor importación de crudo (+COP 828 mil millones) por +60 kbpd en Reficar S.A. para su operación, iii) menor compra de diluyente (-COP 199 mil millones) asociado a la menor producción y optimizaciones implementadas por el Plan de Transformación (-15 kbpd); y iv) menores compras de petroquímicos y otros productos (-COP 165 mil millones).
 - Efecto precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudo y productos (+COP 588 mil millones).
 - Disminución de la tasa de cambio promedio de las compras (-COP 57 mil millones) que pasó de COP 3,059/USD (4T 2015) a COP 3,027/USD (4T 2016).
- b) Mayor costo de depreciación, amortización y agotamiento (+COP 122 mil millones): principalmente por el inicio de operación del campo Gunflint en Ecopetrol America Inc. desde agosto de 2016, la entrada en operación de la Refinería de Cartagena y compensado con la menor amortización en Ecopetrol S.A. asociada a la menor producción.
- c) Disminución del costo de servicio de transporte (-COP 261 mil millones) por optimización en el uso de carrotanques en Ecopetrol S.A. y Hocol S.A
- d) Otros (+COP 154 mil millones), principalmente por: i) la entrada en operación de la refinería de Cartagena y ii) el incremento en los costos de energía y materiales por mayor participación en el campo Rubiales.
- **Costos fijos:** Disminución de 6.7% incluido depreciación y amortizaciones (-COP 187 mil millones):
 - a) Disminución de costos de mantenimiento, principalmente por la capitalización de mantenimientos mayores en el segmento de transporte.

Los costos del cuarto trimestre del 2016 incorporan el efecto de estacionalidad en la ejecución de la Compañía y un aumento de costos por la operación al 100% de los campos Rubiales y Cusiana a partir del 1° de julio del 2016. Adicionalmente, el porcentaje de regalías del campo Rubiales pasó del 20% al 32% con ocasión de la reversión.

En el cuarto trimestre del 2016 los resultados se vieron impactados en COP 22 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 cuarto trimestre del 2016 se ubicó en 27.1% (5% mayor que el 4T2015), gracias a los esfuerzos de reducción costos que permitieron mitigar el impacto de la disminución en los ingresos de la Compañía.

Los gastos operativos, los cuales incluyen los gastos exploratorios, disminuyeron 35.7% (-COP 662 mil millones) principalmente por: i) disminución de gastos exploratorios como resultado de menor gasto por pozos secos registrados en el periodo y menor actividad sísmica, ii) disminución de la provisión ambiental de proyectos, y iii) aumento de gastos laborales por reconocimiento del plan de retiro voluntario en 2016.

El gasto por impairment de activos a largo plazo disminuyó en 90.5% (-COP 7.48 billones) explicado por: i) activos fijos e inversiones petrolíferas (-COP 6.25 billones), ii) inversiones en compañías y crédito mercantil (-COP -1.2 billones) principalmente por el mejor escenario de precios proyectados en 2016 con respecto a 2015. (Ver capítulo de Impairment de activos a largo plazo).

El resultado **financiero neto (no operacional)** del cuarto trimestre 2016 presentó una variación de +COP 1.18 billones (+ COP 221 mil millones frente -COP 964 mil millones en el mismo periodo del año anterior), como resultado neto de:

INFORMACION RELEVANTE

- a) Variación del resultado de diferencia en cambio (+COP 336 mil millones): se registró una utilidad (+COP 138 mil millones) en el cuarto trimestre de 2016 frente a una pérdida (-COP 198 mil millones) en el mismo periodo del año anterior, debido al impacto de la devaluación de 4.2% del peso colombiano frente al dólar en la posición neta activa en dólares.

La adopción de las coberturas de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo y de inversión neta en el extranjero, permitieron neutralizar en su conjunto, el efecto de la diferencia en cambio del 88% de la deuda en dólares de Ecopetrol S.A, dado que las variaciones cambiarias se reconocen en el Otro Resultado Integral (ORI), dentro del patrimonio.

- b) Menor gasto de intereses neto (+COP 95 mil millones) principalmente por: i) mayores rendimientos financieros dada la posición de liquidez de la Compañía, ii) menor tasa de interés de préstamos locales asociados a IPC y DTF, 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 hasta 2015 constituían un mayor valor del proyecto.
- c) Recuperación de los recursos del fondo destinado al litigio de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana como resultado de la terminación del embargo derivado de la medida cautelar ordenada por el Consejo de Estado en 1994 (+COP 689 mil millones).
- d) Valoración de instrumentos derivados de tipo de cambio y otros conceptos menores (+COP 65 mil millones).

El resultado de **participación en compañías asociadas** y negocios conjuntos presentó una disminución (-COP 48 mil millones) explicada principalmente por menores resultados de Equion.

La **tasa efectiva de renta** para el cuarto trimestre de 2016 ascendió a 80%, siendo superior a la presentada en el mismo trimestre del año anterior (27%) principalmente: i) gasto por menor recuperabilidad en el impuesto diferido, ii) efecto del ajuste del impuesto diferido producto de la aplicación de la Reforma Tributaria, y iii) reconocimiento de renta presuntiva en filiales con pérdida fiscal.

La **utilidad neta** atribuible a los accionistas de la Compañía para el cuarto trimestre ascendió a COP 186 mil millones frente a la pérdida (-COP 6.31 billones) presentada en el mismo periodo del año anterior. La utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol acumulada en el 2016 ascendió a COP 1.6 billones.

El **EBITDA** del cuarto trimestre de 2016 fue COP 4.47 billones, con un margen EBITDA del 33.6%. Este resultado se compara con los COP 3.08 billones (margen del 24.1%) del 4T 2015. El incremento en el EBITDA se explica por: i) (+COP 0.95 billones) mejores precios de venta, en línea con el comportamiento del mercado, ii) (+COP 0.85 billones) menores costos y gastos gracias a nuestro programa de reducción de costos y mayores eficiencias, así como la disminución en el gasto de pozos secos y menor actividad exploratoria, entre otros; y iii) (-COP 0.41 billones) menores ingresos de servicios de transporte que disminuyeron principalmente en Ocesa al cambiar la facturación de campo Rubiales de Pacific E&P a Ecopetrol, con la terminación del contrato.

INFORMACION RELEVANTE
d. Balance General
Tabla 7 – Balance General – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	2016	2015	Cambio \$	Cambio %
Activos Corrientes	24,129	20,113	4,016	20.0%
Activos no Corrientes	97,178	102,883	-5,705	(5.5%)
Total Activos	121,307	122,996	-1,689	-1.4%
Pasivos Corrientes	16,387	17,443	-1,056	(6.1%)
Pasivos no Corrientes	59,601	60,321	-720	(1.2%)
Total Pasivos	75,988	77,764	-1,776	-2.3%
Patrimonio	45,319	45,232	87	0.2%
Interés no Controlante	1,646	1,875	-229	(12.2%)
Total Pasivo y Patrimonio	121,307	122,996	-1,689	-1.4%

El activo disminuyó en COP 1.69 billones con relación al año anterior, principalmente por el efecto neto de:

- Disminución en **activos por impuestos corrientes** (-COP 3.37 billones) dado que en 2015 la Compañía generó saldo a favor en el impuesto de renta debido a la pérdida fiscal. En 2016, la Compañía reconoció saldo a pagar por impuesto de renta.
- Disminución de **propiedad planta y equipo, recursos naturales e intangibles** (-COP 4.58 billones), principalmente por: i) las depreciaciones y amortizaciones registradas en el año, ii) disminución de la conversión de los activos de filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano y iii) el efecto positivo de las inversiones realizadas durante el año.
- Disminución en el **impuesto de renta diferido activo** (-COP 1.06 billones) generada principalmente por las diferencias en la depuración de la provisión de renta entre los conceptos fiscales y contables y el impacto de la Reforma Tributaria al disminuir las tasas de impuesto en el futuro.
- Incremento en **otros activos financieros corrientes** (+COP 4.98 billones) principalmente por los recursos recibidos en títulos de devolución de impuestos (TIDIS) como parte de la devolución del saldo a favor en renta del 2015 e inversión de excedentes de liquidez dada la recuperación de los precios del petróleo.
- Incremento en **efectivo y equivalentes de efectivo** (+COP 1.86 billones) principalmente por: i) recursos provenientes de actividades de operación (+COP 14.44 billones), ii) salida de recursos por inversión en Capex y portafolio de inversiones (-COP 9.59 billones), iii) disminución neta en los recursos de financiación (-COP 2.76 billones) - principalmente por a) pago de intereses asociados a la deuda del Grupo (-COP 2.50 billones), b) pago de dividendos a los accionistas no controlantes de las subsidiarias del segmento de transporte (-COP 1.7 billones) y c) aumento neto de préstamos y financiamiento de deuda (+COP 1.44 billones) - y iv) efecto negativo (-COP 226 mil millones) de la revaluación del peso frente al dólar del 4.7%.

El efectivo y equivalentes de efectivo (COP 8.4 billones) y los otros activos financieros corrientes (COP 5.3 billones) son considerados recursos líquidos por la tesorería del Grupo Empresarial al representar los recursos en caja e inversiones de alta liquidez. Al sumar estas

INFORMACION RELEVANTE

dos cuentas, los recursos disponibles ascienden aproximadamente a COP 14 billones para el cierre del 2016.

- Incremento neto en **cuentas comerciales por cobrar** (+COP 930 mil millones) principalmente por aumento de la cuenta por cobrar al fondo de estabilización de precios para gasolina y diésel, por el incremento en los precios internacionales.
- Variaciones menores de otros activos (-COP 445 mil millones).

El total de pasivos disminuyó en -COP 1.77 billones en relación al año anterior principalmente por el efecto de:

- Disminución en el nivel de deuda del grupo de (-COP 1 billón) producto del efecto combinado de: i) revaluación de la tasa de cambio en la deuda denominada en moneda extranjera y ii) un incremento de deuda. En 2016 se realizó emisión de bonos internacionales por USD 500 millones y se adquirieron créditos comerciales por USD 475 millones.
- Al 31 de diciembre de 2016 el nivel de deuda del grupo asciende a COP 52.22 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 10.51 billones son instrumentos financieros de cobertura natural cuya valoración cambiaria afecta el patrimonio.
- Disminución en el **Impuesto de renta diferido pasivo** (-COP 1.07 billones) generados 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 pagar** (-COP 879 mil millones) debido a que al cierre de 2015 se encontraba pendiente de pago la última cuota de dividendos a la Nación.
- Disminución en los **impuestos por pagar** (-COP 673 mil millones) principalmente por el menor impuesto de renta asociado a las compañías del segmento de transporte.
- Incremento en **provisiones por beneficios a empleados** (+COP 2.02 billones) principalmente por la actualización del pasivo actuarial a largo plazo como efecto de la disminución de la tasa de descuento.
- Otras variaciones menores del pasivo por -COP 172 mil millones.

El **patrimonio** total ascendió a COP 45.32 billones, de los cuales COP 43.67 billones son atribuibles a los accionistas de Ecopetrol y COP 1.64 billones a accionistas no controlantes. Se presenta un incremento de +COP 87 mil millones con relación al año anterior por el efecto combinado de: i) resultado del período, ii) valoración cambiaria de la deuda designada como instrumento de cobertura, iii) actualización del cálculo actuarial y iv) ajuste por conversión de los activos y pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano.

e. **Impairment de activos a largo plazo**

El concepto de *impairment* busca reflejar contablemente la diferencia entre el valor en libros de un activo o unidad generadora de efectivo frente a su valor recuperable, esta valoración usa determinados supuestos que deben reflejar las condiciones de mercado. La valoración se realiza

INFORMACION RELEVANTE

con base en la metodología de flujo de caja libre, descontado a una tasa determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés).

Cuando se genera un *impairment*, se reconoce un gasto que afecta el resultado del periodo de una compañía, **el cual no implica desembolsos de efectivo**. Dicho *impairment* es susceptible de reversión cuando la valoración del activo sea superior a su valor en libros.

La Compañía debe evaluar al menos una vez al año (o en el momento en que existan indicios) si existen indicios de *impairment* en sus activos o unidades generadoras de efectivo. En el año 2016 fueron reconocidos los siguientes tipos de *impairment*:

- *Impairment* de propiedad, planta y equipo y recursos naturales
- *Impairment* de inversiones

1. *Impairment* de propiedad, planta y equipo y recursos naturales:

Con base en las pruebas de *impairment* realizadas por la Compañía, el valor en libros de ciertos activos excede su valoración, lo que llevó a reconocer un gasto por *impairment* en el estado de resultados de COP 801 mil millones en 2016 y COP 7.01 billones en 2015.

2. *Impairment* de inversiones y de crédito mercantil (goodwill):

Se reconoció un *impairment* en el valor de las inversiones en el segmento de exploración y producción de COP 41 mil millones en 2016 y de COP 1.27 billones en 2015.

f. Resultados por Segmentos

Tabla 8 – Resultados Financieros Trimestrales – 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	
	4T 2016	4T 2015	4T 2016	4T 2015	4T 2016	4T 2015	4T 2016	4T 2015	4T 2016	4T 2015
Ventas Nacionales	2,528	2,521	4,953	5,173	2,518	3,023	-3,449	-3,602	6,550	7,115
Ventas Exterior	5,702	4,942	1,770	1,009	0	0	-709	-289	6,763	5,662
Total Ingresos	8,230	7,463	6,723	6,182	2,518	3,023	-4,158	-3,891	13,313	12,777
Depreciación y amortización	1,542	1,400	93	166	238	234	0	0	1,873	1,800
Costos Variables	3,225	3,358	5,590	5,385	148	140	-3,390	-3,124	5,573	5,759
Costos Fijos	1,878	2,062	514	386	514	801	-647	-852	2,259	2,397
Costo de Ventas	6,645	6,820	6,197	5,937	900	1,175	-4,037	-3,976	9,705	9,956
Utilidad Bruta	1,585	643	526	245	1,618	1,848	-121	85	3,608	2,821
Gastos Operativos	498	1,246	473	598	290	62	-68	-51	1,193	1,855
Utilidad Operacional	1,087	-603	53	-353	1,328	1,786	-53	136	2,415	966
Ingresos (Gastos) Financieros	509	-888	-314	-80	-27	98	53	-95	221	-965
Resultado de Participación en Compañías	-31	16	7	8	0	1	0	0	-24	25
Provisión Impuesto a las Ganancias	-960	371	-138	555	-453	-634	0	0	-1,551	292
Ganancia Neta Consolidada	605	-1,104	-392	130	848	1,251	0	41	1,061	318
Interés no Controlante	0	0	3	3	-175	-290	0	0	-172	-287
Ganancia Neta Atribuible Accionistas antes de impairment	605	-1,104	-389	133	673	961	0	41	889	31
Gastos Impairment (neto de impuestos)									-703	-6,339
Ganancia Neta Atribuible Accionistas									186	-6,308
EBITDA*	2,615	897	319	7	1,593	2,044	-53	135	4,474	3,083
Margen Ebitda	31.8%	12.0%	4.7%	0.1%	63.3%	67.6%	1.3%	-3.5%	33.6%	24.1%

Nota: Para efectos de presentación y comparación, los gastos de *impairment* se muestran a nivel consolidado y no a nivel de segmentos

Tabla 9 – Resultados Financieros Acumulados - Por segmentos

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)	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Ventas Nacionales	8,290	8,663	18,477	19,710	10,649	10,845	-12,671	-13,150	24,745	26,068			24,745	26,068						
Ventas Exterior	19,178	22,814	6,347	3,536	0	0	-2,538	-327	22,987	26,023			22,987	26,023						
Total Ingresos	27,468	31,477	24,824	23,246	10,649	10,845	-15,209	-13,477	47,732	52,091			47,732	52,091						
Depreciación y amortización	5,454	5,299	950	436	966	864	0	0	7,370	6,599			7,370	6,599						
Costos Variables	10,701	13,334	20,384	18,856	488	440	-11,947	-10,427	19,626	22,203			19,626	22,203						
Costos Fijos	6,803	7,076	1,510	1,467	1,896	2,441	-2,969	-2,791	7,240	8,193			7,240	8,193						
Costo de Ventas	22,958	25,709	22,844	20,759	3,350	3,745	-14,916	-13,218	34,236	36,995			34,236	36,995						
Utilidad Bruta	4,510	5,768	1,980	2,487	7,299	7,100	-293	-259	13,496	15,096			13,496	15,096						
Gastos Operativos	2,140	3,301	1,802	1,729	751	575	-292	-249	4,401	5,356			4,401	5,356						
Utilidad Operacional	2,370	2,467	178	758	6,548	6,525	-1	-10	9,095	9,740			9,095	9,740						
Ingresos (Gastos) Financieros	-118	-3,032	-811	-703	-243	-96	-11	-136	-1,183	-3,967			-1,183	-3,967						
Resultado de Participación en Compañías	-32	11	23	23	-1	1	0	0	-10	35			-10	35						
Provisión Impuesto a las Ganancias	-1,387	-312	-694	204	-2,653	-2,437	0	0	-4,734	-2,545			-4,734	-2,545						
Ganancia Neta Consolidada	833	-866	-1,304	282	3,651	3,993	-12	-146	3,168	3,263			3,168	3,263						
Interés no Controlante	0	0	8	5	-847	-910	0	0	-839	-905			-839	-905						
Ganancia Neta Atribuible Accionistas antes de impairment	833	-866	-1,296	287	2,804	3,083	-12	-146	2,329	2,358			2,329	2,358						
Gastos Impairment (neto de impuestos)									-764	-6,346			-764	-6,346						
Ganancia Neta Atribuible Accionistas									1,565	-3,988			1,565	-3,988						
EBITDA*	8,383	8,494	1,848	1,907	7,788	7,696	-1	-10	18,018	18,087			18,018	18,087						
Margen Ebitda	30.5%	27.0%	7.4%	8.2%	73.1%	71.0%	0.0%	0.1%	37.7%	34.7%			37.7%	34.7%						

Nota: Para efectos de presentación y comparación, los gastos de *impairment* se muestran a nivel consolidado y no a nivel de segmentos

Exploración y Producción

Los ingresos del cuarto trimestre del 2016 aumentaron 10% (+COP 767 mil millones) frente al mismo periodo del año anterior, principalmente por: i) aumento en los precios de la canasta de crudo de USD 41,9/Bl frente a USD 34.2/Bl, en línea con el comportamiento de los precios internacionales, y ii) recuperación de la tasa de cambio promedio. Esto compensó los menores volúmenes vendidos asociados a la disminución de la producción del Grupo Empresarial.

El costo de ventas del segmento disminuyó 2.6% (-COP 175 mil millones) frente al cuarto trimestre del año anterior, como resultado de: i) esfuerzos en la optimización de costos y eficiencias operacionales, principalmente en servicios contratados y en el factor de dilución, disminuyendo los volúmenes importados de nafta; y ii) menor costo de transporte por carrotanques. Estas reducciones ayudan a compensar el mayor costo de depreciación y amortización por el inicio de operación del campo Gunflint de Ecopetrol America Inc.

En los gastos operacionales se observa una reducción de 60% (-COP 758 mil millones) frente al cuarto trimestre de 2015, debido principalmente al menor gasto por reconocimiento de pozos secos por menor actividad exploratoria en 2016. Como resultado, el segmento obtuvo un margen operacional del 13.2% frente a un margen negativo en 2015 del 8.1%.

El resultado financiero neto refleja un ingreso de COP 509 mil millones (+COP 1.40 billones respecto al cuarto trimestre de 2015), la variación obedece principalmente a: i) recuperación de los recursos del fondo destinado al litigio de Santiago de las Atalayas (+COP 689 mil millones) y ii) efecto de la menor devaluación de la tasa de cambio de cierre frente al mismo periodo del año anterior (+COP 542 mil millones).

Los resultados netos antes de *impairment* (neto de impuestos) del cuarto trimestre del 2016 arrojaron una utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol de COP 605 mil millones, frente a una pérdida de -COP 1.10 billones en el mismo periodo de 2015.

El EBITDA del segmento para el cuarto trimestre de 2016 alcanzó los COP 2.62 billones (margen EBITDA 32%) frente a los COP 897 mil millones (margen EBITDA 12%) en el mismo periodo de 2015.

INFORMACION RELEVANTE

Refinación y Petroquímica

Los ingresos del cuarto trimestre de 2016 se incrementaron en 9% (+COP 541 mil millones) frente al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a la entrada en operación de la refinería de Cartagena. Se destaca también el impacto positivo de la implementación de iniciativas operacionales en la refinería de Barrancabermeja que permitieron la maximización de la producción de diésel.

El costo de ventas del segmento aumentó (+COP 260 mil millones) debido a la operación de todas las unidades de la refinería de Cartagena, lo que implica un incremento en los costos de mantenimiento, energía y servicios contratados, así como el consumo de inventario y la mayor depreciación durante el último trimestre del 2016.

Los gastos operacionales disminuyeron 21% (-COP 125 mil millones) en el cuarto trimestre de 2016 frente al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a la asignación directa al costo de los productos en la refinería de Cartagena como consecuencia de la entrada en operación. El segmento arrojó una utilidad operacional de COP 53 mil millones en el cuarto trimestre de 2016, comparable con la pérdida de -COP 353 mil millones en el mismo periodo del año anterior.

El resultado financiero neto asciende a -COP 314 mil millones explicado principalmente por un mayor gasto (COP 234 mil millones) versus el mismo periodo del año anterior, debido a la no capitalización de intereses por la entrada en operación de la refinería de Cartagena.

Se presenta un gasto de provisión para el impuesto a la renta (+COP 138 mil millones) explicado por el impacto asociado al reconocimiento de menor recuperabilidad del impuesto diferido y las pérdidas fiscales de Reficar que tributa por renta presuntiva.

Como resultado, el segmento presenta una pérdida neta antes de *impairment* (neto de impuestos) atribuible a los accionistas de COP 389 mil millones en el cuarto trimestre de 2016.

El EBITDA del segmento para este trimestre asciende a +COP 319 mil millones (margen del 4.7%), frente a COP 7 mil millones en el cuarto trimestre de 2015, reflejando el impacto positivo de la entrada en operación de la refinería de Cartagena y la mejora en los esquemas operacionales de la refinería de Barrancabermeja.

Transporte y Logística

Los ingresos del cuarto trimestre de 2016 disminuyeron 17% (-COP 505 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 menor tasa de cambio promedio sobre las tarifas en dólares.

El costo de ventas disminuyó 23% (-COP 275 mil millones) debido a la continuidad en el programa de optimización de costos de operación y mantenimiento, compensado por el incremento en los costos de compra de crudo (asociado al incremento de precios) para la generación energética en las estaciones de bombeo.

En los gastos operacionales se presenta un aumento (+COP 228 mil millones) frente al mismo periodo del año anterior, como resultado principal de la recuperación de provisiones ambientales dada en el cuarto trimestre de 2015.

INFORMACION RELEVANTE

El resultado financiero neto presenta una pérdida (-COP 27 mil millones) comparada con la utilidad (COP 98 mil millones) del mismo periodo del año anterior principalmente por el impacto 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 antes de impairment (neto de impuestos) de COP 673 mil millones frente a COP 961 mil millones en el mismo periodo del 2015.

El EBITDA del segmento para el cuarto trimestre de 2016 asciende a +COP 1.59 billones, (margen EBITDA 63%) frente a +COP 2.04 billones (margen EBITDA 68%) del mismo periodo del año anterior. Aproximadamente el 37% del total del EBITDA de este segmento es generado por operaciones con terceros.

g. Resultado de Iniciativas de Reducción de Costos y Gastos

Dando continuidad al plan de ahorros establecido por la compañía, se fijó una meta de COP 1.6 billones para 2016, la cual se apalanca principalmente en la gestión del plan de compras y contratación, y los frentes de optimización de costos del plan de transformación empresarial.

Estas iniciativas de eficiencia, incluyen frentes con impacto en: i) líneas de costos y gastos fijos del estado de pérdidas y ganancias, ii) rubros del costo variable como dilución y transporte, iii) mejores ingresos, iv) eficiencias en CAPEX y v) eficiencias en Filiales.

Los ahorros y eficiencias acumuladas en 2016 ascienden a COP 2.47 billones, que corresponden a: i) El plan de transformación empresarial generó eficiencias por COP 0.64 billones en el cuarto trimestre de 2016, para un acumulado año de COP 2.24 billones en eficiencias estructurales; y ii) el resultado de medidas de austeridad y reducción de actividad, que acumulan COP 0.23 billones de ahorros no estructurales en lo corrido del año.

Las palancas que han generado mayores ahorros en 2016 son:

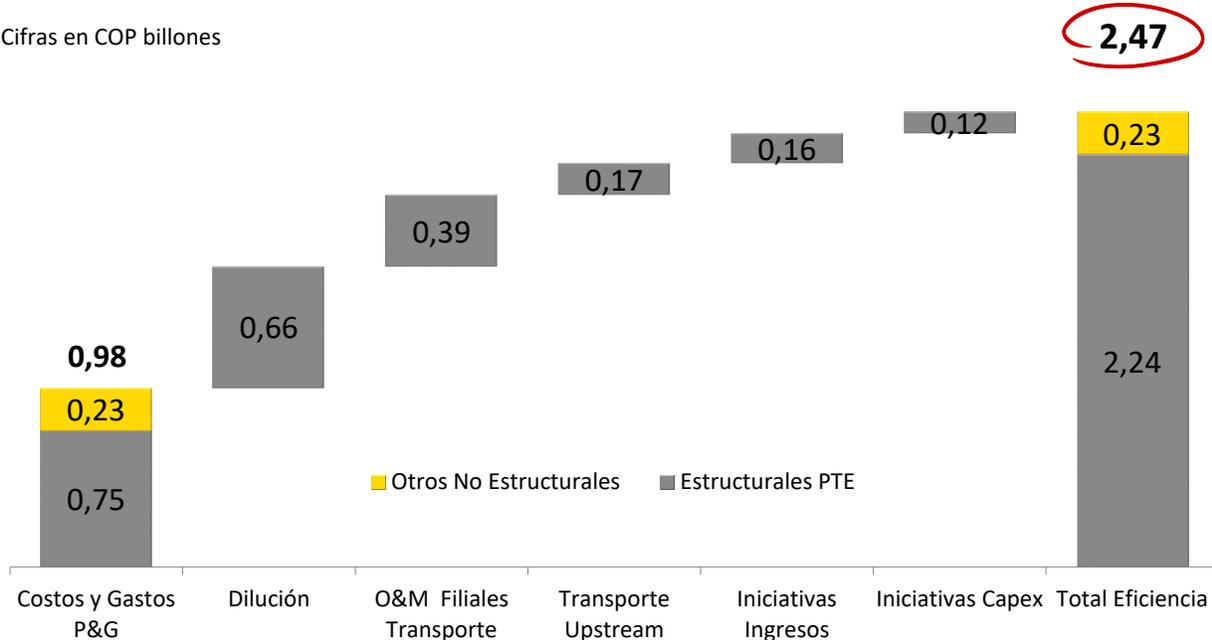
Dilución (COP 658 mil millones): Menor uso de diluyente, el factor de dilución baja del 18,5% en 2015 a 16,8% en 2016. Reducción en el uso de carrotanques y ahorros logísticos por el incremento en la viscosidad para el transporte de 300 cst a 405cSt.

Operación y Mantenimiento de Activos de Transporte (COP 375 mil millones): Renegociación de contratos, aseguramiento de estrategias de operación y mantenimiento, y sinergias operativas entre filiales del segmento de transporte.

Abastecimiento (COP 292 mil millones): El modelo de gestión de contratos optimizó los recursos contratados, pasando de 2,043 personas en 2015 a 428 en 2016, sin incremento en planta propia de personal. Consolidación de contratos de Facilidades y Transporte Terrestre (de 265 contratos a 135)

INFORMACION RELEVANTE
Gráfica 1 – Reducción de Costos y Gastos - Grupo Empresarial Ecopetrol

Cifras en COP billones



De los ahorros obtenidos en 2016, desde la vista del estado de pérdidas y ganancias, se refleja que los costos acumulados fueron menores en COP 977 mil millones respecto a 2015. En los rubros comparables del plan de transformación tenemos COP 745 mil millones, los cuales son estructurales, el restante corresponde a otras iniciativas y explican los COP 232 mil millones adicionales.

Tabla 10 – Reducción Costos y Gastos en Estado Ganancias/Pérdidas - Grupo Empresarial

	A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	2016	2015	Cambio \$	Cambio %	
Servicios contratados asociación (1)	1,081	1,399	-318	(22.7%)	
Mantenimiento	895	1,026	-131	(12.8%)	
Servicios contratados Ecopetrol	905	1,304	-399	(30.6%)	
Suministros de operación	241	282	-41	(14.5%)	
Costos laborales	1,498	1,463	35	2.4%	
Costos generales	115	125	-10	(8.0%)	
Costos Fijos	4,735	5,599	-864	-15.4%	
Servicios contratados asociación (1)	318	563	-245	(43.5%)	
Materiales de proceso	720	460	260	56.5%	
Costos Variables	1,038	1,023	15	1.5%	
Laborales	659	573	86	15.0%	
Comisiones, honorarios y servicios	260	382	-122	(31.9%)	
Operación aduanera	196	204	-8	(3.9%)	
Generales	314	398	-84	(21.1%)	
Gastos Operacionales	1,429	1,557	-128	-8.2%	
Total Costos y Gastos (2)	7,202	8,179	-977	-11.9%	

Nota 1: Efecto de la reversión de Rubiales a partir de julio de 2016, reducción en servicios de asociación con impacto en otras líneas de costo directo.

Nota 2: No incluye rubros del costo variable como dilución y transporte, entre otros, que requieren sensibilizaciones por precio, TRM y factores de utilización por barril para el análisis de optimizaciones.

II. Resultados Operativos

a. Inversiones

Tabla 11 – Inversiones* realizadas por segmento - Grupo Empresarial Ecopetrol

	A	B	C	D	E
2016 - USD millones	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias**	Total	% Part.	
Producción	748.5	150.7	899.2	36.3%	
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	79.3	777.3	856.6	34.6%	
Exploración	98.9	180.1	279.0	11.3%	
Transporte	2.0	399.6	401.6	16.2%	
Corporativo	34.7	0.0	34.7	1.4%	
Nuevos Negocios	1.3	0.0	1.3	0.1%	
Suministro y Mercadeo	3.5	0.0	3.5	0.1%	
Total	968.2	1,507.7	2,475.9	100.0%	

* Las inversiones difieren con el valor de Capex presentado en el Estado de Flujo de Efectivo de los Anexos. Las inversiones de esta tabla incluyen los flujos de Opex y Capex de los proyectos de inversión, mientras que la línea de inversiones del Estado de Flujos de Efectivo incluye únicamente el Capex

** Prorratedas por la participación de Ecopetrol.

Las inversiones al cierre del 2016 ascendieron a USD 2.5 billones (39% en Ecopetrol S.A. y 61% en filiales y subsidiarias). Frente al año anterior descendieron 62% (USD 6.5 billones) debido al ajuste realizado por efecto de la caída del precio de petróleo, lo cual se reflejó en menores inversiones exploratorias y de desarrollo (-69%) y menores inversiones en el Downstream (-52%).

Producción: En Ecopetrol S.A. se perforaron 126 pozos y 434 workovers. La campaña de perforación se concentró principalmente en los campos Castilla con 42 pozos, Rubiales 36 pozos, La Cira 20 pozos, Quifa 19 pozos y Chichimene con 3 pozos. Así mismo, se desarrollaron obras civiles para la ampliación de locaciones y facilidades de superficie. Por su parte, los workovers estuvieron concentrados en La Cira Infantas, Huila, Chichimene, Casabe y Palagua, principalmente. En el caso de Ecopetrol America Inc (EAI) se destaca la actividad en Gunflint.

Exploración: En 2016 culminó la perforación de seis pozos exploratorios A3 (2 Ecopetrol S.A., 3 Hocol S.A y 1 en la Costa del Golfo de los EE.UU. por Ecopetrol America). En el último trimestre iniciaron las operaciones de perforación de los pozos Gorgon-1 y Purple Angel-1 en el Caribe Colombiano, que se extendieron al año 2017. Adicionalmente, en Febrero 2016 se finalizó la perforación del pozo delimitador Leon 2 en la Costa del Golfo de los EE.UU. El programa de sísmica concluyó con la realización total de 2,105 kilómetros equivalentes, los cuales fueron adquiridos en mayor porcentaje en sísmica 3D (Brasil Offshore).

Refinación, Petroquímica y Biocombustibles: Las inversiones están representadas principalmente en el Plan Maestro de Servicios Industriales de Barrancabermeja (PMSI) cuya ejecución estaba terminando, y en los mantenimientos capitalizables. Por su parte, en el caso de Reficar, las inversiones estuvieron concentradas principalmente en la terminación del proyecto, el arranque y estabilización de la refinería (USD 615 millones).

Transporte: Las inversiones se concentraron en los proyectos P135 de Orensa y San Fernando - Monterrey.

INFORMACION RELEVANTE
b. Exploración
Tabla 12 – Pozos Exploratorios - Grupo Empresarial Ecopetrol

A Compañía	B 4T 2016					C 2016				
	D Perforados	E Exitoso	F Suspendido	G En Evaluación	H Seco	I Perforados	J Exitoso	K Suspendido	L En Evaluación	M Seco
Ecopetrol S.A	2	0	1	0	1	2	0	1	0	1
Ecopetrol America (EAI)	1	1	0	0	0	1	1	0	0	0
Hocol S.A	3	1	0	1	1	3	1	0	1	1
Total	6	2	1	1	2	6	2	1	1	2

En el cuarto trimestre de 2016 Ecopetrol S.A. perforó los pozos Boranda y Chimu1 ST1. Boranda (Bloque Playón), en asocio con Parex (operador – 50%) y Ecopetrol (50%), se encontraba suspendido al terminar el año y en negociación de un plan de trabajo. Por otra parte, el pozo Chimu1 ST1, ubicado en el Bloque Caño Sur y operado 100% por Ecopetrol, fue taponado y abandonado.

Adicionalmente, en el cuarto trimestre la filial Hocol S.A. inició la perforación de los pozos Bullerengue sur (Bloque SSJN1) y Pegaso (Bloque CPO 16), los cuales llegaron a TD en el mes de diciembre. El pozo Bullerengue Sur, operado por Lewis (50%) y Hocol S.A (50%), fue exitoso. El pozo Pegaso, operado 100% por Hocol S.A, con los desafíos técnicos propios de la perforación de un pozo altamente desviado, representaba un reto especial en el aspecto socio ambiental. Al finalizar el año quedo en evaluación.

Hocol S.A. terminó la perforación del pozo exploratorio Payero 1, pozo operado por Equión en el bloque Niscota, ubicado en el Piedemonte Llanero (Hocol S.A. 20%, Total 50% y Repsol 30%), el cual fue taponado y abandonado.

Por su parte Ecopetrol America Inc perforó el pozo Warrior, localizado en el área de Green Canyon en el Golfo de México (Estados Unidos), las operaciones de perforación iniciaron en agosto y terminaron en noviembre. Las participaciones en este pozo son Ecopetrol America Inc. (EAI) 20%, JX Nippon Oil & Gas Exploration 15% y el operador Anadarko Petroleum Corporation 65%. Este pozo comprobó presencia de hidrocarburos, y si bien es considerado como exitoso, el pozo fue taponado y abandonado temporalmente hasta que se desarrollen las facilidades.

Al finalizar el 2016 se encontraban en perforación 2 proyectos offshore: Purple Angel-1 (pozo delimitador de Kronos) y Gorgon-1, los dos operados por Anadarko (50%) y en los cuales Ecopetrol participa con el 50%. Estos dos proyectos permitirán tener mayor certeza del potencial del Caribe colombiano.

A continuación se presenta el detalle de los pozos exploratorios perforados durante 2016:

Tabla 13 – Detalle de Pozos Exploratorios - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F
Trimestre	Cuenca	Operador	Bloque	Nombre	Estado
4	VMM	Parex	Playon	Boranda	Suspendido
4	Piedemonte	Equión	Niscota	Payero	T&A
4	VIM	Lewis	SSJN1	ullerengue Si	Exitoso
4	Llanos	Ecopetrol	Caño Sur	Chimu 1 ST1	T&A
4	Llanos	Hocol	CPO 16	Pegaso	Evaluación
4	GOM	Anadarko	GOM	Warrior	Exitoso

INFORMACION RELEVANTE

En cuanto a pozos delimitadores, en el mes de Febrero 2016 concluyó la perforación del pozo delimitador León 2, en el Golfo de México, operado por Repsol (60%) y Ecopetrol América Inc con una participación del 40%. Los resultados contribuyen con la adición de recursos contingentes a los descubiertos inicialmente con el pozo exploratorio León-1 en el año 2014.

Dentro del proceso de dilución de activos, y gracias a la ronda 1/2016, se logró la aprobación de 4 ofertas de diluciones: LLA 39, LLA 52, VMM 32 y CPO-11.

En 2016 se adelantaron programas de adquisición sísmica local (VMM, Llanos y Caguán Putumayo) e internacional (Brasil). Durante la vigencia se registraron 2,105 kilómetros equivalentes, los cuales fueron adquiridos en mayor porcentaje en sísmica 3D (Brasil Offshore).

c. Reservas

Al cierre de 2016, las reservas probadas netas de Ecopetrol fueron de 1,598 millones de barriles de petróleo equivalentes, 14% menores a los 1,849 millones de barriles de petróleo equivalentes registrados al cierre de 2015. Se estima que el efecto precio ocasionó el mayor impacto negativo sobre las reservas probadas (-202 MBPE). En 2016, el precio SEC utilizado para la valoración tuvo una disminución del 20% frente al 2015, pasando de USD 55.57 por barril Brent a USD 44.49 por barril y de 56% frente al 2014 donde se registró un precio de USD 101.80 por barril.

Este efecto fue contrarrestado en gran parte por una adición de 186 MBPE, atribuibles a las continuas optimizaciones de costos operativos, mayores eficiencias, menor costo de transporte, nuevos proyectos de perforación como el planeado en los campos Palagua-Caipal y extensiones del área probada en campos como Castilla, Rubiales y Chichimene, entre otros. El índice de reemplazo de reservas, sin incluir el efecto precio, fue de 79%. Al incluir el factor precio, el índice de reemplazo de reservas se ubica en -7%. La vida promedio de reservas es de 6.8 años.

Campos operados directamente por Ecopetrol como Rubiales y Chichimene presentaron revisiones positivas de reservas debido a buenos desempeños en producción y optimizaciones de sus condiciones, entre otros. El 95% de las reservas probadas son propiedad de Ecopetrol S.A., mientras que Hocol, Ecopetrol América y la participación en Equión y Savia Perú contribuyen con el 5%.

Tabla 14 – Reservas Probadas - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B
Reservas Probadas (1P)	Millones de barriles de petróleo equivalente (MBPE)
Reservas probadas a Dic 31 de 2015	1,849
Producción 2016	-235
Efecto Precio de Hidrocarburos	-202
Optimización de costos, gestión y otros	186
Reservas probadas a Dic 31 de 2016	1,598

INFORMACION RELEVANTE
d. Producción
Tabla 15 – Producción Bruta* - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	4T 2016	4T 2015	Cambio %	2016	2015	Cambio %
Crudo	549.8	583.4	(5.8%)	552.1	586.2	(5.8%)
Gas natural	113.8	123.9	(8.2%)	116.0	121.2	(4.3%)
Total Ecopetrol S.A.	663.6	707.3	(6.2%)	668.1	707.4	(5.6%)
Crudo	18.5	22.4	(17.4%)	18.0	21.4	(15.9%)
Gas Natural	1.1	0.5	120.0%	0.8	0.2	300.0%
Total Hocol	19.6	22.9	(14.4%)	18.8	21.6	(13.0%)
Crudo	12.0	12.6	(4.8%)	12.4	11.6	6.9%
Gas Natural	4.6	9.4	(51.1%)	6.5	9.0	(27.8%)
Total Equion**	16.6	22.0	(24.5%)	18.9	20.6	(8.3%)
Crudo	4.3	4.5	(4.4%)	4.1	4.8	(14.6%)
Gas Natural	1.3	1.2	8.3%	1.3	1.2	8.3%
Total Savia**	5.6	5.7	(1.8%)	5.4	6.0	(10.0%)
Crudo	9.4	1.4	571.4%	5.5	2.5	120.0%
Gas Natural	2.1	2.0	5.0%	1.2	2.6	(53.8%)
Total Ecopetrol America	11.5	3.4	238.2%	6.7	5.1	31.4%
Crudo	594.0	624.3	(4.9%)	592.1	626.5	(5.5%)
Gas Natural	122.9	137.0	(10.3%)	125.8	134.2	(6.3%)
Total Grupo Empresarial	717	761	(5.8%)	718	761	(5.6%)

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

** Equión y Savia no consolidan dentro del Grupo Empresarial Ecopetrol.

Nota: La producción de gas incluye productos blancos.

Durante el último trimestre de 2016, la producción del grupo empresarial se redujo un 5.8% con relación al mismo trimestre del año anterior y se ubicó en 717 kbped. Esta reducción está explicada principalmente por: i) los efectos remanentes de la racionalización de la actividad de perforación debido a la menor inversión por la disminución de los precios del petróleo, ii) mantenimientos operacionales en el último trimestre y iii) el impacto de las menores ventas y los mantenimientos programados en los campos de gas. En nuestras filiales, la producción del cuarto trimestre se sostuvo con relación al mismo periodo del año pasado, presentando una caída de menos de 1 kbped.

En términos anuales, la producción promedio del 2016 para el grupo empresarial se ubicó en 718 kbped, 3 kbped por encima de la meta de 715 kbped establecida para 2016. Comparada con 2015, tuvo una reducción de -5.6% (-43 kbped). La menor producción en Ecopetrol S.A. está explicada principalmente por los efectos de la desaceleración de las inversiones durante el primer semestre del año, reflejada en la declinación natural de los campos. Esto fue compensado por nuestro recibo del 100% del campo Rubiales y la ampliación de nuestra participación en el campo Cusiana. Durante el segundo semestre del 2016, se aprobaron y desarrollaron inversiones que permitieron reducir la declinación de algunos de los activos y mejorar la producción en los dos últimos trimestres del año en comparación con el segundo trimestre, en cerca de 20 kbped. Se destaca que el campo Castilla presentó una reducción en su producción de tan solo 1%, gracias al mantenimiento de las inversiones en el mismo durante todo el año.

El comportamiento de la producción promedio del 2016 de las filiales presentó una reducción del 6.6% en comparación al promedio del año 2015. Las causas de esta caída son principalmente el

INFORMACION RELEVANTE

cierre temporal del campo Ocelote de Hocol S.A durante el mes de marzo y la terminación del contrato de asociación Tauramena en el campo Cusiana que afectó la producción de Equión; todo esto compensado parcialmente por la entrada en producción de Gunflint de Ecopetrol América en el segundo semestre del año.

Tabla 16 – Producción Neta* - Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	4T 2016	4T 2015	Cambio %	2016	2015	Cambio %
Crudo	498.5	538.3	(7.4%)	503.0	540.4	(6.9%)
Gas Natural***	94.5	116.0	(18.5%)	97.7	113.0	(13.5%)
Total	593.0	654.3	(9.4%)	600.7	653.4	(8.1%)

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

** Equión y Savia no consolidan dentro del Grupo Empresarial Ecopetrol. Se ajusta la producción neta de Equión reportada en 2015 para eliminar producción correspondiente a socios

*** La producción de gas incluye productos blancos.

Proyectos de aumento de Factor de Recobro:

En la actualidad Ecopetrol cuenta con 18 pilotos activos y uno en desarrollo, para incremento del factor de recobro, de los cuales el 63% son de operación directa mientras que el resto continúa bajo la operación de socios. En 2016, 12 de ellos presentaron incrementos en producción, con un acumulado de 1.65 millones de barriles de petróleo entre 2015 y 2016. Adicionalmente, la empresa cuenta con 13 proyectos que han finalizado su fase piloto, y se trabaja en la estructuración de los casos de negocio de 3 expansiones de inyección de agua y agua mejorada.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 17 – Producción Bruta por Región – Participación neta Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	4T 2016	4T 2015	Cambio %	2016	2015	Cambio %
La Cira-Infantas	20.5	21.7	(5.5%)	19.3	23.0	(16.1%)
Casabe	16.2	20.3	(20.2%)	17.8	21.9	(18.7%)
Yarigui	16.0	19.7	(18.8%)	17.2	18.4	(6.5%)
Otros	31.4	36.3	(13.5%)	32.3	34.5	(6.4%)
Total Región Central	84.1	98.0	(14.2%)	86.6	97.8	(11.5%)
Castilla	115.7	126.0	(8.2%)	121.3	122.5	(1.0%)
Chichimene	71.3	76.6	(6.9%)	74.0	78.0	(5.1%)
Cupiagua	36.6	41.8	(12.4%)	40.0	38.1	5.0%
Cusiana (2)	39.3	0.0	N/A	19.3	0.0	N/A
Otros (3)	16.1	19.7	(18.3%)	16.5	22.2	(25.7%)
Total Región Orinoquía	279.0	264.1	5.6%	271.1	260.8	3.9%
Area Huila (4)	3.4	8.5	(60.0%)	3.4	8.7	(60.9%)
Area San Francisco	6.1	7.6	(19.7%)	6.6	8.1	(18.5%)
Area Tello	4.4	4.8	(8.3%)	4.7	4.9	(4.1%)
Otros	13.7	10.4	31.7%	14.1	11.0	28.2%
Total Región Sur	27.6	31.3	(11.8%)	28.8	32.6	(11.7%)
Rubiales (1)	117.3	0.0	N/A	61.5	0.0	N/A
Caño Sur (3)	1.0	0.0	N/A	0.4	0.0	N/A
Total Región Oriente	118.3	0.0	N/A	61.9	0.0	N/A
Rubiales (1)	0.0	94.6	(100.0%)	41.4	94.3	(56.1%)
Cusiana (2)	0.0	31.3	(100.0%)	15.2	32.2	(52.8%)
Guajira	29.5	39.6	(25.5%)	33.3	42.7	(22.0%)
Caño Limón	23.4	28.0	(16.4%)	23.3	25.6	(9.0%)
Piedemonte	29.8	31.6	(5.7%)	30.4	29.0	4.8%
Quifa	17.3	23.4	(26.1%)	19.6	24.2	(19.0%)
Nare	14.7	17.5	(16.0%)	15.9	18.0	(11.7%)
Otros	39.9	47.9	(16.7%)	40.6	50.2	(19.1%)
Total Activos con Socios*	154.6	313.9	(50.7%)	219.7	316.2	(30.5%)
Total Ecopetrol S.A.	663.6	707.3	(6.2%)	668.1	707.4	(5.6%)
Operación Directa	512.2	397.1	29.0%	451.6	395.6	14.2%
Operación Asociada	151.4	310.2	(51.2%)	216.5	311.7	(30.5%)
Ocelote	11.4	15.0	(24.0%)	11.2	14.4	(22.2%)
Otros	8.2	7.9	3.8%	7.6	7.2	5.6%
Total Hocol	19.6	22.9	(14.4%)	18.8	21.6	(13.0%)
Piedemonte	15.1	16.0	(5.6%)	15.4	14.7	4.8%
Tauramena/Rio Chitamena	0.3	3.5	(91.4%)	2.3	4.2	(45.2%)
Otros	1.2	2.5	(52.0%)	1.2	1.7	(29.4%)
Total Equión**	16.6	22.0	(24.5%)	18.9	20.6	(8.3%)
Lobitos	2.7	2.2	22.7%	2.3	2.5	(8.0%)
Peña Negra	1.8	2.3	(21.7%)	2.0	2.3	(13.0%)
Otros	1.1	1.2	(8.3%)	1.1	1.2	(8.3%)
Total Savia**	5.6	5.7	(1.8%)	5.4	6.0	(10.0%)
Dalmatian	1.5	2.8	(46.4%)	1.5	4.0	(62.5%)
K2	1.9	0.6	216.7%	1.8	1.1	63.6%
Gunflint	8.1	0.0	N/A	3.4	0.0	N/A
Total Ecopetrol America Inc.	11.5	3.4	238.2%	6.7	5.1	31.4%
Total Filiales	53.3	54.0	(1.3%)	49.8	53.3	(6.6%)
Total Grupo Empresarial	717	761	(5.8%)	718	761	(5.6%)

*Los campos previamente clasificados como Activos Menores pertenecen a la Vicepresidencia de Activos con Socios independientemente del tipo de operación.

**Equión y Savia no consolidan dentro del Grupo Empresarial Ecopetrol

INFORMACION RELEVANTE

- (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.

Tabla 18 – Producción Bruta - Grupo Empresarial Ecopetrol (Por tipo de Crudo)

A	B	C	D	E	F	G
(kbpd)	4T 2016	4T 2015	Cambio %	2016	2015	Cambio %
Liviano	69.3	65.1	6.5%	66.6	63.5	4.9%
Medio	175.1	206.3	(15.1%)	179.5	208.5	(13.9%)
Pesado	349.6	352.9	(0.9%)	346.0	354.5	(2.4%)
Total	594.0	624.3	(4.9%)	592.1	626.5	(5.5%)

Costo de levantamiento del Grupo Empresarial

Tabla 19 – Costo de Levantamiento - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
USD/BI	4T 2016	4T 2015	2016	2015
Costo de levantamiento	8.63	7.67	6.49	7.39

El indicador de costo de levantamiento por barril producido para 2016, sin tener en cuenta regalías, tuvo un resultado de USD 6.49/BI, que al compararlo con 2015 (USD 7.39/BI), presenta una disminución de -12.2%, cuyo efecto neto es explicado por las siguientes razones:

- Efecto Volumen (+USD 0.38/BI): Por menor volumen de producción en 2016.
- Efecto Costos: (-USD 0.56/BI): Por el efecto generado de las estrategias de optimización de costos e incremento de eficiencias que impactan la operación:
 - Mantenimiento de Subsuelo: Reducción en número de servicios por falla de equipos, reutilización de equipos para bombeo electrosumergible, reducción de cuadrillas de mantenimiento y monitoreo a pozos, renegociación de tarifas de mantenimiento de subsuelo y disminución en tiempos intervención a pozo.
 - Mantenimiento de Superficie: Renegociación de tarifas en contratos marco de mantenimiento, disminución de costos por ajuste en la estrategia de integridad, extensión de periodos de inspección de equipos de acuerdo a condición, disminución de tarifas de ítems administrativos y priorización de intervenciones.
 - Energía: Disminución de tarifas, reducción de generación con combustibles líquidos (Diésel - Fuel Oil No.4), incremento en eficiencia por entrada de centros de generación propios e incremento de confiabilidad eléctrica.
 - Tratamiento de Fluidos: Menores químicos aplicados por incremento de eficiencia en el proceso de tratamiento de fluidos; disminución en producción, transporte y disposición de residuos aceitosos; y reducción de tarifas de contratación, inspección y reparación por renegociación de contratos
- Efecto TRM (-USD 0.72/BI): Por efecto de una mayor tasa de cambio promedio la cual aumentó en COP 308/USD (COP 3,051/USD en 2016 vs COP 2,743/USD en 2015).

El costo de levantamiento por barril producido correspondiente al cuarto trimestre del 2016, sin tener en cuenta regalías, tiene un resultado de USD 8.63/BI, que al compararlo con el último

INFORMACION RELEVANTE

trimestre del año 2015 (USD 7.67/BI), presenta un aumento de 12.5%, cuyo efecto neto es explicado por las siguientes razones:

- Efecto Volumen (+USD 0.61/BI): Como consecuencia del menor volumen de producción.
- Efecto Costos (+USD 0.23/BI): Por el efecto de mayor causación de recursos, por la estacionalidad del trimestre.
- Efecto TRM (+USD 0.12/BI): Por efecto de una menor tasa de cambio la cual disminuyó en COP 44/USD (COP 3,015 en 4T 2016 vs COP 3,059/USD en 4T 2015).

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

e. Transporte

Tabla 20 – Volúmenes Transportados

A	B	C	D	E	F	G
(kbpd)	4T 2016	4T 2015	Cambio %	2016	2015	Cambio %
Crudos	828.2	963.9	(14.1%)	867.0	978.0	(11.3%)
Refinados	263.5	264.5	(0.4%)	263.1	253.8	3.7%
Total	1,091.7	1,228.4	(11.1%)	1,130.1	1,231.8	(8.3%)

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 cuarto trimestre de 2016 disminuyó 14.1% 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.

Durante el 2016, el volumen de crudo transportado disminuyó en 11.3%, en comparación con el año anterior, debido también a un descenso en los volúmenes de producción del país.

En cuanto a productos refinados, los volúmenes transportados por Cenit S.A.S durante el cuarto trimestre del año disminuyeron en 0.4% frente al mismo periodo del año anterior, como resultado de una menor utilización de los sistemas Buenaventura – Yumbo y Cartagena - Barranquilla, que en el último trimestre de 2015 fueron utilizados para la importación de combustibles. De igual manera, se presentó una disminución en el sistema Galán - Bucaramanga que en 2015 se utilizó para asegurar el abastecimiento de combustibles en la zona de frontera con Venezuela. Del volumen total de productos transportados por poliductos, cerca del 19% corresponde a productos propiedad de Ecopetrol.

Durante 2016, el volumen de productos refinados transportado se incrementó en 3.7% frente a 2015, debido principalmente al mayor volumen transportado en el sistema Galán – Sebastopol para atender la demanda de combustibles en el interior del país.

Avances de los proyectos durante 2016:

- **SAN FERNANDO – MONTERREY:** Se avanzó en la construcción de la estación San Fernando, especialmente en lo referente al montaje de las unidades del sistema de bombeo. Se culminó la construcción de las líneas entre San Fernando y Apiay, las derivaciones entre San Fernando y las estaciones de Castilla y Chichimene. Se espera iniciar en el 1T de 2017 el llenado de los tanques para iniciar así las pruebas de comisionamiento del sistema.

INFORMACION RELEVANTE

- **INICIATIVA DE TRANSPORTE DE CRUDOS DE MAYOR VISCOSIDAD:** Durante 2016 el transporte de crudo se realizó a viscosidades superiores a 405 cSt en los principales sistemas y, particularmente en Ocesa se cuenta desde el 4T 2016 con la capacidad de transportar crudos de hasta 600cSt. Por otra parte, se culminaron las adecuaciones de una de las monoboyas del terminal de Coveñas para permitir la importación de nafta, utilizada para dilución en este terminal. Se prevé que durante el 1T 2017 se realicen las pruebas integrales de capacidad para transporte de crudos con esta viscosidad y durante el segundo trimestre se inicie el transporte.
- **OCENSA P135:** Finalizando el 4T 2016, Ocesa le notificó a los remitentes del proyecto el completamiento del mismo, quedando pendiente el cierre de algunas actividades que no comprometen la operación. Para la operación del proyecto y puesta en servicio de la capacidad se gestiona ante el Ministerio de Minas y Energía la expedición del acto de inicio de operaciones previsto para el 2T 2017.

Costo por Barril Transportado

Tabla 21 – Costo por Barril Transportado - Grupo Empresarial Ecopetrol

	A	B	C	D	E
USD/BI		4T 2016	4T 2015	2016	2015
Costo por barril transportado		2.43	1.88	3.31	3.37

El indicador de costo por barril transportado para 2016 fue de USD 3.31/BI, que al compararlo con el resultado del 2015 (USD 3.37/BI) presenta un disminución de -1.8%, explicado por:

- Efecto Volumen (+USD 0.30/BI): Por menor volumen transportado efecto de los menores volúmenes producidos.
- Efecto costos (+USD 0.02/BI): Mayores costos operativos en mantenimiento.
- Efecto TRM (-USD 0.38/BI): Por efecto de una mayor tasa de cambio promedio la cual aumentó en COP 308/USD (COP 3,051/USD en 2016 vs COP 2,743/USD en 2015).

El indicador de costo por barril transportado correspondiente al cuarto trimestre del 2016 fue de USD 2.43/BI, que al compararlo con el resultado para el mismo periodo del 2015 (USD 1.88/BI) presenta un aumento de 29.3%.

- Efecto Volumen (+USD 0.29/BI): Por menor volumen transportado efecto de los menores volúmenes producidos
- Efecto costos (+USD 0.23/BI): Por el efecto de mayor causación de recursos, por la estacionalidad del trimestre.
- Efecto TRM (+USD 0.03/BI): Por efecto de una menor tasa de cambio la cual disminuyó en COP 44/USD (COP 3,015 en 4T 2016 vs COP 3,059/USD en 4T 2015).

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

f. Refinación

Refinería de Cartagena:

En el mes de julio de 2016 se completó el arranque de todas las unidades del complejo con la entrada de la unidad de alquiler, pasando así al inicio de la fase de estabilización que, se estima, finalizará durante el segundo semestre de 2017 con la prueba de desempeño global.

INFORMACION RELEVANTE

En la medida en que ha avanzado el proceso de estabilización, las unidades de proceso han ido cerrando sus brechas frente al diseño, identificándose los límites de cada una de ellas. Para este efecto se han realizado pruebas de aceptación y desempeño, las cuales presentan un avance del 62%; es decir, se han realizado pruebas a 21 de las 34 unidades de la nueva refinería. Una de las unidades pendientes es la de alquilación donde se encontraron problemas asociados al sistema de agua de enfriamiento para cuya solución fue necesario parar su operación desde octubre pasado. Se espera que esta unidad se encuentre en operación en el segundo trimestre de 2017.

Durante el proceso de arranque, la refinería de Cartagena fue incrementando gradualmente la carga, alcanzando un promedio de 109 kbd en el período de Enero a Julio de 2016. Ya en la fase de estabilización y pruebas de desempeño (Agosto-Diciembre), la refinería alcanzó una carga promedio de 128 kbd, destacándose el mes de Diciembre donde se registró un promedio de 144 kbd. Finalizada la etapa de estabilización y pruebas de desempeño, la refinería tendrá una operación a niveles óptimos de carga.

En términos del margen bruto de refinación, la refinería pasó de un promedio cercano a USD 3/BI entre los meses de Enero y Julio, a valores promedio alrededor de los USD 9/BI en el período de estabilización y pruebas de desempeño (Agosto-Diciembre), con la expectativa que en el año 2017 el margen se encuentre en línea con la tendencia del mercado para refinерías de alta complejidad.

En el año 2016, el volumen de ventas locales de Reficar fue de 50.7 kbd (incluyendo ventas a compañías del Grupo), 23% más que en 2015 (41.1 kbd). Este crecimiento se explica principalmente por la venta de: i) diésel, jet, queroseno, gasolina motor; y ii) petroquímicos como azufre, aceite liviano de ciclo, arotar y propileno, los cuales no se vendieron en 2015.

En el acumulado del año se exportaron 81 kbd, los cuales incluyen 27.3 kbd de diésel, 20.9 kbd de naftas y gasolinas, 16.6 kbd de fuel oil, 8.8 kbd de coque y 7.4 kbd de otros (gasóleo, butano, ALC, etc.). Para la carga de la refinería se importaron 60.1 kbd de crudo, y se compraron en el mercado nacional 58.9 kbd, suministrados en su mayoría por Ecopetrol. Adicionalmente, se importaron 22.8 kbd de productos.

Refinería de Barrancabermeja:

Tabla 22 – Carga, Factor de utilización y Producción – Refinería Barrancabermeja

A	B	C	D	E	F	G
	4T 2016	4T 2015	Cambio %	2016	2015	Cambio %
Carga* (kbpd)	208.7	229.0	(8.9%)	213.1	221.9	(4.0%)
Factor de Utilización (%)	75.4%	81.0%	(6.9%)	75.4%	79.6%	(5.3%)
Producción Refinados (kbped)	209.3	230.2	(9.1%)	214.2	223.2	(4.0%)

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

Al comparar el cuarto trimestre de 2016 frente al mismo periodo de 2015 decrecen tanto la carga de crudo como el factor de utilización y la producción de refinados, debido a que en este período tuvo lugar el mantenimiento programado de la unidad de crudo U-2100. En 2016 los mismos indicadores disminuyen frente a 2015 principalmente por efecto de la mayor composición de crudos pesados en la dieta de crudo procesada y el mantenimiento programado de la unidad de crudo U-2100.

INFORMACION RELEVANTE
Costos y márgenes del segmento de Refinación
Tabla 23 – Costo de Caja de refinación - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
USD/BI	4T 2016	4T 2015	2016	2015
Costo de caja refinación	4.09	4.00	4.11	4.37

El costo operativo de caja del segmento de refinación para el 2016, fue USD 4.11/BI, que al compararlo con 2015 (USD 4.37/BI) presenta un disminución de -5.9%, explicado por las siguientes razones:

- Efecto Volumen (+USD 0.14/BI): Mayores costos asociados a una menor carga debido al incremento de crudos pesados en la dieta. Sin embargo, Propilco mantuvo un mayor volumen de producción y ventas comparando el período 2016 vs 2015.
- Efecto Costos (+USD 0.06/BI): i) menores costos fijos asociados a las estrategias de optimización en mantenimiento, costos operacionales y servicios de soporte, ii) menores consumos de servicios industriales y optimizaciones en las tarifas de generación por desempeño eficiente en servicios industriales y iii) menores consumos de gas por eficiencia en despacho técnico-económico.
- Efecto TRM (-USD 0.46/BI): Por efecto de una mayor tasa de cambio promedio la cual aumentó en COP 308/USD (COP 3,051/USD en 2016 vs COP 2,743/USD en 2015).

El costo operativo de caja para el segmento de refinación correspondiente al cuarto trimestre del 2016 fue USD 4.09 /BI, que al compararlo con el mismo periodo del 2015 (USD 4.00/BI) presenta un incremento de 2.2%, explicado por las siguientes razones:

- Efecto Volumen (+USD 0.40/BI): Mayores costos asociados a una menor carga consolidada del grupo empresarial por la parada de una unidad de crudo en Barrancabermeja y el cambio en la dietas por mayor composición de crudos pesados.
- Efecto Costos (-USD 0.37/BI): A pesar de la estacionalidad del último trimestre, se mantiene la tendencia de menores costos fijos por i) estrategias de optimización, ii) menor consumo de gas y iii) menores costos con el mejoramiento de los contratos y consumo de cantidades requeridas para operar.
- Efecto TRM (+USD 0.06/BI): Por efecto de una menor tasa de cambio la cual disminuyó en COP 44/USD (COP 3,015 en 4T 2016 vs COP 3,059/USD en 4T 2015).

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

Tabla 24 – Margen de Refinación – Refinería Barrancabermeja

A	B	C	D	E	F	G
USD/BI	4T 2016	4T 2015	Cambio %	2016	2015	Cambio %
Margen de Refinación	14.8	15.0	(1.3%)	14.0	16.8	(16.7%)

La disminución en el margen bruto de refinación de Barrancabermeja entre el cuarto trimestre de 2016 y el cuarto trimestre de 2015 obedece principalmente a una dieta más costosa, como consecuencia del incremento en el precio internacional del crudo.

En 2016 el margen disminuyó frente a 2015 principalmente por efecto de los menores diferenciales

INFORMACION RELEVANTE

de los precios de los productos frente al crudo, en línea con el comportamiento de los mercados internacionales. Este impacto fue mitigado por: i) mayores rendimientos de destilados medios, ii) mayor producción de polietileno y iii) menor producción de fuel oil. Lo anterior, gracias a la implementación de iniciativas operativas para aumentar el valor de corrientes de proceso, tales como la conversión tecnológica de una unidad de hidrotratamiento (Unibon) a hidrocraqueo suave.

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

a. Consolidación organizacional

Tabla 25 – Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

A	B	C	D	E
Indicador HSE*	4T 2016	4T 2015	2016	2015
Índice de Frecuencia de Accidentalidad (accidentes / millón de horas hombre)	0.51	0.50	0.48	0.49
Incidentes Ambientales	3	5	8	11

*Los resultados de los indicadores están sujetos a modificación posterior al cierre del trimestre debido a que algunos de los accidentes e incidentes son reclasificados según el resultado final de las investigaciones.

Hitos relevantes:

- Reducción de incidentes ambientales en un 27% con respecto al 2015.
- El desempeño en el Índice Total de Incidentes Registrables (TRIF) del 2016 fue 1.09, esto le permitió a la compañía mantenerse en la media mundial de la industria del sector Oil & Gas.

En 2016, Ecopetrol lanzó la nueva estrategia corporativa de relacionamiento con grupos de interés buscando contribuir con el acuerdo de paz y el desarrollo de condiciones seguras y pacíficas en las regiones donde tradicionalmente ha operado. Esta estrategia también apunta a la creación de prosperidad y valor compartido en las áreas de influencia de nuestras operaciones. Ecopetrol considera la paz, la prosperidad local y el valor compartido como componentes fundamentales y estratégicos para nuestro crecimiento.

La significativa reducción de alarmas y conflictos sociales (40% frente a 2015) relacionada con nuestras operaciones durante 2016, es una muestra de la efectividad de la estrategia de gestión. Durante 2016 se adoptaron estrictos procedimientos técnicos y administrativos para mejorar la calidad y pertinencia de nuestras inversiones voluntarias sociales y ambientales. Nuestras relaciones con las comunidades locales han evolucionado hacia relaciones basadas en la confianza mutua. Además, se fortaleció la capacidad de nuestros equipos regionales responsables de la gestión de grupos de interés.

b. Responsabilidad Corporativa

Inversión Social:

Durante 2016 se invirtieron recursos para proyectos de inversión social por un valor de COP 14,855 millones, distribuidos así: COP 7,308 millones para programas de reducción de brechas en salud y educación, COP 4,079 millones en proyectos productivos sostenibles, COP 1,849 millones en infraestructura y COP 1,619 millones para programas de fortalecimiento institucional.

IV. Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del cuarto trimestre del año 2016:

Español

Marzo 06, 2017
8:30 a.m. Bogotá
8:30 a.m. Nueva York

Inglés

Marzo 06, 2017
10:00 a.m. Bogotá
10:00 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 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 Ecopetrol

Tabla 1 - Compras Locales e Importaciones – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Compras Locales (kbped)	4T 2016	4T 2015	Cambio %	2016	2015	Cambio %
Crudo	155.5	157.9	(1.5%)	159.3	167.8	(5.1%)
Gas	2.7	1.8	50.0%	2.2	1.8	22.2%
Productos Refinados	3.9	11.4	(65.8%)	4.7	5.8	(19.0%)
Diluyente	2.1	3.2	(34.4%)	0.7	1.9	(63.2%)
Total	164.2	174.3	(5.8%)	166.9	177.3	(5.9%)
Importaciones (kbped)	4T 2016	4T 2015	Cambio %	2016	2015	Cambio %
Crudo	73.9	14.4	413.2%	60.1	4.9	1,126.5%
Productos Refinados	89.2	159.1	(43.9%)	101.5	137.2	(26.0%)
Diluyente	61.2	75.7	(19.2%)	56.6	64.6	(12.4%)
Total	224.3	249.2	(10.0%)	218.2	206.7	5.6%

* Incluye compras de regalías y compras a terceros.

** Las cifras de 2015 presentan una compensación entre las importaciones de productos Refinados y Diluyentes debido a reclasificación interna de productos.

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

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	4T 2016*	4T 2015*	2016*	2015*
Ingresos				
Nacionales	6,550	7,115	24,745	26,068
Exterior	6,763	5,662	22,987	26,023
Total Ingresos	13,313	12,777	47,732	52,091
Costo de Ventas				
Costos Variables:	7,093	7,157	24,945	27,369
Productos importados	3,395	3,629	12,049	12,936
Compras nacionales	1,610	1,455	5,215	6,373
Depreciación, amortización y agotamiento	1,520	1,398	5,319	5,166
Servicios de transporte de hidrocarburos	148	409	783	1,381
Variación de inventarios y otros	420	266	1,579	1,513
Costos Fijos:	2,612	2,799	9,291	9,626
Depreciación	353	402	2,051	1,433
Servicios contratados	721	810	2,344	2,717
Mantenimiento	636	822	1,998	2,334
Costos laborales	473	377	1,572	1,543
Otros	429	388	1,326	1,599
Total Costo de Ventas	9,705	9,956	34,236	36,995
Utilidad Bruta	3,608	2,821	13,496	15,096
Gastos Operacionales	1,193	1,855	4,401	5,356
Gastos de administración	900	864	3,673	3,772
Gastos de exploración y proyectos	293	991	728	1,584
Gastos por Impairment	782	8,267	842	8,284
Utilidad Operacional	1,633	-7,301	8,253	1,456
Resultado Financiero, Neto	221	-964	-1,183	-3,967
Diferencia en cambio, neto	138	-198	968	-1,870
Intereses, neto	-588	-683	-2,378	-1,592
Ingresos (Gastos) financieros	671	-83	227	-505
Resultados de Participación en Compañías	-24	24	-10	35
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	1,830	-8,241	7,060	-2,476
Provisión Impuesto a las ganancias	-1,472	2,220	-4,656	-607
Ganancia Neta Consolidada	358	-6,021	2,404	-3,083
Interés no controlante	-172	-287	-839	-905
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	186	-6,308	1,565	-3,988
EBITDA	4,474	3,083	18,018	18,087
Margen Ebitda	33.6%	24.1%	37.7%	34.7%

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

* Información no auditada

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 3 – Balance General – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
Miles de Millones (COP)	2016	2015	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	8,410	6,550	28.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	4,212	3,427	22.9%
Inventarios	3,842	3,058	25.6%
Activos por impuestos corrientes	1,129	4,502	-74.9%
Activos financieros disponibles para la venta	52	913	-94.3%
Otros activos financieros	5,316	330	1510.9%
Otros activos	1,036	1,090	-5.0%
	23,997	19,870	20.8%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	132	243	-45.7%
Activos corrientes	24,129	20,113	20.0%
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,553	1,932	-19.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	730	585	24.8%
Propiedades, planta y equipo	62,269	65,031	-4.2%
Recursos naturales y del medio ambiente	22,341	24,044	-7.1%
Intangibles	272	388	-29.9%
Activos por impuestos diferidos	6,896	7,962	-13.4%
Otros activos financieros	1,746	1,686	3.6%
Otros activos no corrientes	1,371	1,255	9.2%
Total Activos No Corrientes	97,178	102,883	-5.5%
Total Activos	121,307	122,996	-1.4%
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	4,126	4,574	-9.8%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	6,855	7,757	-11.6%
Provisiones por beneficios a empleados	1,974	1,392	41.8%
Pasivos por impuestos corrientes	2,131	2,804	-24.0%
Provisiones y contingencias	822	653	25.9%
Otros pasivos corrientes	439	245	79.2%
Total Pasivos Corrientes	16,347	17,425	-6.2%
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	40	18	122.2%
Total Pasivos Corrientes	16,387	17,443	-6.1%
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	48,096	48,650	-1.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	24	0	N/A
Provisiones por beneficios a empleados	3,901	2,460	58.6%
Pasivos por impuestos diferidos	2,229	3,303	-32.5%
Provisiones y contingencias	5,096	5,424	-6.0%
Otros pasivos no corrientes	255	484	-47.3%
Total Pasivos No Corrientes	59,601	60,321	-1.2%
Total Pasivos	75,988	77,764	-2.3%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	43,673	43,357	0.7%
Interes no Controlante	1,646	1,875	-12.2%
Total Patrimonio	45,319	45,232	0.2%
Total Pasivos y Patrimonio	121,307	122,996	-1.4%

* Información no auditada. Algunas cifras presentadas en 2015 podrían ser reclasificadas para efectos comparativos.

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

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	4T 2016*	4T 2015*	2016	2015
Utilidad Consolidada	358	-6,021	2,404	-3,083
Elementos del otro Resultado Integral, Neto de Impuestos				
Diferencias de cambio en conversiones acumuladas	847	14	-983	6,121
Ganancias (pérdidas) en activos financieros disponibles para la venta	-62	8	58	-126
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	-312	-119	990	-2,432
Coberturas inversión neta negocios en el extranjero	-416	0	-155	0
Coberturas flujo de efectivo - instrumentos financieros derivados	-1	-6	34	-60
Mediciones de planes de beneficios definidos	-1,506	1,515	-1,153	1,404
Otros menores	-50	59	-47	59
Total otro Resultado Integral	-1,500	1,471	-1,256	4,966
Total Resultado Integral	-1,142	-4,550	1,148	1,883
Atribuible:				
A los accionistas	-1,336	-4,891	341	804
Participación no controladora	194	341	807	1,079
Total Resultado Integral	-1,142	-4,550	1,148	1,883

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

Tabla 5 – Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	4T 2016*	4T 2015*	2016	2015
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación:				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas	186	-6,308	1,565	-3,988
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:				
Participación de accionistas no controlantes	172	288	839	905
Cargo por impuesto a las ganancias	1,472	-2,221	4,656	607
Depreciación, agotamiento y amortización	1,922	1,849	7,592	6,770
(Utilidad) pérdida por diferencia en cambio	-138	198	-968	1,870
Costo financiero reconocido en resultados	816	792	3,345	2,396
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	67	48	79	60
Impairment de activos	807	8,373	916	8,275
Ganancia por valoración de activos financieros	-16	-42	-60	-110
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	24	-24	10	-35
Pozos secos	189	1,018	343	1,266
(Ganancia) pérdida en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	-60	0	-47	-72
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	206	82	720	249
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	-1,021	-461	-206	-3,368
Impuesto de renta pagado	-602	-13	-4,347	-3,148
Efectivo Neto Generado por las Actividades de Operación	4,024	3,579	14,437	11,677
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión:				
Inversión en propiedad, planta y equipo	-1,424	-3,104	-3,647	-8,549
Inversión en recursos naturales y del ambiente	-805	-1,884	-2,121	-6,856
Adquisiciones de intangibles	-23	-36	-69	-112
Ingreso por venta de instrumentos financieros medidos a valor razonable	242	0	967	633
(Compra) venta de otros activos financieros	-654	2,147	-5,448	1,189
Intereses recibidos	99	-2	386	294
Dividendos recibidos	37	303	233	424
Ingresos por venta de activos	0	108	110	166
Efectivo Neto Usado en Actividades de Inversión	-2,528	-2,468	-9,589	-12,811
Flujo de Efectivo en Actividades de Financiación:				
Aumento neto de préstamos y financiamientos	-154	1,093	1,445	6,082
Pago de intereses	-478	-665	-2,495	-1,981
Dividendos pagados	-319	-4,281	-1,712	-5,493
Efectivo Neto (Usado) Generado en Actividades de Financiación	-951	-3,853	-2,762	-1,392
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	154	-24	-226	1,458
Aumento en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	699	-2,766	1,860	-1,068
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	7,711	9,316	6,550	7,618
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	8,410	6,550	8,410	6,550

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado. Algunas cifras presentadas de periodos anteriores fueron reclasificadas para efectos comparativos.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 6 – Conciliación del EBITDA – Grupo Empresarial

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	4T 2016*	4T 2015*	2016	2015
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA				
Utilidad neta atribuible a los accionistas	186	-6,308	1,565	-3,988
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,922	1,849	7,592	6,770
+/- Deterioros activos a largo plazo	782	8,267	842	8,284
+/- Resultado financiero, neto	-221	964	1,183	3,967
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,472	-2,220	4,656	607
+ Otros Impuestos	161	244	1,341	1,542
+/- Interes no controlante	172	287	839	905
EBITDA Consolidado	4,474	3,083	18,018	18,087

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

Tabla 7 – Conciliación del EBITDA por Segmento – (4T 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	516	-1,032	702	0	186
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,537	142	243	0	1,922
+/- Deterioros activos a largo plazo	112	712	-42	0	782
+/- Resultado financiero, neto	-509	314	27	-53	-221
+ Provisión impuesto a las ganancias	937	69	466	0	1,472
+ Otros Impuestos	22	117	22	0	161
+/- Interes no controlante	0	-3	175	0	172
EBITDA Consolidado	2,615	319	1,593	-53	4,474

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

Tabla 8 – Conciliación del EBITDA por Segmento (4T 2015)

A	B	C	D	E	F
Miles de Millones (COP)	E&P	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA					
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	-4,577	-2,684	911	42	-6,308
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,403	207	240	-1	1,849
+/- Deterioros activos a largo plazo	4,916	3,269	82	0	8,267
+/- Resultado financiero, neto	888	80	-98	94	964
+ Provisión impuesto a las ganancias	-1,815	-1,007	602	0	-2,220
+ Otros Impuestos	82	145	17	0	244
+/- Interes no controlante	0	-3	290	0	287
EBITDA Consolidado	897	7	2,044	135	3,083

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

Tabla 9 – Conciliación del EBITDA por Segmento 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	745	-2,000	2,832	-12	1,565
+ Depreciación, agotamiento y amortización	5,466	1,147	979	0	7,592
+/- Deterioros activos a largo plazo	110	773	-41	0	842
+/- Resultado financiero, neto	118	811	243	11	1,183
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,365	625	2,666	0	4,656
+ Otros Impuestos	579	500	262	0	1,341
+/- Interes no controlante	0	-8	847	0	839
EBITDA Consolidado	8,383	1,848	7,788	-1	18,018

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

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 10 – Conciliación del EBITDA por Segmento 2015

A	B	C	D	E	F
Miles de Millones (COP)	E&P	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA					
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	-4,335	-2,541	3,034	-146	-3,988
+ Depreciación, agotamiento y amortización	5,318	570	882	0	6,770
+/- Deterioros activos a largo plazo	4,924	3,279	81	0	8,284
+/- Resultado financiero, neto	3,032	703	96	136	3,967
+ Provisión impuesto a las ganancias	-1,143	-655	2,405	0	607
+ Otros Impuestos	698	556	288	0	1,542
+/- Interes no controlante	0	-5	910	0	905
EBITDA Consolidado	8,494	1,907	7,696	-10	18,087

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

VI. Anexos Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias

Exploración y Producción

1. Hocol:

Tabla 11 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	4T 2016*	4T 2015*	2016	2015
Ventas locales	66	129	283	473
Ventas al exterior	135	184	625	726
Ventas Totales	201	313	908	1,199
Costos variables	80	155	494	607
Costos fijos	82	101	276	391
Costo de Ventas	162	256	770	998
Utilidad Bruta	39	57	138	201
Gastos operativos	200	260	302	361
Utilidad Operacional	-161	-203	-164	-160
Ingresos (Gastos) financieros	-5	-87	19	-116
Participación en resultados de compañías 1	11	15	56	56
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	-155	-275	-89	-220
Impuesto a las ganancias	35	16	25	-11
Utilidad Neta	-120	-259	-64	-231
EBITDA	74	41	331	467
Margen EBITDA	36.8%	13.1%	36.5%	38.9%

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

¹ Para efectos comparativos con las cifras del 2016, la utilidad neta mostrada por los periodos del 2015 incluye el método de participación patrimonial, cuya aplicación entró en vigencia a partir de diciembre de 2015 con el decreto 2496 de Dic.23/2015

Tabla 12 – Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Dic 16	Dic 15
Activos corrientes	787	1,371
Activos no corriente	2,203	2,195
Total Activos	2,990	3,566
Pasivos corrientes	934	931
Pasivos no corrientes	297	174
Total Pasivos	1,231	1,105
Patrimonio	1,759	2,461
Total Pasivo y Patrimonio	2,990	3,566

INFORMACION RELEVANTE
2. Savia Perú:
Tabla 13 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millones de USD	4T 2016*	4T 2015*	2016*	2015*
Ventas locales	56.3	30.3	124.9	161.4
Ventas al exterior	0.0	0.0	0.0	0.0
Ventas Totales	56.3	30.3	124.9	161.4
Costos variables	43.2	8.1	86.2	80.8
Costos fijos	23.0	28.2	78.8	87.7
Costo de Ventas	66.2	36.3	165.0	168.5
Utilidad Bruta	-9.9	-6.0	-40.1	-7.1
Otros Ingresos (gastos) operativos	-64.0	-68.5	-72.7	-104.2
Utilidad Operacional	-73.9	-74.5	-112.8	-111.3
Ingresos (Gastos) financieros	-2.8	-0.5	-3.9	-2.7
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	-76.7	-75.0	-116.7	-114.0
Impuesto a las Ganancias	27.7	22.2	35.3	31.3
Utilidad Neta	-49.0	-52.8	-81.4	-82.7
EBITDA	9.2	-10.9	9.5	27.7
Margen EBITDA	16.3%	-36.0%	7.6%	17.2%

* Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado. Las cifras trimestrales corresponden al periodo comprendido entre el 1° de junio y el 31 de agosto para cada uno de los años.

Tabla 14 – Balance General

A	B	C
Millones de USD	Dic 16	Dic 15
Activos corrientes	106	99
Activos no corriente	565	664
Total Activos	671	763
Pasivos corrientes	49	152
Pasivos no corrientes	224	130
Total Pasivos	273	282
Patrimonio	398	481
Total Pasivo y Patrimonio	671	763

3. Equión:
Tabla 15– Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	4T 2016*	4T 2015*	2016	2015
Ventas locales	50	74	264	354
Ventas al exterior	278	222	941	865
Ventas Totales	328	296	1,205	1,219
Costos variables	172	217	803	763
Costos fijos	53	56	166	196
Costo de Ventas	225	273	969	959
Utilidad Bruta	103	23	236	260
Otros Ingresos (gastos) operativos	-14	-57	-45	-74
Utilidad Operacional	89	-34	191	186
Ingresos (Gastos) financieros	11	2	59	38
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	100	-32	250	224
Impuesto a las ganancias	-48	192	-144	-49
Utilidad Neta	52	160	106	175
EBITDA	241	196	912	891
Margen EBITDA	73.5%	66.2%	75.7%	73.1%

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

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

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 16– Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Dic 16	Dic 15
Activos corrientes	712	854
Activos no corriente	1,550	2,261
Total Activos	2,262	3,115
Pasivos corrientes	417	549
Pasivos no corrientes	96	110
Total Pasivos	513	659
Patrimonio	1,749	2,456
Total Pasivo y Patrimonio	2,262	3,115

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

A	B	C	D	E
Ventas (toneladas)	4T 2016	4T 2015	2016	2015
Polipropileno	101,068	113,341	450,029	433,845
Masterbatch	3,271	3,635	14,140	13,706
Polietileno	6,421	6,335	26,831	32,485
Total	110,760	123,311	491,001	480,036

Tabla 18 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	4T 2016*	4T 2015*	2016	2015
Ventas locales	180	186	716	713
Ventas al exterior	262	278	1,186	1,106
Ventas Totales	442	464	1,902	1,819
Costos variables	326	331	1,362	1,383
Costos fijos	45	16	121	81
Costo de Ventas	371	347	1,483	1,464
Utilidad Bruta	71	117	419	355
Gastos operativos	45	51	168	164
Utilidad Operacional	26	66	251	191
Ingresos (Gastos) financieros	0	-7	0	-29
Participación en resultados de compañías 1	25	15	105	51
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	51	74	356	213
Impuesto a las ganancias	-10	-55	-102	-94
Utilidad Neta	41	19	254	119
EBITDA	55	74	312	224
Margen EBITDA	12.4%	15.9%	16.4%	12.3%

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

¹ Para efectos comparativos con las cifras del 2016, la utilidad neta mostrada por los periodos del 2015 incluye el método de participación patrimonial, cuya aplicación entró en vigencia a partir de diciembre de 2015 con el decreto 2496 de Dic.23/2015

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 19 – Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Dic 16	Dic 15
Activos corrientes	833	794
Activos no corriente	976	980
Total Activos	1,809	1,774
Pasivos corrientes	347	386
Pasivos no corrientes	94	94
Total Pasivos	441	480
Patrimonio	1,368	1,294
Total Pasivo y Patrimonio	1,809	1,774

2. Reficar:
Tabla 20 – Volúmenes de venta

A	B	C	D	E
Ventas (kbped)	4T 2016	4T 2015	2016	2015
Local	52.9	45.0	50.7	41.1
Exportación	82.6	27.7	81.0	7.0
Total	135.5	72.7	131.7	48.0

Tabla 21 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	4T 2016*	4T 2015*	2016	2015
Ventas locales	868	798	3,022	2,945
Ventas al exterior	1,097	312	3,488	312
Ventas Totales	1,965	1,110	6,510	3,257
Costos variables	1,762	1,027	6,097	3,019
Costos fijos	254	64	1,014	198
Costo de Ventas	2,016	1,091	7,111	3,217
Utilidad Bruta	-51	19	-601	40
Otros Ingresos (gastos) operativos	740	3,531	1,447	4,110
Utilidad Operacional	-791	-3,512	-2,048	-4,070
Ingresos (Gastos) financieros	-226	-70	-635	-74
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	-1,017	-3,582	-2,683	-4,144
Impuesto a las ganancias	165	955	236	987
Utilidad Neta	-852	-2,627	-2,447	-3,157
EBITDA	-180	-218	-699	-578
Margen EBITDA	-16.4%	-69.9%	-20.0%	-185.3%

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

Tabla 22 – Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Dic 16	Dic 15
Activos corrientes	2,006	1,284
Activos no corriente	23,295	25,398
Total Activos	25,301	26,682
Pasivos corrientes	2,975	1,940
Pasivos no corrientes	14,211	15,562
Total Pasivos	17,186	17,502
Patrimonio	8,115	9,180
Total Pasivo y Patrimonio	25,301	26,682

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

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	4T 2016*	4T 2015*	2016	2015
Ventas locales	977	1,050	4,031	3,847
Ventas al exterior	0	0	0	0
Ventas Totales	977	1,050	4,031	3,847
Costos variables	60	40	195	143
Costos fijos	409	693	1,757	2,087
Costo de Ventas	469	733	1,952	2,230
Utilidad Bruta	508	317	2,079	1,617
Gastos operativos	65	140	294	350
Utilidad Operacional	443	177	1,785	1,267
Ingresos (Gastos) financieros	17	154	-44	570
Participación en resultados de compañías (1)	403	650	1,806	2,008
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	863	981	3,547	3,845
Impuesto a las ganancias	-146	-130	-760	-734
Utilidad Neta	717	851	2,787	3,111
EBITDA	514	364	2,290	1,872
Margen EBITDA	52.6%	34.7%	56.8%	48.7%

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

¹ Para efectos comparativos con las cifras del 2016, la utilidad neta mostrada por los periodos del 2015 incluye el método de participación patrimonial, cuya aplicación entró en vigencia a partir de diciembre de 2015 con el decreto 2496 de Dic.23/2015

Tabla 24 – Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Dic 16	Dic 15
Activos corrientes	1,671	1,628
Activos no corriente	11,966	12,289
Total Activos	13,637	13,917
Pasivos corrientes	1,627	884
Pasivos no corrientes	684	887
Total Pasivos	2,311	1,771
Patrimonio	11,326	12,146
Total Pasivo y Patrimonio	13,637	13,917

Biocombustibles
1. Ecodiesel
Tabla 25 – Volúmenes de venta

A	B	C	D	E
Ventas Totales (kbped)	4T 2016	4T 2015	2016	2015
Biodiesel	2.1	2.4	2.2	2.4
Glicerina	0.2	0.2	0.2	0.2
Total	2.3	2.6	2.4	2.6

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 26 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	4T 2016*	4T 2015*	2016	2015
Ventas locales	118	102	372	380
Ventas al exterior	0	0	0	0
Ventas Totales	118	102	372	380
Costos variables	106	89	326	330
Costos fijos	0	0	0	0
Costo de Ventas	106	89	326	330
Utilidad Bruta	12	13	46	51
Gastos operativos	6	3	17	12
Utilidad Operacional	6	10	29	38
Ingresos (Gastos) financieros	-0	-3	-2	-5
Participación en resultados de compañías 1	0	0	0	0
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	6	7	28	33
Impuesto a las ganancias	-2	-2	-4	-6
Utilidad Neta	4	5	24	27
EBITDA	8	12	27	30
Margen EBITDA	6.8%	11.5%	7.3%	7.9%

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

* Las cifras del trimestre corresponden al periodo comprendido entre el 1° de junio y el 31 de agosto para cada uno de los años

Tabla 27 – Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Dic 16	Dic 15
Activos corrientes	61	65
Activos no corriente	66	68
Total Activos	127	133
Pasivos corrientes	54	53
Pasivos no corrientes	0	11
Total Pasivos	54	64
Patrimonio	73	69
Total Pasivo y Patrimonio	127	133

VII. Deuda Grupo Empresarial

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

A	B	C	D
Compañía	Moneda Extranjera (USD)	Moneda Local (COP**)	Total
Ecopetrol	11,837	1,180	13,017
Reficar	2,796	-	2,796
Bicentenario	-	516	516
ODL	-	257	257
Bioenergy	-	158	158
Ocensa	500	-	500
Total	15,133	2,111	17,244

*Valor nominal de la deuda a Diciembre 31 de 2016, sin incluir causación de intereses.

**Cifras expresadas en millones de dólares equivalentes con la TRM al 31 de diciembre de 2016.