

Grupo Empresarial Ecopetrol presenta sus resultados para el tercer trimestre y el acumulado del año 2015¹

- Los resultados del Grupo Empresarial Ecopetrol en el tercer trimestre de 2015 registran: un EBITDA de COL\$4.7 billones de pesos y una utilidad de COL\$654 mil millones.
- Ecopetrol S.A. logra ahorros de COL\$1.6 billones de pesos frente a la meta de COL\$1.4 billones para 2015.
- La producción del Grupo Empresarial en los 9 primeros meses del año llegó a 761 kbped, aumentó en 9 kbped frente al mismo período de 2014.

Bogotá, noviembre 17 de 2015. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; TSX: ECP) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Empresarial para el tercer trimestre y el acumulado del año 2015, preparados y presentados en pesos colombianos (COL\$) de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) aplicables en Colombia.

Tabla 1: Resultados Financieros Consolidados más Relevantes del Grupo

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
(Millardos de COL\$)	III trim. 15*	III trim. 14*	Cambio \$	Cambio %	II trim. 15*	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 14*	Cambio \$	Cambio %
Ventas Totales	13,003.4	16,813.7	(3,810.3)	(22.7%)	14,009.6	39,313.8	51,717.2	(12,403.4)	(24.0%)
Utilidad Operacional	2,850.1	4,443.5	(1,593.4)	(35.9%)	3,549.2	8,757.2	15,620.5	(6,863.3)	(43.9%)
Ganancia Neta Consolidada	886.5	1,885.0	(998.5)	(53.0%)	1,695.5	2,938.0	8,708.8	(5,770.8)	(66.3%)
Interés no Controlado	(232.4)	(154.0)	(78.4)	50.9%	(188.9)	(617.3)	(492.6)	(124.7)	25.3%
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol**	654.1	1,731.0	(1,076.9)	(62.2%)	1,506.6	2,320.7	8,216.2	(5,895.5)	(71.8%)
Otro Resultado Integral	2,203.0	1,209.7	993.3	82.1%	459.1	3,374.5	920.8	2,453.7	266.5%
EBITDA	4,698.4	6,344.3	(1,645.9)	(25.9%)	5,521.9	15,003.0	21,241.7	(6,238.7)	(29.4%)
Margen EBITDA	36.1%	37.7%			39.4%	38.2%	41.1%		

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

** De acuerdo con la NIC 1 "Presentación de estados financieros" en su párrafo 83 se 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.

Nota: Para utilidades sensibilizadas con Contabilidad de Coberturas para cada uno de los trimestres, remitirse a la tabla 12 del capítulo "Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía".

¹ Según el artículo 3 del Decreto 2784 del 28 de diciembre de 2012, la fecha de aplicación del nuevo Marco Técnico Normativo es 31 de diciembre de 2015, de forma que la información financiera presentada de manera previa a dicha fecha es de carácter preliminar y puede sufrir ajustes. La información presentada en este reporte no ha sido auditada.

Tal como lo indican los párrafos 9 y 18 de la NIC 27 "Estados Financieros consolidados y separados", Ecopetrol y su Grupo Empresarial deben presentar sus estados financieros consolidados como si se tratase de una sola entidad, en la cual se deben combinar, línea por línea, los estados financieros de la Compañía controladora y sus subsidiarias, agregando las partidas que representen activos, pasivos, patrimonio, ingresos y gastos de contenido similar, eliminando las partidas recíprocas entre el grupo empresarial y reconociendo la participación de la parte no controlada.

El presente informe no es comparable línea a línea con el informe publicado en el tercer trimestre de 2014, el cual fue presentado de acuerdo con el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) de la Contaduría General de la Nación de Colombia. Para efectos de análisis comparativo, los resultados financieros ya presentados en el tercer trimestre de 2014 se re-expresan en el presente informe bajo NIIF.

La Compañía realizó un cambio en la metodología de cálculo del EBITDA, para mayor información remitirse a la página 11.

Algunas cifras explicativas en este reporte están expresadas en dólares de los Estados Unidos (US\$) y así se indica cuando corresponde. Las tablas que se presentan en el reporte han sido redondeadas a un decimal. Las cifras expresadas en millardos de COL\$ equivalen a COL\$1 mil millones.

INFORMACION RELEVANTE

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

“La industria continuó en un entorno complejo dados los menores precios del crudo y los consecuentes ajustes en inversiones, costos y gastos, observados en las empresas de petróleo y gas. Ecopetrol, adicionalmente, ha respondido a retos impuestos por los ataques a la infraestructura petrolera, el Fenómeno del Niño, el cierre de la frontera con Venezuela y a la devaluación de la tasa de cambio. La Empresa ha venido reinventándose para hacer frente a esta nueva realidad, mediante el programa de transformación contenido en la estrategia 2015-2020; la implementación del programa de transformación logra aumentar la eficiencia de forma estructural y fortalece una cultura organizacional basada en los principios de: integridad, colaboración y creatividad.

El plan de transformación incluye además un programa integral de recobro mejorado de petróleo que busca maximizar el potencial de los campos actuales y fortalecer nuestro posicionamiento en las Américas como referente en este tipo de actividad. Ecopetrol logró a Septiembre ahorros presupuestales del orden de COL\$1.6 billones de pesos, superando la meta inicial de COL\$1.4 billones de pesos definida para 2015. Esta cifra refleja tanto ahorros estructurales como la racionalización de algunas actividades. Este esfuerzo se evidencia en la reducción de los costos de producción/ barril de la compañía: el costo de levantamiento/ barril del 3T 2015 fue de US\$6.89 /BI, frente a US\$7.47/BI en el 2T 2015 y US\$10.70/BI en el 3T 2014. El costo de levantamiento/barril acumulado 2015 fue de US\$7.29 /BI, frente a US\$10.91 /BI en el acumulado 2014, reflejando una reducción de US\$1.03/BI atribuible a las estrategias de eficiencia y reducción de costos y -US\$2.61 atribuible a la tasa de cambio.

La Empresa se ha impuesto un nuevo desafío para lograr ahorros presupuestales en 2015 por COL\$2.2 billones de pesos. Buscando amortiguar parte del efecto de un menor precio internacional del crudo a través de eficiencias y menores costos de servicios, compras, servicios petroleros y de mantenimiento, entre otros.

Adicionalmente, en el tercer trimestre Ecopetrol generó valor para sus accionistas a través de la rotación de su portafolio de activos, culminando la primera etapa de la enajenación de su participación accionaria en la Empresa de Energía de Bogotá, de la cual obtuvo recursos por COL\$614 mil millones de pesos; abrió también la primera ronda del proceso de venta de Interconexión Eléctrica S.A.

Otras oportunidades de negocio se materializaron en la zona del Magdalena Medio con Occidental Andina LLC (OXY) para desarrollar un proyecto piloto. De ser exitoso, podría incorporar a las reservas de la compañía hasta 100 millones de barriles de crudo en el campo La Cira-Infantas. Con la compañía canadiense Parex Resources, en el campo Aguas Blancas, se adelantará otro piloto orientado a recuperar 55 millones de barriles de crudo liviano.

En el frente de producción se fortaleció el recobro mejorado con 28 pilotos de recobro en ejecución, de los cuales 16 demuestran resultados positivos en incremento en presión y 14 en aumento en producción de crudo. En los últimos 5 años Ecopetrol ha añadido 187 millones de barriles de reservas probadas por medio de recobro mejorado, en lo cual es pionero, y ha tenido resultados probados como el del campo La Cira-Infantas. Por medio de la inyección de vapor se elevó la producción de 5 mil barriles/día en 2005 a 40 mil barriles/día en 2015. Los procesos son cada vez más eficientes: entre 2014 y 2015 se redujo el número de días de perforación por pozo de 34 a 26 días en el campo Castilla y de 36 a 20 días en Chichimene.

En los primeros 9 meses del año 2015 la producción acumulada del grupo empresarial fue de 761 kbped, 9 mil barriles más que el año anterior. Este resultado se logró a pesar de la caída de casi

INFORMACION RELEVANTE

2% en la producción en el 3T 2015 versus 3T 2014, por los atentados al oleoducto Caño Limón-Coveñas, la declinación de algunos campos y el menor nivel de los precios que afectó algunos campos con contratos de cláusulas de precios altos. La mayor actividad en los campos Castilla y Chichimene ha mitigado el impacto de esos eventos. Actualmente, bajo mejores condiciones de orden público, la producción se ha recuperado, para llegar a la meta de 760 mil barriles equivalentes/ día en 2015.

En exploración, en el último año hubo los descubrimientos de Orca y Kronos costa afuera en el Caribe colombiano. La campaña exploratoria también incluyó la perforación del pozo Calasú en el mar Caribe y dos pozos en tierra firme: Muérgana Sur ubicado en los Llanos Orientales y Champeta ubicado en el Valle Inferior del Magdalena. Así mismo, se adicionó bloques en cuencas de interés: 3 en asociación con Anadarko (Ecopetrol 50% y Anadarko operador, 50%) y otro 100% Ecopetrol, en el Lease Sale 426 por el BOEM (Bureau of Ocean Energy Management) de los Estados Unidos en el Golfo de México.

En refinación, el 21 de octubre la nueva refinería de Cartagena cumplió un hito clave en su proceso de encendida y puesta en marcha con la introducción de hidrocarburos a la Unidad de Crudo. El primer cargamento de refinados se dará en el mes de noviembre. Este es el primer paso para la entrada secuencial de las 31 plantas que componen la nueva refinería de Cartagena, capaz de producir combustibles limpios que cumplen los más altos estándares ambientales de los mercados internacionales. Las plantas estarían operando en conjunto durante el segundo trimestre de 2016. Esta nueva refinería, considerada la más moderna de América Latina, se estima pasará en 2016 de una capacidad de 80 mil a 165 mil barriles/día, y de un factor de conversión del 74% a 97%, con una mayor flexibilidad para procesar crudos pesados. Ecopetrol concluye así 9 años de inversiones en esta refinería, lo que exigió aportes significativos de caja, que ahora podrá enfocar a los segmentos de exploración y producción.

En la refinería de Barrancabermeja, el margen bruto fue de US\$16.7/Bl en el 3T 2015 versus US\$15.5/Bl en el 3T 2014, debido a la implementación de iniciativas para transformar corrientes como el GLP y los fondos de vacío en diluyente para crudos pesados y al comportamiento de los precios internacionales de productos refinados frente al crudo.

En transporte, se consolidó la infraestructura para dar confiabilidad al almacenamiento de crudo en Coveñas, con dos tanques de 420 mil barriles de capacidad cada uno, que entran en operación en el 4T 2015. Con el fin de verificar el desempeño de los sistemas de transporte con crudos de mayor viscosidad, en el mes de septiembre se realizó una prueba en los oleoductos que transportan crudo pesado de exportación (ODL y Oensa). El resultado de la prueba fue exitoso, lo que permitirá reducir el consumo de diluyente en el 2016. Este es un paso importante en eficiencia, es la materialización de una estrategia que busca reducir el costo de dilución, especialmente importante para la producción y rentabilidad de los crudos pesados.

A pesar de la caída de la producción (-4%) y del precio de la canasta de crudo (-26%) entre el 2T y el 3T de 2015, el Grupo tuvo un margen EBITDA del 36% y generó un EBITDA de COL\$4.7 billones en el tercer trimestre de 2015, frente a COL\$5.5 billones en el segundo trimestre de 2015. Esto gracias al continuo esfuerzo de todos los segmentos para obtener mayores economías en su operación y con la fortaleza que nos da ser una empresa integrada.

El resultado financiero de COL\$654 mil millones de pesos en el tercer trimestre de 2015 refleja la adopción de la política contable de Contabilidad de Coberturas de acuerdo a lo establecido en la norma internacional de contabilidad IAS 39. La adopción de esta norma permite que el efecto de la "Diferencia en Cambio", sobre parte del portafolio de deuda en dólares, se refleje en el patrimonio, teniendo en cuenta que los ingresos por exportación de crudo de Ecopetrol le generan una cobertura natural. Ecopetrol ha hecho uso así de una herramienta que le permite reflejar en sus

INFORMACION RELEVANTE

estados financieros la gestión del riesgo de la tasa de cambio de acuerdo con la naturaleza de su negocio.

La compañía ha respondido a los grandes retos que le impone el entorno de precios bajos, los desafíos de los ataques a la infraestructura, el Fenómeno del Niño y el cierre de la frontera con Venezuela. Gestionó su desempeño con base en la disciplina financiera, la eficiencia en la operación y la gestión de inversiones. Continúa enfocada en generar valor para los grupos de interés y en asegurar el crecimiento rentable bajo los lineamientos de su nueva estrategia y su sostenibilidad y solidez financiera en el largo plazo.”

Grupo Empresarial Ecopetrol presenta sus resultados para el tercer trimestre y el acumulado del año 2015

I.	Resultados Financieros Consolidados	6
a.	Ventas volumétricas.....	6
b.	Comportamiento de los precios: crudos, productos y gas	7
c.	Estado de Resultados	9
d.	Balance General.....	12
e.	Resultados por segmentos	13
f.	Resultado de iniciativas de reducción de costos y gastos	16
g.	Gestión de Portafolio	17
h.	Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía	19
II.	Resultados Operativos.....	21
a.	Inversiones	21
b.	Exploración	21
c.	Producción.....	23
d.	Transporte.....	26
e.	Refinación.....	28
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	44

INFORMACION RELEVANTE
I. Resultados Financieros Consolidados
a. Ventas volumétricas
Tabla 2 – Ventas Volumétricas

A	B	C	D	E	F	G
Ecopetrol S.A. (consolidado)						
Volumen de Venta Local (kbped)	III trim. 2015	III trim. 2014	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %
Crudo	4.2	24.8	(83.1%)	12.3	26.4	(53.4%)
Gas Natural	79.6	83.7	(4.9%)	82.9	81.8	1.3%
Gasolinas	97.0	82.7	17.3%	94.0	84.3	11.5%
Destilados Medios	147.3	143.3	2.8%	143.8	141.6	1.6%
GLP y Propano	17.5	15.1	15.9%	16.2	14.8	9.5%
Combustóleo	4.5	1.8	150.0%	5.2	2.7	92.6%
Industriales y Petroquímicos	21.5	19.2	12.0%	21.0	20.2	4.0%
Total Venta Local	371.6	370.6	0.3%	375.4	371.8	1.0%
Volumen de Exportación (kbped)	III trim. 2015	III trim. 2014	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %
Crudo	497.5	560.1	(11.2%)	548.0	528.2	3.7%
Productos	63.9	82.3	(22.4%)	65.9	86.8	(24.1%)
Gas Natural	6.0	14.9	(59.7%)	10.4	18.8	(44.7%)
Total Venta de Exportación	567.4	657.3	(13.7%)	624.3	633.8	(1.5%)
Total Volumen Vendido	939.0	1,027.9	(8.6%)	999.7	1,005.6	(0.6%)

a.1) Mercado en Colombia (39% de las ventas totales en el tercer trimestre de 2015):

Las ventas locales durante el tercer trimestre de 2015 se mantuvieron estables frente al mismo periodo del año anterior, por resaltar:

- Incremento en las ventas de gasolina por: 1) aumento parque automotor por reducción del diferencial de precio entre la gasolina y el diésel, y ausencia de un programa de reemplazo de flota vehicular, 2) aumento de la demanda en zonas limítrofes con Venezuela por la decisión de este país de cerrar temporalmente su frontera con Colombia.
- Menores ventas de crudo nacional por evolución del negocio de combustibles marinos y sustitución de combustóleo para este segmento.

a.2) Mercado internacional (61% de las ventas totales en el tercer trimestre de 2015):

El volumen exportado disminuyó 14% durante el tercer trimestre de 2015 respecto al mismo periodo del año anterior explicado principalmente por:

- Menores exportaciones de crudo debido a la menor disponibilidad de los sistemas de transporte para la evacuación, principalmente en el sur del país y en el Oleoducto Caño Limón – Coveñas.
- Menores exportaciones de productos, principalmente fuel oil, ante dificultades en la evacuación del producto hacia el puerto de exportación a través del río Magdalena debido a la reducción de su caudal.
- Menores exportaciones de gas debido a la finalización del contrato de venta a Venezuela desde el 30 de junio de 2015.

INFORMACION RELEVANTE

Mercados de exportación:

Tabla 3 – Mercados de Exportación

Exportaciones por Destino - Crudos (kbpd)					Exportaciones por Destino - Productos (kbped)				
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Destino	III trim. 15	III trim. 14	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Destino	III trim. 15	III trim. 14	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14
Asia	167.5	186.4	161.4	199.3	Asia	11.5	16.7	17.2	16.3
Costa del Golfo EE.UU.	115.1	179.7	131.7	143.6	Costa del Golfo EE.UU.	5.5	22.0	9.4	13.8
Costa Oeste EE.UU.	56.6	17.8	50.1	32.9	Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.2	1.5	1.2
Costa Este EE.UU.	30.6	5.2	26.1	3.4	Costa Este EE.UU.	21.5	4.5	0.6	12.4
Europa	60.3	108.3	74.6	92.3	Europa	0.6	0.4	16.9	0.1
América Central / Caribe	66.0	48.5	90.1	45.9	América Central / Caribe	19.5	31.4	2.8	37.0
América del Sur	0.0	3.9	7.0	7.5	América del Sur	5.3	6.8	17.5	5.9
Otros	1.4	10.3	7.0	3.3	Otros	0.0	0.3	0.0	0.1
Total	497.5	560.1	548.0	528.2	Total	63.9	82.3	65.9	86.8

- Crudo: En línea con la estrategia de diversificación de mercados de Ecopetrol, Asia continúa siendo el principal objetivo de exportación dada las inversiones en refinería, la calidad de nuestro crudo y el desarrollo del mercado.

En EEUU se aprovecharon las oportunidades en la Costa Este y Oeste soportadas en márgenes de refinación favorables y mayor interés de los refinadores por crudo importado ante una pérdida de competitividad en los precios de los crudos americanos y canadienses.

La canasta de exportación de crudos del Grupo estuvo referenciada a los siguientes indicadores: Brent (63.7%), Maya (33.7%) y Otros (2.6%).

- Productos: La mayor participación de la Costa Este de EEUU se explica por una mayor demanda de fuel oil en la zona, ante un aumento en el tránsito de buques asociado a mayores importaciones de gasolina en el tercer trimestre de 2015. Este aumento explica las menores exportaciones a la Costa del Golfo de EEUU. Se destacan también las exportaciones a Centroamérica y el Caribe el cual actúa como punto intermedio para la distribución posterior a otros mercados.

b. Comportamiento de los precios: crudos, productos y gas

Tabla 4 – Precios de Referentes de Crudos

A	B	C	D	E	F	G
Precios de Referentes de Crudos (Promedio Periodo, US\$/Bl)	III Trim. 2015	III Trim. 2014	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %
Brent	51.2	103.5	(50.5%)	56.5	107.0	(47.2%)
MAYA	39.8	92.0	(56.7%)	44.0	93.5	(52.9%)
WTI	46.4	97.3	(52.3%)	50.9	99.6	(48.9%)

Tabla 5 – Precios Promedio Ponderado de Venta

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Precios Promedio Ponderado de Venta (US\$/Bl)	III Trim. 2015	III Trim. 2014	Cambio %	Volumen Venta (kbped) III Trim. 2015	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %	Volumen Venta (kbped) Ene-Sep 15
Canasta de Venta de Crudos	39.1	84.7	(53.8%)	501.7	45.1	90.7	(50.3%)	560.3
Canasta de Venta de Productos	62.9	108.8	(42.2%)	351.7	65.9	115.5	(42.9%)	346.1
Canasta de Venta de Gas	21.4	23.7	(9.7%)	85.6	22.1	24.2	(8.7%)	93.3

INFORMACION RELEVANTE

Crudos:

La canasta de venta de crudos tuvo una disminución de -US\$45.6/BI entre el tercer trimestre de 2015 y el mismo período de 2014, reflejando la caída de los indicadores de referencia (Brent: -US\$52.3/BI, Maya: -US\$52.2/BI y WTI: -US\$50.9/BI) como resultado principalmente del continuo desbalance entre la oferta y la demanda de crudos mundial, los altos niveles de inventarios y las menores perspectivas de crecimiento en las principales economías.

El diferencial de la canasta de crudo frente al Brent mejoró en US\$6.7/BI (3T-2015: US\$12.1/BI vs 3T-2014: US\$18.8/BI). Ante precios absolutos bajos, los diferenciales de crudos liviano / pesado (Brent / Castilla) se cierran. Adicionalmente, estos resultados reflejaron factores de mercado como: 1) altos márgenes de refinación durante los meses de verano en 2015 que soportaron el incremento en la demanda de crudo en EEUU principalmente, 2) compras de India y China para almacenamiento estratégico y 3) contratos a término que permiten disminuir los descuentos mejorando el precio de venta.

Productos:

Durante el tercer trimestre de 2015, el precio de la canasta de venta disminuyó US\$45.9/BI frente al mismo periodo del año anterior, dada la caída en el precio de los indicadores internacionales de gasolinas (-US\$45.9/BI), diésel (-US\$54.9/BI) y jet (-US\$57.7/BI), lo cual estuvo acorde con el comportamiento del Brent registrado durante el tercer trimestre de 2015.

Gas natural:

Durante el tercer trimestre de 2015 se observaron menores precios del gas natural debido a la caída en el precio del gas de la Guajira (3T-2015: US\$4.56/MBTU vs. 3T-2014: US\$4.68/MBTU) principalmente por la finalización del contrato con Venezuela y los resultados del proceso de comercialización del gas Guajira disponible realizado en Octubre de 2014. Respecto al gas de Cusiana-Cupiagua la caída en el precio (3T-2015: US\$2.93 /MBTU vs. 3T-2014: US\$3.32 /MBTU) se explica principalmente por la aplicación de la normativa para indexar los precios y como resultado de los procesos de renovación de contratos que se han vencido en 2015.

INFORMACION RELEVANTE
c. Estado de Resultados
Tabla 6 – Estado de Resultados Consolidado

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Millardos de COL\$	III trim. 15*	III trim. 14*	Cambio \$	Cambio %	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 14*	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	5,643.8	5,859.1	(215.3)	(3.7%)	15,765.3	18,551.7	(2,786.4)	(15.0%)
Ventas al Exterior	6,161.3	9,890.8	(3,729.5)	(37.7%)	20,371.0	30,389.9	(10,018.9)	(33.0%)
Ventas de Servicios	1,198.3	1,063.8	134.5	12.6%	3,177.5	2,775.6	401.9	14.5%
Ventas Totales	13,003.4	16,813.7	(3,810.3)	(22.7%)	39,313.8	51,717.2	(12,403.4)	(24.0%)
Costos Variables	6,698.3	8,225.9	(1,527.6)	(18.6%)	20,212.2	24,896.7	(4,684.5)	(18.8%)
Costos Fijos	2,364.2	2,695.6	(331.4)	(12.3%)	6,826.2	7,392.1	(565.9)	(7.7%)
Costo de Ventas	9,062.5	10,921.5	(1,859.0)	(17.0%)	27,038.4	32,288.8	(5,250.4)	(16.3%)
Utilidad Bruta	3,940.9	5,892.2	(1,951.3)	(33.1%)	12,275.4	19,428.4	(7,153.0)	(36.8%)
Gastos Operativos	1,090.8	1,448.7	(357.9)	(24.7%)	3,518.2	3,807.9	(289.7)	(7.6%)
Utilidad Operacional	2,850.1	4,443.5	(1,593.4)	(35.9%)	8,757.2	15,620.5	(6,863.3)	(43.9%)
Ingresos/Gastos Financieros	(693.0)	(834.4)	141.4	(16.9%)	(3,002.3)	(1,042.3)	(1,960.0)	188.0%
Resultados de Participación en Asociadas	(36.7)	57.6	(94.3)	(163.7%)	10.7	200.4	(189.7)	(94.7%)
Provisión Impuesto de Renta	(1,233.9)	(1,781.7)	547.8	(30.7%)	(2,827.6)	(6,069.8)	3,242.2	(53.4%)
Ganancia Neta Consolidada	886.5	1,885.0	(998.5)	(53.0%)	2,938.0	8,708.8	(5,770.8)	(66.3%)
Interés no Controlado	(232.4)	(154.0)	(78.4)	50.9%	(617.3)	(492.6)	(124.7)	25.3%
Ganancia Neta atribuible a accionistas de Ecopetrol**	654.1	1,731.0	(1,076.9)	(62.2%)	2,320.7	8,216.2	(5,895.5)	(71.8%)
Otro Resultado Integral	2,203.0	1,209.7	993.3	82.1%	3,374.5	920.8	2,453.7	266.5%
EBITDA	4,698.4	6,344.3	(1,645.9)	(25.9%)	15,003.0	21,241.7	(6,238.7)	(29.4%)
Margen EBITDA	36.1%	37.7%			38.2%	41.1%		

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

** De acuerdo con la NIC 1 "Presentación de estados financieros" en su párrafo 83 se 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.

Nota: Para utilidades sensibilizadas con Contabilidad de Coberturas para cada uno de los trimestres, remitirse a la tabla 12 del capítulo "Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía".

Los ingresos por ventas del tercer trimestre de 2015 respecto al mismo periodo del año anterior disminuyeron 22.7% (-COL\$3,810 millardos), como resultado combinado de:

- Menor precio de la canasta promedio de crudos y productos del Grupo Empresarial (-US\$41.4/Barril): -COL\$7,222 millardos.
- Menores volúmenes de ventas (-89.0 kbped): -COL\$991 millardos, principalmente de exportaciones, ante menor disponibilidad de los sistemas de transporte por afectaciones de orden público durante el tercer trimestre de 2015.
- Disminución por -COL\$167 millardos por el reconocimiento en los resultados de la diferencia en cambio registrada en el Otro Resultado Integral (ORI) por la aplicación de contabilidad de coberturas.
- Devaluación de la tasa de cambio, que en promedio pasó de COL\$1,909.1/US en el tercer trimestre de 2014 a COL\$2,935.6 en el tercer trimestre de 2015, mejorando los ingresos totales en +COL\$4,368 millardos.
- Mayor ingreso por servicios de transporte, generado por las compañías de dicho segmento, debido al efecto positivo de la devaluación en las tarifas de sus servicios a terceros: +COL\$202 millardos.

El **costo de ventas** del tercer trimestre de 2015 disminuyó 17% (-COL\$1,859 millardos) como resultado de:

- **Costos variables:** disminución de 18.6% (-COL\$1,528 millardos), resultado de:

INFORMACION RELEVANTE

- a) Menores costos en las compras de crudo, gas y productos -COL\$1,264 millardos por efecto neto de:
 - o Menor precio promedio de compra dados los precios internacionales de referencia: -COL\$2,322 millardos.
 - o Disminución en los volúmenes comprados (-75 kbde) por -COL\$694 millardos, principalmente por el efecto combinado de: 1) menor compra de crudo de terceros (-COL\$1.026 millardos) teniendo en cuenta las afectaciones en los sistemas de transporte, por asuntos de orden público presentadas durante el tercer trimestre de 2015, 2) menor compra de diluyente (-COL\$517 millardos) como resultado de las estrategias de optimización, así como por la indisponibilidad del muelle alterno de importación de Puerto Bahía y el menor transporte de nafta por poliducto, debido a la mayor demanda de gasolina y diésel por el cierre de la frontera con Venezuela, compensado parcialmente con, 3) mayor importación de gasolina (+COL\$804 millardos) por el aumento de la demanda interna y 4) otras variaciones menores (+COL\$45 millardos).
 - o Devaluación de la tasa de cambio promedio: +COL\$1,752 millardos.
 - b) La variación de inventarios disminuyó -COL\$351 millardos, por acumulación de inventarios: 1) en Reficar por -COL\$178 millardos por preparación para el inicio de operaciones de la Refinería, 2) en Ecopetrol -COL\$143 millardos por las menores ventas en el trimestre, y 3) en Propilco -COL\$30 millardos debido a la parada de planta (Splitter) en el trimestre.
 - c) Incremento en costos de transporte, principalmente por mayor uso de carrotanques debido a las afectaciones de orden público en los sistemas de transporte y mayor costo por servicios logísticos, de trasiego y cargaderos y descargaderos: +COL\$92 millardos.
 - d) Otros conceptos variables menores: -COL\$5 millardos.
- **Costos fijos:** disminución de 12.3% (-COL\$331 millardos) como resultado principalmente de:
 - a) Disminución en servicios contratados -COL\$293 millardos, principalmente por las optimizaciones logradas en Ecopetrol S.A. y Hocol S.A. en el desarrollo del plan de transformación empresarial, optimizaciones de costos de operación en los contratos de asociación en campo Rubiales, Nare y Quifa y menores costos en el campo Cravo Norte, ya que en 2014 se tuvo una mayor participación al aplicar la cláusula de precios altos.
 - b) Mantenimientos, apalancados principalmente por Ecopetrol S.A. como resultado de la optimización del plan de mantenimiento desarrollado durante el año 2015, destacando: la re-estructuración de servicios, cantidades y renegociación de tarifas de contratos marco de mantenimiento en campos: -COL\$149 millardos.
 - c) Incremento en depreciaciones por +COL\$85 millardos principalmente por mayores capitalizaciones de activos del segmento de transporte y mantenimientos mayores en la refinería de Barrancabermeja.
 - d) Otros conceptos menores +COL\$26 millardos.

Durante el año 2015 los resultados se han visto impactados en COL\$54 millardos por ataques a la infraestructura. Esto incluye la reparación de los sistemas del sur y Caño Limón, retiro de conexiones ilícitas, reanudación de la operación de los oleoductos y descontaminación de áreas.

El margen bruto para el tercer trimestre del 2015 se ubicó en un 30.3% con relación a un 35% en el mismo trimestre del año anterior.

INFORMACION RELEVANTE

Los **gastos operacionales** disminuyeron 24.7% (-COL\$358 millardos) por el efecto combinado de:

- a) Disminución de gastos exploratorios, como resultado de la menor actividad sísmica y menores pozos secos registrados en el periodo: -COL\$404 millardos.
- b) Recuperaciones de provisiones operativas en Cenit en el tercer trimestre de 2014 por +COL\$35 millardos.
- c) Incremento en otros gastos menores: +COL\$11 millardos.

El resultado **financiero neto (no operacional)** presentó una menor pérdida de +COL\$141 millardos, como resultado neto de:

- a) Por efecto de la adopción de una nueva política contable (Contabilidad de Coberturas) que permite la cobertura de futuras exportaciones, con efecto a partir del primero de enero del 2015, (Ver capítulo Resultados Financieros - Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía), se generó un menor gasto por diferencia en cambio de +COL\$524 millardos, a pesar de la devaluación presentada en el periodo.
- b) Utilidad en la venta de la participación accionaria en la Empresa de Energía de Bogotá por +COL\$72 millardos.
- c) Mayor gasto financiero por aumento en intereses (neto) derivados del crecimiento en el apalancamiento del Grupo Empresarial: -COL\$383 millardos.
- d) Mayor gasto financiero por efecto de valoración de activos y pasivos financieros por -COL\$72 millardos.

El resultado de **participación en asociadas** presentó una disminución de -COL\$94 millardos explicada principalmente por los menores resultados de Equión y Savia, como consecuencia de la caída de los precios internacionales.

La disminución del 31% (-COL\$548 millardos) en el gasto por **impuesto de renta** se explica principalmente por la menor utilidad del periodo.

Como consecuencia de lo mencionado en los párrafos anteriores, **el resultado neto** del trimestre atribuible a los accionistas de la compañía fue una utilidad neta de COL\$654 millardos, 62% menos que el resultado neto correspondiente al tercer trimestre de 2014.

El **EBITDA** disminuyó 26% a COL\$4,698 millardos en el tercer trimestre de 2015 comparado con COL\$6,344 millardos en el mismo periodo de 2014 y el **margen EBITDA** fue de 36%, comparado con 38% en el tercer trimestre de 2014.

A partir del tercer trimestre del 2015, la Compañía realizó un cambio en la metodología de cálculo del **EBITDA** con el fin de depurar el impacto total de los resultados financieros y el deterioro de activos de largo plazo, así como para alinearse con las mejores prácticas en el cálculo del indicador. Hasta el segundo trimestre de 2015 el **EBITDA** se calculó con la siguiente fórmula:

EBITDA = Utilidad neta +/- intereses netos + Impuestos + Depreciaciones + Amortizaciones +/- Interés minoritario.

A partir del tercer trimestre del 2015, se utiliza la siguiente fórmula:

EBITDA = Utilidad Neta +/- Resultado financiero total + Impuestos + Depreciaciones + Amortizaciones +/- Deterioro de activos fijos de largo plazo.

INFORMACION RELEVANTE

La información del año 2014 y 2015 fue recalculada para efectos comparativos.

El Ebitda no es un indicador definido por las normas internacionales de información financiera - NIIF y es posible que no sea comparable con los indicadores calculados por otras empresas.

d. Balance General

Tabla 7 – Balance General

A	B	C	D	E
Millardos de COL\$	Septiembre 30 de 2015	Junio 30 de 2015	Cambio \$	Cambio %
Activos Corrientes	28,027.4	27,410.6	616.8	2.3%
Activos No Corriente	109,387.0	98,760.0	10,627.0	10.8%
Total Activos	137,414.4	126,170.6	11,243.8	8.9%
Pasivos Corrientes	21,547.9	21,381.5	166.4	0.8%
Pasivos de Largo Plazo	64,762.3	55,651.5	9,110.8	16.4%
Total Pasivos	86,310.2	77,033.0	9,277.2	12.0%
Patrimonio	51,104.2	49,137.6	1,966.6	4.0%
Interés No Controlante	1,624.7	1,710.0	(85.3)	(5.0%)
Total Pasivo y Patrimonio	137,414.4	126,170.6	11,243.8	8.9%

Las principales variaciones en el Balance General durante el tercer trimestre de 2015 con respecto al cierre de junio de 2015 obedecieron a:

- El **activo Corriente** aumentó en +COL\$617 millardos principalmente en Ecopetrol S.A. por el efecto neto de:
 - Incremento en los **Activos por Impuestos Corrientes** dadas compensaciones fiscales de impuesto a la Renta y CREE y saldos a favor en declaraciones de IVA +COL\$1,056 millardos.
 - Disminución en los **Activos Mantenedos para la Venta** por -COL\$531 millardos debido principalmente a la venta de las acciones de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. en la primera etapa de enajenación, realizada en julio de 2015.
 - Otras variaciones menores por +COL\$92 millardos.
- El **Activo No Corriente** aumentó en +COL\$10,627 millardos, principalmente por el incremento en:
 - **Propiedades Planta y Equipo** +COL\$6,501 millardos, principalmente por efecto del ajuste de conversión de las compañías filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano +COL\$5,522 millardos, capitalizaciones en activos por +COL\$1,960 millardos principalmente en Reficar por activos asociados al proyecto de la Refinería, compensado con las depreciaciones del trimestre y otros conceptos menores por -COL\$981 millardos.
 - **Impuesto de Renta Diferido** +COL\$2,793 millardos generados principalmente en Ecopetrol S.A., teniendo en cuenta las diferencias en la depuración de la provisión de renta entre los conceptos fiscales y contables.
 - **Recursos Naturales** +COL\$1,025 millardos, principalmente por el efecto de la devaluación del trimestre sobre los activos de las compañías con moneda funcional diferente al peso colombiano, especialmente en Ecopetrol América Inc. por +COL\$544 millardos y Hocol por +COL\$245 millardos, y el incremento de costos de desarrollo para los proyectos Gunflint y Dalmatian South en Ecopetrol America Inc. por +COL\$230 millardos y en otras filiales por +COL\$6 millardos.

INFORMACION RELEVANTE

- Otras variaciones menores por +COL\$308 millardos.
- Los **Pasivos Corrientes** aumentaron +COL\$166 millardos con relación a junio de 2015 principalmente por el efecto neto del aumento de la provisión de impuesto de renta de las compañías de transporte, dados los mayores resultados de su operación, +COL\$606 millardos.

Adicionalmente un incremento en otros pasivos corrientes por +COL\$125 millardos, principalmente en Ocesa por valoración de instrumentos de cobertura, una disminución de cuentas por pagar a proveedores y acreedores por -COL\$718 millardos debido al cumplimiento de obligaciones con terceros y menores compras en el período, aumento de obligaciones financieras principalmente por efecto de diferencia en cambio por +COL\$124 millardos y otras variaciones menores por +COL\$29 millardos.
- Los **Pasivos de Largo Plazo** aumentaron +COL\$9,111 millardos principalmente por efectos de la valoración cambiaria de la deuda en moneda extranjera y un aumento en el pasivo por impuesto diferido.
- El **Patrimonio** atribuible a los accionistas de Ecopetrol fue de COL\$51,104 millardos, aumentando +COL\$1,967 millardos con respecto al cierre de junio de 2015 principalmente por aumento en el ajuste por conversión de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano de +COL\$4,607 millardos, compensado con el reconocimiento del efecto por diferencia en cambio de la deuda en dólares de Ecopetrol S.A. seleccionada como instrumento de cobertura para futuras exportaciones de crudo por -COL\$2,238 millardos y otros cambios menores por -COL\$402 millardos.

El balance de apertura y estados financieros al 31 de diciembre del 2014 bajo NIIF pueden experimentar cambios por modificaciones en las normas o interpretaciones emitidas por el Internacional Accounting Standards Board ("IASB") y adoptadas posteriormente en Colombia. Por consiguiente, hasta que Ecopetrol y sus filiales preparen su primer juego completo de estados financieros bajo NIIF al 31 de diciembre de 2015, existe la posibilidad de que los estados consolidados comparativos por dichos periodos sean ajustados. La Compañía espera que no se presenten cambios materiales en la información presentada en sus Balances de apertura y transición.

e. Resultados por segmentos

Tabla 8 – Resultados Trimestrales por Segmentos

A Millardos de COL\$	B		C		D		E		F		G		H		I		J		K	
	Exploración y Producción		Refinación y Petroquímica		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado		III trim. 15		III trim. 14		III trim. 15		III trim. 14			
Ventas Nacionales	1,833	2,999	5,250	5,407	72	43	(1,511)	(2,590)	5,644	5,859										
Ventas al Exterior	5,338	8,515	850	1,353	-	-	(27)	23	6,161	9,891										
Ventas de Servicios y otros	42	147	56	50	2,791	1,966	(1,691)	(1,099)	1,198	1,064										
Total Ingresos	7,213	11,661	6,156	6,810	2,863	2,009	(3,229)	(3,666)	13,003	16,814										
Costos Variables	4,412	5,458	4,624	5,872	54	31	(2,391)	(3,135)	6,698	8,226										
Costos Fijos	1,809	1,769	454	472	809	917	(708)	(462)	2,364	2,696										
Costo de Ventas	6,221	7,227	5,078	6,344	863	948	(3,099)	(3,597)	9,062	10,922										
Utilidad Bruta	992	4,434	1,078	466	2,000	1,061	(130)	(69)	3,941	5,892										
Gastos Operativos	603	1,114	414	258	142	130	(68)	(54)	1,091	1,448										
Utilidad Operacional	389	3,320	664	208	1,858	931	(62)	(15)	2,850	4,444										
Ingresos/Gastos Financieros	(331)	(652)	(282)	(226)	(54)	44	(26)	(1)	(693)	(835)										
Resultado de Participación en Asociadas	(52)	58	4	(1)	11	1	-	-	(37)	58										
Beneficio (Gasto) Impuesto de Renta	(247)	(1,389)	(239)	(86)	(748)	(307)	-	-	(1,234)	(1,782)										
Ganancia Neta Consolidada	(241)	1,337	147	(105)	1,067	669	(88)	(16)	886	1,885										
(Menos) Interés no Controlado	-	-	-	(1)	232	155	-	-	232	154										
Ganancia Neta atribuible a Accionistas de Ecopetrol	(241)	1,337	147	(104)	835	514	(88)	(16)	654	1,731										
EBITDA	1,745	4,707	888	526	2,125	1,127	(60)	(16)	4,698	6,344										
Margen Ebitda	24.2%	40.4%	14.4%	7.7%	74.2%	56.1%	1.9%	0.4%	36.1%	37.7%										

Nota: Para utilidades sensibilizadas con Contabilidad de Coberturas para cada uno de los trimestres, remitirse a la tabla 12 del capítulo "Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía".

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 9 – Resultados Acumulados por Segmentos

A Millardos de COL\$	B		C		D		E		F		G		H		I		J		K	
	Exploración y Producción		Refinación y Petroquímica		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado											
	Ene - Sep 15	Ene - Sep 14	Ene - Sep 15	Ene - Sep 14	Ene - Sep 15	Ene - Sep 14	Ene - Sep 15	Ene - Sep 14	Ene - Sep 15	Ene - Sep 14	Ene - Sep 15	Ene - Sep 14	Ene - Sep 15	Ene - Sep 14	Ene - Sep 15	Ene - Sep 14	Ene - Sep 15	Ene - Sep 14	Ene - Sep 15	Ene - Sep 14
Ventas Nacionales	6,065	9,335	14,409	16,593	-	-	225	108	(4,934)	(7,484)	15,765	18,552								
Ventas al Exterior	17,872	26,575	2,527	4,462	-	-	-	-	(28)	(647)	20,371	30,390								
Ventas de Servicios y otros	76	198	128	154	7,597	5,776	(4,623)	(3,353)	3,178	2,775										
Total Ingresos	24,013	36,108	17,064	21,209	7,822	5,884	(9,585)	(11,484)	39,314	51,717										
Costos Variables	13,744	16,098	13,471	18,439	300	230	(7,303)	(9,870)	20,212	24,897										
Costos Fijos	5,145	5,019	1,350	1,381	2,270	2,374	(1,939)	(1,382)	6,826	7,392										
Costo de Ventas	18,889	21,117	14,821	19,820	2,570	2,604	(9,242)	(11,252)	27,038	32,289										
Utilidad Bruta	5,124	14,991	2,243	1,389	5,252	3,280	(343)	(232)	12,276	19,428										
Gastos Operativos	2,062	2,671	1,141	898	512	398	(196)	(159)	3,519	3,808										
Utilidad Operacional	3,062	12,320	1,102	491	4,740	2,882	(147)	(73)	8,757	15,620										
Ingresos/Gastos Financieros	(2,143)	(657)	(623)	(299)	(194)	(73)	(42)	(12)	(3,002)	(1,041)										
Resultado de participación en asociadas	(13)	190	13	9	11	1	-	-	11	200										
Beneficio (gasto) impuesto de renta	(673)	(4,905)	(351)	(210)	(1,804)	(955)	-	-	(2,828)	(6,070)										
Ganancia Neta Consolidada	233	6,948	141	(9)	2,753	1,855	(189)	(85)	2,938	8,709										
(Menos) Interés no Controlado	-	-	(2)	(4)	619	497	-	-	617	493										
Ganancia Neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	233	6,948	143	(5)	2,134	1,358	(189)	(85)	2,321	8,216										
EBITDA	7,589	16,559	1,898	1,311	5,662	3,446	(146)	(74)	15,003	21,242										
Margen Ebitda	31.6%	45.9%	11.1%	6.2%	72.4%	58.6%	1.5%	0.6%	38.2%	41.1%										

Nota: Para utilidades sensibilizadas con Contabilidad de Coberturas para cada uno de los trimestres, remitirse a la tabla 12 del capítulo "Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía".

Exploración y Producción

Los ingresos del tercer trimestre de 2015 disminuyeron en 38% (-COL\$4,448 millardos) frente al mismo periodo del año anterior, principalmente por:

- Disminución del 11% (-62.5 kbped) en los volúmenes exportados, ocasionado principalmente por los atentados a la infraestructura petrolera.
- Disminución en los precios de la canasta de crudo de exportación de Ecopetrol en un 54%, compensado con,
- Crecimiento del 54% en la tasa de cambio promedio.

El costo de ventas del segmento disminuyó en 14% (-COL\$1,006 millardos), principalmente por disminución de -COL\$437 millardos en las compras e importación de Nafta (-13 kbd), lo cual refleja las estrategias de optimización en dilución y el uso de diluyente de inventario, -COL\$197 millardos en servicios contratados como resultado de los esfuerzos para la optimización de costos, logrando renegociar tarifas de contratos; y reducción en los costos de compras de crudos a la ANH y terceros por la caída de los precios internacionales -COL\$1,016 millardos.

Los impactos positivos en el costo de ventas se vieron contrarrestados por mayores costos de servicio de transporte de hidrocarburos +COL\$536 millardos, como resultado del efecto de la devaluación en la tasa de cambio para las tarifas nominadas en dólares, mayor uso de carrotanques en el tercer trimestre de 2015 por los atentados al Oleoducto Caño Limón Coveñas y otros costos menores por +COL\$108 millardos.

Los gastos operativos disminuyeron en 46% (-COL\$511 millardos) principalmente por la disminución de COL\$404 millardos en los gastos de exploración dada la menor actividad sísmica y campaña de perforación exploratoria.

A partir del mes de octubre, y con aplicación retrospectiva desde el 1 de enero del 2015, la compañía designó una porción de su deuda como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros de exportación de crudo, en virtud de la adopción de una nueva política contable (Contabilidad de Coberturas). Lo anterior implicó una disminución en el resultado financiero neto de -COL\$321

INFORMACION RELEVANTE

millardos comparado con el tercer trimestre del año anterior. Ver impacto total en el capítulo “Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía”.

Como resultado neto, el segmento arrojó una pérdida de COL\$241 millardos en el tercer trimestre de 2015, frente a una utilidad de COL\$1,337 millardos en el mismo periodo del año 2014.

Refinación y Petroquímica

Los ingresos del tercer trimestre de 2015 disminuyeron 10% (-COL\$654 millardos) frente al mismo periodo del año anterior debido principalmente a la caída en los indicadores internacionales de precios de productos, compensado con el aumento del volumen de ventas en 4% por mayor demanda de combustibles a nivel nacional y el crecimiento en la tasa de cambio promedio.

El costo de ventas del segmento disminuyó 20% (-COL\$1.266 millardos) como consecuencia del menor costo de la materia prima, en línea con los menores precios internacionales de crudo y menores costos operativos resultado de las estrategias de optimización adelantadas por la Compañía.

En consecuencia, el margen bruto de ventas mejoró respecto al mismo trimestre del año anterior, pasando de 7% a 18%, reflejando también una menor caída en los precios de venta de los productos respecto al costo de las materias primas.

Los gastos operacionales se incrementaron en 60% (+COL\$156 millardos) comparados con el mismo trimestre del año anterior principalmente por mayores gastos en la Refinería de Cartagena: 1) provisión pago a la Nación por ampliación en el alcance del contrato otorgado a Reficar en el año 2010 como garantía de estabilidad jurídica² (principalmente en materia fiscal) por un término de 15 años prorrogables a 20 años, 2) incremento en gastos correspondientes al arranque y estabilización de la nueva refinería y 3) deterioro de inventarios en mezcla Coveñas, ya que en el tercer trimestre de 2015 se incrementó el stock por crudo importado para la refinería de Cartagena y disminuyeron los precios de mercado versus el costo del inventario.

Como resultado del mejor margen de ventas, la utilidad operacional del segmento consolidado fue favorable con respecto al mismo trimestre del año anterior, presentando un incremento de COL\$456 millardos.

De esta manera, el segmento presentó una utilidad neta de COL\$147 millardos, comparada con una pérdida en el mismo trimestre del año anterior de -COL\$104 millardos. Con estos resultados la utilidad neta acumulada para 2015 es de COL\$143 millardos frente a una pérdida acumulada en 2014 de -COL\$5 millardos, no obstante el significativo impacto negativo de la diferencia en cambio en los gastos financieros.

Transporte y Logística

Los ingresos del tercer trimestre de 2015 aumentaron 43% (+COL\$854 millardos), debido principalmente a la devaluación de la tasa de cambio sobre las tarifas denominadas en dólares.

Los costos de ventas del segmento disminuyeron 9% (-COL\$85 millardos) principalmente por menores costos de mantenimiento resultado de la gestión de las compañías del segmento en el marco del programa de transformación del Grupo Empresarial.

² Se entiende por estabilidad jurídica la garantía que le otorga la Nación a Reficar de que continuará aplicando la normatividad identificada para la inversión por el término de duración del contrato.

INFORMACION RELEVANTE

Los gastos operacionales aumentaron frente al mismo periodo del año anterior en 9% (COL\$12 millardos), principalmente por un incremento en los gastos del trimestre asociados a los convenios de seguridad para la protección de la infraestructura y a menores recuperaciones de provisiones frente al mismo trimestre del año anterior.

El resultado financiero neto (no operacional) fue inferior (-COL\$98 millardos). En relación al tercer trimestre del año anterior, principalmente por intereses asociados a la mayor deuda de Ecopetrol S.A. asignada al segmento y la re-expresión de la deuda en dólares.

Como resultado final, el segmento presentó una utilidad neta de COL\$835 millardos frente a COL\$514 millardos en el mismo periodo del 2014.

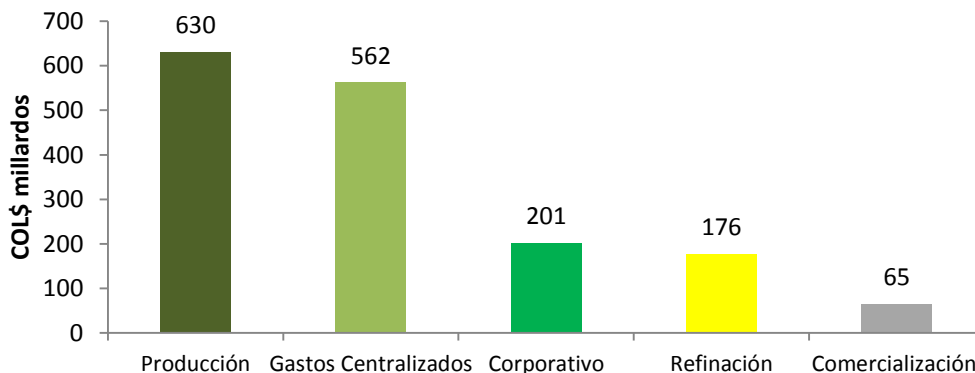
f. Resultado de iniciativas de reducción de costos y gastos

En línea con las acciones que ha venido adoptando la industria a nivel mundial frente a la reducción del precio del crudo que se viene presentando desde el segundo semestre de 2014, Ecopetrol ha tomado medidas de austeridad y de optimización de costos y gastos, que le han ayudado a compensar el impacto de sus menores ingresos.

Para tal efecto, la compañía estableció una meta inicial de optimización presupuestal para 2015 de COL\$1.4 billones. A septiembre, Ecopetrol S.A. había superado la meta prevista alcanzado optimizaciones presupuestales por COL\$1.6 billones, de los cuales, se estima tienen un impacto en el estado de pérdidas y ganancias de COL\$955 millardos, en inversiones COL\$160 millardos y en sólo caja COL\$519 millardos.

La Compañía incrementó su meta a COL\$2.2 billones, para buscar optimizaciones presupuestales adicionales en consultorías, construcciones y montajes, servicios petroleros, mantenimiento, otros servicios, y compras, entre otros.

Gráfica 1: Optimización Presupuestal por Área de Negocio



En relación con el comportamiento de los costos gestionables, al cierre del tercer trimestre de 2015 en comparación con el mismo período de 2014, se evidencia la materialización de ahorros gestionables por COL\$516 millardos en las líneas de costos fijos (COL\$272 millardos) y costos variables (COL\$244 millardos).

Las optimizaciones en los costos gestionables se detallan a continuación:

Tabla 10 – Resultados Acumulados por Segmentos

A	B	C	D
Comportamiento Costos Fijos Gestionables	Ene - Sep 15 vs Ene - Sep 14 (Millardos de COL\$)	Comportamiento Costos Variables Gestionables	Ene - Sep 15 vs Ene - Sep 14 (Millardos de COL\$)
Servicios contratados de asociación	-182	Carrotanques	-198
Mantenimiento	-124	Servicios de asociación	-27
Costos de proyectos	-63	Energía	-24
Otros	+97	Otros	+5

La estrategia de incremento en la viscosidad de crudos para su transporte por oleoducto nos permitió reducir el consumo de nafta en 7.1 mil barriles por día en el tercer trimestre de 2015 comparado con el tercer trimestre de 2014. Este es sólo el comienzo de las optimizaciones en dilución, una de las palancas de eficiencia más importantes dada nuestra canasta de crudos pesados.

Con las anteriores medidas se buscará no solo hacer más rentable la operación, sino generar mayor flujo de caja para financiar la inversión orgánica de la compañía, buscando una financiación que impacte en lo mínimo las métricas financieras y de rating crediticio del Grupo Empresarial.

g. Gestión de Portafolio

En línea con la nueva estrategia corporativa enfocada en garantizar la sostenibilidad de la empresa en el largo plazo, priorizando la generación de valor a través de la producción de barriles eficientes y la rentabilidad para los accionistas, Ecopetrol ha adelantado las siguientes iniciativas en el tercer trimestre:

Enajenación participación accionaria de Ecopetrol en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

En lo corrido del año se llevaron a cabo las dos primeras etapas de enajenación de la participación accionaria de Ecopetrol en la Empresa de Energía de Bogotá.

El 6 de agosto finalizó la primera etapa del Programa de enajenación y adjudicación, la cual estuvo dirigida a los destinatarios de condiciones especiales³, permitiendo a Ecopetrol conseguir recursos por un total de COL\$613,998,000,360 como se muestra a continuación:

³ Son destinatarios de las Condiciones Especiales para los efectos del Programa y en forma exclusiva, las siguientes personas:

- (i) Los trabajadores activos, pensionados y ex trabajadores que no hayan sido desvinculados por el empleador con justa causa, siempre y cuando sean nacionales o residentes colombianos de la EEB y de las sociedades donde ésta última tenga participación mayoritaria, las cuales se encuentran relacionadas en el Reglamento
- (ii) Las asociaciones de empleados o exempleados de la EEB
- (iii) Los sindicatos de trabajadores debidamente constituidos de conformidad con la ley
- (iv) Las federaciones de sindicatos de trabajadores y confederaciones de sindicatos de trabajadores debidamente constituidas de conformidad con la ley
- (v) Los fondos de empleados debidamente constituidos de conformidad con la ley
- (vi) Los fondos mutuos de inversión debidamente constituidos de conformidad con la ley
- (vii) Los fondos de cesantías y pensiones debidamente constituidos de conformidad con la ley
- (viii) Las entidades cooperativas definidas por la legislación cooperativa debidamente constituidas de conformidad con la ley
- (ix) Las cajas de compensación familiar debidamente constituidas de conformidad con la ley

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 11 – Resultados de la Adjudicación

A	B
Precio de suscripción por acción (COL\$)	1,740
Cantidad de acciones ofrecidas	631,098,000
Cantidad de acciones demandadas en aceptaciones válidas	352,872,414
Monto total demandado en aceptaciones válidas (COL\$)	613,998,000,360
Cantidad de acciones adjudicadas	352,872,414
Monto total adjudicado (COL\$)	613,998,000,360
Fecha notificación adjudicación	Julio 27 de 2015
Fecha de cumplimiento	Julio 31 de 2015

El 9 de octubre se realizó la subasta correspondiente a la Segunda Etapa del programa de Enajenación y Adjudicación de las 278,225,586 acciones remanentes, de las cuales es titular Ecopetrol. Las acciones fueron ofrecidas a un precio de COL\$1,815. La subasta fue declarada desierta.

Con el fin de continuar con el proceso de venta, Ecopetrol está facultado para adelantar hasta tres subastas adicionales, en la oportunidad y forma señaladas en el Aviso de Inicio de la Segunda Etapa.

Enajenación participación accionaria de Ecopetrol en la Empresa Interconexión Eléctrica S.A E.S.P.

El día 29 de septiembre se dio inicio a la Primera Etapa del Programa de Enajenación y Adjudicación de las Acciones de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de las que es titular Ecopetrol. La oferta, que está dirigida a los destinatarios de condiciones especiales, estará abierta hasta el 30 de noviembre del presente año.

Ecopetrol y JX Nippon establecieron alianza para explorar bloque costa afuera en Brasil

Ecopetrol a través de su filial en Brasil (Ecopetrol Óleo e Gás) estableció una alianza con la empresa japonesa JX Nippon Oil & Gas Exploration para explorar el bloque FZA-M-320, localizado en aguas someras de la cuenca Foz de Brasil, en el margen ecuatorial de la región amazónica.

Ecopetrol tenía los derechos exclusivos del bloque que le había sido adjudicado en la Ronda 11 de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas y Biocombustibles de Brasil (ANP) en mayo de 2013.

El Acuerdo comercial, que está en proceso de aprobación por la ANP, estableció que JX Nippon se unirá a la exploración del área con un 30% de participación, tanto para las inversiones exploratorias como para los recursos que pudiesen llegar a descubrirse. Ecopetrol mantendrá el 70% del interés y continuará como operador.

Ecopetrol y Parex suscribieron acuerdo para el desarrollo del campo Aguas Blancas

Ecopetrol suscribió un acuerdo con la compañía canadiense Parex Resources para incrementar las reservas y la producción del campo Aguas Blancas, localizado en el Magdalena Medio. El acuerdo permitiría recuperar 55 millones de barriles de crudo liviano e incrementar la producción de ese campo hasta 10 mil barriles por día en el año 2020.

Las inversiones estimadas en la primera fase (tres años), por US\$61 millones, serán asumidas por Parex y se destinarán a la perforación de pozos y al desarrollo de un piloto de recobro secundario. De ser exitoso, las inversiones totales podrían ascender a US\$700 millones y serían asumidas en un 60% por Parex y en 40% por Ecopetrol. La participación en la producción será distribuida por partes iguales entre las dos empresas, luego de regalías

INFORMACION RELEVANTE

Ecopetrol y Oxy sellaron alianza para aumentar reservas y producción de La Cira-Infantas

Ecopetrol y Occidental Andina LLC (Oxy) llegaron a un acuerdo para llevar a cabo un proyecto que podría incorporar, de ser exitoso, más de 100 millones de barriles de reservas adicionales de crudo para Ecopetrol en el campo La Cira-Infantas, ubicado en la región del Magdalena Medio santandereano.

La iniciativa busca aumentar el factor de recobro del campo del 17% actual a un estimado del 30% y continuar incrementando la producción, con el objetivo de llegar a más de 50 mil barriles por día. De ser exitoso el piloto del proyecto, se estima que las inversiones requeridas podrían llegar a US\$2.000 millones, que se ejecutarán de forma gradual en un periodo estimado de 10 años.

h. Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía

Ecopetrol S.A. se encuentra expuesta al riesgo de moneda extranjera, dado que un porcentaje importante de sus ingresos por exportaciones de crudo está denominado en dólares estadounidenses.

Así mismo, en los últimos años la compañía ha adquirido deuda de largo plazo en dólares para actividades de inversión. Este hecho crea una cobertura natural, debido a que los riesgos por la realización de la diferencia en cambio de los ingresos por exportación están cubiertos naturalmente con los riesgos de valoración de la deuda de largo plazo denominada en dólares.

En línea con la estrategia de gestión de riesgos de la Compañía y con el objetivo de expresar en los Estados Financieros el efecto de la cobertura natural existente entre exportaciones y endeudamiento, el 30 de septiembre de 2015 la Junta Directiva designó la suma de US\$5,440 millones de la deuda de Ecopetrol S.A. (49% de la deuda) como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros de exportación para el periodo 2015 - 2023, de acuerdo con la IAS 39 - Instrumentos financieros: reconocimiento y medición.

Con la adopción de esta norma, el efecto de la volatilidad de la tasa de cambio sobre la porción cubierta de la deuda es trasladado al Patrimonio, en la línea de Otro Resultado Integral (ORI), eliminando este efecto del Estado de Resultados. Dicho efecto se reflejará periódicamente en la medida que se realicen las ventas al exterior, entendiendo que el riesgo por tasa de cambio se materializa cuando se realizan las exportaciones.

Los efectos de la adopción de esta política se ven reflejados en su totalidad en el tercer trimestre de 2015, observándose un impacto en los ingresos netos de COL\$2.2 billones, resultante de un efecto positivo sobre el resultado financiero de COL\$3.9 billones, menos COL\$1.7 billones de impuesto diferido y de efecto en los ingresos por las exportaciones realizadas en el período.

Es importante resaltar que la aplicación de la política no tiene efecto en caja ni en el pago de impuestos. Para efectos tributarios, la diferencia en cambio tiene su tratamiento establecido en las mismas normas tributarias, por lo tanto, los cambios generados por la política contable no tienen incidencia en los balances fiscales.

De acuerdo con la Resolución 509 de 2015 de la Contaduría General de la Nación, esta política contable adoptada será aplicable para todo el periodo contable 2015, iniciando el 1º de enero.

Para efectos comparativos, a continuación se muestran las utilidades netas re expresadas del primer, segundo y tercer trimestre del año 2015 para efectos locales, con el impacto de la aplicación de la cobertura descrita anteriormente:

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 12 – Sensibilización Utilidad Año 2015

A	B	C	D	E
COL\$ Millones	I trim. 2015	II trim. 2015	III trim. 2015	Ene-Sep 2015
Utilidad Neta Reportada	160,030	1,506,556	654,117	2,320,703
Efectos en:				
(-) Resultado Financiero (a)	984,627	38,701	2,868,821	3,892,149
(-) Ingresos (b)	(12,001)	(29,860)	(125,242)	(167,103)
(-) Impuesto Diferido (c)	(395,163)	(9,358)	(1,081,778)	(1,486,299)
Total Efectos	577,463	(517)	1,661,801	2,238,747
Utilidad Neta IFRS Local Sensibilizada	737,493	1,506,039	77,171	2,320,703

(a) El impacto en el resultado financiero corresponde al efecto de haber aplicado la política de contabilidad de coberturas de la deuda designada (US\$5,440 millones) al Otro Resultado Integral – Patrimonio en el primer y segundo trimestre.

(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.

INFORMACION RELEVANTE
II. Resultados Operativos
a. Inversiones
Tabla 13 – Inversiones* realizadas por el Grupo Ecopetrol

A	B	C	D	E
Enero - Septiembre 2015 (US\$ millones**)				
Segmento	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias***	Total	Peso de cada segmento
Producción	2,026.0	378.5	2,404.5	50.9%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	107.4	1,254.2	1,361.6	28.8%
Exploración	192.7	153.7	346.3	7.3%
Transporte	27.8	528.9	556.7	11.8%
Corporativo	49.6	0.0	49.6	1.0%
Nuevos Negocios****	3.8	0.0	3.8	0.1%
Suministro y Mercadeo	1.0	0.0	1.0	0.0%
Total	2,408.4	2,315.3	4,723.6	100.0%

* Las inversiones difieren con el valor de Capex presentado en el Estado de Flujo de Efectivo de la página 35. 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.

** Las inversiones fueron re expresadas a dólares con la tasa de cambio promedio del periodo de análisis.

*** Prorratedas por la participación de Ecopetrol.

**** Corresponde a la nueva estructura organizacional y hace referencia a las inversiones aprobadas para la Gerencia de Nuevos Negocios. Estos recursos hacían parte del segmento Corporativo hasta el año 2014.

Las inversiones para el periodo enero - septiembre de 2015 ascendieron a US\$4.723,6 millones (51% en Ecopetrol S.A. y 49% en filiales y subsidiarias) distribuidas así:

- Producción (50.9%): Plan de perforación, especialmente en los campos Castilla, Chichimene y Rubiales.
- Refinación, Petroquímica y Biocombustibles (28.8%): Plan Maestro de Servicios Industriales en la Refinería de Barrancabermeja y Modernización de la Refinería de Cartagena.
- Transporte (11.8%): Proyecto de logística de Reficar para garantizar el abastecimiento de crudo y productos líquidos para la Refinería, Proyectos San Fernando – Monterrey, P135 de Orensa y Costa Norte – Galán.
- Exploración (7.3%): mayores costos en la perforación de los pozos Kronos y Calasú.

b. Exploración
Exploración en Colombia:
Tabla 14 – Perforación en Colombia de Pozos A3

A	B	C	D	E	F	G	H	I
III trim. 15					Ene-Sep 2015			
Compañía	Perforados	Exitoso*	En evaluación	Seco	Perforados	Exitoso*	En evaluación	Seco
Ecopetrol S.A.	1	1	0	0	1	1	0	0
Hocol S.A.	0	0	0	0	1	1	0	0
Total	1	1	0	0	2	2	0	0

*éxito geológico

INFORMACION RELEVANTE

El pozo Kronos-1 encontró un intervalo de entre 130 y 230 pies netos de columna de gas en su objetivo superior, probando la presencia de un sistema petrolífero activo y validando las interpretaciones geológicas y geofísicas para el área. Anadarko y Ecopetrol están evaluando los datos y resultados obtenidos para determinar los pasos a seguir.

Al cierre del trimestre se encontraban en perforación los pozos exploratorios Calasú ubicado en aguas profundas en el Caribe colombiano (operado por Anadarko quien tiene el 50% de participación y Ecopetrol S.A. el 50% restante), Muérgana Sur ubicado en los Llanos Orientales (operado por Ecopetrol S.A.) y el pozo Champeta ubicado en el Valle Inferior del Magdalena (operado por Hocol S.A.). Adicionalmente se estaba perforando el pozo estratigráfico Nogal Est-1 ubicado en el Bloque Nogal cuenca del Putumayo.

Exploración Internacional:

Durante el tercer trimestre de 2015, Ecopetrol America Inc perforó el pozo exploratorio Sea Eagle en aguas profundas del Golfo de México (operado por Murphy quien tiene el 35% de participación, PetroVietnam 15% y Ecopetrol America Inc el 50% restante); el pozo fue declarado seco.

Adicionalmente se inició la perforación del pozo delimitador Leon 2 en aguas profundas del Golfo de México (operado por Repsol quien tiene el 60% de participación y Ecopetrol America Inc el 40% restante).

Finalmente, y como resultado de la participación de Ecopetrol America Inc en el Lease Sale 426, en septiembre fueron adjudicados por el BOEM (Bureau of Ocean Energy Management) los bloques GB494, GB495 y GB539. Estos bloques serán operados por la compañía Anadarko, quien tiene el 50% de participación y Ecopetrol América Inc. el 50% restante. Adicionalmente, en noviembre el BOEM adjudicó el bloque East Breaks 685 a Ecopetrol America Inc con una participación del 100%.

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

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Ecopetrol S.A. (kbped)	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Cambio bls	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %	Cambio bls
Crudo	570.2	580.0	(1.7%)	(9.8)	587.0	576.5	1.8%	10.5
Gas natural***	115.8	124.0	(6.6%)	(8.2)	120.3	125.7	(4.3%)	(5.4)
Total	686.0	704.0	(2.6%)	(18.0)	707.3	702.2	0.7%	5.1
Hocol (kbped)	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Cambio bls	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %	Cambio bls
Crudo	22.2	20.2	9.9%	2.0	21.1	21.6	(2.3%)	(0.5)
Gas Natural	0.1	0.1	0.0%	0.0	0.1	0.2	(50.0%)	(0.1)
Total	22.3	20.3	9.9%	2.0	21.2	21.8	(2.8%)	(0.6)
Savia (kbped)****	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Cambio bls	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %	Cambio bls
Crudo	4.7	5.3	(11.3%)	(0.6)	4.9	5.4	(9.3%)	(0.5)
Gas Natural	1.2	1.4	(14.3%)	(0.2)	1.2	1.1	9.1%	0.1
Total	5.9	6.7	(11.9%)	(0.8)	6.1	6.5	(6.2%)	(0.4)
Equion (kbped)****	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Cambio bls	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %	Cambio bls
Crudo	12.2	9.0	35.6%	3.2	11.2	9.2	21.7%	2.0
Gas Natural	9.0	8.6	4.7%	0.4	8.9	8.5	4.7%	0.4
Total	21.2	17.6	20.5%	3.6	20.1	17.7	13.6%	2.4
Ecopetrol America-K2 (kbped)	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Cambio bls	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %	Cambio bls
Crudo	2.7	3.2	(15.6%)	(0.5)	2.9	2.0	45.0%	0.9
Gas Natural	2.8	3.0	(6.7%)	(0.2)	2.9	1.7	70.6%	1.2
Total	5.5	6.2	(11.3%)	(0.7)	5.8	3.7	56.8%	2.1
Grupo Empresarial Ecopetrol (kbped)	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Cambio bls	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %	Cambio bls
Crudo	612.0	617.7	(0.9%)	(5.7)	627.1	614.7	2.0%	12.4
Gas Natural	128.9	137.1	(6.0%)	(8.2)	133.4	137.2	(2.8%)	(3.8)
Total	740.9	754.8	(1.8%)	(13.9)	760.5	751.9	1.1%	8.6

* 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

*** La producción de gas incluye productos blancos

**** La clasificación de producción entre crudo y gas de 2014 se modificó para reflejar la producción de productos blancos en la producción de gas

Tabla 16 – Producción Neta* Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Grupo Empresarial Ecopetrol (kbped)	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Cambio bls	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %	Cambio bls
Crudo	528.5	529.7	(0.2%)	(1.2)	541.0	527.9	2.5%	13.1
Gas Natural***	108.6	113.7	(4.5%)	(5.1)	112.3	113.5	(1.1%)	(1.2)
Total	637.1	643.4	(1.0%)	(6.3)	653.3	641.4	1.9%	11.9

* 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

En comparación con el tercer trimestre del año 2014, la producción del Grupo Empresarial disminuyó 13.9 kbped (-1.8%), principalmente por el cierre temporal de los campos Caño Limón y Gibraltar durante la mayor parte de los meses de julio y agosto, dados los ataques al oleoducto Caño Limón-Coveñas durante el tercer trimestre de 2015. Esto significó una reducción cercana a los 22 kbped en Caño Limón y a los 4 kbped en Gibraltar frente al tercer trimestre del 2014.

INFORMACION RELEVANTE

Adicionalmente a este efecto, es necesario tener en cuenta la declinación natural de los campos, resaltando los ubicados en la Guajira, y la reducción en la participación de Ecopetrol en la producción de algunos campos afectados por cláusulas de precios altos en sus contratos, la cual se acercó a los 12 kbpd frente al tercer trimestre de 2014.

El efecto de los atentados, la declinación y el menor nivel de precios, se vieron contrarrestados principalmente por los activos Castilla y Chichimene, los cuales lograron mantener los niveles de producción obtenidos en el segundo trimestre del 2015, y presentar incrementos de 19.5% y 27.5%, respectivamente, frente al tercer trimestre del 2014.

Igualmente, es importante resaltar el efecto de la reanudación de la actividad en el campo Rubiales, el cual logró detener la declinación evidenciada desde finales del 2013.

Proyectos de aumento de Factor de Recobro:

Durante el tercer trimestre del año se dio inicio a 4 pilotos de incremento de factor de recobro, inyección de químicos en el campo Chichimene e inyección de agua en los campos Provincia, Tisquirama y Castilla.

Así mismo, vale la pena destacar el avance en el piloto de inyección de aire en el campo Chichimene, el cual alcanzó un 92% en la construcción de las facilidades de superficie, dando por terminadas las obras mayores. De igual forma se dio por terminada la prueba de conectividad con resultados positivos, demostrando la continuidad en las arenas y como su nombre lo indica, la conectividad entre el pozo inyector y los pozos productores, al igual que permitió evaluar las condiciones de flujo de los fluidos entre los mismos.

Teniendo en cuenta los pilotos iniciados en el 2015, la empresa cuenta a la fecha con 28 pilotos de recobro en ejecución, de los cuales 16 pilotos demuestran resultados positivos en incremento en presión y 14 aumento en producción de crudo en las áreas impactadas por los pilotos.

INFORMACION RELEVANTE
Producción de los Principales Campos
Tabla 17 – Producción Promedio Principales Campos por Región (kbped) – Participación neta de Ecopetrol S.A.

A	B	C	D	E	F	G
	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %
Región Central	95.2	96.3	(1.1%)	97.8	95.1	2.8%
1) Campo La Cira - Infantas	22.9	24.9	(8.0%)	23.5	24.7	(4.9%)
2) Campo Casabe	20.9	22.2	(5.9%)	22.5	21.9	2.7%
3) Campo Yarigui	19.6	17.6	11.4%	18.0	17.4	3.4%
4) Otros Campos	31.8	31.6	0.6%	33.8	31.1	8.5%
Región Orinoquía	260.4	231.2	12.6%	259.6	222.7	16.6%
1) Campo Castilla	122.9	102.9	19.4%	121.4	103.2	17.6%
2) Campo Chichimene	77.7	60.9	27.6%	78.5	52.5	49.5%
3) Campo Cupiagua	37.3	39.7	(6.0%)	36.1	39.0	(7.4%)
4) Otros Campos	22.5	27.7	(18.8%)	23.6	28.0	(15.7%)
Región Sur	31.8	34.4	(7.6%)	33.1	35.3	(6.2%)
1) Campo San Francisco	8.0	9.2	(13.0%)	8.3	9.4	(11.7%)
2) Área Huila	8.2	9.0	(8.9%)	8.7	9.3	(6.5%)
3) Campo Tello	4.8	4.6	4.3%	4.9	4.5	8.9%
4) Otros Campos	10.8	11.6	(6.9%)	11.2	12.1	(7.4%)
Activos con Socios*	298.6	342.1	(12.7%)	316.8	349.1	(9.3%)
1) Campo Rubiales	94.7	101.2	(6.4%)	94.2	107.0	(12.0%)
2) Campo Guajira	40.0	46.4	(13.8%)	43.7	51.1	(14.5%)
3) Campo Quifa	23.8	33.0	(27.9%)	24.5	33.2	(26.2%)
4) Campo Caño Limón	12.0	34.2	(64.9%)	24.8	27.8	(10.8%)
5) Campo Cusiana	32.2	33.8	(4.7%)	32.6	33.7	(3.3%)
6) Otros Campos	95.9	93.5	2.6%	97.0	96.3	0.7%
Total Ecopetrol S.A.	686.0	704.0	(2.6%)	707.3	702.2	0.7%
Operación Directa	391.8	366.3	7.0%	395.0	357.0	10.6%
Operación Asociada	294.2	337.7	(12.9%)	312.3	345.2	(9.5%)
Hocol						
1) Campo Ocelote	15.2	13.9	9.4%	14.2	14.6	(2.7%)
2) Otros Campos	7.1	6.4	10.9%	7.0	7.2	(2.8%)
Equión**						
1) Campo Piedemonte	15.4	11.7	31.6%	14.2	11.7	21.4%
2) Campo Tauramena / Rio Chitamena	4.5	4.6	(2.2%)	4.6	4.6	0.0%
3) Otros Campos	1.3	1.3	0.0%	1.3	1.4	(7.1%)
Savia**						
1) Campo Lobitos	2.4	3.0	(20.0%)	2.6	3.0	(13.3%)
2) Campo Peña Negra	2.3	2.3	0.0%	2.3	2.3	0.0%
3) Otros Campos	1.2	1.4	(14.3%)	1.2	1.2	0.0%
Ecopetrol America Inc.						
1) Campo Dalmatian	4.4	4.7	(6.4%)	4.6	2.4	91.7%
2) Campo k2	1.1	1.5	(26.7%)	1.2	1.3	(7.7%)

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

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

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 18 – Producción Grupo Empresarial Ecopetrol – Por tipo de Crudo (kbpd)

A	B	C	D	E	F	G
	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %
Liviano	64.9	61.2	6.0%	62.9	61.2	2.8%
Medio	193.0	219.7	(12.2%)	209.2	219.5	(4.7%)
Pesado	354.1	336.8	5.1%	355.0	334.0	6.3%
Total	612.0	617.7	(0.9%)	627.1	614.7	2.0%

Costo de levantamiento del Grupo Empresarial:

El costo de levantamiento por barril producido para el Grupo Empresarial, sin incluir la producción correspondiente a regalías, fue de US\$6.89/BL para el periodo julio - septiembre del 2015, que al compararlo con el mismo periodo del año 2014 (US\$10.70/BL) es US\$3.81/BL menor, debido a:

- Efecto Costos: US\$-0.25/BL por el efecto combinado de:
 - Menor costo por barril de US\$0.63 en las operaciones de Ecopetrol y Hocol, derivado de las siguientes estrategias de optimización de costos: 1) menor número de intervenciones a pozos como resultado de las estrategias de subsuelo, 2) mejora en las rutinas de mantenimiento y confiabilidad de los equipos, 3) disminución de costo de energía por optimización de los sistemas eléctricos y 4) menor costo por estrategias de renegociaciones de contratos.
 - Mayor costo por barril de US\$0.38 por: 1) mayores actividades de mantenimiento de subsuelo y superficie en el campo Chichimene y entrada en operación del campo CPO-09 y 2) instalaciones de levantamiento artificial en el campo K2 de Ecopetrol América Inc.
- Efecto Volumen: US\$+0.14/BL dado el menor volumen de producción en el periodo de análisis.
- Efecto TRM: US\$-3.70/BL debido a la re-expresión de los costos en pesos a dólares a una mayor tasa de cambio la cual aumentó en COL\$1,026.47 por dólar respecto al tercer trimestre del 2014 (COL\$2,935.60/US en 2015 vs COL\$1,909.13/US en 2014).

El indicador de costo de levantamiento por barril producido del Grupo Empresarial para el período enero-septiembre de 2015 fue de US\$7.29/BL, mostrando una reducción de US\$3.62/BL frente al mismo período del año 2014 (US\$10.91/BL). De la reducción observada, US\$1.03/BL son atribuibles a las estrategias de reducción y optimización de costos.

d. Transporte
Tabla 19 – Volúmenes Transportados (kbpd)

A	B	C	D	E	F	G
	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %
Crudos	947.4	980.3	(3.4%)	982.7	947.1	3.8%
Refinados	247.6	252.0	(1.7%)	250.2	249.2	0.4%
Total	1,195.0	1,232.3	(3.0%)	1,232.9	1,196.3	3.1%

Nota: Los volúmenes transportados 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 tercer trimestre de 2015 disminuyó 3.4% respecto al mismo trimestre del año anterior,

INFORMACION RELEVANTE

debido principalmente a los ataques contra la infraestructura en el sistema Caño Limón – Coveñas, el cual no estuvo disponible un 62% del tiempo vs 29% del mismo trimestre del año anterior. Del volumen total de crudo transportado por oleoductos, aproximadamente 71% corresponde a crudo de propiedad de Ecopetrol.

En cuanto a productos refinados, los volúmenes transportados por Cenit S.A.S durante el tercer trimestre del año disminuyeron 1.7% frente al mismo periodo del año anterior, como resultado de un menor volumen de combustibles transportado en el sistema Galán-Sebastopol por menores entregas de productos de la refinería de Barrancabermeja. Del volumen total de productos transportados por poliductos, cerca del 15% corresponde a productos propiedad de Ecopetrol.

Proyectos:

Durante el tercer trimestre se culminaron las obras de adecuación del Terminal de Tocancipá que tienen como objetivo optimizar la infraestructura para el almacenamiento y manejo de combustibles y diversificar las fuentes de abastecimiento para la zona centro del país. La instalación cuenta con una capacidad de cargue total de 12.000 barriles por día de gasolina motor, gasolina extra y diésel, cumpliendo con la normatividad en materia de mezclas con biocombustibles y aditivación.

Adicionalmente, durante el tercer trimestre se finalizó la construcción y pruebas de dos tanques de almacenamiento en el terminal de Coveñas, cada uno con una capacidad de 420 mil barriles, quedando pendiente la instalación de los sistemas contraincendios para entregarlos en operación durante el cuarto trimestre.

Costo Barril Transportado⁴

El indicador de costo por barril transportado para las empresas del Grupo Empresarial en el periodo julio - septiembre del 2015 fue US\$3.42/BL, que al compararlo con el resultado para el mismo periodo del año anterior (US\$4.02/BL), presenta un menor valor de US\$0.60/BL.

- Efecto Egresos: US\$+1.15/BL:
 - US+\$1.38/BL por mayores gastos de impuestos como consecuencia del incremento en los ingresos registrados durante el trimestre
 - US-\$0.23/BL, producto de las eficiencias alcanzadas en los costos fijos y variables
- Efecto Volumen: US\$+0.08/BL: menor volumen transportado.
- Efecto TRM: US\$-1.83/BL originados al re-expresar los costos en pesos a dólares a una mayor tasa de cambio, la cual aumentó en COL\$1,026.47 por dólar respecto al tercer trimestre del 2014 (COL\$2,935.60/US en 2015 vs COL\$1,909.13/US en 2014).

El indicador de costo por barril transportado para las empresas del Grupo Empresarial para el período enero-septiembre del 2015 fue de US\$3.95/BL, que comparado con el resultado para el mismo periodo del año anterior (US\$4.72/BL), presenta un menor valor de US\$0.78/BL.

La porción en dólares del costo por barril transportado para el Grupo Empresarial es de 9%.

⁴ En 2014, año en el cual se reportaba Ecopetrol S.A. individual, para calcular el costo de transporte se tomaban todos los pagos a filiales por transporte de crudo, transporte de carro tanques, y más los costos de Ecopetrol S.A. en la operación y mantenimiento de algunos sistemas propios de crudo. Estos costos se dividían por los barriles de crudo vendidos por Ecopetrol S.A.

Para 2015, año en que se empezó a reportar la información financiera y volumétrica del Grupo Empresarial bajo NIIF, anulando por tanto las operaciones entre Ecopetrol S.A. y las filiales de transporte, el costo se calcula así: total de costos y gastos de cada una de las empresas de transporte del grupo, más los costos de Ecopetrol S.A. en la operación y mantenimiento de algunos sistemas propios; divididos entre los volúmenes totales transportados por todas las filiales (crudo y refinados).

INFORMACION RELEVANTE

e. Refinación

e.1) Reficar (Refinería de Cartagena):

La nueva refinería de Cartagena alcanzó el 21 de octubre un hito clave: la puesta en servicio de la Unidad de Crudo. Se inició así el proceso para la entrada secuencial de las 31 plantas que componen la nueva refinería de Cartagena, el cual culminaría a finales del primer trimestre de 2016. Se espera un proceso de puesta en marcha estable para alcanzar una carga promedio estimada de 143 kbd en el año 2016.

La Refinería de Cartagena tendrá una capacidad máxima de 165 mil barriles por día y un factor de conversión del 97%. Se estima que la refinería tendrá una dieta de 70% crudo pesado y 30% crudo liviano, la cual se espera satisfacer con un 70% de crudo nacional y un 30% de crudo importado.

Los estimados de producción diaria para un carga estable de 165 kbd, son aproximadamente: 90 mil barriles de diésel, 45.5 mil de nafta y gasolina, 16 mil de jet fuel, 5 mil de propileno, 5 mil de GLP, 250 toneladas de azufre y 2.500 toneladas de coque.

Reficar producirá productos de bajo contenido de azufre (diésel – ULSD - de 10 partes por millón – ppm- y gasolina de máximo 50 ppm), cuya calidad permitirá llegar a cualquier mercado, con énfasis en los mercados de Norte América, Sur América y el Caribe.

e.2) Refinería de Barrancabermeja:

Tabla 20 – Carga, Factor de Utilización de la Refinería y Productos Refinados

A	B	C	D	E	F	G
	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %
Carga* (kbpd)	208.2	226.3	(8.0%)	219.5	226.7	(3.2%)
Factor de utilización (%)	71.8%	78.9%	(9.0%)	76.4%	81.2%	(5.9%)
Producción Refinados (kbped)	209.6	224.7	(6.7%)	220.8	228.8	(3.5%)

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

La carga de crudo y el factor de utilización disminuyeron frente al tercer trimestre del año 2014 como consecuencia del mantenimiento programado de la unidad de crudo U-200, con capacidad de 75 kbd. Se destaca la reconversión de la unidad de viscorreducción de fondos como unidad de crudo para mitigar el impacto del mantenimiento de la U200. En el acumulado del año el efecto negativo ha sido generado también por menor disponibilidad de crudos, incremento en dieta pesada y dificultades en la evacuación de fuel oil. Sin embargo, mediante procesos de optimización de los esquemas operacionales ha sido posible incrementar los rendimientos de jet y diésel, reduciendo las importaciones de estos combustibles.

El plan Maestro de Servicios Industriales alcanzó una ejecución física del 99.2%, dando inicio a la fase de precomisionamiento, comisionamiento y arranque de una caldera, la cual se estima finalizar en el último trimestre de 2015.

Costos y márgenes del segmento de Refinación

El costo operativo de caja para el Grupo Empresarial, que incluye la operación de la refinería de Barrancabermeja y Propilco, en el periodo julio - septiembre del 2015, fue de US\$4.33/BL, que al compararlo con el mismo periodo del 2014 (US\$6.49/BL) presenta un menor valor de US\$2.16/BL debido a:

- Efecto TRM: US\$-2.33/Bl originados al re-expresar los costos en pesos a dólares a una mayor

INFORMACION RELEVANTE

tasa de cambio la cual aumentó en COL\$1,026.47 por dólar respecto al tercer trimestre del 2014 (COL\$2,935.60/US en 2015 vs COL\$1,909.13/US en 2014).

- Efecto Costos: US\$-0.16/Bl:
 - US\$-0.57/Bl: menores costos fijos asociado a las estrategias de optimización en mantenimiento y servicios de soporte.
 - US\$+0.41/Bl: mayores costos de servicios industriales en Ecopetrol; y mayores costos de operación de Propilco asociados a un mayor volumen vendido permitiendo aumentar el margen de contribución.
- Efecto Volumen: US\$+0.33/Bl: mayores costos asociados a una menor carga registrada.

El costo operativo de caja del Grupo Empresarial para el periodo enero-septiembre del 2015 fue de US\$4.51/Bl, esto es, US\$1.84/Bl menos que en el mismo período de 2014 (US\$6.35/Bl). De la reducción observada, US\$0.35/Bl son atribuibles a las estrategias de reducción y optimización de costos.

La porción en dólares correspondiente al costo de refinación es de 19%.

Tabla 21 – Margen de Refinación

A	B	C	D	E	F	G
	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %
Margen de Refinación (USD/bl)	16.7	15.5	7.7%	17.5	14.2	23.2%

El incremento en el margen bruto de refinación de Barrancabermeja entre el tercer trimestre de 2015 y el tercer trimestre de 2014 obedece principalmente a: 1) implementación de iniciativas operativas para transformar corrientes como el GLP y los fondos de vacío en productos de mayor valor (diluyente para crudos pesados) y mayor recuperación de destilados medios mediante el cambio de esquemas operacionales en algunas de las unidades y 2) mejor comportamiento de los precios internacionales de productos refinados frente al crudo.

INFORMACION RELEVANTE

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*	III trim. 15	III trim. 14	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14
Índice de Frecuencia de Accidentalidad (accidentes / millón de horas hombre)	0.56	1.09	0.45	0.99
Incidentes Ambientales por Causa Operacional	1	5	5	21

*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.

Es importante resaltar que en el Proyecto de Modernización de la Refinería de Cartagena se han trabajado 110 millones de horas hombre sin ninguna fatalidad.

Ciencia y Tecnología:

Durante el tercer trimestre de 2015 se otorgaron dos patentes a la empresa, una en Colombia y otra en Perú, cada una con duración de 20 años:

- Colombia: “Dispositivo y método para el escalamiento de procesos de recobro secundario, terciario o mejorado de petróleo”.
- Perú: “Proceso para el tratamiento de sodas gastadas y del producto obtenido en el mismo proceso”.

Con estas dos patentes se completan cuatro en lo corrido del 2015 y 64 patentes otorgadas vigentes para la empresa, manteniéndola como la empresa nacional que más patenta en el país.

b. Responsabilidad Corporativa

Dow Jones Sustainability Index:

Por quinto año consecutivo, Ecopetrol S.A. fue ratificada dentro del índice mundial de sostenibilidad del Dow Jones. Ecopetrol S.A. continúa en el grupo del 10% de las empresas de Oil & Gas con mejor desempeño en sostenibilidad en el mundo.

Inversión Social:

En el periodo enero – septiembre de 2015 se invirtieron COL\$32,145 millones distribuidos así: 1) COL\$21,028 millones para programas de competitividad regional, 2) COL\$8,034 millones para educación y cultura, y 3) COL\$3,083 millones para programas de ciudadanía y democracia.

Asamblea Extraordinaria de Accionistas:

El 4 de septiembre se realizó la asamblea extraordinaria de accionistas de Ecopetrol, en la cual se eligió a Carlos Cure Cure como miembro independiente de la Junta Directiva de la empresa, con ocasión de la renuncia de Gonzalo Restrepo López.

INFORMACION RELEVANTE

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 2015:

Español

Noviembre 18, 2015

9:00 a.m. Bogotá, Nueva York y Toronto

Inglés

Noviembre 18, 2015

10:30 a.m. Bogotá, Nueva York y Toronto

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.

Acerca de Ecopetrol S.A.

Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; TSX: ECP) es la mayor compañía de Colombia en ingresos, utilidad, activos y patrimonio neto. Ecopetrol es la única compañía colombiana de petróleo crudo y gas natural verticalmente integrada, con participación en operaciones en Colombia, Brasil, Perú, y en Estados Unidos (Golfo de México). Sus subordinadas incluyen a las siguientes compañías: Andean Chemicals Limited, Bioenergy S.A., Bioenergy Zona Franca S.A.S., Black Gold Re Ltd, Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., Ecopetrol America Inc, Ecopetrol del Perú S.A., Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda, Ecopetrol Germany GmbH, Ecopetrol Capital AG, Ecopetrol Global Energy S.L.U., Ecopetrol Global Capital S.L.U., Equion Energía Limited, Hocol Petroleum Limited, Hocol S.A., Oleoducto de los Llanos Orientales S.A., Propilco S.A., Compounding and Masterbatching Industry Ltda- COMAI, Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S, Oleoducto Central S.A. -OCENSA, Oleoducto de Colombia S.A.-ODC, Refinería de Cartagena S.A., Santiago Oil Company, Colombia Pipelines Limited, SENTO S.A.S y PROYECTOS ODC N1 S.A.S. Ecopetrol S.A. es una de las 40 compañías petroleras más grandes del mundo y una de las cuatro principales compañías petroleras en América Latina. La empresa es de propiedad mayoritaria de la República de Colombia (88.5%), y sus acciones cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. (BVC) bajo el símbolo ECOPETROL, en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) bajo el símbolo (EC), y en la Bolsa de Valores de Toronto (TSX) bajo el símbolo ECP. La compañía tiene tres segmentos de negocio: 1) exploración y producción, 2) transporte y logística, y 3) refinación, petroquímica y biocombustibles.

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:

Director 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

A	B	C	D	E	F	G
Ecopetrol S.A. (consolidado)						
1) Compras Locales (kbped)	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %
Crudo*	152.9	177.5	(13.9%)	175.8	190.0	(7.5%)
Gas**	1.5	2.2	(31.8%)	1.9	2.3	(17.4%)
Productos Refinados	6.1	5.4	13.0%	15.3	12.4	23.4%
Diluyente***	7.6	15.8	(51.8%)	7.4	14.2	(47.9%)
Total	168.1	200.9	(16.3%)	200.4	218.9	(8.5%)
2) Importaciones (kbped)	III trim. 15	III trim. 14	Cambio %	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14	Cambio %
Crudo	4.9	-	N.A.	1.7	-	N.A.
Productos Refinados	176.2	131.5	34.0%	210.9	187.8	12.3%
Diluyente	53.6	62.0	(13.7%)	60.8	58.0	4.9%
Total	234.7	193.5	21.3%	273.4	245.8	11.2%

* Incluye compras de regalías y compras a terceros.

** No incluye compra de regalías debido a cambio regulatorio.

*** Incluye producto degradado a diluyente y producción propia de diluyente.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 2 – Estado de Resultados Consolidado

A	B	C	D	E	F
Millones de pesos colombianos	III trim. 15*	III trim. 14*	II trim. 15*	Ene-Sep 15*	Ene-Sep 14*
Ingresos					
Ventas Nacionales	5,643,785	5,859,075	5,404,533	15,765,278	18,551,700
Ventas al Exterior	6,161,281	9,890,758	7,735,658	20,371,027	30,389,872
Ventas de Servicios y Otros	1,198,294	1,063,808	869,438	3,177,539	2,775,595
Total Ingresos	13,003,360	16,813,641	14,009,629	39,313,844	51,717,167
Costo de Ventas					
Costos Variables:					
Productos Importados	3,623,729	3,429,576	2,918,686	9,307,297	9,975,767
Compras de Crudo	1,386,076	2,843,787	1,870,088	4,917,606	8,708,940
Depreciación, Amortización y Agotamiento	1,278,208	1,254,419	1,311,582	3,768,870	3,677,060
Servicios de Transporte de Hidrocarburos	442,386	350,031	208,431	971,393	1,109,970
Variación de Inventarios y Otros	(32,097)	348,044	768,579	1,247,061	1,424,977
Costos Fijos:					
Depreciación	339,686	255,056	321,060	991,928	786,556
Servicios Contratados	610,997	904,414	635,809	1,906,336	2,421,338
Mantenimiento	512,918	661,685	597,630	1,511,881	1,724,822
Costos Laborales	390,787	357,544	398,934	1,165,854	1,103,677
Otros	509,762	516,890	390,517	1,250,179	1,355,756
Total Costo de Ventas	9,062,452	10,921,446	9,421,316	27,038,405	32,288,863
Utilidad Bruta	3,940,908	5,892,195	4,588,313	12,275,439	19,428,304
Gastos Operacionales					
Gastos Operativos	834,011	788,025	787,538	2,925,386	2,272,441
Gastos de Exploración y Proyectos	256,774	660,625	251,537	592,844	1,535,483
Utilidad Operacional	2,850,123	4,443,545	3,549,238	8,757,209	15,620,380
Ingresos (gastos) Financieros **	(692,984)	(834,448)	(779,024)	(3,002,282)	(1,042,335)
Resultados de Participación en Asociadas	(36,703)	57,615	46,618	10,659	200,371
Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta	2,120,436	3,666,712	2,816,832	5,765,586	14,778,416
Provisión Impuesto de Renta	(1,233,879)	(1,781,672)	(1,121,300)	(2,827,555)	(6,069,812)
Ganancia Neta Consolidada	886,557	1,885,040	1,695,532	2,938,031	8,708,604
Interés no Controlado	(232,440)	(153,990)	(188,976)	(617,328)	(492,593)
Ganancia Neta atribuible a Accionistas de Ecopetrol***	654,117	1,731,050	1,506,556	2,320,703	8,216,011
Otro Resultado Integral	2,203,033	1,209,665	459,113	3,374,472	920,760
EBITDA	4,698,423	6,344,251	5,521,889	15,003,025	21,241,656
MARGEN EBITDA	36.1%	37.7%	39.4%	38.2%	41.1%

Notas

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

** Incluye diferencia en cambio.

*** De acuerdo con la NIC 1 "Presentación de estados financieros" en su párrafo 83 se 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.

Nota: Para utilidades sensibilizadas con Contabilidad de Coberturas para cada uno de los trimestres, remitirse a la tabla 12 del capítulo "Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía".

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 3 – Balance General Consolidado

A	B	C
Millones de Pesos Colombianos	Septiembre 30 de 2015	Junio 30 de 2015
Activos		
Activos Corrientes		
Efectivo y Equivalentes de Efectivo	9,306,584	9,285,236
Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	5,024,797	4,555,928
Inventarios	3,019,257	2,905,021
Activos por Impuestos Corrientes	4,746,509	3,690,713
Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta	906,865	1,440,846
Otros Activos	5,023,354	5,532,925
Total Activos Corrientes	28,027,366	27,410,669
Activos No Corrientes		
Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	2,653,711	2,499,397
Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	528,882	548,364
Propiedades, Planta y Equipo	68,853,645	62,352,315
Recursos Naturales y del Medio Ambiente	27,566,483	26,541,945
Intangibles	380,714	244,908
Activos por Impuestos Diferidos	6,247,510	3,454,215
Otros Activos	3,156,064	3,118,817
Total Activos No Corrientes	109,387,009	98,759,961
Total Activos	137,414,375	126,170,630
Pasivos		
Pasivos Corrientes		
Prestámos Corto Plazo	4,344,293	4,220,309
Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	12,189,106	12,907,459
Provisiones Corrientes por Beneficios a Empleados	1,389,684	1,309,233
Pasivos por Impuestos Corrientes	2,497,255	1,890,913
Provisiones y Contingencias	857,557	908,961
Otros Pasivos Corrientes	270,009	144,586
Total Pasivos Corrientes	21,547,904	21,381,461
Pasivos No Corrientes		
Préstamos Largo Plazo	48,559,464	41,755,963
Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	29,246	26,317
Provisiones No Corrientes por Beneficios a Empleados	4,660,403	4,461,073
Pasivos por Impuestos Diferidos	5,421,576	3,598,739
Provisiones y Contingencias	5,552,573	5,282,595
Otros Pasivos No Corrientes	538,977	526,855
Total Pasivos No Corrientes	64,762,239	55,651,542
Total Pasivos	86,310,143	77,033,003
Patrimonio		
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Compañía	49,479,573	47,427,640
Interes No Controlante	1,624,659	1,709,987
Total Patrimonio	51,104,232	49,137,627
Total Pasivos y Patrimonio	137,414,375	126,170,630

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 4 – Estado de Flujo de Efectivo Consolidado

A	B	C	D	E	F
Millones de Pesos Colombianos	III trim.2015	III trim.2014	II trim.2015	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación:					
Utilidad Neta del Año Atribuible a los Accionistas de Ecopetrol S.A.	654,117	1,731,050	1,506,556	2,320,703	8,216,011
Ajustes para Conciliar la Utilidad Neta con el Efectivo Generado por las Operaciones:					
Participación de Accionistas No Controlantes	232,440	153,990	188,976	617,328	492,593
Cargo por Impuesto a las Ganancias	1,233,879	1,781,672	1,877,852	2,827,555	6,069,812
Depreciación, Agotamiento y Amortización	1,673,281	1,575,724	1,661,244	4,921,443	4,625,738
Pérdida por Diferencia en Cambio	46,560	570,722	451,181	1,672,593	381,757
Costo de Financiación Reconocido en Resultados	736,826	328,280	441,137	1,604,068	943,356
Pérdida en Venta o Retiro de Activos No Corrientes	(7,534)	98,697	18,998	11,958	145,318
Pérdida por Deterioros de Activos	11,690	10,746	(151,063)	(97,625)	(11,011)
Pérdida (Ganancia) por Valoración de Activos Financieros	(65,447)	(6,937)	(63,014)	(67,898)	(21,926)
Resultado de las Inversiones en Asociadas	36,703	(57,615)	(46,618)	(10,659)	(200,371)
Ganancia en Venta de Activos Mantenidos para la Venta	(72,339)	-	-	(72,339)	-
Diferencia en Cambio Realizada sobre Coberturas de Flujo de Efectivo	167,103	-	-	167,103	-
Cambios Netos en Operaciones con Activos y Pasivos	(640,691)	(67,374)	(2,329,511)	(2,907,799)	(2,531,729)
Impuesto de Renta Pagado	(60,439)	(142,102)	(2,949,979)	(3,135,527)	(4,819,169)
Efectivo Neto Generado por las Actividades de Operación	<u>3,946,149</u>	<u>5,976,853</u>	<u>605,759</u>	<u>7,850,904</u>	<u>13,290,379</u>
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión:					
Inversión en Propiedad, Planta y Equipo	(1,960,210)	(1,395,470)	(1,395,974)	(5,445,331)	(5,507,955)
Inversión en Recursos Naturales y del Ambiente	(2,020,399)	(2,084,159)	(1,813,855)	(4,724,778)	(4,108,083)
Adquisiciones de Intangibles	(39,424)	12,737	(30,284)	(76,681)	(95,722)
Producto de la Venta de Activos Mantenidos para la Venta	633,406	-	-	633,406	-
(Compra) Venta de Otros Activos Financieros	1,864,305	1,657,717	(1,358,756)	(957,170)	(980,673)
Intereses Recibidos	114,740	93,490	107,669	296,099	272,612
Dividendos Recibidos	10,174	70,942	110,832	121,006	112,753
Ingresos por Venta de Activos	33,057	(67,465)	10,099	58,441	(23,056)
Efectivo Neto Usado en Actividades de Inversión	<u>(1,364,351)</u>	<u>(1,712,208)</u>	<u>(4,370,269)</u>	<u>(10,095,008)</u>	<u>(10,330,124)</u>
Flujo de Efectivo en Actividades de Financiación:					
Aumento (Pago) de Préstamos	(2,309,542)	1,712,533	2,803,018	4,988,895	7,156,620
Pago de Intereses	(611,431)	(213,649)	(301,618)	(1,316,120)	(949,867)
Capitalizaciones	-	2	(8)	3	45
Dividendos Pagados	(384,912)	(4,690,271)	(645,817)	(1,212,433)	(7,333,691)
Efectivo Neto (Usado) Generado en Actividades de Financiación	<u>(3,305,885)</u>	<u>(3,191,385)</u>	<u>1,855,575</u>	<u>2,460,345</u>	<u>(1,126,893)</u>
Efecto de la Variación en Tasas de Cambio sobre Efectivo y Equivalentes de Efectivo	745,435	151,021	253,168	1,481,582	50,933
Aumento (Disminución) Neto en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	<u>21,348</u>	<u>1,224,281</u>	<u>(1,655,767)</u>	<u>1,697,823</u>	<u>1,884,295</u>
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Periodo	9,285,236	9,465,104	10,941,003	7,608,761	8,805,090
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	<u>9,306,584</u>	<u>10,689,385</u>	<u>9,285,236</u>	<u>9,306,584</u>	<u>10,689,385</u>

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 5 – Conciliación del Ebitda Consolidado

COL\$ Millones	A	B	C	D	E	F
		III Trim. 2015	III Trim. 2014	II Trim. 2015	Ene-Sep. 2015	Ene-Sep. 2014
CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA						
Utilidad Neta		654,117	1,731,050	1,506,556	2,320,703	8,216,011
+ Depreciación, Agotamiento y Amortización		1,673,281	1,575,724	1,661,244	4,921,443	4,625,738
+/- Deterioros Activos a Largo Plazo		4,625	6,078	6,123	16,706	5,731
+/- Resultado Financiero, Neto		692,984	834,448	779,024	3,002,282	1,042,335
+ Provisión de Renta Neto		1,233,879	1,781,672	1,121,300	2,827,555	6,069,812
+ Otros Impuestos		207,097	261,289	258,666	1,297,008	789,436
+ Interés Minoritario		232,440	153,990	188,976	617,328	492,593
EBITDA CONSOLIDADO		4,698,423	6,344,251	5,521,889	15,003,025	21,241,656

Nota: Para utilidades sensibilizadas con Contabilidad de Coberturas para cada uno de los trimestres, remitirse a la tabla 12 del capítulo "Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía".

INFORMACION RELEVANTE
VI. Anexos Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias
Exploración y Producción
1. Hocol:
Tabla 6 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millardos de COL\$	III trim. 15	III trim. 14	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14
Ventas Locales	76	-	189	1
Ventas al Exterior	181	380	542	1,179
Ventas de Servicios	36	173	156	271
Ventas Totales	293	553	887	1,451
Costos Variables	182	110	453	354
Costos Fijos	85	214	289	497
Costo de Ventas	267	324	742	851
Utilidad Bruta	26	229	145	600
Gastos Operativos	10	69	101	150
Utilidad Operacional	16	160	44	450
Ingresos/Gastos Financieros	-	(2)	24	5
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	16	158	68	455
Provisión Impuesto de Renta	12	(110)	(28)	(320)
Utilidad Neta	28	48	40	135
EBITDA	161	231	426	758
Margen EBITDA	55%	42%	48%	52%

Tabla 7 – Balance General

A	B	C
Millardos de COL\$	Septiembre 30, 2015	Junio 30, 2015
Activos corrientes	1,072	1,250
Activos no corriente	2,753	2,383
Total Activos	3,825	3,633
Pasivos corrientes	911	1,161
Pasivos de largo plazo	576	476
Total Pasivos	1,487	1,637
Patrimonio	2,338	1,996
Total Pasivo y Patrimonio	3,825	3,633

INFORMACION RELEVANTE
2. Savia Perú:
Tabla 8 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millones de USD\$	III trim. 15*	III trim. 14	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14
Ventas Locales	25.1	91.8	119.1	289.9
Ventas Totales	25.1	91.8	119.1	289.9
Costos Variables	19.0	47.6	69.1	99.3
Costos Fijos	10.5	26.2	58.3	79.9
Costo de Ventas	29.5	73.8	127.4	179.2
Utilidad Bruta	(4.4)	18.0	(8.3)	110.7
Otros Ingresos (Gastos) Operativos	(7.7)	(18.7)	(30.2)	(47.0)
Utilidad Operacional	(12.1)	(0.7)	(38.5)	63.7
Ingresos (Gastos) Financieros	(0.6)	2.3	(1.9)	0.3
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(12.7)	1.6	(40.4)	64.0
Provisión Impuesto de Renta	1.6	(2.2)	8.3	(28.4)
Utilidad Neta	(11.1)	(0.6)	(32.1)	35.6
EBITDA	3.2	25.3	29.7	141.3
Margen EBITDA	12.7%	27.6%	24.9%	48.7%

* Cifras al corte de Agosto 31 de 2015

Tabla 9 – Balance General

A	B	C
Millones de USD\$	Agosto 31 de 2015	Junio 30 de 2015
Activos corrientes	123.3	129.2
Activos no corriente	721.1	739.2
Total Activos	844.4	868.4
Pasivos corrientes	168.0	178.3
Pasivos de largo plazo	145.3	147.9
Total Pasivos	313.3	326.2
Patrimonio	531.1	542.2
Total Pasivo y Patrimonio	844.4	868.4

INFORMACION RELEVANTE
3. Equión:
Tabla 10 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millardos de COL\$	III trim. 15	III trim. 14	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14
Ventas Locales	124	86	280	223
Ventas al Exterior	236	257	643	777
Ventas Totales	360	343	923	1,000
Costos Variables	219	107	546	289
Costos Fijos	50	49	140	136
Costo de Ventas	269	156	686	425
Utilidad Bruta	91	187	237	575
Otros Ingresos (Gastos) Operativos	(6)	(1)	(17)	8
Utilidad Operacional	85	186	220	583
Ingresos (Gastos) Financieros	16	2	36	19
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	101	188	256	602
Provisión Impuesto de Renta	(185)	(162)	(241)	(292)
Utilidad Neta	(84)	26	15	310
EBITDA	273	270	695	805
Margen EBITDA	76%	79%	75%	81%

Tabla 11 – Balance General

A	B	C
Millardos de COL\$	Septiembre 30, 2015	Junio 30, 2015
Activos corrientes	1,428	1,225
Activos no corriente	2,158	1,891
Total Activos	3,586	3,116
Pasivos corrientes	971	639
Pasivos de largo plazo	381	253
Total Pasivos	1,352	892
Patrimonio	2,234	2,224
Total Pasivo y Patrimonio	3,586	3,116

INFORMACION RELEVANTE
Refinación y Petroquímica
1. Essentia (Propilco):
Tabla 12 – Ventas Volumétricas

A	B	C	D	E
Ventas (toneladas)	III trim. 15	III trim. 14	Ene - Sep 15	Ene - Sep 14
Polipropileno	113,839	111,142	320,504	296,786
Masterbatch	3,695	2,815	10,071	8,707
Polietileno	8,346	7,740	26,150	20,041
Total	125,880	121,697	356,725	325,534

Tabla 13 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millardos de COL\$	III trim. 15	III trim. 14	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14
Ventas Locales	183	176	528	481
Ventas al Exterior	311	272	828	736
Ventas Totales	494	448	1,356	1,217
Costos Variables	342	383	1,052	1,039
Costos Fijos	22	14	66	61
Costo de Ventas	364	397	1,118	1,100
Utilidad Bruta	130	51	238	117
Gastos Operativos	39	31	113	89
Utilidad Operacional	91	20	125	28
Ingresos/Gastos Financieros	(13)	(8)	9	18
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	78	12	134	46
Provisión Impuesto de Renta	(32)	-	(39)	1
Utilidad Neta	46	12	95	47
EBITDA	98	24	150	51
Margen EBITDA	20%	5%	11%	4%

Tabla 14 – Balance General

A	B	C
Millardos de COL\$	Septiembre 30, 2015	Junio 30, 2015
Activos corrientes	850	788
Activos no corriente	963	812
Total Activos	1,813	1,600
Pasivos corrientes	450	465
Pasivos de largo plazo	122	121
Total Pasivos	572	586
Patrimonio	1,241	1,014
Total Pasivo y Patrimonio	1,813	1,600

INFORMACION RELEVANTE
2. Reficar:
Tabla 15 – Ventas Volumétricas

A	B	C	D	E
Ventas (kbc)	III trim. 15	III trim. 14	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14
Local	42.0	36.7	39.7	35.5
Exportación	0.0	1.7	0.0	13.4
Total	42.0	38.4	39.7	48.9

Tabla 16 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millardos de COL\$	III trim. 15	III trim. 14	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14
Ventas Locales	827	793	2,147	2,349
Ventas al Exterior	-	35	-	772
Ventas Totales	827	828	2,147	3,121
Costos Variables	754	775	1,991	2,894
Costos Fijos	46	59	134	161
Costo de Ventas	800	834	2,125	3,055
Utilidad Bruta	27	(6)	22	66
Gastos Operativos	241	161	580	373
Utilidad Operacional	(214)	(167)	(558)	(307)
Ingresos/Gastos Financieros	(46)	44	(3)	1
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(260)	(123)	(561)	(306)
Provisión Impuesto de Renta	(1)	(64)	31	(39)
Utilidad Neta	(261)	(187)	(530)	(345)
EBITDA	(171)	(113)	(360)	(155)
Margen EBITDA	-21%	-14%	-17%	-5%

Tabla 17 – Balance General

A	B	C
Millardos de COL\$	Septiembre 30 de 2015	Junio 30 de 2015
Activos corrientes	1,235	1,381
Activos no corriente	28,043	22,263
Total Activos	29,278	23,644
Pasivos corrientes	1,747	1,274
Pasivos de largo plazo	15,820	13,209
Total Pasivos	17,567	14,483
Patrimonio	11,711	9,161
Total Pasivo y Patrimonio	29,278	23,644

INFORMACION RELEVANTE
Transporte
Cenit:
Tabla 18 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millardos de COL\$	III trim. 15	III trim. 14	Ene-Sep 15	Ene-Sep 14
Ventas Locales	-	3	9	16
Ventas de Servicios	986	745	2,788	2,212
Ventas Totales	986	748	2,797	2,228
Costos Variables	33	54	103	108
Costos Fijos	446	455	1,394	1,426
Costo de Ventas	479	509	1,497	1,534
Utilidad Bruta	507	239	1,300	694
Gastos Operativos	56	94	210	129
Utilidad Operacional	451	145	1,090	565
Ingresos/Gastos Financieros	1,166	766	1,668	1,024
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	1,617	911	2,758	1,589
Provisión Impuesto de Renta	(369)	(23)	(604)	(189)
Utilidad Neta	1,248	888	2,154	1,400
EBITDA	563	235	1,508	817
Margen EBITDA	57%	31%	54%	37%

Tabla 19 – Balance General

A	B	C
Millardos de COL\$	Septiembre 30, 2015	Junio 30, 2015
Activos corrientes	2,713	1,398
Activos no corriente	16,219	16,002
Total Activos	18,932	17,400
Pasivos corrientes	1,075	801
Pasivos de largo plazo	963	952
Total Pasivos	2,038	1,753
Patrimonio	16,894	15,647
Total Pasivo y Patrimonio	18,932	17,400

INFORMACION RELEVANTE
Biocombustibles
1. Ecodiesel
Tabla 20 – Ventas Volumétricas

A	B	C	D	E
Ventas Totales (kbped)	III trim. 15	III trim. 14	Ene-Ago 15	Ene-Sep 14
Biodiesel	2.4	2.2	2.3	2.3
Glicerina	0.2	0.2	0.2	0.2
Total	2.6	2.4	2.5	2.5

Tabla 21 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E	
Millardos de COL\$	III trim. 15*	III trim. 14	Ene-Ago 15	Ene-Sep 14	
Ventas Locales		99	70	248	231
Ventas Totales		99	70	248	231
Costos Variables		83	62	213	201
Costo de Ventas		83	62	213	201
Utilidad Bruta		16	9	35	30
Gastos Operativos		3	2	9	8
Utilidad Operacional		13	6	26	23
Ingresos/Gastos Financieros		(1)	(1)	(2)	(2)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos		12	5	24	21
Provisión Impuesto de Renta		(1)	(1)	(4)	(4)
Utilidad Neta		11	4	20	17
EBITDA		14.33		29.98	
Margen EBITDA		14.4%		12.1%	

* Cifras al corte de Agosto 31 de 2015

Tabla 22 – Balance General

A	B	C
Millardos de COL\$	Agosto 31 de 2015	Junio 30 de 2015
Activos corrientes	69	70
Activos no corriente	73	74
Total Activos	143	144
Pasivos corrientes	52	58
Pasivos de largo plazo	24	26
Total Pasivos	76	84
Patrimonio	67	60
Total Pasivo y Patrimonio	143	144

INFORMACION RELEVANTE
VII. Deuda Grupo
Tabla 23 – Deuda Vigente por Compañía*

Compañía	Origen Moneda Extranjera (USD)	Origen Moneda Nacional (COL**)	Total
Ecopetrol	10.926	1.198	12.124
Reficar	3.205	0	3.205
Bicentario	0	572	572
ODL	0	269	269
Bioenergy	0	157	157
Ocensa	500	0	500
Propilco	12	0	12
Total	14.643	2.196	16.839

* Valor nominal de la deuda a septiembre 30 de 2015, sin incluir causación de intereses

** Cifras expresadas en millones de dólares equivalentes con la TRM al 30 de septiembre de 2015