

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

- En el tercer trimestre de 2016 el Grupo Empresarial reportó un EBITDA de COP 4.9 billones y un margen EBITDA de 40%, los mayores en los últimos 5 trimestres.
- La producción promedio del trimestre ascendió a 723 kbped, un incremento de 3.9% frente al segundo trimestre de 2016.
- Los ahorros acumulados en 2016 totalizan COP 1.9 billones, superando la meta propuesta de COP 1.6 billones para el año.
- Exitosa retoma de operación de los campos Rubiales y Cusiana ratifica las capacidades operativas de la Compañía. Ecopetrol opera directamente 524 kbped, consolidándose como uno de los 40 mayores operadores a nivel mundial¹.

Bogotá, noviembre 15 de 2016. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Empresarial para el tercer trimestre y el acumulado del 2016, preparados y presentados en miles de millones de pesos colombianos (COP) de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) aplicables en Colombia.

Tabla 1: Resultados Financieros Consolidados - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de Millones (COP)	3T 2015*	3T 2016*	Cambio \$	Cambio %	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 16*	Cambio \$	Cambio %
Ventas Totales	13,003	12,183	(820)	(6.3%)	39,314	34,419	(4,895)	(12.5%)
Utilidad Operacional	2,850	2,540	(310)	(10.9%)	8,757	6,620	(2,137)	(24.4%)
Ganancia Neta Consolidada	887	446	(441)	(49.7%)	2,938	2,046	(892)	(30.4%)
Interés No Controlado	(233)	(217)	16	(6.9%)	(617)	(667)	(50)	8.1%
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas Ecopetrol)	654	229	(425)	-65.0%	2,321	1,379	(942)	-40.6%
EBITDA	4,698	4,886	188	4.0%	15,003	13,545	(1,458)	(9.7%)
Margen EBITDA	36.1%	40.1%			38.2%	39.4%		

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

Algunas cifras explicativas en este reporte están expresadas en dólares de los Estados Unidos (USD) y así se indica cuando corresponde.

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

"En el tercer trimestre de 2016 Ecopetrol presentó un desempeño operativo y financiero destacable, reportando los mayores niveles de EBITDA y margen EBITDA de los últimos 5 trimestres, los cuales reflejan: i) la efectividad de las medidas de austeridad, ii) la mayor eficiencia y reducción de costos, iii) el foco en la disciplina de capital, iv) su ya probada capacidad como operador y v) los mejores precios de crudo frente al inicio de 2016.

La Compañía recibió y operó de forma eficiente y segura los campos Rubiales y Cusiana, y mantuvo estable la producción en Castilla y Chichimene a pesar de las menores inversiones. Las positivas perspectivas de precio le permitieron dar vía a proyectos que agregarán gradualmente durante el 2017 una producción de 25 mil barriles de crudo por día y reactivar el campo Caño Sur, lo que mitigará la declinación de la producción de los campos maduros, en una clara muestra de la rápida capacidad de reacción a las condiciones de entorno.

¹ Por producción operada directamente

INFORMACION RELEVANTE

Importante destacar que durante este trimestre la producción creció 3.9% frente al trimestre anterior, alcanzando 723 mil barriles de petróleo equivalente por día. Este comportamiento es explicado, en parte, por la reversión del campo Rubiales y el inicio de la producción de Gunflint en el Golfo de México de los Estados Unidos, donde empezamos a materializar los beneficios de las inversiones hechas en años anteriores. El Grupo Empresarial ha pasado la página del período de crisis de precios y ha retomado el crecimiento de producción.

Una vez completado el arranque de las 34 unidades del complejo de la Refinería de Cartagena, el pasado 11 de julio, se dio inicio al periodo de estabilización y pruebas de desempeño.

En el tercer trimestre, el Grupo Empresarial reportó un EBITDA de COP 4.9 billones y un margen EBITDA de 40%. Un resultado satisfactorio que demuestra el compromiso con la excelencia operativa, la eficiencia en costos y la disciplina de capital.

La utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol ascendió a COP 229 mil millones. La disminución frente a la utilidad reportada para el segundo trimestre de 2016 se explica en gran medida por una mayor provisión del impuesto de renta. Esta provisión es consecuencia de una actualización en la tasa impositiva estimada para el cierre anual, la cual refleja un mayor gasto de renta dado el efecto del aumento en los precios internacionales del petróleo.

Los ahorros acumulados del año totalizan COP 1.9 billones, excediendo anticipadamente la meta de ahorros de COP 1.6 billones fijada para el 2016. De estos ahorros, el plan de transformación logró consolidar ahorros estructurales acumulados de COP 1.6 billones en los primeros nueve meses del año (COP 617 mil millones en el tercer trimestre); y el Grupo Empresarial obtuvo COP 300 mil millones de reducciones de costos no estructurales.

De los ahorros en 2016 se destacan COP 563 mil millones de menor dilución de crudos pesados; y COP 203 mil millones en el mantenimiento de líneas en el segmento de transporte.

Los ahorros alcanzados mitigaron mayores costos por la reversión del campo Rubiales y el inicio de operación de la refinería de Cartagena; así como un comportamiento estacional, con mayor ejecución en el segundo semestre de cada año.

El tercer trimestre cerró con una sólida posición de caja de COP 7.7 billones que permitió a Ecopetrol pagar anticipadamente el crédito por COP 990 mil millones que había tomado con Bancolombia al inicio de este año.

La Compañía fortaleció el modelo de relacionamiento con el entorno, que busca prosperidad sostenible y compartida con las comunidades en las zonas de operación y el desarrollo de la gobernabilidad local. Así mismo, reforzó el liderazgo en todas sus áreas, el compromiso con la vida y la mitigación efectiva de riesgos sobre las personas, las instalaciones y los procesos.

Ecopetrol mira al futuro con optimismo. Su actualización al 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 tercer trimestre y acumulado del año 2016

I.	Resultados Financieros Consolidados	4
a.	Ventas Volumétricas	4
b.	Comportamiento de Precios: Crudos, Productos y Gas.....	6
c.	Estado de Resultados	6
d.	Balance General (Estado de Situación Financiera)	10
e.	Operaciones sobre la deuda	11
f.	Resultados por Segmentos	11
g.	Resultado de Iniciativas de Reducción de Costos y Gastos	13
II.	Resultados Operativos	15
a.	Inversiones.....	15
b.	Exploración.....	16
c.	Producción.....	17
d.	Transporte.....	21
e.	Refinación	22
III.	Consolidación Organizacional, Responsabilidad Corporativa y Gobierno Corporativo (Ecopetrol S.A.)	24
a.	Consolidación organizacional.....	24
b.	Gobierno Corporativo	24
c.	Responsabilidad Corporativa	25
IV.	Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre	25
V.	Anexos Grupo Ecopetrol.....	26
VI.	Anexos Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias	31
VII.	Deuda Grupo Empresarial	38

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	3T 2015	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio %
Crudo	4.2	15.3	264.3%	12.3	14.8	20.3%
Gas Natural	79.6	70.3	(11.7%)	82.9	76.0	(8.3%)
Gasolinas	97.0	108.0	11.3%	94.0	107.5	14.4%
Destilados Medios	147.3	144.1	(2.2%)	143.8	141.3	(1.7%)
GLP y Propano	17.5	16.7	(4.6%)	16.2	16.6	2.5%
Combustóleo	4.5	6.0	33.3%	5.2	6.1	17.3%
Industriales y Petroquímicos	21.5	19.6	(8.8%)	21.0	19.1	(9.0%)
Total Venta Local	371.6	380.0	2.3%	375.4	381.4	1.6%
Volumen de Exportación - kbped	3T 2015	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio %
Crudo	497.5	433.7	(12.8%)	548.0	432.9	(21.0%)
Productos	63.9	156.0	144.1%	65.9	146.8	122.8%
Gas Natural	6.0	3.1	(48.3%)	10.4	2.0	(80.8%)
Total Venta de Exportación	567.4	592.8	4.5%	624.3	581.7	(6.8%)
Total Volumen Vendido	939.0	972.8	3.6%	999.7	963.1	(3.7%)

El volumen de ventas del Grupo Empresarial Ecopetrol ascendió a 973 kbped durante el tercer trimestre del año, representando un crecimiento del 3.6% frente al mismo periodo del año anterior. En el tercer trimestre de 2016 las ventas en Colombia representaron el 39% y las ventas en el exterior el 61%.

Mercado en Colombia: El volumen local de ventas ascendió a 380 kbped durante el tercer trimestre de 2016, esto implica un crecimiento del 2.3% frente al mismo período de 2015, explicado principalmente por:

- Mayor demanda de gasolina impulsada por el crecimiento del parque automotor y la recuperación de inventarios.
- Mayores ventas de crudo local para aprovechar sinergias en la utilización de capacidad de transporte.
- Menor demanda térmica de gas natural por ausencia del Fenómeno del Niño en el tercer trimestre de 2016.
- Menor consumo de destilados medios (principalmente diésel) por parte de los sectores de generación de energía e industrial.

Mercado internacional: El volumen exportado ascendió a 593 kbped durante el tercer trimestre de 2016, esto implica un crecimiento del 4.5% frente al mismo periodo de 2015, explicado principalmente por:

- Mayores exportaciones de productos refinados como resultado de la puesta en operación de Reficar.
- Menor disponibilidad de crudo para exportar por suministro a Reficar para su operación.

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

A	B	C	D	E	F	G
Crudos (kbpd)	3T 2015	3T 2016	% Part.	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	% Part.
Asia	167.7	57.6	13.3%	164.0	62.6	14.5%
Costa del Golfo EE.UU.	118.5	169.5	39.1%	130.1	180.3	41.6%
Costa Oeste EE.UU.	49.6	31.2	7.2%	52.1	38.1	8.8%
Costa Este EE.UU.	28.9	31.2	7.2%	21.9	28.2	6.5%
Europa	65.4	58.0	13.4%	89.0	59.1	13.7%
América Central / Caribe	67.4	66.0	15.2%	78.3	46.9	10.8%
América del Sur	0.0	0.0	0.0%	7.0	6.6	1.5%
Otros	0.0	20.2	4.7%	5.6	11.1	2.6%
Total	497.5	433.7	100.0%	548.0	432.9	100.0%

H	I	J	K	L	M	N
Productos (kbped)	3T 2015	3T 2016	% Part.	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	% Part.
Asia	8.70	15.70	10.1%	10.70	14.90	10.1%
Costa del Golfo EE.UU.	5.40	21.70	13.9%	9.30	23.20	15.8%
Costa Oeste EE.UU.	0.00	0.00	0.0%	0.00	0.00	0.0%
Costa Este EE.UU.	21.90	25.70	16.5%	12.70	34.90	23.8%
Europa	0.60	34.20	21.9%	2.20	19.00	12.9%
América Central / Caribe	21.10	46.10	29.6%	25.10	39.70	27.0%
América del Sur	6.20	7.40	4.7%	5.90	7.60	5.2%
Otros	0.00	5.20	3.3%	0.00	7.50	5.1%
Total	63.9	156.0	100.0%	65.9	146.8	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: Considerando las oportunidades comerciales que surgieron por la liberación de las exportaciones de crudo americano y el consecuente cierre del diferencial WTI-Brent, Ecopetrol decidió enfocarse en el mercado de EEUU (53.5% de las exportaciones del trimestre), principalmente en los refinadores de la Costa del Golfo. Con esta estrategia se logró mitigar el impacto de la mayor oferta de crudo de Medio Oriente en el mercado asiático, que se reflejó en un debilitamiento de los precios del crudo pesado en dicha zona.

Productos: En el tercer trimestre EE.UU tuvo la mayor participación en las exportaciones (30.4%), con ventas principalmente de gasolina y nafta, que se emplean como componentes de mezcla en la fabricación de gasolinas terminadas. La región de América Central/Caribe tuvo una participación del 29.6%, siendo uno de los principales destinos del fuel oil para uso como materia prima en la producción de bunkers. Finalmente, Europa se posicionó como el tercer destino de exportación, con ventas de diésel a puntos intermedios de almacenamiento como Gibraltar, desde donde compañías comercializadoras distribuyen el producto a mercados deficitarios dentro del mismo continente y África.

INFORMACION RELEVANTE
b. Comportamiento de Precios: Crudos, Productos y Gas
Tabla 4 – Precios de Crudos de Referencia

A	B	C	D	E	F	G
USD/BI	3T 2015	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio %
Brent	51.2	47.0	(8.2%)	56.5	43.2	(23.6%)
MAYA	39.8	35.6	(10.5%)	44.0	31.3	(28.9%)
WTI	46.4	44.9	(3.1%)	50.9	41.5	(18.4%)

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	3T 2015	3T 2016	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 3T 2016	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio %	Vol. Venta (kbped) Ene-Sep 16
Canasta de venta de Crudos	39.1	38.0	(2.8%)	449.0	45.1	33.6	(25.5%)	447.7
Canasta de venta de Productos	62.9	52.6	(16.4%)	450.4	65.9	47.8	(27.5%)	437.4
Canasta de venta de Gas	21.4	23.1	7.9%	73.4	22.1	24.1	9.0%	78.0
				972.8				963.1

Crudos: El diferencial de la canasta de exportación de crudos frente al Brent del tercer trimestre de 2016 se fortaleció en comparación con el resultado del mismo trimestre de 2015 (3T 2016: -USD9.0/BI vs. 3T 2015: -USD12.1/BI), una vez implementada la estrategia de venta a mercados de mayor valor como Estados Unidos.

En el tercer trimestre del año la canasta de exportación de crudos estuvo indexada al Brent en 91%, al Maya en 7.6% y al WTI en 1.4%. Comparado con el mismo trimestre del año anterior, se observó un aumento del 27.4% en la indexación al Brent, explicado por la estrategia de utilizar las referencias de precio internacional más líquidas en los destinos de exportación.

Productos: Durante el tercer trimestre de 2016, el diferencial de la canasta de venta de productos versus Brent disminuyó USD6.1/BI frente al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por los menores márgenes de gasolinas, diésel y jet.

Gas Natural: Durante el tercer trimestre de 2016 el precio de venta aumentó en USD1.7/BI equivalente, debido a la ejecución de los nuevos contratos firmados en el proceso de comercialización del año anterior, vigentes desde diciembre de 2015, cuando las condiciones de mercado eran más favorables ante la presencia del Fenómeno del Niño.

c. Estado de Resultados

La utilidad operacional y el EBITDA del Grupo Empresarial del tercer trimestre de 2016 alcanzaron los niveles más altos del año, como resultado de: i) el plan de transformación (eficiencias y optimización de costos) y ii) la recuperación de los precios en el sector de hidrocarburos. El tercer trimestre registra utilidades atribuibles a los accionistas de Ecopetrol por COP229 mil millones y un EBITDA de COP 4.9 billones.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 6 – Estado de Resultados – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de Millones (COP)	3T 2015*	3T 2016*	Cambio \$	Cambio %	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 16*	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	6,851	6,049	(802)	(11.7%)	18,953	18,195	(758)	(4.0%)
Ventas al Exterior	6,152	6,134	(18)	(0.3%)	20,361	16,224	(4,137)	(20.3%)
Ventas Totales	13,003	12,183	(820)	-6.3%	39,314	34,419	(4,895)	-12.5%
Costos Variables	6,775	6,102	(673)	(9.9%)	20,318	17,852	(2,466)	(12.1%)
Costos Fijos	2,287	2,636	349	15.3%	6,720	6,679	(41)	(0.6%)
Costo de Ventas	9,062	8,738	(324)	-3.6%	27,038	24,531	(2,507)	-9.3%
Utilidad Bruta	3,941	3,445	(496)	-12.6%	12,276	9,888	(2,388)	-19.5%
Gastos Operativos	1,091	905	(186)	(17.0%)	3,519	3,268	(251)	(7.1%)
Utilidad Operacional	2,850	2,540	(310)	-10.9%	8,757	6,620	(2,137)	-24.4%
Ingresos (Gastos) Financieros	(693)	(902)	(209)	30.2%	(3,002)	(1,404)	1,598	(53.2%)
Participación en Resultados de Compañías	(37)	45	82	(221.6%)	11	14	3	27.3%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	2,120	1,683	(437)	-20.6%	5,766	5,230	(536)	-9.3%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,233)	(1,237)	(4)	0.3%	(2,828)	(3,184)	(356)	12.6%
Ganancia Neta Consolidada	887	446	(441)	-49.7%	2,938	2,046	(892.0)	-30.4%
Interés no Controlante	(233)	(217)	16	(6.9%)	(617)	(667)	(50)	8.1%
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas Ecopetrol)	654	229	(425)	-65.0%	2,321	1,379	(942.0)	-40.6%
EBITDA	4,698	4,886	188	4.0%	15,003	13,545	(1,458)	(9.7%)
Margen EBITDA	36.1%	40.1%			38.2%	39.4%		

*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 tercer trimestre de 2016, frente al mismo periodo del año anterior, disminuyeron 6.3% (-COP 820 mil millones) como resultado combinado de:

- Menor precio de la canasta promedio ponderada de crudos y productos -USD 4.2/BI (-COP 791 mil millones), la cual refleja principalmente el comportamiento de los precios de referencia, principalmente del crudo Brent.
- Disminución de la tasa de cambio promedio de los ingresos recibidos, que pasó de COP 2,984/USD (3T 2015) a COP 2,926/USD (3T 2016), impactando negativamente los ingresos totales (-COP 114 mil millones).
- Efecto por volumen de ventas (+COP 464 mil millones), principalmente por:
 - Mayor volumen vendido de productos refinados y petroquímicos (+99 kbpd) por +COP 1.12 billones debido a la entrada en operación de la Refinería de Cartagena y el crecimiento de la demanda por el incremento del parque automotor.
 - Menor volumen en la venta de crudos (-53 kbpd) por -COP 584 mil millones debido a menor producción, disminución de compras a terceros en el sur del país por cierre de pozos de algunos productores y suministro de crudo para cargar la Refinería de Cartagena.
 - Menor volumen en la venta de gas (-12 kbpd) por -COP 72 mil millones dada la menor demanda térmica del país por finalización del fenómeno del Niño.
- Menor ingreso por servicios de transporte por (-COP 379 mil millones) debido al menor volumen transportado por la disminución de la producción a nivel nacional.

El **costo de ventas** del tercer trimestre de 2016 disminuyó 3.6% (-COP 324 mil millones) respecto al mismo periodo del año anterior como resultado de:

- Costos variables:** Disminución de 9.9% (-COP 673 mil millones):

- Menor costo en compras de crudo, gas y productos (-COP 613 mil millones) efecto neto de:

INFORMACION RELEVANTE

- Volumen de compras (-COP 681 mil millones) por: i) menor importación de combustibles por -COP 1.12 billones (-59 kbpd) en Reficar y Ecopetrol por el inicio de operaciones de la nueva refinería, ii) mayor importación de crudo y compra de gas por +COP 464 mil millones (+61 kbpd) en Reficar para su operación y iii) otros efectos por (-COP 25 mil millones).
 - Efecto precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudo y productos por (+COP 79 mil millones).
 - Disminución de la tasa de cambio promedio de las compras (-COP 11 mil millones): En promedio pasó de COP 2,936/USD (3T 2015) a COP 2,934/USD (3T 2016).
- b) Mayor costo de depreciación, amortización y agotamiento (+COP 124 mil millones): Principalmente por la incorporación de la producción adicional de los campos Rubiales y Cusiana, cuya operación está 100% a cargo de Ecopetrol desde el 1º de julio de 2016.
- c) Disminución del costo de servicio de transporte (-COP 257 mil millones) por la optimización en el transporte por carrotanques en Ecopetrol y Hocol.
- d) Variación de inventarios y otros (+COP 73 mil millones), principalmente por el incremento en los costos de energía y materiales por mayor participación en Rubiales y Cusiana, y la entrada en operación de la refinería de Cartagena.
- **Costos fijos:** Aumento de 15.3% (+COP 349 mil millones):
 - a) Aumento del costo de depreciación (+COP 325 mil millones) asociado a la entrada en operación de las unidades de la refinería de Cartagena y la capitalización de mantenimientos mayores en la refinería de Barrancabermeja.
 - b) Incremento de costos de mantenimiento (+COP 123 mil millones), principalmente por la ejecución del plan de mantenimientos de 2016 en Cenit y en los campos Rubiales y Cusiana.
 - c) Otros conceptos menores (-COP 99 mil millones), por las optimizaciones logradas en el desarrollo del plan de transformación empresarial en suministros de operación, costos de transporte de crudos con terceros y costos generales.

Los costos del tercer 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 1º de julio del 2016. En el campo Rubiales se analizan las estrategias de optimización de costos y gastos a implementar, las cuales serán incorporadas al plan de transformación. Adicionalmente, el porcentaje de regalías del campo pasó del 20% al 32% con ocasión de la reversión.

En el tercer trimestre del 2016 los resultados se vieron impactados en COP 25 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 tercer trimestre del 2016 se ubicó en 28.3%, comparable con el 30.3% en el mismo trimestre del año anterior.

Los gastos operativos, los cuales incluyen los gastos exploratorios, disminuyeron 17% (-COP 186 mil millones) principalmente por: i) disminución de gastos exploratorios como resultado de la menor actividad sísmica y menores pozos secos registrados en el periodo, ii) disminución de convenios e impuestos, y iii) un aumento de gastos laborales por la entrada de un plan de retiro voluntario.

INFORMACION RELEVANTE

El resultado **financiero neto (no operacional)** presentó una mayor pérdida (-COP 209 mil millones) frente al mismo periodo del año anterior, como resultado neto de:

- a) Variación del resultado de diferencia en cambio (-COP 124 mil millones): se registró una pérdida de (-COP 170 mil millones) en el tercer trimestre de 2016 frente a una pérdida de (-COP 46 mil millones) en el mismo periodo del año anterior.

La pérdida del tercer trimestre del 2016 se presenta por el impacto de la revaluación de 1.2% 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.

El resultado de diferencia en cambio del tercer trimestre del 2015 refleja el efecto de la adopción de la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de forma retroactiva entre el 1 de enero y 30 de septiembre del 2015.

- b) Mayor gasto financiero (-COP 125 mil millones) por aumento de intereses neto, derivados del crecimiento en el apalancamiento del Grupo Empresarial y el reconocimiento de intereses de la deuda en Reficar que hasta 2015 eran reconocidos como mayor valor del proyecto.
- c) Valoración de instrumentos derivados de tipo de cambio y otros conceptos menores (+COP 40 mil millones).

El resultado de **participación en compañías** asociadas y negocios conjuntos presentó un incremento de (+COP 82 mil millones) explicada principalmente por mejores resultados de Equion.

La **tasa efectiva de renta** para el tercer trimestre de 2016 ascendió a 73%, siendo superior a la presentada en el trimestre anterior (53%) principalmente por el efecto de la actualización en la estimación de la tasa impositiva que se espera para el cierre anual, tal como lo exige la norma NIC 34. Para el tercer trimestre del 2016, el impuesto de renta recoge el efecto retroactivo del año para llegar a la tasa proyectada de tributación anual sobre una renta líquida que refleja la mejora en el comportamiento de los precios internacionales del petróleo, en contraposición de una base gravable por renta presuntiva que se tenía proyectada al segundo trimestre del 2016. Para el acumulado enero-septiembre, la tasa efectiva de renta es del 61%.

La **utilidad neta** atribuible a los accionistas de la Compañía para el tercer trimestre ascendió a COP 229 mil millones frente a COP 654 mil millones presentada en el mismo periodo del año anterior. La utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol acumulada enero-septiembre del 2016 ascendió a COP 1.4 billones.

El **EBITDA** del tercer trimestre de 2016 ha sido el más alto de los últimos 5 trimestres, alcanzando los COP 4.9 billones, con un margen EBITDA del 40.1%. Este resultado se compara con los COP 4.5 billones (margen del 38.5%) del 2T 2016 y los COP 4.7 billones (margen del 36.1%) del 3T 2015.

d. Balance General (Estado de Situación Financiera)
Tabla 7 – Balance General – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	Jun 16	Sep 16	Cambio \$	Cambio %
Activos Corrientes	22,468	23,556	1,088	4.8%
Activos no Corrientes	98,935	97,566	(1,369)	(1.4%)
Total Activos	121,403	121,122	(281)	-0.2%
Pasivos Corrientes	14,734	15,814	1,080	7.3%
Pasivos no Corrientes	60,369	58,602	(1,767)	(2.9%)
Total Pasivos	75,103	74,416	(687)	-0.9%
Patrimonio	46,300	46,706	406	0.9%
Interés no Controlante	1,786	1,701	(85)	(4.8%)
Total Pasivo y Patrimonio	121,403	121,122	(281)	-0.2%

El **activo** disminuyó COP 281 mil millones por el efecto neto de:

- Disminución en **activos por impuestos corrientes** (-COP 2.44 billones), principalmente por devolución del saldo a favor en renta del año gravable 2015 por parte de la DIAN.
- Disminución de **propiedad planta y equipo, recursos naturales e intangibles** (-COP 1.55 billones), principalmente por: i) las depreciaciones y amortizaciones registradas en el trimestre, ii) el efecto negativo de la conversión de los activos de filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano, y, iii) el efecto positivo de las inversiones realizadas.
- Incremento en **otros activos financieros** (+COP 3.62 billones): 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 en el último trimestre.
- Variaciones menores de otros **activos** (+COP 87 mil millones).

El total de **pasivos** disminuyó en COP 687 mil millones en relación al trimestre anterior, por el efecto combinado de:

- Disminución en el nivel de deuda (-COP 1.46 billones) denominada en dólares, por efecto de la revaluación del peso del 1.2% durante el trimestre y pagos de giros financiados para compra de importaciones.

El nivel de deuda del grupo ascendió a COP 52 billones, de los cuales el 85% es origen en dólares y 15% moneda nacional. Del total de la deuda en moneda extranjera, USD 5,312 millones es instrumento financiero de cobertura para futuras exportaciones y USD 5,200 millones es instrumento de cobertura de inversión neta de operaciones en el extranjero.

- Aumento en los impuestos por pagar (+COP 493 mil millones): principalmente por el efecto combinado entre mayor provisión de impuesto de renta, compensado con el pago de la última cuota del impuesto a la riqueza.

INFORMACION RELEVANTE

- Aumento en las cuentas por pagar (+COP 231 mil millones) asociado al mayor nivel de inversión y de operación.
- Otras variaciones menores del pasivo por +COP 52 mil millones.

El **patrimonio total** ascendió a COP 46.7 billones, de los cuales COP 45 billones son atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A. y COP 1.7 billones a accionistas no controlantes. Se presenta un incremento de +COP 406 mil millones con relación al trimestre anterior por el efecto del resultado del trimestre, una ganancia en coberturas de flujo de efectivo e inversión neta, compensado con una pérdida por conversión de los activos y pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano, producto de la revaluación del peso frente al dólar.

e. Operaciones sobre la deuda

Como resultado de las eficiencias en costos logradas dentro del plan de transformación, la estricta disciplina de capital y un mejor entorno de precios, la Compañía logró una sólida posición de caja al cierre del tercer trimestre de 2016. Esto permitió que el 14 de octubre Ecopetrol S.A. pagara anticipadamente la totalidad de un crédito bilateral con Bancolombia por COP 990 mil millones, cuyo vencimiento era febrero de 2024.

f. Resultados por Segmentos

Tabla 8 – Resultados Financieros Trimestrales – Por segmento

A	B		C		D		E		F		G		H		I		J		K	
	E&P		Refinación y Petroq.		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado											
Miles de Millones (COP)	3T 2015	3T 2016	3T 2015	3T 2016	3T 2015	3T 2016	3T 2015	3T 2016	3T 2015	3T 2016	3T 2015	3T 2016	3T 2015	3T 2016	3T 2015	3T 2016	3T 2015	3T 2016	3T 2015	3T 2016
Ventas Nacionales	1,875	2,006	5,306	4,843	2,863	2,430	(3,193)	(3,230)	6,851	6,049					6,851	6,049				
Ventas Exterior	5,338	4,869	850	2,041	0	0	(36)	(776)	6,152	6,134					6,152	6,134				
Total Ingresos	7,213	6,875	6,156	6,884	2,863	2,430	(3,229)	(4,006)	13,003	12,183					13,003	12,183				
Costos Variables	4,411	3,477	4,624	5,879	131	151	(2,391)	(3,405)	6,775	6,102					6,775	6,102				
Costos Fijos	1,809	1,803	454	704	732	672	(708)	(543)	2,287	2,636					2,287	2,636				
Costo de Ventas	6,220	5,280	5,078	6,583	863	823	(3,099)	(3,948)	9,062	8,738					9,062	8,738				
Utilidad Bruta	993	1,595	1,078	301	2,000	1,607	(130)	(58)	3,941	3,445					3,941	3,445				
Gastos Operativos	603	372	414	449	142	157	(68)	(73)	1,091	905					1,091	905				
Utilidad Operacional	390	1,223	664	(148)	1,858	1,450	(62)	15	2,850	2,540					2,850	2,540				
Ingresos (Gastos) Financieros	(331)	(618)	(282)	(160)	(54)	(107)	(26)	(17)	(693)	(902)					(693)	(902)				
Resultado de Participación en Compañías	(53)	42	4	3	11	0	1	0	(37)	45					(37)	45				
Provisión Impuesto a las Ganancias	(247)	(375)	(239)	(188)	(747)	(675)	0	1	(1,233)	(1,237)					(1,233)	(1,237)				
Ganancia Neta Consolidada	(241)	272	147	(493)	1,068	668	(87)	(1)	887	446					887	446				
Interés no Controlante	0	0	0	2	(233)	(219)	0	0	(233)	(217)					0	0				
Ganancia Neta Atribuible Accionistas	(241)	272	147	(491)	835	449	(87)	(1)	654	229					654	229				
EBITDA*	1,745	2,816	888	324	2,125	1,729	(60)	17	4,698	4,886					4,698	4,886				
Margen Ebitda	24.2%	41.0%	14.4%	4.7%	74.2%	71.2%	1.9%	-0.4%	36.1%	40.1%					36.1%	40.1%				

Tabla 9 – Resultados Financieros Enero-Septiembre– 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)	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16
Ventas Nacionales	6,141	5,759	14,537	13,524	7,822	8,130	(9,547)	(9,218)	18,953	18,195					18,953	18,195				
Ventas Exterior	17,872	13,479	2,527	4,577	0	0	(38)	(1,832)	20,361	16,224					20,361	16,224				
Total Ingresos	24,013	19,238	17,064	18,101	7,822	8,130	(9,585)	(11,050)	39,314	34,419					39,314	34,419				
Costos Variables	13,744	11,273	13,471	14,795	406	340	(7,303)	(8,556)	20,318	17,852					20,318	17,852				
Costos Fijos	5,145	5,040	1,350	1,851	2,164	2,109	(1,939)	(2,321)	6,720	6,679					6,720	6,679				
Costo de Ventas	18,889	16,313	14,821	16,646	2,570	2,449	(9,242)	(10,877)	27,038	24,531					27,038	24,531				
Utilidad Bruta	5,124	2,925	2,243	1,455	5,252	5,681	(343)	(173)	12,276	9,888					12,276	9,888				
Gastos Operativos	2,062	1,640	1,141	1,390	512	462	(196)	(224)	3,519	3,268					3,519	3,268				
Utilidad Operacional	3,062	1,285	1,102	65	4,740	5,219	(147)	51	8,757	6,620					8,757	6,620				
Ingresos (Gastos) Financieros	(2,143)	(627)	(623)	(497)	(194)	(216)	(42)	(64)	(3,002)	(1,404)					(3,002)	(1,404)				
Resultado de Participación en Compañías	(13)	0	13	15	11	(1)	0	0	11	14					11	14				
Provisión Impuesto a las Ganancias	(673)	(428)	(351)	(556)	(1,804)	(2,200)	0	0	(2,828)	(3,184)					(2,828)	(3,184)				
Ganancia Neta Consolidada	233	230	141	(973)	2,753	2,802	(189)	(13)	2,938	2,046					2,938	2,046				
Interés no Controlante	0	0	2	5	(619)	(672)	0	0	(617)	(667)					0	0				
Ganancia Neta Atribuible Accionistas Ecopetrol	233	230	143	(968)	2,134	2,130	(189)	(13)	2,321	1,379					2,321	1,379				
EBITDA*	7,589	5,773	1,898	1,529	5,662	6,192	(146)	51	15,003	13,545					15,003	13,545				
Margen Ebitda	31.6%	30.0%	11.1%	8.4%	72.4%	76.2%	1.5%	-0.5%	38.2%	39.4%					38.2%	39.4%				

Exploración y Producción

Los ingresos del tercer trimestre del año 2016 disminuyeron 5% (-COP 338 mil millones) frente al mismo periodo del año anterior, principalmente por: i) la caída en los precios de la canasta de crudo, en línea con el comportamiento de los precios internacionales, ii) la menor producción, y iii) la disminución de la tasa de cambio promedio de los ingresos percibidos por el segmento, que pasó de COP2,984/USD (3T 2015) a COP2,926/USD (3T 2016).

El costo de ventas del segmento disminuyó 15% (-COP 940 mil millones) frente al tercer trimestre del año anterior, como resultado de: i) los esfuerzos en la optimización de costos y eficiencias operacionales, principalmente en servicios contratados; ii) la implementación de estrategias de optimización en el factor de dilución, disminuyendo los costos de importación de nafta; iii) el menor costo de transporte hidrocarburos por carrotanques y oleoductos, y iv) menores compras de crudo asociadas a los menores volúmenes producidos.

En los gastos operativos se observa una reducción de 38% (-COP 231 mil millones) frente al tercer trimestre de 2015, principalmente por registro del gasto exploratorio asociado al pozo Sea Eagle, declarado seco por Ecopetrol América Inc. en el tercer trimestre de 2015, y por las optimizaciones en convenios y gestorías administrativas durante 2016.

El resultado financiero neto refleja un mayor gasto de COP 287 mil millones en el tercer trimestre de 2016 comparado el mismo periodo del año anterior, principalmente por el incremento de los gastos por intereses asociados a la mayor deuda y la pérdida por diferencia en cambio sobre una posición activa en dólares dada la revaluación de la tasa de cierre del peso colombiano frente al dólar entre junio y septiembre de 2016, producto de la contabilidad de coberturas.

Los resultados netos del tercer trimestre del 2016 arrojaron una utilidad atribuible a los accionistas de Ecopetrol de COP 272 mil millones, frente a una pérdida de COP 241 mil millones en el mismo periodo de 2015.

El EBITDA del segmento para el tercer trimestre de 2016 alcanzó los COP 2.82 billones, lo que representa un incremento de 61.1% frente a los COP 1.75 billones del tercer trimestre de 2015. Por su parte, el margen EBITDA subió a 41%, desde 24.2% en esos mismos períodos.

Refinación y Petroquímica

Los ingresos del tercer trimestre de 2016 se incrementaron en 12% (+COP 728 mil millones) frente al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a la entrada en operación de la refinería de Cartagena, lo que permitió exportar productos como fuel oil, nafta y diésel de ultra bajo azufre, compensando la caída en los indicadores internacionales de precios de productos. En la refinería de Cartagena, al calcular el resultado de ingresos totales menos costos variables, se registra un aumento del 166%, al pasar de COP 73 mil millones en el tercer trimestre de 2015 a COP 194 mil millones en el tercer trimestre de 2016.

El costo de ventas del segmento aumentó +COP 1.51 billones debido a la entrada en operación de todas las unidades de la refinería de Cartagena, lo que implica mayores compras de materia prima, principalmente crudo, y un mayor costo de depreciación al activarse la inversión realizada en el proyecto.

INFORMACION RELEVANTE

Los gastos operacionales aumentaron 8% (+COP 35 mil millones) en el tercer trimestre de 2016 frente al mismo periodo del año anterior, asociados también a la entrada en operación de la refinería de Cartagena, principalmente en gastos laborales y servicios contratados.

El resultado financiero neto refleja un gasto de COP 160 mil millones en el tercer trimestre de 2016 inferior al gasto de COP 282 mil millones en el mismo periodo del año anterior, como resultado de: i) la revaluación de la tasa de cambio presentada en el tercer trimestre de 2016, frente a la aplicación retroactiva de contabilidad de coberturas en el tercer trimestre de 2015, y, ii) el reconocimiento de intereses financieros sobre la deuda, que eran capitalizados en el mismo periodo del año anterior.

El segmento consolidado presentó una pérdida neta atribuible a los accionistas en el tercer trimestre de 2016 de COP 491 mil millones, frente a una utilidad en el mismo trimestre del año anterior de COP 147 mil millones.

El EBITDA del segmento para este trimestre asciende a COP 324 mil millones (margen del 4.7%), frente a COP 888 mil millones (margen del 14.4%) en el tercer trimestre de 2015, caída explicada primordialmente por los menores precios de venta, en línea con los precios internacionales, y los costos y gastos asociados al arranque de la refinería de Cartagena. Es importante reiterar que esta refinería se encuentra en una etapa de estabilización y pruebas de desempeño; una vez concluida esta etapa se dará paso al proceso de maximización del beneficio económico de la misma.

Transporte y Logística

Los ingresos del tercer trimestre de 2016 disminuyeron 15% (-COP 433 mil millones), debido principalmente a menor volumen transportado en oleoductos como resultado de la caída en la producción de crudo del país.

Los costos de ventas disminuyeron 5% (-COP 40 mil millones) principalmente por: i) las optimizaciones implementadas en las compañías del segmento, compensado parcialmente con ii) un aumento de costos de energía y, iii) el incremento en el consumo de reductor de fricción, asociado al transporte de crudo más pesado.

Los gastos operacionales aumentaron 11% frente al mismo periodo del año anterior (+COP 15 mil millones), debido a los cargos laborales producto de un plan de retiro voluntario implementado.

El resultado financiero neto refleja un mayor gasto de COP 53 mil millones debido al impacto de la revaluación de la tasa de cambio de cierre entre junio y septiembre de 2016 sobre la posición neta activa de las compañías del segmento.

Como resultado final, el segmento presentó una utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol de COP 449 mil millones frente a COP 835 mil millones en el mismo periodo del 2015.

El EBITDA del segmento para este trimestre asciende a COP 1.73 billones, con un margen del 71%. Aproximadamente el 40% del total del EBITDA de este segmento es generado por operaciones con terceros.

g. Resultado de Iniciativas de Reducción de Costos y Gastos

El plan de transformación empresarial incluye iniciativas con impacto en: i) costos y gastos reflejados en el estado de ganancias o pérdidas, ii) ingresos, iii) eficiencias de CAPEX y iv) eficiencias en filiales.

INFORMACION RELEVANTE

Los ahorros y eficiencias acumuladas a lo largo del año ascienden a COP 1.9 billones que corresponden a: i) El plan de transformación empresarial, que generó eficiencias por COP 617 mil millones en el tercer trimestre de 2016, para un acumulado entre enero y septiembre de COP 1.6 billones en ahorros estructurales y ii) el resultado de medidas de austeridad y reducción de actividad, que acumulan COP 300 mil millones de ahorros no estructurales en lo corrido del año.

Los principales aportes en ahorros y eficiencias a lo largo del 2016 son:

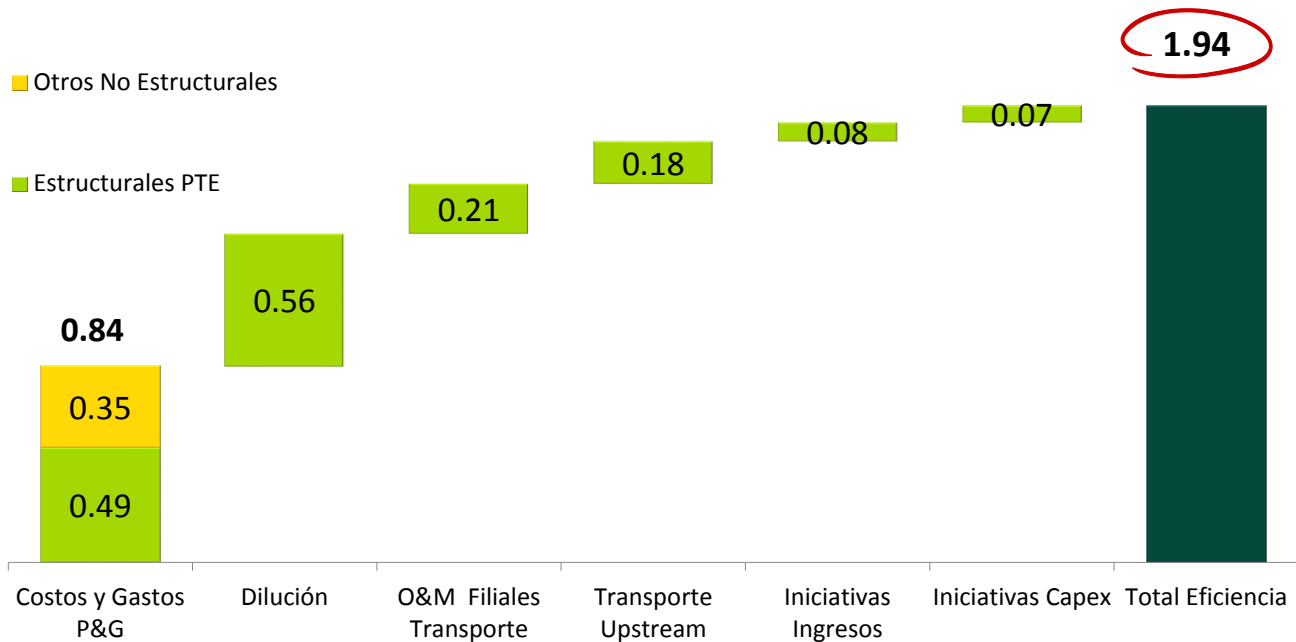
Dilución (COP 563 mil millones): Menor uso de diluyente, reducción en el uso de carrotanques y ahorros logísticos por el incremento en la viscosidad para el transporte de crudo (actualmente 405cSt²).

Mantenimiento líneas de transporte (COP 203 mil millones): Operación, mantenimiento y sinergias operativas en líneas y puertos entre filiales del segmento de transporte.

Las eficiencias alcanzadas en 2016 se resumen de la siguiente manera:

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

Cifras en Billones COP



² cSt: Centistokes: es la unidad de viscosidad cinemática en el Sistema Cegesimal de Unidades

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

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio \$	Cambio %
Servicios contratados asociación (1)	971	884	(87)	(9.0%)
Mantenimiento	676	532	(144)	(21.3%)
Servicios contratados Ecopetrol	882	592	(290)	(32.9%)
Suministros de operación	196	140	(56)	(28.6%)
Costos laborales	1,108	1,043	(65)	(5.9%)
Costos generales	93	69	(24)	(25.8%)
Costos Fijos	3,926	3,260	(666)	-17.0%
Servicios contratados asociación (1)	434	250	(184)	(42.4%)
Materiales de proceso	318	454	136	42.8%
Costos Variables	752	704	(48)	-6.4%
Laborales	443	467	24	5.4%
Comisiones, honorarios y serv.	235	145	(90)	(38.3%)
Operación aduanera	131	137	6	4.6%
Generales	245	187	(58)	(23.7%)
Gastos Operacionales	1,054	936	(118)	-11.2%
Total Costos y Gastos (2)	5,732	4,900	(832)	-14.5%

(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.

(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
(Ene-Sep 16) - USD millones	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias**	Total	% Part.
Producción	628.0	121.7	749.7	37.7%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	47.2	718.9	766.1	38.5%
Exploración	34.1	125.9	160.0	8.1%
Transporte	1.9	277.8	279.7	14.1%
Corporativo	28.3	0.0	28.3	1.4%
Nuevos Negocios	1.3	0.0	1.3	0.1%
Suministro y Mercadeo	2.2	0.0	2.2	0.1%
Total	743.0	1,244.3	1,987.3	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 mes de septiembre del año 2016 ascendieron a USD1,987 millones (37% en Ecopetrol S.A. y 63% en filiales y subsidiarias) distribuidas así:

INFORMACION RELEVANTE

Producción: La campaña de perforación está concentrada en los campos Piedemonte, Castilla y Rubiales, para lo cual se están ejecutando obras civiles para la ampliación de locaciones y facilidades de superficie. También se han ejecutado workovers en los campos La Cira, Chichimene y en la zona del Huila. La campaña de perforación en el campo Rubiales inicio el 5 de octubre.

Refinación, Petroquímica y Biocombustibles: Inversiones en la terminación y el arranque de Reficar y en el proyecto Bioenergy.

Exploración: La mayor parte de las inversiones corresponde a actividad onshore, que a septiembre ha estado concentrada en las sísmicas Nogal, Cardón y Playón, y en obligaciones contractuales de tipo socio-ambiental.

Transporte: Principalmente la ejecución de los proyectos P135 Ocesa y San Fernando- Monterrey.

Corporativo y otros: Servicios relacionados con la finalización de proyectos en curso, principalmente de renovación tecnológica.

b. Exploración

Exploración en Colombia: El pozo exploratorio Payero 1 de Hocol S.A. (operado por Equion) en el bloque Niscota, en el Piedemonte Llanero (Hocol S.A. 20%, Total 50% y Repsol 30%), presentaba un avance de perforación del 95% al cierre del trimestre.

En actividad sísmica se continua con la adquisición de dos programas sísmicos 2D (50% Ecopetrol S.A. y 50% Emerald), en la cuenca Caguán – Putumayo (programas sísmicos Cardon 2D y Nogal 2D), con un total acumulado de 150 km.

En los primeros días de octubre se inició la perforación del pozo Boranda 1 en el Valle Medio del Magdalena, operado por Parex (50% Ecopetrol S.A. y 50% Parex).

El pozo Purple Angel (operado por Anadarko), delimitador del descubrimiento Kronos, iniciará perforación en el último trimestre del 2016, y permitirá precisar mejor el potencial exploratorio del offshore colombiano.

Oferta de bloques: Se lanzó la Ronda 1/2016 en la cual se ofrece participación en 5 bloques de exploración onshore en Colombia. Se concluyó la fase de cuarto de datos y se estima recibir ofertas para finales de 2016.

Exploración Internacional: Como parte de la actividad internacional se inició la perforación del pozo Warrior localizado en el área de Green Canyon en el Golfo de México (Estados Unidos). Las participaciones en este pozo son EAI (Ecopetrol América Inc) un 20%, JX Nippon Oil & Gas Exploration 15% y el operador Anadarko Petroleum Corporation 65%; al cierre del trimestre continuaba en perforación.

c. Producción
Tabla 12 – Producción Bruta* - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	3T 2015	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio %
Total Ecopetrol S.A.	686.0	671.8	(2.1%)	707.3	669.6	(5.3%)
Crudo	570.2	557.5	(2.2%)	587.0	552.9	(5.8%)
Gas natural	115.8	114.3	(1.3%)	120.3	116.7	(3.0%)
Total Hocol	22.3	19.7	(11.5%)	21.2	18.6	(12.4%)
Crudo	22.2	19.0	(14.3%)	21.1	17.9	(15.1%)
Gas Natural	0.1	0.7	730.7%	0.1	0.7	608.9%
Total Savia**	5.9	5.4	(8.5%)	6.1	5.4	(12.1%)
Crudo	4.7	4.1	(12.8%)	4.9	4.2	(15.1%)
Gas Natural	1.2	1.3	8.3%	1.2	1.2	0.0%
Total Equion**	21.2	16.9	(20.4%)	20.1	19.6	(2.7%)
Crudo	12.2	12.2	0.1%	11.2	12.5	11.2%
Gas Natural	9.0	4.7	(48.0%)	8.9	7.1	(20.2%)
Total Ecopetrol America	5.5	8.8	60.2%	5.8	5.1	(11.5%)
Crudo	2.7	7.3	170.2%	2.9	4.2	46.4%
Gas Natural	2.8	1.5	(46.0%)	2.9	0.9	(69.4%)
Total Grupo Empresarial	740.9	722.6	(2.5%)	760.5	718.3	(5.5%)
Crudo	612.0	600.1	(1.9%)	627.1	591.7	(5.6%)
Gas Natural	128.9	122.5	(5.0%)	133.4	126.6	(5.1%)

* 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 tercer trimestre la producción del Grupo Empresarial alcanzó los 723 kbped, 3.9% más que el segundo trimestre de 2016 y 2.5% menos que en el tercer trimestre del año 2015. Esta reducción se explica principalmente por la racionalización de la actividad de perforación, dado el foco en producción rentable en medio de un entorno de precios bajos de petróleo.

Sin embargo, teniendo en cuenta los mayores precios observados desde el segundo trimestre de 2016 se mantuvo la perforación en el campo Castilla y se aprobaron inversiones para perforación y workovers. Con el desarrollo de estos proyectos se busca adicionar de manera gradual 25 kbpd que estarán en producción durante el 2017, lo que mitigará la declinación de producción de los campos maduros.

Es importante destacar que en el tercer trimestre, y como parte del programa para incrementar la producción de salida del 2016, se dio la reactivación del campo Caño Sur con 1.2 kbpd (50% para Ecopetrol), el cual había sido suspendido temporalmente debido a los bajos precios que se presentaron al principio del año.

En línea con lo anunciado en el segundo trimestre, la producción internacional mejoró gracias al inicio de producción del campo Gunflint (Golfo de México E.E.U) en el mes de julio 2016. EAI (Ecopetrol America Inc.) logró una producción de 8.8 kbped en el tercer trimestre de 2016, 60% más que en el mismo período del año anterior.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 13 – Producción Neta* - Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	3T 2015	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio %
Crudo	528.5	501.0	(5.2%)	541.0	504.7	(6.7%)
Gas Natural***	108.6	103.3	(4.9%)	112.3	107.2	(4.5%)
Total	637.1	604.3	(5.1%)	653.3	611.9	(6.3%)

* 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.

*** La producción de gas incluye productos blancos.

Proyectos de aumento de Factor de Recobro:

En la actualidad Ecopetrol cuenta con 17 pilotos activos para el incremento del factor de recobro y uno en desarrollo, de los cuales el 67% son de operación directa mientras que el resto está bajo la operación de socios. A la fecha, 11 de ellos han presentado señales de incremento en producción. Adicionalmente, la Empresa cuenta con 13 proyectos que han finalizado su fase piloto, y se encuentran en fase de análisis para una eventual futura expansión.

El piloto de inyección de agua en el campo Castilla continúa aportando información valiosa para la consolidación de la tecnología en el campo, presentando a la fecha un incremento de respuesta en producción del 60% (783 bpd) en la zona de afectación del piloto.

En el campo Chichimene, los 5 patrones de inyección de agua existentes evidenciaron respuesta positiva de incremento de presión y dos de ellos mostraron respuesta de producción. En los patrones en que se ha presentado un incremento de producción, esta alcanza el 82% (2,404 bpd), resultados que han permitido avanzar en la estructuración del caso de negocio para la expansión de la tecnología en el campo. Este campo significa un gran reto técnico para Ecopetrol por sus características particulares de crudos extra pesados y considerables profundidades.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 14 – Producción Bruta Promedio por Región – Participación Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	3T 2015	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio %
La Cira-Infantas	22.9	18.9	(17.5%)	23.5	18.9	(19.6%)
Casabe	20.9	17.3	(17.2%)	22.5	18.3	(18.7%)
Yarigui	19.6	16.7	(14.8%)	18.0	17.6	(2.2%)
Otros	31.8	29.5	(7.2%)	33.8	32.6	(3.6%)
Total Región Central	95.2	82.4	(13.4%)	97.8	87.4	(10.6%)
Castilla	122.9	118.1	(3.9%)	121.4	123.2	1.5%
Chichimene	77.7	72.7	(6.4%)	78.5	74.9	(4.6%)
Cupiagua	37.3	38.4	2.9%	36.1	41.2	14.1%
Cusiana (2)	0.0	38.6		0.0	13.0	
Otros (3)	22.5	15.1	(32.9%)	23.6	16.7	(29.2%)
Total Región Orinoquía	260.4	282.9	8.6%	259.6	269.0	3.6%
Area Huila	8.2	7.8	(4.9%)	8.7	8.2	(5.7%)
Area San Francisco	8.0	6.3	(21.3%)	8.3	6.7	(19.3%)
Area Tello	4.8	4.7	(2.1%)	4.9	4.8	(2.0%)
Otros	10.8	10.0	(7.4%)	11.2	9.4	(16.1%)
Total Región Sur	31.8	28.8	(9.4%)	33.1	29.1	(12.1%)
Rubiales (1)	0.0	127.1		0.0	42.7	
Caño Sur (3)	0.0	0.1		0.0	0.0	
Total Región Oriente	0.0	127.2		0.0	42.7	
Rubiales (1)	94.7	0.0	(100.0%)	94.2	55.3	(41.3%)
Cusiana (2)	32.2	0.0	(100.0%)	32.6	20.0	(38.7%)
Guajira	40.0	32.1	(19.8%)	43.7	34.6	(20.8%)
Caño Limón	12.0	15.8	31.7%	24.8	23.3	(6.0%)
Piedemonte	30.4	30.2	(0.7%)	28.0	30.6	9.3%
Quifa	23.8	18.9	(20.6%)	24.5	20.4	(16.7%)
Nare	18.1	15.7	(13.3%)	18.2	16.3	(10.4%)
Otros	47.4	37.8	(20.3%)	50.8	40.9	(19.5%)
Total Activos con Socios*	298.6	150.5	(49.6%)	316.8	241.4	(23.8%)
Total Ecopetrol S.A.	686.0	671.8	(2.1%)	707.3	669.6	(5.3%)
Operación Directa	391.8	523.8	33.7%	395.0	431.3	9.2%
Operación Asociada	294.2	148.1	(49.7%)	312.3	238.3	(23.7%)
Ocelote	15.2	12.0	(21.1%)	14.2	11.2	(21.1%)
Otros	7.1	7.7	8.5%	7.0	7.4	5.7%
Total Hocol	22.3	19.7	(11.7%)	21.2	18.6	(12.3%)
Piedemonte	15.4	15.3	(0.6%)	14.2	15.5	9.2%
Tauramena/Río Chitamera	4.5	0.4	(91.1%)	4.6	2.9	(37.0%)
Otros	1.3	1.2	(7.7%)	1.3	1.2	(7.7%)
Total Equión**	21.2	16.9	(20.3%)	20.1	19.6	(2.5%)
Lobitos	2.4	2.2	(8.3%)	2.6	2.2	(15.4%)
Peña Negra	2.3	2.0	(13.0%)	2.3	2.1	(8.7%)
Otros	1.2	1.2	0.0%	1.2	1.1	(8.3%)
Total Savia**	5.9	5.4	(8.5%)	6.1	5.4	(11.5%)
Dalmatian	4.4	1.4	(68.2%)	4.6	1.6	(66.2%)
K2	1.1	1.9	72.7%	1.2	1.7	44.3%
Gunflint	0.0	5.5		0.0	1.8	
Total Ecopetrol America Inc.	5.5	8.8	60.0%	5.8	5.1	(11.5%)
Total Filiales	54.9	50.8	(7.5%)	53.2	48.7	(8.4%)
Total Grupo Empresarial	740.9	722.6	(2.5%)	760.5	718.3	(5.5%)

*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

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

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

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

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 15 – Producción Bruta - Grupo Empresarial Ecopetrol (Por tipo de Crudo)

A	B	C	D	E	F	G
(kbpd)	3T 2015	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio %
Liviano	64.9	68.9	6.2%	62.9	65.8	4.6%
Medio	193.0	168.0	(13.0%)	209.2	181.1	(13.4%)
Pesado	354.1	363.2	2.6%	355.0	344.8	(2.9%)
Total	612.0	600.1	(1.9%)	627.1	591.7	(5.6%)

Costo de levantamiento del Grupo Empresarial
Tabla 16 – Costo de Levantamiento - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
USD/Bl	3T 2015	2T 2016	3T 2016	U12M	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16
Costo de levantamiento	6.89	5.36	7.25	6.39	7.29	5.79

El costo de levantamiento por barril producido en el tercer trimestre de 2016 (sin tener en cuenta regalías) fue de USD7.25/Bl, frente a USD6.89/Bl en el mismo período de 2015. Este incremento del 5.2% es explicado principalmente por:

- Efecto Volumen: +USD 0.31/Bl, como consecuencia del menor volumen producido entre el tercer trimestre de 2016 y el mismo período de 2015.
- Efecto Costos: +USD 0.08/Bl por el efecto combinado de:
 - Mayores costos por barril por entrada de operación del campo Gunflint en la filial Ecopetrol America Inc, el cual se encuentra en período de estabilización.
 - Menores costos por barril en las operaciones de Ecopetrol, derivado de los resultados generados por las estrategias de optimización, que han permitido:
 - Mantenimiento de subsuelo: Disminución de tarifas por renegociación de contratos, menor índice de falla y menores tiempos de intervención a pozos.
 - Mantenimiento de superficie: Menor frecuencia en el mantenimiento de la infraestructura operativa por la mejora de las rutinas de mantenimiento y confiabilidad de los equipos; priorización de los mantenimientos a equipos críticos y altamente críticos para la operación.
 - Energía: Disminución de tarifas, mayor eficiencia por la entrada en operación de centros de generación propios e incremento de confiabilidad eléctrica.
 - Tratamiento de fluidos: Menor cantidad de químicos aplicados en el proceso, y disminución de tarifas por renegociación de contratos.
- Efecto tasa de cambio: -USD 0.03/Bl debido a la re-expresión de los costos en pesos a dólares a una mayor tasa de cambio representativa del mercado promedio (COP 2,946/USD en 3T 2016 vs COP2,936/USD en 3T 2015)

El indicador de costo de levantamiento por barril producido (sin tener en cuenta regalías) presenta un incremento del 35.2% entre el segundo trimestre y el tercer trimestre de 2016 (pasa de USD5.36/Bl a USD7.25/Bl) explicado por: i) entrada en operación del campo Gunflint (Golfo de

INFORMACION RELEVANTE

México de los Estados Unidos) de Ecopetrol America Inc. y ii) mayor ejecución de recursos, en línea con el comportamiento estacional del segundo semestre del año.

El indicador de costo de levantamiento por barril producido para el período de enero a septiembre de 2016, sin tener en cuenta regalías, arrojó un resultado de USD 5.79/Bl.

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

d. Transporte

Tabla 17 – Volúmenes Transportados

A	B	C	D	E	F	G
(kbpd)	3T 2015	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio %
Crudos	947.4	810.6	(14.4%)	982.7	876.6	(10.8%)
Refinados	247.6	265.6	7.3%	250.2	262.0	4.7%
Total	1,195.0	1,076.2	(9.9%)	1,232.9	1,138.6	(7.7%)

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

Crudo: El volumen de crudo transportado a través de los sistemas principales de Cenit S.A.S. y sus filiales durante el tercer trimestre de 2016 disminuyó 14.4% respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por la menor producción de hidrocarburos en el país, que generó una disminución en los volúmenes nominados y transportados en la mayor parte de los sistemas. Del volumen total de crudo transportado por oleoductos, aproximadamente 65% corresponde a crudo de propiedad de Ecopetrol.

Refinados: Los volúmenes transportados por Cenit S.A.S. durante el tercer trimestre de 2016 en Refinados se incrementaron en 7.3% frente al mismo periodo del año anterior, como resultado de: i) mayor utilización del sistema Cartagena - Barranquilla para abastecimiento de combustibles en el norte del país, y ii) mayor utilización de los sistemas de evacuación de la Refinería de Barrancabermeja para abastecimiento del interior del país. Del volumen total de productos transportados por poliductos, aproximadamente el 20% corresponde a productos propiedad de Ecopetrol.

Avances de los proyectos durante el tercer trimestre de 2016:

SAN FERNANDO – MONTERREY: Se culminó la construcción de las torres de la línea eléctrica y se continúa con el montaje electromecánico de la estación San Fernando.

INICIATIVA DE TRANSPORTE DE CRUDOS DE MAYOR VISCOSIDAD: Se iniciaron las actividades para realizar la dilución en Coveñas que viabiliza la venta de crudo a una viscosidad de 405 cSt³. Este proyecto permitirá transportar crudos más viscosos reduciendo los costos de dilución para los remitentes tanto en la compra de nafta como en su transporte por ductos.

OCENSA P135: El proyecto se encuentra en etapa de completamiento y pruebas de puesta en marcha, se estima una entrada en operación en el primer trimestre de 2017.

³ cSt: centistokes: es la unidad de viscosidad cinemática en el Sistema Cegesimal de Unidades.

INFORMACION RELEVANTE

Costo por Barril Transportado

Tabla 18 – Costo por Barril Transportado - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
USD/BI	3T 2015	2T 2016	3T 2016	U12M	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16
Costo de transporte	3.42	3.85	3.46	3.19	3.95	3.58

El indicador de costo por barril transportado para las empresas del Grupo Empresarial en el tercer trimestre del 2016 fue USD3.46/BI, que al compararse con el resultado para el mismo periodo del año anterior (USD3.42/BI) presenta un incremento del 1.2% explicado por:

- Efecto Volumen: +USD 0.34/BI por menor volumen transportado.
- Efecto Egresos: -USD 0.29/BI por optimizaciones en el proceso de operación y mantenimiento, eficiencias operativas alcanzadas en los sistemas de transporte y sinergias en el segmento.
- Efecto tasa de cambio: -USD 0.01/BI debido a la re-expresión de los costos en pesos a dólares a una mayor tasa de cambio representativa del mercado promedio (COP 2,946/USD en 3T 2016 vs COP 2,936/USD en 3T 2015)

El indicador de costo por barril transportado para las empresas del Grupo Empresarial en el acumulado del año asciende a USD 3.58/BI.

La porción en dólares del costo por barril transportado para el Grupo Empresarial es de 8%.

e. Refinación

Refinería de Cartagena:

El 11 de julio de 2016 se completó el arranque de todas las unidades del complejo con la entrada de la unidad de alquilación, pasando así al período de estabilización y prueba de desempeño, el cual irá hasta 2017. Durante este proceso de estabilización se están haciendo ajustes y se han detectado algunos cuellos de botella que se están solucionando para completar la operación óptima de la refinería.

En los nueve primeros meses del 2016, el volumen promedio de ventas locales de Reficar fue de 49.9 kbdc, 26% más que en el mismo período del 2015 (39.7 kbdc). 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 el año 2015.

En el acumulado del año se exportaron 80.5 kbdc, destacándose el inicio de las ventas internacionales de diésel de alto y bajo azufre en el mes de agosto (total acumulado cercano a los 2 millones de barriles). Para la carga de la refinería se importaron 55.5 kbdc de crudo, y se compraron en el mercado nacional 59.1 kbdc, suministrados éstos casi en su totalidad por compañías del Grupo Empresarial. Adicionalmente, se importaron 17.3 kbdc de productos.

La carga acumulada promedio fue de 113.5 kbdc, con una producción promedio de 113.1 kbdc.

INFORMACION RELEVANTE

En el tercer trimestre de 2016 finalizaron las pruebas de desempeño de las siguientes unidades: crudo, generación de hidrógeno, hidrot ratamiento de naftas, tratamiento merichem y neutralización de sodas gastadas en modo nafténico.

Refinería de Barrancabermeja:

Tabla 19 – Carga, Factor de utilización y Producción – Refinería Barrancabermeja

A	B	C	D	E	F	G
	3T 2015	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio %
Carga* (kbpd)	208.2	213.4	2.5%	219.5	214.6	(2.2%)
Factor de Utilización (%)	71.8%	74.4%	3.6%	76.4%	75.4%	(1.3%)
Producción Refinados (kbped)	209.6	213.8	2.0%	220.8	215.1	(2.6%)

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

Al comparar el tercer trimestre de 2016 frente al mismo periodo de 2015 se ve un aumento tanto de la carga de crudo como del factor de utilización y la producción de refinados, debido a que en este período del año anterior tuvo lugar un mantenimiento programado de la unidad de crudo U-200.

Costos y márgenes del segmento de Refinación

Tabla 20 – Costo Operativo de Caja - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
USD/BI	3T 2015	2T 2016	3T 2016	U12M	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16
Costo de refinación	4.33	4.33	4.51	4.08	4.51	4.11

El costo operativo de caja para el Grupo Empresarial⁴ en el tercer trimestre del 2016 fue USD 4.51/BI, que al compararse con el mismo periodo del 2015 (USD 4.33/BI), presenta un incremento del 4.1%, debido a:

- Efecto Costos: +USD 0.34/BI:
 - -USD 0.22/BI: Menores costos fijos asociado a las estrategias de optimización en mantenimiento, costos operacionales y servicios de soporte.
 - +USD 0.56/BI: Mayores costos de operación de Propilco, principalmente en materiales, suministros y servicios industriales, asociados a un mayor volumen producido y vendido en el tercer trimestre de 2016 versus el mismo período de 2015. Durante este mismo periodo la utilidad neta aumentó el 25%.
- Efecto Volumen: -USD 0.14/BI menores costos asociados a una mayor carga de crudo del Grupo Empresarial y a un mayor volumen de producción y ventas de Propilco en el tercer trimestre de 2016 frente al mismo trimestre de 2015.
- Efecto tasa de cambio: -USD 0.02/BI originados al re-expresar los costos en pesos a dólares a una mayor tasa de cambio representativa del mercado promedio (COP2,946/USD en 3T 2016 vs COP2,936/USD en 3T 2015).

El costo acumulado del año fue de USD 4.11/BI.

⁴ Incluye únicamente la operación de la refinería de Barrancabermeja y de Propilco

INFORMACION RELEVANTE

La porción en dólares correspondiente al costo de refinación es de 20%.

Tabla 21 – Margen de Refinación – Refinería Barrancabermeja

A	B	C	D	E	F	G
	3T 2015	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio %
Margen de Refinación (USD/bl)	16.7	13.4	(19.9%)	17.5	13.7	(21.9%)

La disminución en el margen bruto de refinación de Barrancabermeja entre el tercer trimestre de 2016 y el tercer trimestre de 2015 obedece principalmente a los menores diferenciales de los precios de productos frente al crudo, en línea con el comportamiento de los mercados internacionales.

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

a. Consolidación organizacional

Tabla 22 – Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

A	B	C	D	E
Indicador HSE*	3T 2015	3T 2016	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16
Índice de Frecuencia de Accidentalidad (accidentes / millón de horas hombre)	0.59	0.73	0.45	0.45
Incidentes Ambientales	2	4	6	5

*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.

b. Gobierno Corporativo

El 14 de septiembre de 2016 se llevó a cabo una reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol S.A. con el propósito de someter a consideración de los accionistas la elección de la Junta Directiva, debido a vacancias presentadas por la renuncia de los señores Gustavo Carvajal Sinisterra, Roberto Steiner Sampedro y Jorge Pinzón Sánchez.

Como resultado de la Asamblea General, la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. elegida para el período comprendido entre septiembre de 2016 a marzo de 2017 quedó integrada de la siguiente manera:

Tabla 23 – Composición Junta Directiva

Nombre	Calidad
Ministro de Hacienda y Crédito Público	No independiente
Director del Departamento Nacional de Planeación	No independiente
Ana Milena López Rocha	No independiente
Yesid Reyes Alvarado	Independiente
Jaime Ardila Gómez	Independiente
Carlos Cure Cure	Independiente
Joaquín Moreno Uribe	Independiente
Horacio Rueda Ferreira	Independiente
Juan José Echavarría Soto	Independiente

c. Responsabilidad Corporativa*Inversión Social:*

En el tercer trimestre de 2016 se invirtieron recursos para programas de Educación y Cultura por COP 2,638 millones. El valor acumulado entre enero y septiembre de 2016 llegó a COP 6,788 millones, distribuidos así: COP 6,371 millones para Educación y Cultura y COP 417 millones para Competitividad Regional.

IV. Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre

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

Español

Noviembre 16, 2016

7:30 a.m. Bogotá

7:30 a.m. Nueva York y Toronto (EDT)

Inglés

Noviembre 16, 2016

8:45 a.m. Bogotá

8:45 a.m. Nueva York y Toronto (EDT)

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

INFORMACION RELEVANTE
V. Anexos Grupo Ecopetrol
Tabla 1 - Compras Locales e Importaciones – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Compras Locales (kbped)	3T 2015	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio %
Crudo	152.9	155.2	1.5%	175.8	160.6	(8.6%)
Gas	1.5	2.5	66.7%	1.9	2.6	36.8%
Productos Refinados	6.2	3.7	(40.3%)	6.2	4.9	(21.0%)
Diluyente	2.7	0.3	(88.9%)	1.9	0.3	(84.2%)
Total	163.3	161.7	(1.0%)	185.8	168.4	(9.4%)
Importaciones (kbped)	3T 2015	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16	Cambio %
Crudo	4.9	65.3	1,232.7%	1.7	55.5	3,164.7%
Productos Refinados	154.7	95.7	(38.1%)	132.4	105.0	(20.7%)
Diluyente	53.6	54.0	0.7%	60.8	55.0	(9.5%)
Total	213.2	215.0	0.8%	194.9	215.5	10.6%

Se ajusta la información presentada en 2015 de productos refinados de: i) compra local: de 6.1 kbped a 6.2 kbped en 3T 2015 y de 15.3 kbped a 6.2 kbped en ene-sep de 2015 y ii) importación de 176.2 kbped a 154.7 kbped en 3T 2015 y de 210.9 kbped a 132.4 kbped en ene-sep de 2015, para corregir el valor de las compras de materia prima de Propilco. Se excluye el producto degradado a diluyente en la línea de compras locales de diluyente (4.9 kbd en 3T 2015 y 5.5 kbd en ene-sep de 2015) puesto que no es una compra.

Tabla 2 – Estado de Ganancias o Pérdidas– Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	3T 2015*	3T 2016*	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 16*
Ingresos				
Nacionales	6,851	6,049	18,953	18,195
Exterior	6,152	6,134	20,361	16,224
Total Ingresos	13,003	12,183	39,314	34,419
Costo de Ventas				
Costos Variables:	6,775	6,102	20,318	17,852
Productos importados	3,624	4,087	9,307	8,654
Compras nacionales	1,386	310	4,918	3,605
Depreciación, amortización y agotamiento	1,278	1,402	3,769	3,799
Servicios de transporte de hidrocarburos	442	185	971	635
Variación de inventarios y otros	45	118	1,353	1,159
Costos Fijos:	2,287	2,636	6,720	6,679
Depreciación	340	665	992	1,698
Servicios contratados	611	569	1,906	1,623
Mantenimiento	513	636	1,512	1,362
Costos laborales	391	440	1,166	1,099
Otros	432	326	1,144	897
Total Costo de Ventas	9,062	8,738	27,038	24,531
Utilidad Bruta	3,941	3,445	12,276	9,888
Gastos Operacionales	1,091	905	3,519	3,268
Gastos de administración	834	811	2,925	2,833
Gastos de exploración y proyectos	257	94	594	435
Utilidad Operacional	2,850	2,540	8,757	6,620
Resultado Financiero, Neto	(693)	(902)	(3,002)	(1,404)
Diferencia en cambio, neto	(46)	(170)	(1,672)	830
Intereses, neto	(518)	(643)	(910)	(1,790)
Ingresos (Gastos) financieros	(129)	(89)	(420)	(444)
Resultados de Participación en Compañías	(37)	45	11	14
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	2,120	1,683	5,766	5,230
Provisión Impuesto a las ganancias	(1,233)	(1,237)	(2,828)	(3,184)
Ganancia Neta Consolidada	887	446	2,938	2,046
Interés no controlante	(233)	(217)	(617)	(667)
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	654	229	2,321	1,379
EBITDA	4,698	4,886	15,003	13,545
Margen Ebitda	36.1%	40.1%	38.2%	39.4%

* Información no auditada

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

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 3 – Balance General – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
Miles de Millones (COP)	Jun 16*	Sep 16*	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	7,918	7,713	(2.6%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	3,653	3,806	4.2%
Inventarios	3,158	3,259	3.2%
Activos por impuestos corrientes	4,840	2,396	(50.5%)
Activos financieros disponibles para la venta	276	295	6.9%
Otros activos financieros	1,619	4,568	182.1%
Otros activos	1,004	1,519	51.3%
Total Activos Corrientes	22,468	23,556	4.8%
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,746	1,770	1.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	886	687	(22.5%)
Propiedades, planta y equipo	62,258	61,569	(1.1%)
Recursos naturales y del medio ambiente	23,309	22,468	(3.6%)
Intangibles	388	372	(4.1%)
Activos por impuestos diferidos	7,682	7,344	(4.4%)
Otros activos financieros	898	1,571	74.9%
Otros activos no corrientes	1,768	1,785	1.0%
Total Activos No Corrientes	98,935	97,566	-1.4%
Total Activos	121,403	121,122	-0.2%
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	4,924	5,057	2.7%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	5,238	5,461	4.3%
Provisiones por beneficios a empleados	1,289	1,418	10.0%
Pasivos por impuestos corrientes	2,278	2,771	21.6%
Provisiones y contingencias	654	656	0.3%
Otros pasivos corrientes	351	451	28.5%
Total Pasivos Corrientes	14,734	15,814	7.3%
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	48,509	46,913	(3.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	11	19	72.7%
Provisiones por beneficios a empleados	2,160	2,055	(4.9%)
Pasivos por impuestos diferidos	3,752	3,592	(4.3%)
Provisiones y contingencias	5,553	5,687	2.4%
Otros pasivos no corrientes	384	336	(12.5%)
Total Pasivos No Corrientes	60,369	58,602	-2.9%
Total Pasivos	75,103	74,416	-0.9%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	44,514	45,005	1.1%
Interes no Controlante	1,786	1,701	(4.8%)
Total Patrimonio	46,300	46,706	0.9%
Total Pasivos y Patrimonio	121,403	121,122	-0.2%

* Información no auditada. Algunas cifras presentadas al 30 de junio del 2016 fueron reclasificadas para efectos comparativos.

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

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	3T 2015*	3T 2016*	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 16*
Utilidad Consolidada	887	446	2,938	2,046
Elementos del otro Resultado Integral, Neto de Impuestos				
Diferencias de cambio en conversiones acumuladas	4,710	(151)	6,107	(1,830)
Ganancias (pérdidas) en activos financieros disponibles para la venta	11	19	(134)	120
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(2,313)	200	(2,313)	1,302
Coberturas inversión neta negocios en el extranjero	0	54	0	261
Coberturas flujo de efectivo - instrumentos financieros derivados	(52)	(10)	(55)	35
Mediciones de planes de beneficios definidos	(64)	124	(110)	353
Otros menores	0	12	0	3
Total otro Resultado Integral	2,292	248	3,495	244
Total Resultado Integral	3,179	694	6,433	2,290
Atribuible:				
A los accionistas	2,859	493	5,695	1,677
Participación no controladora	320	201	738	613
Total Resultado Integral	3,179	694	6,433	2,290

* 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)	3T 2015*	3T 2016*	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 16*
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación:				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas	654	229	2,321	1,379
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:				
Participación de accionistas no controlantes	233	217	617	667
Cargo por impuesto a las ganancias	1,233	1,237	2,828	3,184
Depreciación, agotamiento y amortización	1,673	2,094	4,921	5,670
(Utilidad) pérdida por diferencia en cambio	46	170	1,672	(830)
Costo financiero reconocido en resultados	737	916	1,604	2,530
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	(7)	(18)	12	12
Impairment de activos	12	64	(98)	109
Ganancia por valoración de activos financieros	(65)	(51)	(68)	(44)
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	37	(45)	(11)	(14)
Pozos secos	194	0	442	154
(Ganancia) pérdida en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	(72)	0	(72)	13
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	167	115	167	514
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(641)	1,267	(2,908)	815
Impuesto de renta pagado	(60)	(357)	(3,135)	(3,745)
Efectivo Neto Generado por las Actividades de Operación	4,141	5,838	8,292	10,414
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión:				
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,960)	(769)	(5,445)	(2,223)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,214)	(351)	(5,167)	(1,316)
Adquisiciones de intangibles	(39)	(10)	(76)	(46)
Ingreso por venta de instrumentos financieros medidos a valor razonable	633	0	633	725
(Compra) venta de otros activos financieros	1,864	(3,616)	(363)	(4,793)
Intereses recibidos	115	123	296	287
Dividendos recibidos	10	165	121	196
Ingresos por venta de activos	33	23	58	110
Efectivo Neto Usado en Actividades de Inversión	(1,558)	(4,435)	(9,943)	(7,060)
Flujo de Efectivo en Actividades de Financiación:				
Aumento neto de préstamos y financiamientos	(2,310)	(815)	4,989	1,599
Pago de intereses	(611)	(774)	(1,316)	(2,017)
Dividendos pagados	(385)	(288)	(1,213)	(1,393)
Efectivo Neto (Usado) Generado en Actividades de Financiación	(3,306)	(1,877)	2,460	(1,811)
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	745	269	1,482	(380)
Aumento en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	22	(205)	2,291	1,163
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	9,285	7,918	7,016	6,550
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	9,307	7,713	9,307	7,713

* 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)	3T 2015*	3T 2016*	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 16*
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA				
Utilidad neta atribuible a los accionistas	654	229	2,321	1,379
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,673	2,094	4,921	5,670
+/- Deterioros activos a largo plazo	5	2	17	61
+/- Resultado financiero, neto	693	902	3,002	1,404
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,233	1,237	2,828	3,184
+ Otros Impuestos	207	205	1,297	1,180
+/- Interes no controlante	233	217	617	667
EBITDA Consolidado	4,698	4,886	15,003	13,545

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

Tabla 7 – Conciliación del EBITDA por Segmento – (3T 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	271	(491)	448	1	229
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,460	382	252	0	2,094
+/- Deterioros activos a largo plazo	3	0	(1)	0	2
+/- Resultado financiero, neto	618	160	107	17	902
+ Provisión impuesto a las ganancias	375	188	675	(1)	1,237
+ Otros Impuestos	89	87	29	0	205
+/- Interes no controlante	0	(2)	219	0	217
EBITDA Consolidado	2,816	324	1,729	17	4,886

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

Tabla 8 – Conciliación del EBITDA por Segmento (3T 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	(241)	147	835	(87)	654
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,329	113	231	0	1,673
+/- Deterioros activos a largo plazo	1	4	0	0	5
+/- Resultado financiero, neto	331	282	54	26	693
+ Provisión impuesto a las ganancias	247	239	747	0	1,233
+ Otros Impuestos	78	103	25	1	207
+/- Interes no controlante	0	0	233	0	233
EBITDA Consolidado	1,745	888	2,125	(60)	4,698

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

Tabla 9 – Conciliación del EBITDA por Segmento (Acumulado 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	230	(968)	2,130	(13)	1,379
+ Depreciación, agotamiento y amortización	3,931	1,004	735	0	5,670
+/- Deterioros activos a largo plazo	1	61	(1)	0	61
+/- Resultado financiero, neto	627	497	216	64	1,404
+ Provisión impuesto a las ganancias	428	556	2,200	0	3,184
+ Otros Impuestos	556	384	240	0	1,180
+/- Interes no controlante	0	(5)	672	0	667
EBITDA Consolidado	5,773	1,529	6,192	51	13,545

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

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 10 – Conciliación del EBITDA por Segmento (Acumulado 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	233	143	2,134	(189)	2,321
+ Depreciación, agotamiento y amortización	3,916	363	642	0	4,921
+/- Deterioros activos a largo plazo	7	10	0	0	17
+/- Resultado financiero, neto	2,143	623	194	42	3,002
+ Provisión impuesto a las ganancias	673	351	1,804	0	2,828
+ Otros Impuestos	617	410	269	1	1,297
+/- Interes no controlante	0	(2)	619	0	617
EBITDA Consolidado	7,589	1,898	5,662	(146)	15,003

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

Tabla 11 – Sensibilización de la Utilidad Trimestral (2015)

En la siguiente tabla se puede observar cuál sería la utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol para el primer, segundo y tercer trimestre de 2015, si se hubiese aplicado la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo desde el primero de enero del 2015. Esta política fue aprobada y reconocida contablemente durante el tercer trimestre de 2015.

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	1T 2015	2T 2015	3T 2015	Ene-Sep 15
Utilidad Neta Reportada	160	1,507	654	2,321
Efectos en:				
Resultado financiero (a)	984	39	630	1,653
Ingresos (b)	(12)	(30)	(125)	(167)
Impuesto de renta diferido (c)	(395)	(9)	(1,082)	(1,486)
Total efectos	577	0	(577)	0
Utilidad Neta IFRS Local Sensibilizada	737	1,507	77	2,321

(a) El impacto en el resultado financiero corresponde al efecto de haber aplicado la política de contabilidad de coberturas de la deuda designada (USD 5,440 millones), cuya diferencia en cambio se reconoce en el Otro Resultado Integral dentro del Patrimonio.

(b) Reconocimiento en el resultado del periodo de las diferencias en cambio de los ingresos y la deuda una vez los ingresos por exportación de crudo se llevan a cabo.

(c) El impacto en impuesto diferido se presenta por el reconocimiento de la diferencia temporal del tratamiento de la valoración por tasa de cambio en materia contable y fiscal.

VI. Anexos Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias
Exploración y Producción
1. Hocol:
Tabla 12 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	3T 2015*	3T 2016*	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 16*
Ventas locales	112	59	345	217
Ventas al exterior	181	211	542	491
Ventas Totales	293	270	887	708
Costos variables	182	163	453	413
Costos fijos	85	59	289	194
Costo de Ventas	267	222	742	607
Utilidad Bruta	26	48	145	101
Gastos operativos	10	27	101	103
Utilidad Operacional	16	21	44	(2)
Ingresos (Gastos) financieros	(26)	8	(29)	24
Participación en resultados de compañías 1	15	14	41	45
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	5	43	56	67
Impuesto a las ganancias	12	(16)	(28)	(10)
Utilidad Neta	17	27	28	57
EBITDA	161	106	426	257
Margen EBITDA	54.9%	39.3%	48.0%	36.3%

* 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

Tabla 13 – Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Jun 16	Sep 16
Activos corrientes	903	896
Activos no corriente	2,301	2,190
Total Activos	3,204	3,086
Pasivos corrientes	629	519
Pasivos no corrientes	174	185
Total Pasivos	803	704
Patrimonio	2,401	2,382
Total Pasivo y Patrimonio	3,204	3,086

INFORMACION RELEVANTE
2. Savia Perú:
Tabla 14 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millones de USD	3T 2015*	3T 2016*	Ene-Ago 15*	Ene-Ago 16*
Ventas locales	25	25	119	69
Ventas al exterior	0	0	0	0
Ventas Totales	25	25	119	69
Costos variables	19	15	69	43
Costos fijos	11	19	58	56
Costo de Ventas	30	34	127	99
Utilidad Bruta	(4)	(8)	(8)	(30)
Otros Ingresos (gastos) operativos	(8)	(4)	(30)	(9)
Utilidad Operacional	(12)	(12)	(39)	(39)
Ingresos (Gastos) financieros	(1)	1	(2)	(1)
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	(13)	(11)	(40)	(40)
Impuesto a las Ganancias	2	1	8	8
Utilidad Neta	(11)	(10)	(32)	(33)
EBITDA	3	2	30	3
Margen EBITDA	12.7%	9.2%	24.9%	4.4%

* 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 15 – Balance General

A	B	C
Millones de USD	May 16	Ago 16
Activos corrientes	104	116
Activos no corriente	637	623
Total Activos	740	739
Pasivos corrientes	49	60
Pasivos no corrientes	235	233
Total Pasivos	284	293
Patrimonio	457	447
Total Pasivo y Patrimonio	740	739

INFORMACION RELEVANTE
3. Equión:
Tabla 16– Estado de Resultados

A	B	C	D	E
	3T 2015*	3T 2016*	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 16*
Miles de Millones (COP)				
Ventas locales	124	49	280	214
Ventas al exterior	236	252	643	663
Ventas Totales	360	301	923	877
Costos variables	219	183	546	631
Costos fijos	50	40	140	113
Costo de Ventas	269	223	686	744
Utilidad Bruta	91	78	237	133
Otros Ingresos (gastos) operativos	(6)	5	(17)	(31)
Utilidad Operacional	85	83	220	102
Ingresos (Gastos) financieros	16	23	36	48
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	101	106	256	150
Impuesto a las ganancias	(185)	(4)	(241)	(96)
Utilidad Neta	(84)	102	15	54
EBITDA	273	234	695	671
Margen EBITDA	75.8%	77.7%	75.3%	76.5%

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

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

Tabla 17– Balance General

A	B	C
	Jun 16	Sep 16
Miles de Millones (COP)		
Activos corrientes	1,097	913
Activos no corriente	1,624	1,483
Total Activos	2,721	2,396
Pasivos corrientes	504	375
Pasivos no corrientes	223	199
Total Pasivos	727	574
Patrimonio	1,994	1,822
Total Pasivo y Patrimonio	2,721	2,396

Refinación y Petroquímica
1. Essentia (Propilco):
Tabla 18– Ventas Volumétricas

A	B	C	D	E
Ventas (toneladas)	3T 2015	3T 2016	Ene-Sep 2015	Ene-Sep 2016
Polipropileno	113,839	122,455	320,504	348,961
Masterbatch	3,695	2,969	10,071	10,869
Polietileno	8,346	7,977	26,150	20,410
Total	125,880	133,401	356,725	380,240

Tabla 19 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	3T 2015*	3T 2016*	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 16*
Ventas locales	183	177	528	536
Ventas al exterior	311	324	828	924
Ventas Totales	494	501	1,356	1,460
Costos variables	342	371	1,052	1,036
Costos fijos	22	27	66	77
Costo de Ventas	364	398	1,118	1,113
Utilidad Bruta	130	103	238	347
Gastos operativos	39	41	113	122
Utilidad Operacional	91	62	125	225
Ingresos (Gastos) financieros	(13)	1	(22)	0
Participación en resultados de compañías 1	10	34	36	79
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	88	97	139	304
Impuesto a las ganancias	(32)	(27)	(39)	(91)
Utilidad Neta	56	70	100	213
EBITDA	98	75	150	257
Margen EBITDA	19.8%	15.0%	11.1%	17.6%

* 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 20 – Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Jun 16	Sep 16
Activos corrientes	861	943
Activos no corriente	1,010	926
Total Activos	1,871	1,869
Pasivos corrientes	380	344
Pasivos no corrientes	97	97
Total Pasivos	477	441
Patrimonio	1,394	1,428
Total Pasivo y Patrimonio	1,871	1,869

INFORMACION RELEVANTE
2. Reficar:
Tabla 21 – Ventas Volumétricas

A	B	C	D	E
Ventas (kbped)	3T 2015	3T 2016	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16
Local	42.0	53.9	39.7	49.9
Exportación	0.0	89.9	0.0	80.5
Total	42.0	143.8	39.7	130.4

Tabla 22 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	3T 2015*	3T 2016*	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 16*
Ventas locales	827	780	2,147	2,154
Ventas al exterior	0	1,049	0	2,391
Ventas Totales	827	1,829	2,147	4,545
Costos variables	754	1,635	1,991	4,335
Costos fijos	46	428	134	760
Costo de Ventas	800	2,063	2,125	5,095
Utilidad Bruta	27	(234)	22	(550)
Otros Ingresos (gastos) operativos	241	206	580	707
Utilidad Operacional	(214)	(440)	(558)	(1,257)
Ingresos (Gastos) financieros	(46)	(148)	(3)	(409)
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	(260)	(588)	(561)	(1,666)
Impuesto a las ganancias	(1)	8	31	71
Utilidad Neta	(261)	(580)	(530)	(1,595)
EBITDA	(171)	(169)	(360)	(519)
Margen EBITDA	-20.7%	-9.2%	-16.8%	-11.4%
Margen Bruto (ventas totales - costos variables)	73	194	156	210

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

Tabla 23 – Balance General

A	B	C
Miles de Millones (COP)	Jun 16	Sep 16
Activos corrientes	1,498	1,759
Activos no corriente	24,660	24,182
Total Activos	26,158	25,941
Pasivos corrientes	2,279	2,330
Pasivos no corrientes	14,929	14,934
Total Pasivos	17,208	17,264
Patrimonio	8,950	8,677
Total Pasivo y Patrimonio	26,158	25,941

Transporte
1. Cenit:
Tabla 24 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	3T 2015*	3T 2016*	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 16*
Ventas locales	986	976	2,797	3,055
Ventas al exterior	0	0	0	0
Ventas Totales	986	976	2,797	3,055
Costos variables	33	40	103	135
Costos fijos	446	555	1,394	1,348
Costo de Ventas	479	595	1,497	1,483
Utilidad Bruta	507	381	1,300	1,572
Gastos operativos	56	63	210	230
Utilidad Operacional	451	318	1,090	1,342
Ingresos (Gastos) financieros	314	(62)	415	(60)
Participación en resultados de compañías 1	514	461	1,358	1,402
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	1,279	717	2,863	2,684
Impuesto a las ganancias	(369)	(210)	(604)	(614)
Utilidad Neta	910	507	2,259	2,070
EBITDA	563	439	1,508	1,776
Margen EBITDA	57.1%	45.0%	53.9%	58.1%

* 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 25 – Balance General

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

INFORMACION RELEVANTE
Biocombustibles
1. Ecodiesel
Tabla 26– Ventas Volumétricas

A	B	C	D	E
Ventas Totales (kbped)	3T 2015	3T 2016	Ene-Sep 15	Ene-Sep 16
Biodiesel	2.4	2.2	2.3	2.2
Glicerina	0.2	0.2	0.2	0.2
Total	2.6	2.3	2.5	2.4

Tabla 27 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	3T 2015*	3T 2016*	Ene-Ago 15*	Ene-Ago 16*
Ventas locales	99	89	248	254
Ventas al exterior				
Ventas Totales	99	89	248	254
Costos variables	83	79	213	220
Costos fijos				
Costo de Ventas	83	79	213	220
Utilidad Bruta	16	10	35	34
Gastos operativos	3	4	9	11
Utilidad Operacional	13	6	26	23
Ingresos (Gastos) financieros	(1)	(1)	(2)	(1)
Participación en resultados de compañías 1				
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	12	6	24	22
Impuesto a las ganancias	(1)	(2)	(4)	(4)
Utilidad Neta	11	4	20	18
EBITDA	14	8	30	27
Margen EBITDA	14.5%	9.0%	12.1%	10.7%

* 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 28 – Balance General

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

VII. Deuda Grupo Empresarial
Tabla 29 – Deuda de largo plazo – Grupo Empresarial Ecopetrol*

A	B	C	D
Compañía	Moneda Extranjera (USD)	Moneda Local (COP**)	Total
Ecopetrol	11,837	1,608	13,445
Reficar	2,915	-	2,915
Bicentenario	-	553	553
ODL	-	315	315
Bioenergy	-	166	166
Ocensa	500	-	500
Total	15,252	2,642	17,894

*Valor nominal de la deuda a septiembre 30 de 2016, sin incluir causación de intereses. Incluye crédito local con Bancolombia que se encontraba vigente a la fecha de corte.

**Cifras expresadas en millones de dólares equivalentes con la TRM al 30 de septiembre de 2016.