

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

- **En medio de un entorno retador la producción del Grupo creció 5 mil barriles por día frente a 2014 y llegó a 761 mil barriles promedio día.**
- **Ahorros anuales de COL\$2.8 billones de pesos mitigaron impacto de la caída de los precios.**
- **Margen de refinación aumentó 16% entre 2014 y 2015.**
- **En línea con la tendencia de la industria, el menor precio del crudo y los impairments (ajustes contables según NIIF) llevaron al registro de una pérdida neta por COL\$3.9 billones de pesos en 2015. Sin tener en cuenta el efecto de impairments, la utilidad neta fue de COL\$2.4 billones de pesos.**

Bogotá, marzo 6 de 2016. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPEL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Empresarial para el cuarto 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

(Millardos de COL\$)	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
		IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio \$	Cambio %	III trim. 15	2015	2014	Cambio \$	Cambio %
Ventas Totales		12,777	14,255	(1,478)	(10.4%)	13,003	52,091	65,972	(13,881)	(21.0%)
Utilidad Operacional		(7,301)	(1,171)	(6,130)	523.5%	2,850	1,456	14,449	(12,993)	(89.9%)
Ganancia Neta Consolidada		(6,021)	(2,360)	(3,661)	155.1%	887	(3,083)	6,349	(9,432)	(148.6%)
Interés no Controlado		(287)	(131)	(156)	119.1%	(233)	(905)	(623)	(282)	45.3%
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol*		(6,308)	(2,491)	(3,817)	153.2%	654	(3,988)	5,726	(9,714)	(169.6%)
Otro Resultado Integral Atribuible a accionistas de Ecopetrol*		1,456	3,412	(1,956)	(57.3%)	2,203	4,791	4,332	459	10.6%
EBITDA		3,083	3,268	(185)	(5.7%)	4,698	18,087	24,509	(6,422)	(26.2%)
Margen EBITDA		24.1%	22.9%			36.1%	34.7%	37.2%		

* 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.

¹ El Grupo Empresarial Ecopetrol adoptó las NIIF desde el 1° de enero del 2015, con fecha de transición del 1° de enero de 2014 y como tal, la información presentada corresponde a los primeros estados financieros consolidados emitidos bajo las NIIF auditados.

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 cuarto 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 cuarto trimestre de 2014 y en 2015 se re-expresan en el presente informe bajo NIIF.

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 sin decimales. 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.:

“2015 fue uno de los años más retadores para la industria del petróleo. Ecopetrol, al igual que muchas otras compañías del sector, llevo a cabo profundos ajustes en su forma de operar para ser más eficiente y sobrellevar los menores precios del crudo. Intensificó la interacción entre la excelencia operativa y financiera para generar y proteger la caja, asegurar la sostenibilidad y prepararse para crecer una vez el escenario de precios lo permita. A este reto se sumaron los desafíos impuestos por los ataques a la infraestructura petrolera, el Fenómeno del Niño, el cierre de la frontera con Venezuela, la terminación de proyectos clave del Midstream y el Downstream, y la devaluación de la tasa de cambio.

En medio de este entorno desafiante, la compañía mantuvo un sólido desempeño operativo mientras avanzó en la transformación de todas sus líneas de negocio, para aumentar la eficiencia de forma estructural; redujo los costos de operación sin afectar la confiabilidad y seguridad de sus operaciones; y fortaleció una cultura organizacional basada en la integridad, colaboración y creatividad. Este proceso de cambio ha sido liderado por un nuevo grupo directivo que ha buscado apalancar las fortalezas de Ecopetrol para introducir nuevas y más eficientes maneras de desarrollar las operaciones a lo largo de toda la cadena de valor.

Desde mediados de 2015 Ecopetrol empezó a ajustar su plan de inversiones sin sacrificar la producción y el avance de proyectos esenciales; a aumentar sus niveles de eficiencia y a reducir sus costos y gastos; y estableció una meta de ahorro de COP\$1.6 billones para ese año.

Al cierre de 2015 los ahorros de Ecopetrol fueron de COL\$2.2 billones, superiores a la meta definida. Este logro fue posible gracias a las estrategias de renegociación de contratos (COL\$0.98 billones), de abastecimiento (COL\$0.50 billones) y mayores eficiencias operativas (COL\$0.72 billones). Adicionalmente, las filiales y subsidiarias aportaron COL\$0.6 billones, para un monto de ahorro del Grupo Empresarial de COL\$2.8 billones. La compañía trabaja para que estos ahorros sean estructurales y contribuyan a asegurar la sostenibilidad y mejorar la competitividad de la compañía en el largo plazo.

La mayor eficiencia le permitió a Ecopetrol mitigar parcialmente el impacto de la caída de los precios de crudo sobre el balance de reservas probadas, el cual llegó a 1,849 millones de barriles de petróleo equivalente, esto es, 11% menos que al cierre de 2014. La caída de un 45% en el precio del crudo utilizado para la valoración de las reservas llevó a una disminución estimada de 404 millones de barriles de petróleo equivalente, la cual se vio compensada por menores costos y mayores eficiencias, que adicionaron 275 millones de barriles de petróleo equivalente.

A nivel operacional, la compañía presentó sólidos resultados, empezando por el mejor desempeño en seguridad industrial de su historia, medido mediante el índice de frecuencia de casos registrables y el índice de frecuencia de accidentalidad con pérdida de tiempo, los cuales fueron de 0.96 y de 0.49, respectivamente. Este es el resultado del esfuerzo constante y sistemático por alcanzar los estándares de la industria y una muestra fehaciente del compromiso de Ecopetrol con el cuidado de las personas.

En 2015, el Grupo superó levemente la meta de producción de 760 kbped, a pesar del entorno de precios bajos, los desafíos operacionales y las alteraciones de orden público que se presentaron.

Frente al año pasado, la producción creció en 5 mil barriles por día, principalmente por el aumento de la producción de los campos Castilla (+17.4%) y Chichimente (+38.9%), debido a la entrada de nuevos pozos en producción.

En el frente de incremento del factor de recobro, en el año 2015 se iniciaron 8 pilotos en las tecnologías de inyección de agua, inyección de solvente e inyección de agua mejorada, cumpliendo la meta planeada. Se resalta la implementación de pilotos de inyección de agua en campos con crudo pesado como Castilla y Chichimene, con resultados positivos en las áreas intervenidas. La

INFORMACION RELEVANTE

producción adicional acumulada representa un incremento en el factor de recobro de 1.2% en el área del piloto del campo Chichimene y del 0.15% en el área del piloto del campo Castilla.

La mejora del factor de recobro, primordialmente por medio de infill drilling, seguirá siendo la mayor fuente de crecimiento de reservas en campos de producción en los próximos años. Por ello es necesario aumentar la eficiencia en la perforación de pozos, como se ha venido haciendo en los diferentes campos. En Castilla, por ejemplo, se pasó de 34 a 26 días promedio de perforación por pozo, y en Chichimene de 36 a 26 días, entre 2014 y 2015.

En exploración, el hallazgo en mayo en el pozo Kronos en el Caribe offshore está considerado como uno de los 20 mayores descubrimientos a nivel mundial en 2015. La campaña exploratoria también incluyó la perforación del pozo Calasú (éxito geológico) en el mar Caribe y tres pozos más: Muérgana Sur ubicado en los Llanos Orientales (taponado y abandonado), Bullerengue en el Valle Inferior del Magdalena (éxito geológico), y Sea Eagle en el Golfo de México de los Estados Unidos (seco).

Al cierre del año se encontraba en perforación el pozo delimitador Leon 2 en aguas profundas del Golfo de México, operado por Repsol, que tiene el 60% de participación, y Ecopetrol America Inc el 40%. El pozo llegó a profundidad final el 2 de febrero de 2016, y actualmente se encuentra en evaluación.

En transporte, en 2015, se evidenció un crecimiento de 2% en volumen transportado frente a 2014, debido principalmente a la mayor disponibilidad a lo largo del año de los sistemas Caño Limón - Coveñas y Transandino, por un menor número de atentados contra la infraestructura petrolera, los cuales pasaron de 130 en 2014 a 80 en 2015.

Las pruebas para verificar el desempeño de los sistemas de transporte con crudos de mayor viscosidad por el Oleoducto de los Llanos, Oleoducto de Colombia y Ocesa fueron exitosas, lo que abre posibilidades para reducir el consumo de diluyente en el 2016. Este aspecto es fundamental para hacer más rentable la producción de los crudos pesados, que hoy día representan el 57% de la producción total del Grupo. El aumento de la tolerancia de los sistemas de transporte de 220 centistocks (CST) a 300 CST de viscosidad permitió una reducción de US\$0.75/BI en el costo de dilución. Al final del 2016 la meta es transportar a 400 CST.

En refinación, el mayor logro fue el encendido de la Unidad de Crudo de la refinería de Cartagena, con el cual se dio inicio a la entrada secuencial de las plantas que componen la nueva refinería. El pasado 24 de febrero arrancó la operación de la Unidad de Coquización Retardada, la cual permite llegar a una conversión del 97%. A finales de febrero entraron dos plantas más: la Unidad de Craqueo Catalítico, que recibe gasóleos de la Unidad de Crudo y produce en forma selectiva corrientes de mayor valor, y la Hidrotratadora de Naftas, cuya función principal es retirar el azufre de las gasolinas para entregar combustibles amigables con el medio ambiente, con menos de 50 partes por millón de azufre.

Ecopetrol espera tener todas las plantas en operación durante el segundo trimestre del año y paulatinamente estabilizar la refinería para llevarla a plena carga en el tercer trimestre del año. Vale la pena resaltar que la refinería realizó su primera exportación de combustibles en el mes de noviembre de 2015 con destino a los Estados Unidos y el Caribe, por un total de 200 mil barriles de nafta virgen y 50 mil barriles de combustible de aviación JET A1.

Otro buen resultado se dio en la refinería de Barrancabermeja, que reportó un margen bruto de US\$16.8/BI en 2015 versus US\$14.6/BI en 2014, debido a los mayores rendimientos de los destilados medios, a la implementación de iniciativas para valorizar el GLP y las corrientes residuales, y al comportamiento del precio de los refinados.

El 2015 trajo la consolidación de un nuevo equipo directivo, con la renovación de la mitad de las posiciones con personal altamente calificado y experto en sus campos de conocimiento, con una destacada experiencia en la industria del petróleo y el gas. El estilo de liderazgo, alineado con la

INFORMACION RELEVANTE

transformación cultural, está basado en el conocimiento, confianza, comunicación y trabajo en equipo. En 2016, la compañía profundizará su trabajo con la gerencia media y buscará el desarrollo de líderes futuros con alto potencial, que estén preparados para asumir los retos de la gestión de Ecopetrol.

La Compañía cerró el año con una pérdida de COL\$3.9 billones, debido principalmente a efectos contables introducidos por la presentación de los Estados Financieros bajo NIIF. Sin el efecto de *impairments* la compañía habría arrojado una utilidad neta de COL\$2.4 billones. Este efecto contable, así como la diferencia en cambio, constituyen un registro en el gasto que afecta el resultado financiero, pero que no implica uso de caja. Los *impairments* pueden revertirse una vez las condiciones de mercado se tornen más favorables, excepto en el caso de *impairment* por goodwill. Así, a pesar del adverso entorno de precios y su fuerte impacto en los resultados, la compañía mantuvo su margen EBITDA en 35%, nivel cercano al del año pasado, y siguió teniendo en la generación interna de caja la principal fuente de recursos para su operación.

Ahora bien, **no sólo con ahorros se construye el futuro. La calidad de la inversión es la otra clave.** Actualmente robustecemos el portafolio de Exploración y Producción mediante un cambio institucional orientado a alinear incentivos para identificar mejores prospectos, y someterlos a un exigente escrutinio y competencia. Una inversión más enfocada y efectiva, a menores costos, debe redundar en más reservas futuras.

El 2016 es un año de transición para los negocios del grupo empresarial. Finalizaremos inversiones importantes en los segmentos de refinación y transporte. En estos segmentos contamos con la capacidad instalada suficiente para el crecimiento de la empresa en el mediano plazo. Finalizar las inversiones significativas en refinación y transporte, significa que a partir de 2017 se liberarán más de mil millones de dólares de inversión anual y se destinará 90% de la capacidad de inversión al segmento de exploración y producción, mientras que en los últimos 5 años hemos dedicado cerca del 60%.

Hemos disminuido los precios de equilibrio y mitigado el riesgo técnico. Con ello, la identificación de proyectos adicionales debe mejorar el potencial de crecimiento de la compañía.

Finalmente, 2016 será un año de excelencia financiera enfocado en generación y protección de la caja de la compañía. Se dinamizará el proceso de desinversiones, que durante 2015 surtió el proceso de análisis y estructuración. Así, La compañía afianzará la sostenibilidad financiera y buscará proteger la calificación crediticia manteniendo en niveles adecuados su endeudamiento.

Para 2016, el plan de inversiones por US\$4.8 billones contempla una reducción de 26% frente a la ejecución de inversiones del año 2015. Refleja disciplina de capital y foco en las inversiones de mayor valor, así como la posibilidad de alcanzar mayores eficiencias, sin afectar las operaciones de Ecopetrol. Ahora bien, en función del precio internacional manejaremos el monto de dicha inversión como un flujo cuyo caudal está regulado por exclusas.

La compañía continuará dando impulso a su programa de desinversión de activos 2016-2017, para obtener recursos entre USD\$400 y USD\$900 millones de un potencial de activos realizables de US\$1.4 miles de millones. En esta fase, la compañía avanzará en la desinversión de activos no estratégicos y participaciones accionarias, tales como Propilco, EEB e ISA y otros bajo estudio.

Para Ecopetrol es prioritario mantener el grado de inversión y el acceso a los mercados de capitales. Los ajustes hechos en 2016 implican unas necesidades de financiamiento entre USD\$1,500 millones y USD\$1,900 millones, de los cuales ya se obtuvo aproximadamente USD\$475 millones, por medio de créditos con la banca local e internacional. Se ha ratificado la confianza en la compañía y el apetito por el crédito de Ecopetrol. Esta estimación no contempla recursos provenientes del programa de desinversiones que, en caso de darse, fortalecerían la caja de la compañía.

Respecto a Reficar y las inquietudes manifestadas por los diferentes entes de control, es importante

INFORMACION RELEVANTE

mencionar que las indagaciones están en una etapa preliminar. La Contraloría inició un estudio sobre Reficar en 2015, el cual fue concluido y reportado en 2016. Dicho informe no señala ningún hallazgo fiscal sobre Reficar, sin embargo da lugar al inicio de unas investigaciones puntuales de cara al contrato EPC del proyecto. Por su parte, la Procuraduría actualmente tiene en curso 2 investigaciones: una iniciada en 2012 a los miembros de la Junta Directiva de Reficar en esa fecha y otra reciente por las demoras en la ejecución del proyecto a funcionarios y ex funcionarios de Ecopetrol y a miembros y ex miembros de la Junta Directiva de Ecopetrol, en donde se me incluye. La Fiscalía por su parte, hacia principios de febrero, inició la recolección y revisión de información sobre Reficar.

Todas las investigaciones aún están en fase preliminar y quiero enfatizar que Ecopetrol y Reficar están dando toda la relevancia a estos procesos a través de su cooperación exhaustiva con los entes de control. Finalmente quiero señalar que ninguna de las investigaciones hace alusión, a la fecha, a violaciones al código de ética ni afectan la integridad de los negocios de Ecopetrol.

Ecopetrol ha respondido con celeridad y decisión a los retos impuestos por el entorno de precios, con una profunda transformación interna y una gestión basada en la disciplina financiera, la búsqueda de mayores eficiencias y la mejora en la calidad y rotación activa de su portafolio. Ecopetrol seguirá buscando opciones para sobrellevar la coyuntura actual y preparar nuestro portafolio de exploración y producción para aprovechar una mejora futura en los precios del crudo. Adicionalmente se enfocará en generar valor para sus accionistas cuidando la sostenibilidad y solidez financiera en el largo plazo”.

Tabla de Contenido

I.	Resultados Financieros Consolidados	7
a.	Ventas volumétricas.....	7
b.	Comportamiento de los precios: crudos, productos y gas	8
c.	Estado de Resultados	10
d.	Balance General.....	12
e.	Impairment de activos a largo plazo.....	14
f.	Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía	15
h.	Resultados por segmentos	16
i.	Resultado de iniciativas de reducción de costos y gastos	18
II.	Resultados Operativos	20
a.	Inversiones *	20
b.	Exploración	21
c.	Reservas	22
d.	Producción.....	23
e.	Transporte.....	27
f.	Refinación.....	29
III.	Consolidación Organizacional, Responsabilidad Corporativa y Gobierno Corporativo (Ecopetrol S.A.)	31
a.	Consolidación organizacional.....	31
b.	Responsabilidad Corporativa	32
IV.	Presentaciones sobre los Resultados del Cuarto Trimestre y Año 2015.....	33
V.	Anexos Grupo Ecopetrol.....	34
VI.	Anexos Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias	40
VII.	Deuda Grupo	47

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

A	B	C	D	E	F	G
Volumen de venta local (kbped)	IV Trim 2015	IV Trim 2014	Cambio %	2015	2014	Cambio %
Crudo	16.8	20.6	(18.4%)	13.4	22.5	(40.4%)
Gas Natural	89.2	85.7	4.1%	84.5	82.8	2.1%
Gasolinas	109.9	90.5	21.4%	98.0	85.8	14.2%
Destilados Medios	162.3	148.4	9.4%	148.6	143.4	3.6%
GLP y Propano	16.4	14.7	11.6%	16.2	14.8	9.5%
Combustóleo	4.5	2.8	60.7%	5.0	2.7	85.2%
Industriales y Petroquímicos	23.4	20.4	14.7%	21.6	20.2	6.9%
Total venta local	422.5	383.1	10.3%	387.3	372.2	4.1%
Volumen de Exportación (kbped)	IV Trim 2015	IV Trim 2014	Cambio %	2015	2014	Cambio %
Crudo	505.5	543.7	(7.0%)	537.3	532.1	1.0%
Productos	95.4	68.5	39.3%	73.3	82.2	(10.8%)
Gas Natural	0.6	17.4	(96.6%)	8.0	18.4	(56.5%)
Total venta de exportación	601.5	629.6	(4.5%)	618.6	632.7	(2.2%)
Total volumen vendido	1,024.0	1,012.7	1.1%	1,005.9	1,004.9	0.1%

a.1) Mercado en Colombia (41% de las ventas totales en el cuarto trimestre de 2015):

Las ventas locales durante el cuarto trimestre de 2015 aumentaron frente al mismo periodo del año anterior, debido a:

- Incremento en las ventas de gasolina por: 1) aumento de la demanda en zonas limítrofes con Venezuela por el cierre temporal de su frontera con Colombia, 2) crecimiento del parque automotor de vehículos de gasolina (preferencia frente al diésel por paridad en los precios).
- Mayores ventas de destilados medios por: 1) aumento de la demanda de diésel como consecuencia de un incremento en los requerimientos de empresas térmicas para generación de energía durante el fenómeno del Niño, 2) mayor consumo en zonas limítrofes con Venezuela por la decisión de este país de cerrar temporalmente su frontera con Colombia, y 3) mayor demanda de jet por crecimiento de las operaciones aéreas.
- Aumento en las ventas de gas natural por mayor generación térmica debido a la intensificación del fenómeno del Niño.
- Menores ventas de crudo nacional, que ha venido siendo sustituido por combustóleo en el segmento de combustibles marinos.

a.2) Mercado internacional (59% de las ventas totales en el cuarto trimestre de 2015):

El volumen exportado disminuyó 4.5% durante el cuarto trimestre de 2015 respecto al mismo periodo del año anterior explicado principalmente por el efecto neto de:

- Menores exportaciones de crudo debido a la menor disponibilidad de los sistemas de transporte para la evacuación, principalmente en el sur del país.
- Menores exportaciones de gas debido a la finalización del contrato de venta a Venezuela desde el 30 de junio de 2015.
- Mayores exportaciones de productos, principalmente diésel y combustóleo, debido a la puesta en operación de la unidad de crudo de Reficar.

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	IV trim. 15	IV trim. 14	2015	2014	Destino	IV trim. 15	IV trim. 14	2015	2014
Asia	194.7	194.4	169.9	197.7	Asia	4.7	5.0	9.0	2.4
Costa del Golfo EE.UU.	114.1	173.4	127.3	152.1	Costa del Golfo EE.UU.	30.2	9.5	15.4	13.6
Costa Oeste EE.UU.	30.1	32.0	45.1	31.3	Costa Oeste EE.UU.	0.0	8.0	0.0	4.0
Costa Este EE.UU.	12.3	5.4	22.6	5.4	Costa Este EE.UU.	25.8	8.2	16.3	9.2
Europa	53.8	78.5	69.3	89.1	Europa	0.5	0.1	1.7	0.1
América Central / Caribe	100.5	60.0	93.7	48.2	América Central / Caribe	29.0	33.0	26.0	45.8
América del Sur	0.0	0.0	5.2	5.7	América del Sur	5.2	4.7	4.9	5.2
Otros	0.0	0.0	4.2	2.6	Otros	0.0	0.0	0.0	1.9
Total	505.5	543.7	537.3	532.1	Total	95.4	68.5	73.3	82.2

- Crudo: Buscando obtener mejores márgenes de venta para los crudos de Ecopetrol, Asia fue el principal objetivo de exportación debido al fortalecimiento en los márgenes de refinación, las importaciones record de crudos por parte de China, así como las mayores compras para almacenamiento estratégico.

En EEUU se presentó un incremento en las ventas aprovechando los altos márgenes de refinación. La disminución en los volúmenes hacia la Costa del Golfo se explica por mantenimientos en refinerías y menores compras de clientes en diciembre con el fin de disminuir inventarios por cierre de año.

En el Caribe y América Central se observa un incremento debido principalmente a que algunos clientes utilizan este destino como almacenamiento antes de comercializar sus crudos a otros destinos.

La canasta de exportación de crudos del Grupo estuvo referenciada a los siguientes indicadores: Brent (74.5%), Maya (25.3%) y Otros (0.2%); lo que muestra una reducción en la referenciación al Maya y a su vez un aumento en la referenciación al Brent frente al cuarto trimestre de 2014 (Brent: 66,6%, Maya: 29,8%, y otros 3,6%).

- Productos: El aumento de participación de la Costa Este y del Golfo de EEUU se debe a una mayor demanda de combustóleo en la zona, asociada al aumento en el tránsito de buques que fueron requeridos para exportaciones en EE.UU. de productos refinados como gasolina y destilados medios.

El Caribe y América Central continúan siendo destinos importantes como punto intermedio de almacenamiento para la posterior comercialización de productos en Asia y EEUU por parte de los clientes.

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)	IV Trim 2015	IV Trim 2014	Cambio %	2015	2014	Cambio %
Brent	44.7	77.0	(42.0%)	53.6	99.3	(46.0%)
MAYA	31.0	67.2	(53.9%)	40.9	85.6	(52.2%)
WTI	42.2	73.1	(42.3%)	48.8	92.9	(47.5%)

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 5 – Precios Promedio Ponderado de Venta

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Precios Promedio Ponderado de venta (US\$/BI)	IV Trim 2015	IV Trim 2014	Cambio %	Volumen Venta (kbped) IV Trim 2015	2015	2014	Cambio %	Volumen Venta (kbped) 2015
Canasta de venta de Crudos	34.2	64.6	(47.1%)	522.3	43.9	87.3	(49.8%)	550.7
Canasta de venta de Productos	50.8	87.2	(41.8%)	412.0	62.3	107.1	(41.9%)	362.7
Canasta de venta de Gas	22.2	22.9	(2.8%)	89.8	22.1	23.9	(7.3%)	92.4

Crudos:

La canasta de venta de crudos tuvo una disminución de -US\$30.4/BI entre el cuarto trimestre de 2015 y el mismo periodo de 2014, reflejando la caída de los indicadores de referencia como resultado principalmente del continuo desbalance entre la oferta y la demanda de crudos mundial, los mantenimientos en las refinerías de EE.UU, Europa y Japón y las menores perspectivas de crecimiento en las principales economías.

El diferencial de la canasta de crudo frente al Brent mejoró en US\$2.0/BI (4T-2015: -US\$10.5/BI vs 4T-2014: -US\$12.5/BI), lo anterior debido a la recomposición de destinos de exportación, con la cual se logró una mejor valoración de nuestros crudos. Adicionalmente, en el cuarto trimestre de 2014 el Brent sufrió una drástica caída (-US\$35,3/BI), lo que afectó la valoración de algunos embarques para los mercados más distantes como Asia, mientras que en el cuarto trimestre de 2015, pese a que el Brent mostró también una tendencia bajista, esta fue comparativamente menor a la del 2014 (US\$9,6/BI), lo que se tradujo en menores diferencias en las valoraciones de los cargamentos de este período.

Productos:

Durante el cuarto trimestre de 2015, el precio de la canasta de venta disminuyó US\$36.4/BI frente al mismo periodo del año anterior, dada la caída en el precio de los indicadores internacionales de gasolinas, diésel y jet, lo cual estuvo acorde con el comportamiento del Brent registrado durante el cuarto trimestre de 2015.

Gas natural:

Durante el cuarto trimestre de 2015, el precio de venta disminuyó en US\$0.70/BI frente al mismo periodo del año anterior debido a la finalización del contrato con Venezuela.

INFORMACION RELEVANTE

c. Estado de Resultados

Incluso en el entorno adverso por la caída de los precios en el sector de hidrocarburos, en el cuarto trimestre de 2015 se registró una utilidad operacional antes de los gastos por impairment de COL\$966 millardos, sólo menor en COL\$162 millardos al compararla con el cuarto trimestre del año anterior. En la utilidad neta antes de los gastos por impairment, se observó un resultado positivo de COL\$31 millardos en el cuarto trimestre de 2015, frente a una pérdida de COL\$751 millardos en el mismo periodo del año 2014.

Esto dado principalmente, como resultado de los planes de optimización de la Compañía que se reflejan en los menores costos de mantenimientos, servicios contratados y convenios entre otros.

A continuación, se presenta el análisis detallado de cada uno de los conceptos:

Tabla 6 – Estado de Resultados Consolidado

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Millardos de COL\$	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio \$	Cambio %	III trim. 15	2015	2014	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	5,857	5,426	431	7.9%	5,653	21,632	23,978	(2,346)	(9.8%)
Ventas al Exterior	5,662	7,827	(2,165)	(27.7%)	6,152	26,024	38,216	(12,192)	(31.9%)
Ventas de Servicios	1,258	1,002	256	25.5%	1,198	4,435	3,778	657	17.4%
Ventas Totales	12,777	14,255	(1,478)	(10.4%)	13,003	52,091	65,972	(13,881)	(21.0%)
Costos Variables	7,157	7,844	(687)	(8.8%)	6,698	27,369	32,741	(5,372)	(16.4%)
Costos Fijos	2,799	2,842	(43)	(1.5%)	2,364	9,626	10,234	(608)	(5.9%)
Costo de Ventas	9,956	10,686	(730)	(6.8%)	9,062	36,995	42,975	(5,980)	(13.9%)
Utilidad Bruta	2,821	3,569	(748)	(21.0%)	3,941	15,096	22,997	(7,901)	(34.4%)
Gastos Operativos	1,855	2,441	(586)	(24.0%)	1,086	5,356	6,243	(887)	(14.2%)
Gastos por Impairment	8,267	2,299	5,968	259.6%	5	8,284	2,305	5,979	259.4%
Utilidad Operacional	(7,301)	(1,171)	(6,130)	523.5%	2,850	1,456	14,449	(12,993)	(89.9%)
Ingresos/Gastos Financieros	(964)	(2,469)	1,505	(61.0%)	(692)	(3,967)	(3,510)	(457)	13.0%
Resultados de Participación en Compañías	24	(21)	45	(214.3%)	(37)	35	179	(144)	(80.4%)
Provisión Impuesto de Renta	2,220	1,301	919	70.6%	(1,234)	(607)	(4,769)	4,162	(87.3%)
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	(6,021)	(2,360)	(3,661)	155.1%	887	(3,083)	6,349	(9,432)	(148.6%)
Interés no controlado	(287)	(131)	(156)	119.1%	(233)	(905)	(623)	(282)	45.3%
Ganancia (Pérdida) Neta atribuible a accionistas de Ecopetrol*	(6,308)	(2,491)	(3,817)	153.2%	654	(3,988)	5,726	(9,714)	(169.6%)
Otro resultado integral atribuible a los accionistas de Ecopetrol *	1,456	3,412	(1,956)	(57.3%)	2,203	4,791	4,332	459	10.6%
Ganancia Neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	31	(751)	782	(104%)	654	2,358	7,446	(5,088)	(68%)
EBITDA	3,083	3,268	(185)	(6%)	4,698	18,087	24,509	(6,422)	(26%)
Margen EBITDA	24.1%	22.9%			36.1%	34.7%	37.2%		

* 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.

Los ingresos por ventas del cuarto trimestre de 2015 respecto al mismo periodo del año anterior disminuyeron 10.4% (-COL\$1,478 millardos), como resultado combinado de:

- Menor precio de la canasta promedio de crudos y productos del Grupo Empresarial (-US\$28.3/Barril): -COL\$5,808 millardos.
- Mayores volúmenes de ventas (+11.4 kbped): +COL\$511 millardos, principalmente venta de productos refinados en el mercado nacional dado el crecimiento de la demanda por el incremento del parque automotor y el abastecimiento en la zona de frontera con Venezuela.
- Disminución en otros ingresos por COL\$83 millardos, principalmente por la realización de la diferencia en cambio asociada a las exportaciones de crudo por la aplicación de contabilidad de coberturas.
- Devaluación de la tasa de cambio, que en promedio pasó de COL\$2,173.65/US en el cuarto trimestre de 2014 a COL\$3,058.97 en el cuarto trimestre de 2015, mejorando los ingresos totales en COL\$3,902 millardos.

El **costo de ventas** del cuarto trimestre de 2015 disminuyó 6.8% (-COL\$730 millardos) como resultado de:

INFORMACION RELEVANTE

- **Costos variables:** disminución de 8.8% (-COL\$687 millardos), resultado de:
 - a) Menores costos en las compras de crudo, gas y productos -COL\$441 millardos por efecto neto de:
 - Menor precio promedio de compra dados los precios internacionales de referencia: -COL\$2,774 millardos.
 - Incremento en los volúmenes comprados (+44 kbped) por +COL\$920 millardos, principalmente por el efecto combinado de: 1) mayores importaciones de productos refinados (gasolina y diésel) +36 kbped por +COL\$774 millardos por incremento de demanda interna y abastecimiento en zonas de frontera por cierre con Venezuela, 2) mayor compra de diluyente por +COL\$209 millardos por requerimiento de la operación, 3) importación de crudo realizada por Reficar en el inicio de operaciones de la refinería +COL\$200 millardos, compensado con 4) menor compra de crudo de terceros (-COL\$329 millardos) teniendo en cuenta las afectaciones en los sistemas de transporte en el sur del país (OTA), por asuntos de orden público y menor producción país y 5) otras variaciones menores (+COL\$66 millardos).
 - Devaluación de la tasa de cambio promedio: +COL\$1,413 millardos.
 - b) Variación de inventarios disminuye COL\$221 millardos dado principalmente por 1) acumulación de inventarios de productos refinados en Ecopetrol S.A. por las mayores compras de combustible y nafta por requerimiento de la operación, y 2) en Reficar debido a la acumulación de inventarios por el inicio de operaciones de la refinería.
 - c) Otros conceptos variables menores: -COL\$25 millardos.
- **Costos fijos:** disminución de 1.5% (-COL\$43 millardos) como resultado principalmente de:
 - a) Disminución en mantenimientos y servicios contratados -COL\$121 millardos, principalmente por: 1) optimizaciones logradas en el desarrollo del plan de transformación empresarial, 2) menores costos de operación en los contratos de asociación en campo Rubiales, Nare y Quifa, 3) disminución de costos en el campo Cravo Norte, teniendo en cuenta que en el 2014 se tuvo una mayor participación al aplicar la cláusula de precios altos; y 4) re-estructuración de servicios, cantidades y renegociación de tarifas de contratos marco de mantenimiento en campos.
 - b) Incremento en depreciaciones por +COL\$94 millardos principalmente por mayores capitalizaciones de activos del segmento de transporte y mantenimientos mayores en la refinería de Barrancabermeja.
 - c) Otros conceptos menores -COL\$16 millardos.

Durante el año 2015 los resultados se vieron impactados en COL\$98 millardos por ataques a la infraestructura. Esto incluye la reparación de los sistemas del sur (OTA) y Caño Limón, retiro de conexiones ilícitas, reanudación de la operación de los oleoductos y descontaminación de áreas.

El margen bruto para el cuarto trimestre del 2015 se ubicó en un 22.1% con relación a un 25.0% en el mismo trimestre del año anterior.

Los **gastos operativos, los cuales incluyen los gastos exploratorios disminuyeron 24% (-COL\$486 millardos)** principalmente por: 1) optimizaciones en los conceptos de comisiones, honorarios, y convenios y 2) menor campaña exploratoria desarrollada durante el año 2015, a pesar del reconocimiento del pozo seco Calasú y el bono por adquisición de derechos del bloque Caño Sur.

El gasto por impairment de activos a largo plazo se incrementó en 260% (+COL\$5,968 millardos) en: 1) activos fijos e inversiones petrolíferas (+COL\$4,809 millardos) y 2) impairment de las

INFORMACION RELEVANTE

inversiones en compañías y crédito mercantil (+COL\$1,159 millardos). (Ver Capítulo de Impairment de activos a largo plazo).

El resultado **financiero neto (no operacional)** presentó una menor pérdida de +COL\$1,505 millardos, como resultado neto de:

- Menor pérdida por diferencia en cambio (+COL\$1,690 millardos) a pesar de la devaluación presentada en el periodo, por efecto de la adopción en Ecopetrol S.A. de la política contable de Contabilidad de Coberturas para futuras exportaciones, que permite reconocer el efecto de la variación cambiaria de la deuda a largo plazo en moneda extranjera en el patrimonio, a partir del primero de enero del 2015, de acuerdo con lo establecido en la resolución 509 de 2015 de la Contaduría General de la Nación. (Ver capítulo de coberturas).
- Mayor gasto financiero principalmente por aumento en intereses (neto) derivados del crecimiento en el apalancamiento del Grupo Empresarial, de los niveles de tasa de interés y del efecto de la devaluación del tipo de cambio -COL\$372 millardos.
- Menor pérdida por valoración de activos y pasivos financieros de +COL\$187 millardos, principalmente por diferencias en la valoración de derivados por tipo de cambio en Ocesa entre el año 2014 y 2015.

El resultado de **participación en compañías** presentó un aumento de COL\$45 millardos explicada principalmente por los resultados de Equión y Ecodiesel, compensado parcialmente con una pérdida de Savia.

Como consecuencia de lo mencionado en los párrafos anteriores, **el resultado neto** del trimestre atribuible a los accionistas de la compañía fue una pérdida neta de COL\$6,308 millardos, 153% mayor que la pérdida neta correspondiente al cuarto trimestre de 2014. Eliminando el efecto de impairment el resultado neto del trimestre atribuible a los accionistas de la compañía sería COL\$31 millardos y COL\$2,358 millardos para el año 2015.

El **EBITDA** disminuyó 5.7%, pasando de COL\$3,268 millardos en el cuarto trimestre de 2014, a COL\$3,083 millardos en el mismo periodo de 2015; sin embargo, el **margen EBITDA** se incrementó de 22.9% en el cuarto trimestre de 2014 a 24.1% en el mismo periodo de 2015.

d. Balance General

Tabla 7 – Balance General

A	B	C	D	E
Millardos de COL\$	Diciembre 31 de 2015	Diciembre 31 de 2014	Cambio \$	Cambio %
Activos corrientes	20,113	20,641	(528)	(2.6%)
Activos no corriente	102,883	90,197	12,686	14.1%
Total Activos	122,996	110,838	12,158	11.0%
Pasivos corrientes	17,444	16,844	600	3.6%
Pasivos de largo plazo	60,320	44,461	15,859	35.7%
Total Pasivos	77,764	61,305	16,459	26.8%
Patrimonio	45,232	49,533	(4,301)	(8.7%)
Interés no Controlante	1,875	1,511	364	24.1%
Total Pasivo y Patrimonio	122,996	110,838	12,158	11.0%

Las principales variaciones en el Balance General durante el año 2015 con respecto al 2014 obedecieron a:

El **activo corriente** disminuyó en COL\$528 millardos principalmente en Ecopetrol S.A. por el efecto neto de:

INFORMACION RELEVANTE

- Disminución en **efectivo y equivalentes de efectivo** por COL\$1,068 millardos principalmente en: 1) menores flujos de efectivo derivado de las actividades de operación, debido a la coyuntura de precios del sector de hidrocarburos, 2) Pago de dividendos a la Nación, 3) inversiones en Capex, y 4) cumplimiento de obligaciones financieras y comerciales.
- Disminución en **cuentas comerciales por cobrar** por COL\$860 millardos, principalmente por 1) menores ventas teniendo en cuenta la caída en los precios internacionales del crudo y 2) disminución de la cuenta por cobrar al fondo de estabilización de precios, debido a que en el último trimestre de 2015 se recibieron recursos por concepto de diferencial de precios en combustibles.
- Disminución en **otros activos** por COL\$784 millardos principalmente por redención de -COL\$720 millardos en títulos con entidades financieras y menores anticipos en contratos de asociación.
- Disminución neta en **activos para la venta** por COL\$427 millardos principalmente por la venta de la primera etapa de la participación accionaria en la Empresa de Energía de Bogotá.
- Incremento en los **activos por impuestos corrientes** por COL\$2,483 millardos generado por saldos a favor en impuestos de IVA e impuesto a las ganancias.
- Aumento de **inventarios** por COL\$128 millardos principalmente en la Refinería de Cartagena por acumulación de inventarios por el inicio de operaciones de la nueva refinería.

El activo no corriente aumentó en COL\$12,686 millardos, principalmente por el incremento en:

- Propiedades Planta y equipo COL\$9,366 millardos, principalmente por: 1) inversiones en activos asociados a las compañías de los segmentos de refinación y transporte por +COL\$8,549 millardos, 2) efecto del ajuste de conversión de las compañías filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano COL\$7,429 millardos, 3) capitalización de intereses de créditos asociados a la inversión de Capex +COL\$553 millardos, compensado con 4) las depreciaciones e impairment registrados en el año por -COL\$7,067 millardos, y 5) variaciones menores por -COL\$98 millardos.
- Impuesto de renta diferido +COL\$3,870 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\$77 millardos, principalmente por el efecto neto de: 1) impairment de inversiones petrolíferas por -COL\$2,865, 2) amortizaciones del periodo por -COL\$3,725 millardos, 3) inversiones realizadas durante el año por +COL\$6,857 millardos y 4) otras variaciones menores por -COL\$344 millardos.
- Otras variaciones menores del activo no corriente por -COL\$473 millardos.
- Los **pasivos corrientes** aumentaron COL\$600 millardos con relación a diciembre de 2014 principalmente por 1) aumento de obligaciones financieras de corto plazo principalmente por el efecto de la tasa de cambio y mayor endeudamiento +COL\$1,056 millardos, 2) aumento de la provisión de impuesto a las ganancias de las compañías de transporte, dados los mayores resultados de su operación +COL\$907 millardos, 3) disminución de cuentas por pagar debido al cumplimiento de obligaciones comerciales y menores compras en el periodo -COL\$1,042 millardos, 4) disminución de provisiones y contingencias principalmente por la recuperación de los litigios de Garcero y autogeneración de energía -COL\$189 millardos y 5) variaciones menores por -COL\$132 millardos.
- Los **pasivos de largo plazo** aumentaron COL\$15,859 millardos principalmente por efectos de la valoración cambiaria de la deuda en moneda extranjera y aumento de endeudamiento.

INFORMACION RELEVANTE

El nivel de deuda del grupo ascendió a COL\$53,223 millardos, de los cuales el 87% es origen en dólares y el 13% origen en moneda nacional. Durante el año 2015, la deuda en origen dólares aumentó en US \$3,425 millones debido a una adquisición de crédito internacional por US\$1,925 millones y emisión de bonos internacionales por US\$1,500 millones, en febrero y junio, respectivamente. Del total de la deuda en moneda extranjera, US\$5,376 millones es instrumento financiero de cobertura para futuras exportaciones.

- El **patrimonio total** ascendió a COL\$45,232 millardos, de los cuales COL\$43,357 millardos son atribuibles a los accionistas de Ecopetrol, disminuyendo -COL\$4,665 millardos con respecto al cierre de diciembre de 2014, principalmente por los menores resultados del Grupo respecto al año anterior.

e. Impairment de activos a largo plazo

La Compañía debe evaluar al menos una vez al año si existen indicios de impairment en sus activos o unidades generadoras de efectivo. Para el año 2015 se aplica por primera vez la metodología establecida bajo las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF (IFRS por sus siglas en inglés) que a diferencia de la normativa US GAAP y COL GAAP implica descontar a valor presente los flujos futuros de caja que generan los activos.

El concepto de impairment busca reflejar contablemente la diferencia entre el valor en libros de un activo o unidad generadora de efectivo frente a su valoración teórica, esta valoración usa determinados supuestos que deben reflejar las condiciones de mercado. La valoración se realiza con base en la metodología de flujo de caja libre, descontado a una tasa determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés). Cuando se genera un impairment, se reconoce un gasto que afecta el resultado del periodo de una compañía, **el cual no implica desembolsos de efectivo**. Dicho impairment es susceptible de reversión cuando la valoración del activo sea superior a su valor en libros, excepto aquel que se haya reconocido por crédito mercantil.

En el año 2015 fueron reconocidos los siguientes tipos de impairment:

- Impairment de propiedad, planta y equipo y recursos naturales
- Impairment de inversiones y de crédito mercantil (goodwill)

1) Impairment de propiedad, planta y equipo y recursos naturales

Con base en las pruebas de impairment realizadas por la Compañía, el valor en libros de ciertos activos excede su valoración, lo que llevó a reconocer un gasto por impairment en el estado de resultados de COL\$7,010 millardos en 2015 y de COL\$2,190 millardos en 2014.

2) Impairment de inversiones y de crédito mercantil (goodwill)

Para aquellas compañías asociadas, negocios conjuntos y compañías controladas que fueron adquiridas con *goodwill*, Ecopetrol revisa la existencia de posibles impairment en el valor de la inversión, utilizando la metodología de flujo de caja libre descontado.

Como resultado de lo anterior, se reconoció un impairment en el valor de las inversiones debido al actual contexto económico adverso del sector de hidrocarburos, que trae como consecuencia una reducción del pronóstico del precio del petróleo y un aumento en el riesgo de mercado y país reflejado en la tasa de descuento, de COL\$1,274 millardos en 2015 y COL\$115 millardos en 2014.

Los impairments registrados son un efecto contable que corresponden a un gasto no realizado y por lo tanto no implican ningún desembolso de recursos.

INFORMACION RELEVANTE**f. 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. 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 reflejados en los resultados del año 2015 representan un impacto positivo en la utilidad neta de COL\$2.4 billones, resultante de un efecto positivo sobre el resultado financiero de COL\$4.1 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 1° de enero.

g. Calificación de Riesgo

Las calificaciones vigentes a cierre del año 2015 fueron:

- Moody´s Investors Service: Baa2 con perspectiva estable
- Standard and Poor´s: BBB con perspectiva estable
- Fitch Ratings: calificación internacional BBB, local BBB+, las dos calificaciones con perspectiva estable.

La agencia calificadora Fitch Ratings, en su informe del pasado 17 de diciembre, resaltó la solidez financiera de Ecopetrol manifestando que el tamaño de las reservas, los niveles de producción estables, la estructura de costos competitiva y dominante participación en el mercado doméstico, le permiten a la Compañía generar consistentemente fuertes flujos de caja en su operación y cumplir con sus obligaciones de manera oportuna.

El pasado 18 de enero la agencia calificadora Moody´s Investors Service redujo la calificación internacional de Ecopetrol S.A de Baa2 a Baa3 y puso su perspectiva bajo revisión. La calificación resultante implica que Ecopetrol S.A mantiene su grado de inversión. Así mismo, su calificación base, que no incluye el apoyo implícito del gobierno, disminuyó de baa3 a ba3.

INFORMACION RELEVANTE

A pesar de los efectos que sobre la mayoría de las empresas petroleras ha generado la caída en los precios del petróleo, la agencia Moody's destaca en su informe los esfuerzos realizados por Ecopetrol S.A. para mejorar las eficiencias operativas y los ajustes en el plan de inversiones con el fin de proteger la liquidez. Destaca que Ecopetrol no tiene deuda corporativa significativa con vencimiento hasta el 2019.

La agencia también resalta el respaldo de la República de Colombia y la posición de liderazgo de la compañía como el principal productor de petróleo y gas del país, así como la estabilidad de los ingresos provenientes de otros segmentos de negocio como el transporte.

Por otra parte, el pasado 29 de enero, la firma calificadora Standard and Poor's informó que mantuvo la calificación corporativa de Ecopetrol en BBB, con una revisión de la perspectiva de estable a negativa, a raíz del descenso en el precio del petróleo en el mercado internacional. Así mismo, su calificación individual, que no considera el respaldo implícito del gobierno, disminuyó de bbb- a bb.

La agencia Standard and Poor's menciona los esfuerzos de Ecopetrol para racionalizar las inversiones, la reducción de costos, los cambios en la cadena de suministro y la renegociación de contratos. También destaca los procesos para vender activos no estratégicos dentro del plan para mejorar su flujo de caja y focalizarse en el sector de exploración y producción.

La calificadora reconoce el rol estratégico de Ecopetrol en el sector petrolero colombiano y su "muy fuerte vínculo" con el Gobierno Nacional.

h. Resultados por segmentos

Tabla 8 – Resultados Trimestrales por Segmentos

A	B		C		D		E		F		G		H		I		J		K	
	Exploración y Producción		Refinación y Petroquímica		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado											
Millardos de COL\$	IV trim. 15	IV trim. 14	IV trim. 15	IV trim. 14	IV trim. 15	IV trim. 14	IV trim. 15	IV trim. 14	IV trim. 15	IV trim. 14	IV trim. 15	IV trim. 14	IV trim. 15	IV trim. 14	IV trim. 15	IV trim. 14	IV trim. 15	IV trim. 14	IV trim. 15	IV trim. 14
Ventas Nacionales	2,481	2,069	5,107	4,970	79	85	(1,810)	(1,698)	5,857	5,426										
Ventas Exterior	4,942	6,933	1,009	970	-	-	(289)	(76)	5,662	7,827										
Ventas de Servicios y Otros	40	44	66	24	2,944	2,325	(1,792)	(1,391)	1,258	1,002										
Total Ingresos	7,463	9,046	6,182	5,964	3,023	2,410	(3,891)	(3,165)	12,777	14,255										
Costos Variables	4,756	5,041	5,385	5,210	140	121	(3,124)	(2,528)	7,157	7,844										
Costos Fijos	2,063	1,770	552	508	1,035	1,165	(851)	(601)	2,799	2,842										
Costo de Ventas	6,819	6,811	5,937	5,718	1,175	1,286	(3,975)	(3,129)	9,956	10,686										
Utilidad Bruta	644	2,235	245	246	1,848	1,124	84	(36)	2,821	3,569										
Gastos Operativos	1,246	1,668	598	515	62	286	(51)	(28)	1,855	2,441										
Utilidad Operacional	(602)	567	(353)	(269)	1,786	838	135	(8)	966	1,128										
Ingresos/Gastos Financieros	(888)	(2,172)	(80)	(203)	98	(13)	(94)	(81)	(964)	(2,469)										
Resultado de participación en compañías	15	(23)	8	2	1	0	-	-	24	(21)										
Beneficio (Gasto) Impuesto de Renta	371	473	555	463	(634)	(194)	-	-	292	742										
Ganancia Neta Consolidada	(1,104)	(1,155)	130	(7)	1,251	631	41	(89)	318	(620)										
(Menos) Interés no Controlado	-	-	3	0	(290)	(131)	-	-	(287)	(131)										
Ganancia (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	(1,104)	(1,155)	133	(7)	961	500	41	(89)	31	(751)										
Gastos por impairment (neto de impuestos)																				
Ganancia (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol																				
EBITDA	897	2,150	7	56	2,044	1,069	135	(7)	3,083	3,268										
Margen Ebitda	12.0%	23.8%	0.1%	0.9%	67.6%	44.4%	(3.5%)	0.2%	24.1%	22.9%										

Tabla 9 – Resultados Acumulados por Segmentos

A Millardos de COL\$	B Exploración y Producción		C 2014		D Refinación y Petroquímica		E 2014		F Transporte y Logística		G 2015		H Eliminaciones		I 2014		J Ecopetrol Consolidado		K 2014		
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	
Ventas Nacionales	8,544	11,401	19,592	21,646	313	243	(6,817)	(9,312)	21,632	23,978											
Ventas Exterior	22,814	33,509	3,536	5,432	-	-	(326)	(725)	26,024	38,216											
Ventas de Servicios y Otros	119	246	118	95	10,532	8,101	(6,334)	(4,664)	4,435	3,778											
Total Ingresos	31,477	45,156	23,246	27,173	10,845	8,344	(13,477)	(14,701)	52,091	65,972											
Costos Variables	18,500	21,139	18,856	23,649	440	402	(10,427)	(12,449)	27,369	32,741											
Costos Fijos	2,209	6,789	1,903	1,888	3,305	3,539	(2,791)	(1,383)	9,526	10,234											
Costo de Ventas	25,709	27,928	20,759	25,538	3,745	3,941	(13,218)	(14,832)	36,895	42,975											
Utilidad Bruta	5,768	17,228	2,487	1,635	7,100	4,403	(259)	(269)	15,096	22,997											
Gastos Operativos	3,301	4,338	1,729	1,406	575	686	(249)	(187)	5,356	6,243											
Utilidad Operacional	2,467	12,890	758	229	6,525	3,717	(10)	(82)	9,740	16,754											
Ingresos/Gastos Financieros	(3,032)	(2,830)	(703)	(502)	(96)	(86)	(136)	(93)	(3,967)	(3,511)											
Resultado de participación en compañías	11	168	23	11	1	-	-	-	35	179											
Beneficio (Gasto) Impuesto de Renta	(312)	(4,458)	204	253	(2,437)	(1,148)	-	-	(2,545)	(5,353)											
Ganancia Neta Consolidada	(866)	5,770	282	(9)	3,993	2,483	(146)	(175)	3,263	8,069											
(Menos) Interés no Controlado	-	-	5	4	(910)	(627)	-	-	(905)	(623)											
Ganancia (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol antes de impairment	(866)	5,770	287	(5)	3,083	1,856	(146)	(175)	2,358	7,446											
Gastos por impairment (neto de impuestos)																					
Ganancia (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol																					
EBITDA	8,494	18,710	1,907	1,367	7,696	4,514	(10)	(82)	18,087	24,509											
Margen Ebitda	27.0%	41.4%	8.2%	5.0%	71.0%	54.1%	0.1%	0.6%	34.7%	37.2%											

Exploración y producción

Los ingresos del cuarto trimestre de 2015 disminuyeron en 17% (-COL\$1,583 millardos) frente al mismo periodo del año anterior, principalmente por:

- Disminución en los precios de la canasta de crudo de exportación de Ecopetrol en un 48%
- Crecimiento del 41% en la tasa de cambio promedio, compensado con,
- Disminución en los volúmenes exportados, ocasionado principalmente por indisponibilidad del oleoducto Caño Limón Coveñas debido a remoción de válvulas ilícitas en el departamento de Arauca.

El costo de ventas del segmento se mantuvo frente al cuarto trimestre del año anterior presentando una variación del 0,1% (COL\$8 millardos), como resultado de: 1) esfuerzos para la optimización de costos, logrando renegociar tarifas de contratos, 2) implementación de estrategias de optimización en el factor de dilución, y 3) reducción en los costos de compras de crudos a la ANH y terceros por la caída de los precios internacionales. Sin embargo, dichos esfuerzos en optimización se vieron impactados por el comportamiento ascendente de la tasa de cambio en las tarifas de transporte por oleoductos.

Los gastos operativos disminuyeron un 25% (-COL\$422 millardos) principalmente en: 1) comisiones, honorarios, fletes y servicios (-COL\$155 millardos) como resultado del plan de optimización que se lleva en la compañía, 2) recuperación de provisiones por litigios (-COL\$115 millardos) principalmente en Garcero y autogeneración de energía, 3) gastos de proyectos y otros (-COL\$103 millardos) debido a menor reconocimiento en provisiones ambientales asociadas a la menor actividad del segmento y 4) gastos de exploración (-COL\$49 millardos) dada la menor actividad sísmica y campaña de perforación exploratoria a pesar del reconocimiento del pozo seco Calasú y los derechos del bloque Caño sur.

El resultado financiero neto refleja un menor gasto en el cuarto trimestre de 2015 por COL\$1,284 millardos frente al mismo periodo del año anterior, en virtud de la adopción de la política contable contabilidad de coberturas en el año 2015.

Como resultado neto, el segmento arrojó una pérdida atribuible a los accionistas de Ecopetrol antes de impairment de COL\$1,104 millardos en el cuarto trimestre de 2015, frente a una pérdida de COL\$1,155 millardos en el mismo periodo del año 2014.

INFORMACION RELEVANTE**Refinación y Petroquímica**

Los ingresos del cuarto trimestre de 2015 incrementaron 4% (COL\$218 millardos) frente al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a la mayor demanda de combustibles a nivel nacional, abastecimiento de la frontera con Venezuela y a la entrada en servicio de la Refinería de Cartagena que permitió aumentar las exportaciones de productos como gasóleo, diésel y gasolinas, compensando la caída en los indicadores internacionales de precios de productos.

El costo de ventas del segmento se incrementó un 4% (COL\$219 millardos) como consecuencia de: 1) compra de materia prima para la operación de la Refinería de Cartagena; compensado con 2) menor costo de crudo en la Refinería de Barrancabermeja, en línea con los menores precios internacionales y 3) menores costos operativos de servicios contratados, materiales y suministros resultado de las estrategias de optimización adelantadas por las compañías del grupo.

El margen bruto de ventas se mantuvo en 4% igual que el mismo trimestre del año anterior.

Los gastos operacionales del cuarto trimestre de 2015 se incrementaron 16% (COL\$83 millardos) comparados con el mismo trimestre del año anterior, principalmente por mayores gastos no capitalizables de proyectos en las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.

El gasto financiero neto disminuyó en 61% (-COL\$123 millardos) dada por la menor devaluación presentada en el cuarto trimestre de 2015 con respecto al mismo periodo del año anterior.

El segmento consolidado presentó una utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol antes de impairment de COL\$133 millardos en el cuarto trimestre de 2015, frente a una pérdida en el mismo trimestre del año anterior de COL\$7 millardos.

Transporte y Logística

Los ingresos del cuarto trimestre de 2015 aumentaron 25% (+COL\$613 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\$111 millardos) principalmente por menores costos de servicios contratados y materiales utilizados en la operación, resultado de la gestión de las compañías del segmento en el marco del programa de transformación del Grupo Empresarial.

Los gastos operacionales disminuyeron frente al mismo periodo del año anterior en 78% (-COL\$224 millardos) que se explican por los impactos generados en el programa de transformación empresarial y por una disminución en gastos asociados a reparaciones generadas por hurtos y atentados.

El resultado financiero neto (no operacional) refleja un menor gasto por COL\$111 millardos, generado principalmente en Ocesa, dado que en el cuarto trimestre de 2014, se generó una mayor pérdida en la valoración de derivados de tipo de cambio respecto al cuarto trimestre del 2015.

Como resultado final, el segmento presentó una utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol antes de impairment por COL\$961 millardos frente a COL\$500 millardos en el mismo periodo del 2014.

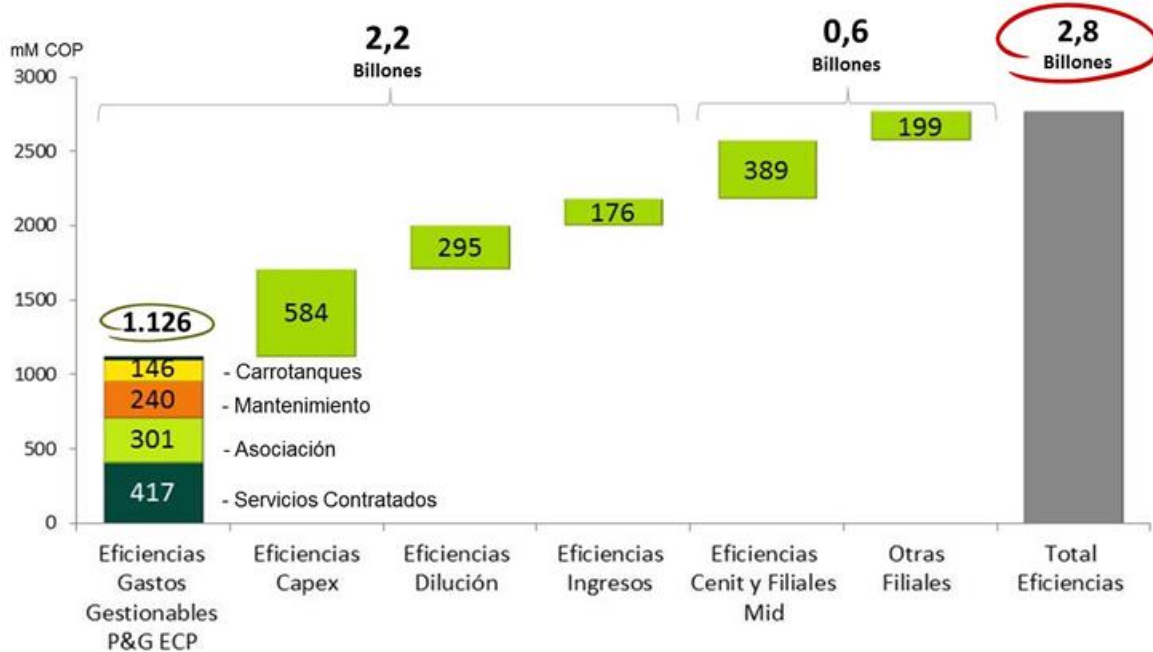
i. Resultado de iniciativas de reducción de costos y gastos

En línea con las acciones que ha venido adoptando la industria a nivel mundial, y haciendo 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 por menores ingresos.

INFORMACION RELEVANTE

Para tal efecto, la compañía estableció una meta inicial de optimización en 2015 de COL\$1.4 billones, la cual se revisó en agosto y se incrementó a COL\$2.2 billones. Al cierre de 2015 se evidenció un cumplimiento de la meta de optimización de COL\$2.2 billones en Ecopetrol S.A, y que sumados a los logros en las filiales permitieron materializar ahorros en el grupo empresarial de COL\$2.8 billones.

Gráfica 1: Optimización de costos y gastos



Las optimizaciones logradas en Ecopetrol S.A., tienen un impacto de:

- COL\$1.1 billones en los rubros gestionables del estado de pérdidas y ganancias (costos fijos de COL\$930 millardos y costos variables de COL\$196 millardos): Un 85% de este rubro está asociado al proceso de renegociación de los contratos de mantenimiento industrial, servicios petroleros, servicios profesionales y consultorías; logrando principalmente reducción de tarifas, reducción de AIU en los contratos de mantenimiento y eliminación de requerimiento de equipos mínimos.

Las optimizaciones en los costos gestionables se detallan a continuación:

Tabla 10 – Costos gestionables

A Comportamiento Costos Fijos Gestionables	B 2015 vs 2014 (Millardos COL\$)	C Comportamiento Costos Variables Gestionables	D 2015 vs 2014 (Millardos COL\$)
Servicios asociación	- 252	Servicios de asociación	- 49
Servicios contratados	- 417	Carrotaques	- 146
Mantenimiento	- 240	Energía	- 22
Otros	- 22	Materiales de proceso	21
Total	- 930		- 196

- COL\$584 millardos en inversiones, debido a: 1) reducción del 21% en el costo del pie perforado con un impacto total de COL\$433 millardos, 2) reducción del 37% en gestorías y personal de administración de proyectos con un ahorro de COL\$60 millardos y 3) COL\$91 millardos por

INFORMACION RELEVANTE

reducciones en las tarifas de ingeniería, estudios en facilidades, reducciones en costos y tiempos en ingeniería de locaciones por diseños in house.

- COL\$295 millardos en la iniciativa de dilución: en términos unitarios se logró una reducción del costo diluido de US\$0.75/Bl, por aumento de la tolerancia de los sistemas de transporte de 220 CST a 300 CST.
- COL\$176 millardos por eficiencias operacionales con impacto en ingresos, debido a: 1) reconocimiento de costos logísticos, de capital de trabajo e ICA en la importación de diésel y gasolina (COL\$74 millardos), 2) iniciativas de mayores rendimientos de productos en la refinería (COL\$95 millardos) y 3) venta de energía en el Upstream (COL\$7 millardos).
- Ahorros de COL\$588 millardos en las filiales: con un aporte de Cenit y las filiales de transporte de COL\$389 millardos, con eficiencias principalmente en las estrategias de renegociación de contratos. En las demás filiales el ahorro alcanzado fue de COL\$199 millardos, con una reducción en los gastos de operación, principalmente en las filiales del Upstream.

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 afecte lo menos posible las métricas financieras y el rating crediticio del Grupo Empresarial.

La optimización alcanzada por el Grupo Empresarial Ecopetrol está en línea y en algunos casos supera las acciones que ha venido adoptando la industria a nivel mundial.

II. Resultados Operativos

a. Inversiones *

Tabla 11 – Inversiones realizadas por el Grupo Ecopetrol

A	B	C	D	E
2015 (US\$ millones)**				
Segmento	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias***	Total	Peso de cada segmento
Producción	2,725.5	508.8	3,234.3	50.0%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	145.4	1,615.9	1,761.2	27.2%
Exploración	341.1	229.5	570.6	8.8%
Transporte	37.6	781.3	818.9	12.7%
Corporativo	78.0	0.0	78.0	1.2%
Nuevos Negocios****	6.4	0.0	6.4	0.1%
Suministro y Mercadeo	1.3	0.0	1.3	0.0%
Total	3,335.3	3,135.5	6,470.8	100.0%

* Las inversiones difieren con el valor de Capex presentado en el Estado de Flujo de Efectivo de la página 38. 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 año 2015 de \$2.743,39/US

*** 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 del año 2015 ascendieron a US\$6,470.8 millones (52% en Ecopetrol S.A. y 48% en filiales y subsidiarias) distribuidas así:

INFORMACION RELEVANTE

- Producción (50%): Planes de perforación, especialmente en los campos Castilla, Chichimene y Rubiales
- Refinación, Petroquímica y Biocombustibles (27.2%): Plan Maestro de Servicios Industriales, el cual provee energía, agua, aire y vapor a los procesos de la refinería de Barrancabermeja.
- Transporte (12.7%): Proyecto de logística de Reficar para garantizar el abastecimiento de crudo y productos líquidos para la Refinería, Proyecto P135 Ocesa e iniciativa de transporte de crudo de mayor viscosidad.
- Exploración (8.8%): Perforación de 5 pozos exploratorios y 6 pozos delimitadores.

b. Exploración

Exploración en Colombia:

Tabla 12 – Perforación en Colombia de Pozos A3

A Compañía	B Perforados	C IV trim. 15			E Seco	F 2015			I Seco
		D En evaluación	G Exitoso*	H En evaluación		F Perforados	G Exitoso*	H En evaluación	
Ecopetrol S.A.	2	1	0	1	3	2	0	1	
Hocol S.A.	0	0	0	0	1	1	0	0	
Total	2	1	0	1	4	3	0	1	

*éxito geológico

En el cuarto trimestre el pozo exploratorio 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), llegó a profundidad final. El pozo comprobó presencia de Gas seco; si bien es considerado como un éxito geológico, no es económicamente viable. El pozo fue taponado y abandonado.

Así mismo, durante el trimestre se finalizó la perforación del pozo Muérgana Sur ubicado en los Llanos Orientales (operado por Ecopetrol S.A.). El pozo fue taponado y abandonado.

En cuanto a pozos stratigráficos, en noviembre se finalizó la perforación del pozo Nogal Est1 ST a través de la compañía Emerald, operadora del bloque Nogal, ubicado en la cuenca del Putumayo.

El 8 de diciembre se inició la perforación del pozo exploratorio Payero 1 de la filial Hocol en el bloque Niscota, ubicado en la cuenca del Piedemonte Llanero, (donde Hocol participa con el 20%, Total el 50% y Repsol con el 30%). Este pozo es operado por Equión y actualmente se encuentra en perforación.

A continuación se presenta el detalle de los pozos exploratorios con éxito geológico perforados durante el año 2015:

Tabla 13 – Pozos exploratorios con éxito

A Trimestre	B Cuenca	C Operador	D Bloque	E Nombre
1	VIM	Hocol	SSJN-1	Bullerengue-1
3	Offshore Caribe	Anadarko	Fuerte Sur	Kronos
4	Sin Off	Anadarko	Fuerte Norte	Calasú

INFORMACION RELEVANTE

Exploración Internacional:

Durante el cuarto trimestre de 2015 Ecopetrol America Inc. continuó 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). El pozo llegó a profundidad final el 2 de febrero de 2016, y actualmente se encuentra en evaluación.

Finalmente, y como resultado de la participación de Ecopetrol America Inc en el Lease Sale 235, en octubre fueron adjudicados por el BOEM (Bureau of Ocean Energy Management) los bloques Atwater Valley 009 y Mississippi Canyon 978 y en noviembre el bloque East Breaks 685 del Lease Sale 246. Cabe anotar que, incluyendo estos tres bloques, durante el año 2015 fueron adjudicados en total 10 bloques, todos en el Golfo de México.

C. Reservas

Al cierre de 2015, las reservas probadas netas de Ecopetrol fueron de 1,849 millones de barriles de petróleo equivalentes, 11% menores a los 2,084 millones de barriles de petróleo equivalentes registrados al cierre de 2014. El índice de reemplazo de reservas fue de 6%, y la vida media de reservas equivale a 7,4 años.

La reducción de las reservas probadas se dio principalmente como consecuencia de la pronunciada caída de los precios de los hidrocarburos. En 2015, el precio SEC utilizado para la valoración fue de US\$55.57 por barril Brent versus US\$101.80 por barril en 2014.

Ecopetrol estima que el efecto precio implicó una disminución sobre las reservas de 404 MBPE frente a las de final de 2014. Este efecto fue contrarrestado en gran parte por una adición de 275 MBPE, atribuibles a las optimizaciones de costo y mayores eficiencias alcanzadas por la Compañía; así como por +67 MBPE correspondientes a las nuevas campañas de perforación en los campos Castilla y Rubiales, y las revisiones positivas en algunos campos, como Chichimene, debido al buen desempeño en producción. Entre otros efectos favorables está la incorporación de los consumos internos de gas natural de la Empresa como parte de las reservas probadas (+47 MBPE).

Las mayores contribuciones al balance de reservas provienen de los campos Castilla y Chichimene, ambos operados directamente por Ecopetrol, y del campo Rubiales, que será manejado por Ecopetrol a partir de Julio de 2016.

El 95% de las reservas probadas son propiedad de Ecopetrol S.A., mientras que Hocol, Ecopetrol America, y la participación en Equión y Savia Perú contribuyen con el 5%.

Tabla 14 - Reservas Probadas de Ecopetrol a Diciembre 31 de 2015

A	B
Reservas Probadas (1P)	Millones de barriles de petróleo equivalente (MBPE)
Reservas probadas a Dic 31 de 2014	2,084
Revisiones	(25)
Compras de minerales	0
Recobro mejorado	16
Extensiones y descubrimientos	24
Ventas de minerales	0
Producción	(251)
Reservas probadas a Dic 31 de 2015	1,849

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

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Ecopetrol S.A. (kbped)	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	Cambio bls	2015	2014	Cambio %	Cambio bls
Crudo	583.4	588.6	(0.9%)	(5.2)	586.2	579.7	1.1%	6.5
Gas natural***	123.9	124.3	(0.3%)	(0.4)	121.2	125.4	(3.3%)	(4.2)
Total	707.3	712.9	(0.8%)	(5.6)	707.4	705.1	0.3%	2.3
Hocol (kbped)	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	Cambio bls	2015	2014	Cambio %	Cambio bls
Crudo	22.4	20.1	11.4%	2.3	21.4	21.2	0.9%	0.2
Gas Natural	0.5	0.1	400.0%	0.4	0.2	0.1	100.0%	0.1
Total	22.9	20.2	13.4%	2.7	21.6	21.3	1.4%	0.3
Savia (kbped)****	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	Cambio bls	2015	2014	Cambio %	Cambio bls
Crudo	4.5	5.3	(15.1%)	(0.8)	4.8	5.3	(9.4%)	(0.5)
Gas Natural	1.2	1.1	9.1%	0.1	1.2	1.2	0.0%	0.0
Total	5.7	6.4	(10.9%)	(0.7)	6.0	6.5	(7.7%)	(0.5)
Equion (kbped)****	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	Cambio bls	2015	2014	Cambio %	Cambio bls
Crudo	12.6	9.3	35.5%	3.3	11.6	9.2	26.1%	2.4
Gas Natural	9.4	8.6	9.3%	0.8	9.0	8.6	4.7%	0.4
Total	22.0	17.9	22.9%	4.1	20.6	17.8	15.7%	2.8
Ecopetrol America-K2 (kbped)	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	Cambio bls	2015	2014	Cambio %	Cambio bls
Crudo	1.4	4.3	(67.4%)	(2.9)	2.5	2.6	(3.8%)	(0.1)
Gas Natural	2.0	3.4	(41.2%)	(1.4)	2.6	2.1	23.8%	0.5
Total	3.4	7.7	(55.8%)	(4.3)	5.1	4.7	8.5%	0.4
Grupo Empresarial Ecopetrol (kbped)	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	Cambio bls	2015	2014	Cambio %	Cambio bls
Crudo	624.3	627.6	(0.5%)	(3.3)	626.5	618.0	1.4%	8.5
Gas Natural	137.0	137.5	(0.4%)	(0.5)	134.2	137.4	(2.3%)	(3.2)
Total	761.3	765.1	(0.5%)	(3.8)	760.7	755.4	0.7%	5.3

* 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)	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	Cambio bls	2015	2014	Cambio %	Cambio bls
Crudo	548.1	548.5	(0.1%)	(0.4)	549.5	539.1	1.9%	10.4
Gas Natural***	125.0	124.0	0.8%	1.0	121.8	121.0	0.7%	0.8
Total	673.1	672.5	0.1%	0.6	671.3	660.1	1.7%	11.2

* 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

El año 2015 muestra un balance positivo, ya que se logró cumplir con la meta de producción del Grupo Empresarial a pesar del entorno de precios mundial, de los desafíos operacionales y de los ataques a la infraestructura de transporte. La producción creció cerca de 5.3 kbped (+0.7%) frente al año 2014, principalmente por el aumento de la producción de la operación directa de Ecopetrol en los campos Castilla (+17.4%) y Chichimente (+38.9%), debido a la entrada de nuevos pozos en producción.

Igualmente, es importante resaltar: 1) el efecto de la reanudación de la actividad en el campo Rubiales, la cual logró detener la declinación evidenciada desde finales del 2013 y 2) el crecimiento en producción mostrado por nuestra filial Equión (+15.7%). Estos incrementos permitieron

INFORMACION RELEVANTE

compensar las declinaciones naturales de los campos, la modificación de la participación en algunos de los activos en asociación por el nivel actual de precios, las reducciones en la actividad por parte de algunos socios, las restricciones por licenciamiento ambiental, y los ataques a la infraestructura del tercer trimestre de 2015.

Durante el último trimestre del año la producción del Grupo Empresarial experimentó una recuperación frente al tercer trimestre del 2015 y se ubicó tan solo 0.5% por debajo del mismo periodo del año 2014. La mejora con relación al trimestre pasado se debió principalmente a la normalización de las operaciones en los campos Caño Limón y Gibraltar después de los ataques al oleoducto Caño Limón – Coveñas experimentados durante el tercer trimestre, y a la cifra record de producción obtenida en el campo Castilla de 126 kbpd durante el último trimestre.

Comparativamente con el cuarto trimestre del año 2014, las cifras inferiores se explican por la declinación propia de campos en activos como Guajira y Casabe, y por la reducción de la participación de Ecopetrol en la producción de los activos La Cira, Quifa y Caño Limón, como resultado de la aplicación de la cláusula de precios altos dadas las condiciones de precio actuales. Estas reducciones fueron compensadas principalmente por un aumento de cerca del 10% en la producción de nuestros activos en la región Orinoquía: Castilla (+16.7%), Chichimene (+14.2%) y Cupiagua (+8.5%).

Proyectos de aumento de Factor de Recobro:

Durante el año 2015 se dio inicio a 8 pilotos de incremento de factor de recobro en las tecnologías de inyección de agua, inyección de solvente e inyección de agua mejorada, cumpliendo la meta inicialmente planeada. Entre los principales resultados de los pilotos de la vigencia, se resalta la implementación de pilotos de inyección de agua en campos con crudo pesado como Castilla y Chichimene, con resultados positivos en las áreas intervenidas, las cuales reportaron cerca de 1.8 kbpd incrementales a diciembre de 2015. Esta producción adicional acumulada representa actualmente un incremento en el factor de recobro de 1.2% en el área del piloto del campo Chichimene y del 0.15% en el área del piloto del campo Castilla.

Adicionalmente, el piloto de inyección de aire en el campo Chichimene alcanzó un 94% de avance en la construcción de las facilidades de superficie, dando por terminadas las obras mayores. De igual forma, se concluyó 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. Se planea el inicio de inyección de aire en el cuarto trimestre del 2016.

Teniendo en cuenta los pilotos iniciados en el 2015, la empresa contaría a la fecha con 29 pilotos de recobro desarrollados, de los cuales 22 demuestran resultados positivos en incremento en presión y 15 resultados positivos en aumento en producción de crudo en las áreas impactadas.

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
	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	2015	2014	Cambio %
Región Central	98.0	96.6	1.4%	97.8	95.5	2.4%
1) Campo La Cira-Infantas	21.7	25.0	(13.1%)	23.0	24.8	(7.0%)
2) Campo Casabe	20.3	22.4	(9.4%)	21.9	22.0	(0.7%)
3) Campo Yarigui	19.7	16.5	19.1%	18.4	17.2	7.2%
4) Otros Campos	36.3	32.7	11.1%	34.5	31.6	9.3%
Región Orinoquía	264.1	240.4	9.8%	260.8	227.2	14.8%
1) Campo Castilla	126.0	108.0	16.7%	122.5	104.4	17.4%
2) Campo Chichimene	76.6	67.1	14.2%	78.0	56.2	38.9%
3) Campo Cupiagua	41.8	38.5	8.5%	38.1	38.9	(2.2%)
4) Otros Campos	19.7	26.9	(26.9%)	22.2	27.7	(19.9%)
Región Sur	31.3	33.6	(7.0%)	32.6	35.0	(6.7%)
1) Area Huila	8.5	9.3	(8.8%)	8.7	9.4	(7.7%)
2) Area San Francisco	7.6	8.9	(15.0%)	8.1	9.3	(12.6%)
3) Area Tello	4.8	4.6	6.1%	4.9	4.5	6.8%
4) Otros Campos	10.4	10.8	(4.4%)	11.0	11.8	(6.6%)
Activos con Socios*	313.9	342.2	(8.3%)	316.2	347.4	(9.0%)
1) Campo Rubiales	94.6	96.3	(1.8%)	94.3	104.3	(9.6%)
2) Campo Guajira	39.6	47.1	(15.9%)	42.7	50.1	(14.8%)
3) Campo Caño Limón	28.0	36.8	(23.8%)	25.6	30.1	(14.9%)
4) Campo Cusiana	31.3	33.1	(5.4%)	32.2	33.5	(4.0%)
5) Quifa	23.4	32.5	(28.0%)	24.2	33.0	(26.6%)
6) Otros Campos	97.0	96.5	0.6%	97.2	96.4	0.8%
Total Ecopetrol S.A.	707.3	712.9	(0.8%)	707.4	705.1	0.3%
Operación Directa	397.1	375.3	5.8%	395.6	361.8	9.3%
Operación Asociada	310.2	337.7	(8.1%)	311.7	343.3	(9.2%)
Hocol						
1) Campo Ocelote	15.0	14.5	3.4%	14.4	14.6	(1.4%)
2) Otros Campos	7.9	5.7	38.6%	7.2	6.7	7.5%
Equión**						
1) Campo Piedemonte	16.0	12.0	33.8%	14.7	11.7	25.4%
2) Campo Tauramena / Rio Chitamena	3.5	4.6	(23.9%)	4.2	4.7	(10.4%)
3) Otros Campos	2.5	1.3	92.3%	1.7	1.4	21.4%
Savia**						
1) Campo Lobitos	2.2	2.9	(24.1%)	2.5	2.9	(13.8%)
2) Campo Peña Negra	2.3	2.2	4.5%	2.3	2.2	4.5%
3) Otros Campos	1.2	1.3	(7.7%)	1.2	1.4	(14.3%)
Ecopetrol America Inc.						
1) Campo Dalmatian	2.8	6.4	(56.5%)	4.0	3.4	17.6%
2) Campo k2	0.6	1.3	(53.8%)	1.1	1.3	(15.4%)

*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
	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	2015	2014	Cambio %
Liviano	65.1	62.6	4.0%	63.5	61.7	2.9%
Medio	206.3	221.2	(6.7%)	208.5	219.7	(5.1%)
Pesado	352.9	343.8	2.6%	354.5	336.6	5.3%
Total	624.3	627.6	(0.5%)	626.5	618.0	1.4%

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\$7.67/BI para el periodo octubre - diciembre del 2015, que al compararlo con el mismo periodo del año 2014 (US\$12.05/BI) presenta un menor valor de US\$4.38/BI, debido a:

- Efecto Costos: -US\$1.34/BI, por el menor costo por barril en las operaciones de Ecopetrol, 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) menores costos por la entrada de proyectos de facilidades, lo cual disminuyó el alquiler de equipos (Well Testing), 4) disminución de costo de energía por optimización de los sistemas eléctricos y 5) menor costo por estrategias de renegociaciones de contratos.
- Efecto TRM: -US\$3.13/BI debido a la re-expresión de los costos en pesos a dólares a una mayor tasa de cambio la cual aumentó en COL\$885.32 por dólar respecto al cuarto trimestre del 2014 (COL\$3,058.97/US en 4T-2015 vs COL\$2,173.65/US en 4T-2014).
- Efecto Volumen: +US\$0.09/BI dado el menor volumen de producción en el periodo de análisis.

El costo de levantamiento por barril producido para el Grupo Empresarial para el año 2015, sin incluir la producción correspondiente a regalías, fue de US\$7.39/BI, que al compararlo con el año 2014 (US\$11.23/BI) es de US\$3.84/BI menor, debido a:

- Efecto Costos: -US\$1.06/BI, por menor costo por barril en las operaciones de Ecopetrol y de las empresas que conforman el grupo empresarial, 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) menor consumo de químicos por incremento en eficiencia del proceso, 4) disminución de costo de energía por optimización de los sistemas eléctricos y 5) menor costo por estrategias de renegociaciones de contratos.
- Efecto TRM: -US\$2.75/BI debido a la re-expresión de los costos en pesos a dólares a una mayor tasa de cambio la cual aumentó COL\$743.06 por dólar respecto al año 2014 (COL\$2,743.39/US en 2015 vs CO\$2,000.33/US en 2014).
- Efecto Volumen: -US\$0.03/BI dado el mayor volumen de producción en el periodo de análisis.

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

INFORMACION RELEVANTE

e. Transporte

Tabla 19 – Volúmenes Transportados (kbpd)

A	B	C	D	E	F	G
	IV Trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	2015	2014	Cambio %
Crudos	963.9	975.5	(1.2%)	978	954.2	2.5%
Refinados	264.5	257.1	2.9%	253.8	251.2	1.0%
Total	1,228.4	1,232.6	(0.3%)	1,231.8	1,205.4	2.2%

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 cuarto trimestre de 2015 disminuyó 1.2% respecto al mismo trimestre del año anterior, debido principalmente a restricciones operativas en los sistemas de transporte asociadas a las reparaciones de los ataques contra la infraestructura en los sistemas Caño Limón-Coveñas y Transandino. Del volumen total de crudo transportado por oleoductos, aproximadamente 72% corresponde a crudo de propiedad de Ecopetrol.

Durante el 2015, el volumen de crudo transportado se incrementó en 2.5% en comparación con el año anterior, debido principalmente a la mayor disponibilidad del sistema Caño Limón Coveñas el cual tuvo una menor afectación asociada a los atentados contra la infraestructura petrolera.

En cuanto a productos refinados, los volúmenes transportados por Cenit S.A.S durante el cuarto trimestre del año se incrementaron en 2.9% frente al mismo periodo del año anterior, como resultado de: 1) mayor utilización de los sistemas Galán-Bucaramanga y Cartagena - Barranquilla para asegurar el abastecimiento de combustibles en el interior del país y en la zona de frontera con Venezuela y 2) mayor utilización del sistema Buenaventura – Yumbo por la importación de combustible para generación de energía. Del volumen total de productos transportados por poliductos, cerca del 16% corresponde a productos propiedad de Ecopetrol.

Durante el año 2015, el volumen de productos refinados transportado se incrementó en 1% frente a 2014, debido principalmente al mayor volumen transportado en el sistema Cartagena-Barranquilla asociado a la importación de combustibles para el suministro en el interior del país.

Proyectos:

- **SAN FERNANDO - MONTERREY**
Se incrementó en 40 mil barriles diarios la capacidad de transporte entre el campo Castilla y Monterrey, alcanzando una capacidad total de 300.000 barriles diarios. Este proyecto, permite asegurar la evacuación de los campos de Castilla, Chichimene, y Apiay, evitando diferidas de producción y/o acudir a transporte por carro tanque para la evacuación de esos campos.
- **COSTA NORTE COLOMBIANA - GALÁN**
Se completó el primer módulo que consistía en aumentar la capacidad en 130.000 bpd. Este proyecto permite el abastecimiento de refinados y nafta para el país, dejando de transportar nafta por carro tanque.
- **MAGDALENA MEDIO 100**
Se completó la construcción de las instalaciones de almacenamiento de Coveñas y ciertos reemplazos de tuberías necesarias. Este proyecto permite asegurar una capacidad de almacenamiento de crudo y manejo de fuel Oil por el puerto de Coveñas.
- **OCENSA P135**

INFORMACION RELEVANTE

El Proyecto alcanzó un avance del 80.8%. Se espera que la capacidad adicional de 135 KBPD se alcance en el tercer trimestre de 2016. Este proyecto permite asegurar la capacidad para poder transportar crudo de los Llanos Orientales hacia los puertos de exportación.

- **INICIATIVA DE TRANSPORTE DE CRUDOS DE MAYOR VISCOSIDAD**

Al cierre de 2015 se realizaron pruebas exitosas en diferentes sistemas, donde se recolectó información adicional para continuar con el desarrollo de los análisis que permitan obtener ahorros en diluyente. Las principales modificaciones se realizarán en: Oleoducto de los Llanos ODL (Rubiales – Cusiana), en OCENSA Segmento I (Cusiana – Porvenir), Segmento II & III (El Porvenir – Vasconia – Coveñas) y en ODC. Este proyecto, aunado con la ampliación de capacidad en Ocenca (P-135), permitirá transportar crudos más viscosos reduciendo los costos de dilución.

Costo Barril Transportado²

El indicador de costo por barril transportado para las empresas del Grupo Empresarial en el periodo octubre - diciembre del 2015 fue US\$1.88/BI, que al compararlo con el resultado para el mismo periodo del año anterior (US\$2.24/BI), presenta un menor valor de US\$0.36/BI, debido a:

- Efecto Egresos: +US\$0.40/BI:
 - +US\$0.70/BI por mayores gastos de impuestos como consecuencia del incremento en los ingresos registrados.
 - -US\$0.30/BI, producto de las eficiencias alcanzadas en los costos operativos principalmente en rubros de materiales de mantenimiento, seguridad física, atención de contingencias y gastos administrativos.
- Efecto TRM: -US\$0.76/BI originados al re-expresar los costos en pesos a dólares a una mayor tasa de cambio, la cual aumentó en COL\$885.32 por dólar respecto al cuarto trimestre del 2014 (COL\$3,058.97/US en 4T-2015 vs COL\$2,173.65/US en 4T-2014).

El indicador de costo por barril transportado para las empresas del Grupo Empresarial en el año 2015 fue de US\$3.37/BI, que al compararlo con el resultado para el mismo periodo del año anterior (US\$4.03/BI), presenta un menor valor de US\$0.66/BI, debido a:

- Efecto Egresos: +US\$0.77/BI:
 - US+\$0.97/BI por mayores gastos de impuestos como consecuencia del incremento en los ingresos registrados.
 - US-\$0.20/BI, producto de las eficiencias alcanzadas en los costos operativos principalmente en rubros de materiales de mantenimiento, seguridad física, atención de contingencias y gastos administrativos.
- Efecto TRM: -US\$1.28/BI originados al re-expresar los costos en pesos a dólares a una mayor tasa de cambio, la cual aumentó en COL\$743.06 por dólar respecto al periodo 2014 (COL\$2,743.39/US en 2015 vs COL\$2,000.33/US en 2014).
- Efecto Volumen: -US\$0.15/BI como consecuencia de los mayores volúmenes transportados en el

² 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

periodo 2015 vs 2014.

La porción en dólares del costo por barril transportado para el Grupo Empresarial es de 8.3%.

f. Refinación

f.1) Reficar (Refinería de Cartagena):

La nueva refinería de Cartagena puso en servicio la Unidad de Crudo el 21 de octubre de 2015. En esta fase inicial, la unidad produjo combustibles desde el mes de noviembre a la mitad de su capacidad, procesando diariamente entre 80 y 90 kbd de petróleo, carga que se irá incrementando gradualmente hasta alcanzar su capacidad máxima de proceso.

Se estima que todas las plantas estarían operando en conjunto durante el segundo trimestre de 2016, para alcanzar una carga promedio de 150 kbd en el segundo semestre del mismo año y realizar pruebas de aceptación de máxima capacidad.

Reficar producirá combustibles de la más alta calidad que podrán llegar a los mercados de mayor exigencia. La refinería cuenta con unidades que permitirán el procesamiento de crudos pesados y con alto contenido de azufre y acidez.

La primera exportación de combustibles se llevó a cabo en el mes de noviembre de 2015 con destino a los Estados Unidos y el Caribe, por un total de 200 kbls de nafta virgen y 50 kbls de combustible de aviación JET A1.

El pasado 24 de febrero arrancó la operación de la Unidad de Coquización Retardada; esta unidad permite llegar a un factor de conversión del 97%. Produce gas combustible, GLP (gas licuado de petróleo), nafta, gasóleos, y petcoke o coque del petróleo. La producción de Petcoke se estima en 75,000 toneladas mensuales, las cuales se exportarán.

A la Unidad de Coquización Retardada de conversión profunda se sumó el arranque de las unidades de Craqueo Catalítico e Hidrotratadora de Naftas.

La unidad de Craqueo Catalítico tiene una capacidad de procesar 35,000 barriles de gasóleos diarios y los transforma en GLP (gas licuado de petróleo), propano-propileno, naftas que son componentes de gasolina, aceite liviano de ciclo (ALC) y Arotar (materia prima para negro de humo, que se usa en la fabricación de llantas) y la Hidrotratadora de Nafta tiene una capacidad de procesamiento de 20,000 barriles diarios y es la encargada de retirar el azufre de las gasolinas para entregar al país combustibles amigables con el medio ambiente con menos de 50 partes por millón de azufre.

Una vez todas las unidades entren en servicio, la nueva refinería de Cartagena podrá transformar el 97% del crudo en productos valiosos. Antes de la modernización esta conversión solo alcanzaba el 75%.

f.2) Refinería de Barrancabermeja:

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

A	B	C	D	E	F	G
	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	2015	2014	Cambio %
Carga* (kbpd)	229.0	227.2	0.8%	221.9	226.9	(2.2%)
Factor de utilización (%)	81.0%	76.8%	5.5%	79.6%	80.1%	(0.6%)
Producción Refinados (kbpd)	230.2	228.3	0.8%	223.2	230.5	(3.2%)

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

La carga de crudo estuvo favorecida en el cuarto trimestre del 2015 por la disponibilidad

INFORMACION RELEVANTE

operacional de las unidades. En el acumulado del año, la carga y el factor de utilización se redujeron como consecuencia del mantenimiento programado de una unidad de crudo (U200) en Agosto de 2015.

El plan Maestro de Servicios Industriales alcanzó una ejecución física del 99.32%, cumpliéndose con la puesta en servicio de la caldera del turbogenerador, programada para el último trimestre del año.

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 cuarto trimestre de 2015, fue de US\$4.0/BI, que al compararlo con el mismo periodo del 2014 (US\$9.51/BI) presenta un menor valor de US\$5.51/BI (US\$0.21/BL corresponden a Propilco), debido a:

- Efecto Costos: -US\$3.79/BI:
 - -US\$4.81/BI: menores costos fijos asociado a las estrategias de optimización en mantenimiento y servicios de soporte.
 - +US\$1.02/BI: mayores costos de operación de Propilco asociados a un mayor volumen vendido.
- Efecto TRM: -US\$1.63/BI originados al re-expresar los costos en pesos a dólares a una mayor tasa de cambio, la cual aumentó en COL\$885.32 por dólar respecto al cuarto trimestre del 2014 (COL\$3,058.97/US en 4T-2015 vs COL\$2,173.65/US en 4T-2014).
- Efecto Volumen: -US\$0.09/BI: menores costos asociados a una mayor carga registrada.

El costo operativo de caja para el Grupo Empresarial, que incluye la operación de la refinería de Barrancabermeja y Propilco, en el año 2015 fue de US\$4.37/BI, que al compararlo con el año 2014 (US\$7.22/BI), presenta un menor valor de US\$2.85/BI (US\$0.07/BL corresponden a Propilco), debido a:

- Efecto costos: -US\$1,29/BI:
 - -US\$2.38/BI: menores costos fijos asociado a las estrategias de optimización en mantenimiento y servicios de soporte.
 - +US\$1.09/BI: mayores costos de operación de Propilco asociados a un mayor volumen vendido.
- Efecto TRM: -US\$1.62/BI originados al re-expresar los costos en pesos a dólares a una mayor tasa de cambio, la cual aumentó en COL\$743.06 por dólar respecto al año 2014 pasando a (COL\$2,743.39/US en el 2015 vs COL\$2,000.33/US en el 2014).
- Efecto Volumen: +US\$0.06/BI: mayores costos asociados a una menor carga registrada.

La porción en dólares correspondiente al costo de refinación es de 17%.

Tabla 21 – Margen de Refinación

Refinería de Barrancabermeja

A	B	C	D	E	F	G
	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	2015	2014	Cambio %
Margen de Refinación (USD/bl)	15.0	15.8	(5.1%)	16.8	14.6	15.6%

INFORMACION RELEVANTE

La disminución en el margen bruto de refinación de Barrancabermeja entre el cuarto trimestre de 2015 y el cuarto trimestre de 2014, obedece principalmente al menor precio de los destilados medios, a pesar del mayor rendimiento de éstos. En el año 2015 se presentó un incremento del 15.6% con respecto al año 2014, que obedece principalmente a: 1) mayores rendimientos de los destilados medios, 2) mejor comportamiento de los precios del GLP, gasolina, y fuel oil y 3) implementación de iniciativas operativas, para valorizar el GLP y corrientes residuales.

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*	IV trim. 15	IV trim. 14	2015	2014
Índice de Frecuencia de Accidentalidad (accidentes / millón de horas hombre)	0.60	0.75	0.49	0.92
Incidentes Ambientales por Causa Operacional	5	8	11	29

*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.

En el 2015, Ecopetrol logró el mejor desempeño en seguridad industrial (de personas) en la historia de la empresa, mediante el índice de frecuencia de casos registrables y el índice de frecuencia de accidentes con pérdida de tiempo; así mismo, se logró el mejor desempeño en seguridad de procesos, medido como frecuencia de incidentes nivel 1 por API754 por pérdida de contención primaria.

Hitos relevantes

- Mejor desempeño HSE de Ecopetrol en toda su historia, ninguna fatalidad atribuible a accidentes de trabajo. Estos logros nos ubican en la media de la industria global.
- Más de 100 millones de horas sin ningún accidente inhabilitante en Reficar.
- Reducción de incidentes ambientales, pasando de un promedio de 4,500 barriles derramados en los últimos 5 años a 207 barriles al finalizar el 2015.
- Beneficios económicos por US\$27.8 millones en proyectos de reducción de emisiones, asociados a reducción en el consumo de energía y recuperación de hidrocarburos que antes eran quemados o quemados.
- Ingresos por COL\$8,600 millones por aprovechamiento y venta de residuos, mejora en prácticas en el manejo de lodos y recuperación de sus hidrocarburos asociados.
- Reducción de 590,211 toneladas de gases de efecto invernadero superando en un 243% la meta propuesta.

Ciencia y Tecnología:

Durante el cuarto trimestre de 2015 se otorgaron seis patentes a la empresa en Colombia, cada una con una duración de 20 años:

INFORMACION RELEVANTE

- *Dispositivo inhibidor de hidratos con separador de fluidos de producto:* Es un sistema que evita que se formen hidratos en el sistema de inyección de gas en pozo, por cambio de temperatura o alta presión de flujo.
- *Boquillas para las corrientes de entrada de un equipo de sedimentación para procesos de separación:* Permiten disminuir la cantidad de crudo arrastrado por el fondo de los equipos de sedimentación en el proceso de desasfaltado, reduciendo la turbulencia por el ingreso de la corriente y logrando altas velocidades de chorro para evitar acumulación de sólidos y facilitar la separación de los líquidos.
- *Dispositivo para contención de flujo de sistemas de tubería con sistema de doble tapón cónico:* Válvula de doble tapón que permite bloquear, desviar e ingresar fluidos a través de un sector del sistema de tuberías para facilitar la limpieza y así evitar fugas de producto a la atmósfera. El sistema funciona con cualquier tipo de fluido a cualquier rango de temperatura.
- *Ecodesarenador y Ecoskimer modulares y reutilizables para facilidades de producción y tratamiento de petróleo:* Sistemas de material polimérico con puntos de elevación que facilitan su transporte y reutilización para la remoción de grasa y arenas en campos de producción de crudo.
- *Proceso para la estabilización de biodiesel:* Procedimiento para el tratamiento del biodiesel a través de la absorción de contaminantes que conducen a la formación de un precipitado conocido como *haze*, que afecta el desempeño de biodiesel como combustible.
- *Proceso para conversión de gasóleos y/o fondos destilados medios mediante la integración del craqueo catalítico y el hidrocraqueo:* Tecnología que permite incrementar la producción de diésel a través del tratamiento de gasóleos y corrientes de fondo en refinería.

Con estas patentes se completan diez en el 2015 y 69 patentes otorgadas vigentes para la empresa, manteniéndola como la empresa nacional que más patenta en el país.

Reconocimientos:

- Ecopetrol fue una de las empresas ganadoras del premio MAKE (Most Admired Knowledge Enterprise) versión Americas, 57 empresas fueron nominadas y Ecopetrol fue la única compañía no norteamericana ganadora.
- En el 2015 Ecopetrol fue reconocida nuevamente a nivel nacional con el premio Acipet a la innovación - Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos - al ganar en la categoría de Innovación Tecnológica con el trabajo "Mejoramiento de Movilidad de Crudo Pesado a Condiciones de Yacimiento Basado en la Nanotecnología: Prueba Piloto Campo Castilla".
- Se generó el primer Secreto Industrial de la empresa: GEOPANTRO - "Base de Datos de información Palinológica y Bioestratigráfica depurada, estandarizada e interpretada de las secciones de superficie y pozos colombianos", que convierte a Ecopetrol en un socio atractivo en Exploración y Producción al contar con información exclusiva.

b. Responsabilidad Corporativa

Inversión Social:

En el año 2015 se invirtieron recursos para proyectos de inversión social por un valor de COL\$58,505 millones distribuidos así: 1) COL\$34,305 millones para programas de competitividad regional, 2) COL\$17,424 millones para educación y cultura, y 3) COL\$6,776 millones para programas de ciudadanía y democracia.

INFORMACION RELEVANTE

IV. Presentaciones sobre los Resultados del Cuarto Trimestre y Año 2015

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del cuarto trimestre y el año 2015:

Español

Marzo 7, 2016

8:00 a.m. Bogotá, Nueva York y Toronto

Inglés

Marzo 7, 2016

10:00 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) 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., Bionergy 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 50 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). 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)	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	2015	2014	Cambio %
Crudo *	157.9	182.4	(13.4%)	167.8	181.8	(7.7%)
Gas **	1.8	2.2	(22.0%)	1.8	2.3	(20.3%)
Productos Refinados	11.4	12.4	(7.4%)	5.8	5.6	4.1%
Diluyente ***	3.2	4.5	(27.6%)	2.2	6.1	(63.4%)
Total	174.3	201.5	(13.5%)	177.6	195.7	(9.2%)
2) Importaciones (kbped)	IV trim. 15	IV trim. 14	Cambio %	2015	2014	Cambio %
Crudo	14.4	0.0		4.9	0.0	
Productos Refinados	159.0	117.7	35.0%	137.0	108.1	26.7%
Diluyente	75.8	60.1	26.2%	64.8	58.5	10.8%
Total	249.1	177.8	40.1%	206.7	166.6	24.0%

* 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	IV trim. 15	IV trim. 14	III trim. 15	2015	2014
Ingresos					
Nacionales	5,856,800	5,425,497	5,653,055	21,631,347	23,978,035
Exterior	5,662,549	7,826,747	6,152,011	26,024,306	38,215,780
Servicios y otros	1,257,734	1,002,478	1,198,294	4,435,274	3,778,073
Total Ingresos	12,777,083	14,254,722	13,003,360	52,090,927	65,971,888
Costo de Ventas					
Costos Variables:					
Productos Importados	3,628,582	3,288,933	3,623,729	12,935,878	13,264,700
Compras de Crudo	1,455,504	2,236,290	1,386,076	6,373,111	10,945,230
Depreciación, Amortización y Agotamiento	1,397,583	1,436,993	1,278,208	5,166,455	5,114,053
Servicios de Transporte de hidrocarburos	409,340	438,143	442,386	1,380,733	1,548,115
Variación de Inventarios y otros	265,828	443,894	(32,097)	1,512,888	1,868,870
Costos Fijos:					
Depreciación	401,845	307,361	353,098	1,433,263	1,144,437
Servicios Contratados	810,179	831,902	610,997	2,716,516	3,253,240
Mantenimiento	822,249	922,010	512,918	2,334,130	2,646,832
Costos laborales	376,847	265,978	390,787	1,542,701	1,369,654
Otros	388,155	514,762	496,350	1,598,841	1,819,997
Total Costo de Ventas	9,956,112	10,686,266	9,062,452	36,994,516	42,975,128
Utilidad Bruta	2,820,971	3,568,456	3,940,908	15,096,411	22,996,760
Gastos Operacionales					
Gastos Operativos	863,787	1,400,156	829,384	3,772,464	3,666,867
Gastos de exploración y proyectos	991,404	1,040,810	256,774	1,584,249	2,576,294
Gastos por impairment	8,267,042	2,298,843	4,627	8,283,749	2,304,572
Utilidad Operacional	(7,301,262)	(1,171,353)	2,850,123	1,455,949	14,449,027
Ingresos (gastos) Financieros *	(965,067)	(2,468,334)	(692,984)	(3,967,349)	(3,510,669)
Resultados de Participación en compañías	24,462	(21,072)	(36,703)	35,121	179,299
Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta	(8,241,867)	(3,660,759)	2,120,436	(2,476,279)	11,117,657
Provisión Impuesto de Renta	2,220,988	1,300,711	(1,233,879)	(606,567)	(4,769,101)
Ganancia Neta Consolidada	(6,020,879)	(2,360,048)	886,557	(3,082,846)	6,348,556
Interés no controlado	(287,552)	(130,463)	(232,440)	(904,880)	(623,056)
Ganancia Neta atribuible a accionistas de Ecopetrol**	(6,308,431)	(2,490,511)	654,117	(3,987,726)	5,725,500
Otro resultado integral atribuible a accionistas de Ecopetrol **	1,455,715	3,411,651	2,203,033	4,791,487	4,332,413
EBITDA	3,083,489	3,267,794	4,698,423	18,086,514	24,509,450
MARGEN EBITDA	24.1%	22.9%	36.1%	34.7%	37.2%

* 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.

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 3 – Balance General Consolidado

A	B	C
Millones de pesos colombianos	Diciembre 31 de 2015	Diciembre 31 de 2014
Activos		
Activos corrientes		
Efectivo y equivalentes de efectivo	6,550,450	7,618,178
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	3,427,412	4,287,553
Inventarios	3,057,958	2,929,921
Activos por impuestos corrientes	4,501,734	2,019,066
Activos financieros disponibles para la venta	913,488	1,581,466
Otros activos	1,419,551	2,203,093
Activos no corrientes mantenidos para la venta	242,745	1,362
Total activos corrientes	20,113,338	20,640,639
Activos no corrientes		
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,931,934	2,476,764
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	584,571	435,404
Propiedades, planta y equipo	65,030,814	55,665,007
Recursos naturales y del medio ambiente	24,043,297	24,120,664
Intangibles	388,051	245,152
Activos por impuestos diferidos	7,961,968	4,092,443
Otros activos	2,941,977	3,161,772
Total activos no corrientes	102,882,612	90,197,206
Total activos	122,995,950	110,837,845
Pasivos		
Pasivos corrientes		
Prestámos corto plazo	4,573,620	3,517,522
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	7,757,277	8,798,965
Provisiones corrientes por beneficios a empleados	1,392,266	1,379,706
Pasivos por impuestos corrientes	2,803,559	1,896,938
Provisiones y contingencias	653,497	842,957
Instrumentos financieros derivados	101,319	140,055
Otros pasivos Corrientes	144,441	267,587
Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta	17,628	-
Total pasivos corrientes	17,443,607	16,843,730
Pasivos no corrientes		
Préstamos largo plazo	48,649,718	31,524,106
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	6	30,439
Provisiones no corrientes por beneficios a empleados	2,459,849	4,419,987
Pasivos por impuestos diferidos	3,303,004	3,083,698
Provisiones y contingencias	5,423,850	4,995,114
Otros pasivos no corrientes	484,148	408,103
Total pasivos corrientes	60,320,575	44,461,447
Total pasivos	77,764,182	61,305,177
Patrimonio		
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	43,356,713	48,021,386
Interes no Controlante	1,875,055	1,511,282
Total Patrimonio	45,231,768	49,532,668
Total Pasivos y Patrimonio	122,995,950	110,837,845

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 4 – Estado de Resultado Integrales Consolidado

A	B	C	D	E	F
Millones de pesos colombianos	IV trim. 15	IV trim. 14	III trim. 15	2015	2014
Utilidad (pérdida) consolidada	(6,020,877)	(2,360,048)	886,557	(3,082,846)	6,348,556
Elementos del otro resultado integral, neto de impuestos					
Diferencias de cambio en conversiones acumuladas	14,141	2,899,498	4,710,130	6,120,689	3,663,083
Ganancias (pérdidas) en activos financieros disponibles para la	7,989	19,675	10,540	(126,316)	76,435
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(119,098)	-	(2,313,006)	(2,432,104)	-
Coberturas flujo de efectivo - instrumentos financieros derivad	(5,659)	-	(51,596)	(60,083)	-
Mediciones de planes de beneficios definidos	1,514,493	608,146	(63,462)	1,404,602	743,793
Otros menores	58,643	-	-	58,643	-
Total otro resultado integral	1,470,509	3,527,319	2,292,606	4,965,431	4,483,311
Total Resultado integral	(4,550,368)	1,167,271	3,179,163	1,882,585	10,831,867
Atribuible:					
A los accionistas	(4,891,412)	921,142	2,858,536	803,761	10,057,913
Participación no controladora	341,044	246,129	320,627	1,078,824	773,954
	(4,550,368)	1,167,271	3,179,163	1,882,585	10,831,867

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 5 – Estado de Flujo de Efectivo Consolidado

A	B	C	D	E	F
(Expresados en millones de pesos colombianos)	IV trim.2015	IV trim.2014	III trim.2015	2015	2014
Flujos de efectivo de las actividades de operación:					
(Pérdida) Utilidad neta del año atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	(6,308,429)	(2,490,511)	654,117	(3,987,726)	5,725,500
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:					
Participación de accionistas no controlantes	287,552	130,463	232,440	904,880	623,056
Cargo por impuesto a las ganancias	(2,220,988)	(1,300,711)	1,233,879	606,567	4,769,101
Depreciación, agotamiento y amortización	1,848,915	1,791,469	1,673,281	6,770,358	6,417,207
Pérdida por diferencia en cambio	198,266	1,888,436	46,560	1,870,859	2,270,193
Costo de financiación reconocido en resultados	792,377	461,975	736,826	2,396,445	1,405,331
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes	47,974	86,581	(7,534)	59,932	231,899
Pérdida por impairment de activos	8,372,674	2,392,424	11,690	8,275,049	2,381,413
Pérdida (ganancia) por valoración de activos financieros	(41,775)	157,353	(65,447)	(109,673)	135,427
Resultado de las inversiones en asociadas	(24,462)	21,072	36,703	(35,121)	(179,299)
Ganancia en venta de activos mantenidos para la venta	-	-	(72,339)	(72,339)	-
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de flujo de efectivo	81,595	-	167,103	248,698	-
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(460,627)	153,468	(640,691)	(3,368,426)	(2,387,678)
Impuesto de renta pagado	(12,501)	-	(60,439)	(3,148,028)	(4,819,169)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	<u>2,560,571</u>	<u>3,292,019</u>	<u>3,946,149</u>	<u>10,411,475</u>	<u>16,572,981</u>
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:					
Inversión en propiedad, planta y equipo	(3,103,602)	(3,415,613)	(1,960,210)	(8,548,933)	(8,923,568)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(865,543)	(930,213)	(2,020,399)	(5,590,321)	(5,038,296)
Adquisiciones de intangibles	(35,574)	(16,296)	(39,424)	(112,255)	(112,018)
Producto de la venta de activos mantenidos para la venta	-	-	633,406	633,406	-
(Compra) venta de otros activos financieros	2,146,660	2,294,510	1,864,305	1,189,490	1,313,837
Intereses recibidos	(2,592)	13,915	114,740	293,507	286,527
Dividendos recibidos	302,850	607,464	10,174	423,856	720,217
Ingresos por venta de activos	107,770	207,480	33,057	166,211	184,424
Efectivo neto usado en actividades de inversión	<u>(1,450,031)</u>	<u>(1,238,753)</u>	<u>(1,364,351)</u>	<u>(11,545,039)</u>	<u>(11,568,877)</u>
Flujo de efectivo en actividades de financiación:					
Aumento (pago) de préstamos	1,093,446	(754,906)	(2,309,542)	6,082,341	6,401,714
Pago de intereses	(665,007)	(281,525)	(611,431)	(1,981,127)	(1,231,392)
Capitalizaciones	-	(4)	-	3	41
Dividendos pagados	(4,280,967)	(5,182,875)	(384,912)	(5,493,400)	(12,516,566)
Efectivo neto (usado) generado en actividades de financiación	<u>(3,852,528)</u>	<u>(6,219,310)</u>	<u>(3,305,885)</u>	<u>(1,392,183)</u>	<u>(7,346,203)</u>
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(23,563)	1,104,254	745,435	1,458,019	1,155,187
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	<u>(2,765,551)</u>	<u>(3,061,790)</u>	<u>21,348</u>	<u>(1,067,728)</u>	<u>(1,186,912)</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	9,316,001	10,679,968	9,294,653	7,618,178	8,805,090
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	<u>6,550,450</u>	<u>7,618,178</u>	<u>9,316,001</u>	<u>6,550,450</u>	<u>7,618,178</u>

INFORMACION RELEVANTE
Tabla 6 – Conciliación del Ebitda Consolidado

A	B	C	D	E	F
COL\$ Millones	IV Trim. 2015	IV Trim. 2014	III Trim. 2015	2015	2014
CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA					
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	(6,308,429)	(2,490,511)	654,117	(3,987,726)	5,725,500
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,848,915	1,791,469	1,673,281	6,770,358	6,417,207
+/- Impairment activos a largo plazo	8,267,044	2,298,841	4,625	8,283,750	2,304,572
+/- Resultado financiero, neto	965,067	2,468,334	692,984	3,967,349	3,510,669
+ Provisión de renta neto	(2,220,988)	(1,300,711)	1,233,879	606,567	4,769,101
+ Otros Impuestos	244,328	369,910	207,097	1,541,336	1,159,346
- Interes minoritario	287,552	130,463	232,440	904,880	623,056
EBITDA CONSOLIDADO	3,083,489	3,267,795	4,698,423	18,086,514	24,509,451
Ingresos	12,777,083	14,254,721	13,003,360	52,090,927	65,971,888
Margen Ebitda	24.1%	22.9%	36.1%	34.7%	37.2%

INFORMACION RELEVANTE
VI. Anexos Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias
Exploración y Producción
1. Hocol:
Tabla 7 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millardos de COL\$	IV trim. 15	IV trim. 14	2015	2014
Ventas Locales	71	-	260	1
Ventas al Exterior	184	234	726	1,413
Ventas de Servicios	58	126	213	396
Ventas Totales	313	360	1,199	1,810
Costos Variables	155	104	607	457
Costos Fijos	101	199	391	696
Costo de Ventas	256	303	998	1,153
Utilidad Bruta	57	57	201	657
Gastos Operativos	260	165	361	316
Utilidad Operacional	(203)	(108)	(160)	341
Ingresos/Gastos Financieros	(87)	(75)	(63)	(70)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(290)	(183)	(223)	271
Provisión Impuesto de Renta	16	187	(11)	(132)
Utilidad Neta	(274)	4	(234)	139
EBITDA	41	8	467	766
Margen EBITDA	13.1%	2.2%	38.9%	42.3%

Tabla 8 – Balance General

A	B	C
Millardos de COL\$	Diciembre 31 de 2015	Diciembre 31 de 2014
Activos corrientes	1,371	1,240
Activos no corriente	2,195	2,197
Total Activos	3,566	3,437
Pasivos corrientes	931	1,110
Pasivos de largo plazo	174	207
Total Pasivos	1,105	1,317
Patrimonio	2,461	2,120
Total Pasivo y Patrimonio	3,566	3,437

INFORMACION RELEVANTE
2. Savia Perú:
Tabla 9 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millones de USD\$	IV trim. 15	IV trim. 14	2015	2014
Ventas Locales	30.3	65.1	161.4	355.0
Ventas Totales	30.3	65.1	161.4	355.0
Costos Variables	8.1	37.3	80.8	111.3
Costos Fijos	28.2	28.6	87.7	108.5
Costo de Ventas	36.3	65.9	168.5	219.8
Utilidad Bruta	(6.0)	(0.8)	(7.1)	135.2
Gastos Operativos	(68.5)	(45.4)	(104.2)	(117.7)
Utilidad Operacional	(74.5)	(46.2)	(111.3)	17.5
Ingresos (Gastos) Financieros	(0.5)	(1.8)	(2.7)	(1.5)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuesto:	(75.0)	(48.0)	(114.0)	16.0
Provisión Impuesto de Renta	22.2	19.4	31.3	(9.0)
Utilidad Neta	(52.8)	(28.6)	(82.7)	7.0
EBITDA	(10.9)	(8.9)	27.7	132.4
Margen EBITDA	-36.0%	-13.7%	17.2%	37.3%

Tabla 10 – Balance General

A	B	C
Millardos de COL\$	Diciembre 31 de 2015	Diciembre 31 de 2014
Activos corrientes	98.6	146.7
Activos no corriente	663.6	791.4
Total Activos	762.2	938.1
Pasivos corrientes	151.6	213.9
Pasivos de largo plazo	130.2	159.1
Total Pasivos	281.8	373.0
Patrimonio	480.4	565.1
Total Pasivo y Patrimonio	762.2	938.1

INFORMACION RELEVANTE
3. Equión:
Tabla 11 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millardos de COL\$	IV trim. 15	IV trim. 14	2015	2014
Ventas Locales	74	68	354	291
Ventas al Exterior	222	194	865	971
Ventas Totales	296	262	1,219	1,262
Costos Variables	217	112	763	401
Costos Fijos	56	67	196	203
Costo de Ventas	273	179	959	604
Utilidad Bruta	23	83	260	658
Otros Ingresos (Gastos) Operativos	(57)	(25)	(74)	(17)
Utilidad Operacional	(34)	58	186	641
Ingresos (Gastos) Financieros	2	16	38	35
Utilidad (pérdida) Antes de Impuesto:	(32)	74	224	676
Provisión Impuesto de Renta	192	(101)	(49)	(393)
Utilidad Neta	160	(27)	175	283
EBITDA	196	175	891	980
Margen EBITDA	66%	67%	73%	78%

Tabla 12– Balance General

A	B	C
Millardos de COL\$	Diciembre 31 de 2015	Diciembre 31 de 2014
Activos corrientes	854	1,053
Activos no corriente	2,261	2,029
Total Activos	3,115	3,082
Pasivos corrientes	549	816
Pasivos de largo plazo	110	92
Total Pasivos	659	908
Patrimonio	2,456	2,174
Total Pasivo y Patrimonio	3,115	3,082

INFORMACION RELEVANTE
Refinación y Petroquímica
1. Essentia (Propilco):
Tabla 13 – Ventas Volumétricas

A	B	C	D	E
Ventas (toneladas)	IV trim. 15	IVtrim. 14	2015	2014
Polipropileno	113,341	90,320	433,845	387,106
Masterbatch	3,635	2,996	13,706	11,702
Polietileno	6,335	8,438	32,485	28,479
Total	123,311	101,754	480,036	427,287

Tabla 14 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millardos de COL\$	IV trim. 15	IV trim. 14	2015	2014
Ventas Locales	186	176	713	657
Ventas al Exterior	278	246	1,106	982
Ventas Totales	464	422	1,819	1,639
Costos Variables	331	353	1,383	1,392
Costos Fijos	16	13	81	74
Costo de Ventas	347	366	1,464	1,466
Utilidad Bruta	117	56	355	173
Gastos Operativos	51	42	164	130
Utilidad Operacional	66	14	191	43
Ingresos/Gastos Financieros	(7)	(17)	2	1
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	59	(3)	193	44
Provisión Impuesto de Renta	(55)	(15)	(94)	(15)
Utilidad Neta	4	(18)	99	29
EBITDA	74	22	224	73
Margen EBITDA	15.9%	5.2%	12.3%	4.5%

Tabla 15 – Balance General

A	B	C
Millardos de COL\$	2015	Diciembre 31 de 2014
Activos corrientes	794	891
Activos no corriente	980	789
Total Activos	1,774	1,680
Pasivos corrientes	386	597
Pasivos de largo plazo	94	121
Total Pasivos	480	718
Patrimonio	1,294	962
Total Pasivo y Patrimonio	1,774	1,680

INFORMACION RELEVANTE
2. Reficar:
Tabla 16 – Ventas Volumétricas

A	B	C	D	E
Ventas (kbc)	IV trim. 15	IVtrim. 14	2015	2014
Local	45.0	38.5	41.1	36.2
Exportación	27.7	0.2	7.0	10.1
Total	72.7	38.7	48.0	46.3

Tabla 17 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millardos de COL\$	IV trim. 15	IV trim. 14	2015	2014
Ventas Locales	798	788	2,945	3,137
Ventas al Exterior	312	2	312	775
Ventas Totales	1,110	790	3,257	3,912
Costos Variables	1,027	675	3,019	3,569
Costos Fijos	64	60	198	221
Costo de Ventas	1,091	735	3,217	3,790
Utilidad Bruta	19	55	40	122
Gastos Operativos	3,531	1,650	4,110	2,023
Utilidad Operacional	(3,512)	(1,595)	(4,070)	(1,901)
Ingresos/Gastos Financieros	(70)	75	(74)	76
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(3,582)	(1,520)	(4,144)	(1,825)
Provisión Impuesto de Renta	955	550	987	512
Utilidad Neta	(2,627)	(970)	(3,157)	(1,313)
EBITDA	(218)	(183)	(578)	(338)
Margen EBITDA	-19.6%	-23.2%	-17.7%	-8.6%

Tabla 18 – Balance General

A	B	C
Consolidated Balance Sheet		
(COP\$ Billion)	December 31, 2015	2014
Current Assets	1,284	1,272
Non Current Assets	25,398	18,382
Total Assets	26,682	19,654
Current Liabilities	1,940	1,427
Long Term Liabilities	15,562	12,476
Total Liabilities	17,502	13,903
Equity	9,180	5,751
Total Liabilities and Shareholders' Equity	26,682	19,654

INFORMACION RELEVANTE
Transporte
Cenit:
Tabla 19 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millardos de COL\$	IV trim. 15	IV trim. 14	2015	2014
Ventas Locales	3	5	12	20
Ventas de Servicios	1,047	823	3,835	3,036
Ventas Totales	1,050	828	3,847	3,056
Costos Variables	40	28	143	136
Costos Fijos	693	800	2,087	2,225
Costo de Ventas	733	828	2,230	2,361
Utilidad Bruta	317	-	1,617	695
Gastos Operativos	140	171	350	300
Utilidad Operacional	177	(171)	1,267	395
Ingresos/Gastos Financieros	505	500	2,173	1,524
Utilidad (pérdida) Antes de Impuesto	682	329	3,440	1,919
Provisión Impuesto de Renta	(129)	(51)	(734)	(241)
Utilidad Neta	553	278	2,706	1,678
EBITDA	364	(68)	1,872	749
Margen EBITDA	34.7%	-8.2%	48.7%	24.5%

Tabla 20 – Balance General

A	B	C
Millardos de COL\$	Diciembre 31 de 2015	Diciembre 31 de 2014
Activos corrientes	1,392	2,649
Activos no corriente	16,205	15,541
Total Activos	17,597	18,190
Pasivos corrientes	1,516	1,110
Pasivos de largo plazo	814	1,240
Total Pasivos	2,330	2,350
Patrimonio	15,267	15,840
Total Pasivo y Patrimonio	17,597	18,190

INFORMACION RELEVANTE
Biocombustibles
1. Ecodiesel
Tabla 21– Ventas Volumétricas

A	B	C	D	E
Ventas Totales (kbped)	IV trim. 2015	IV trim. 2014	2015	2014
Biodiesel	2.4	2.0	2.4	2.2
Glicerina	0.2	0.2	0.2	0.2
Total	2.6	2.2	2.6	2.4

Tabla 22 – Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Millardos de COL\$	IV trim. 15	IV trim. 14	2015	2014
Ventas Locales	101.88	71.25	380.37	302.39
Ventas Totales	101.88	71.25	380.37	302.39
Costos Variables	89.38	62.41	329.51	263.24
Costo de Ventas	89.38	62.41	329.51	263.24
Utilidad Bruta	12.50	8.84	50.86	39.15
Gastos Operativos	2.63	2.97	12.45	10.77
Utilidad Operacional	9.87	5.87	38.41	28.38
Ingresos/Gastos Financieros	(2.82)	(3.85)	(5.15)	(5.74)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuesto:	7.05	2.02	33.26	22.64
Provisión Impuesto de Renta	(1.91)	(0.18)	(6.20)	(3.74)
Utilidad Neta	5.14	1.84	27.06	18.90
EBITDA	11.74	7.47	44.97	34.59
Margen EBITDA	11.5%	10.5%	11.8%	11.4%

Tabla 23 – Balance General

A	B	C
Millardos de COL\$	Diciembre 31 de 2015	Diciembre 31 de 2014
Activos corrientes	73.25	62.19
Activos no corriente	68.66	74.18
Total Activos	141.91	136.37
Pasivos corrientes	57.09	44.79
Pasivos de largo plazo	10.50	31.79
Total Pasivos	67.59	76.58
Patrimonio	74.32	59.79
Total Pasivo y Patrimonio	141.91	136.37

INFORMACION RELEVANTE
VII. Deuda Grupo
Tabla 24 – Deuda Vigente por Compañía*

Compañía	Origen Moneda extranjera (USD)	Origen Moneda nacional (COL)**	Total
Ecopetrol	10,926	1,156	12,082
Reficar	3,065	0	3,065
Bicentario	0	554	554
ODL	0	225	225
Bioenergy	0	155	155
Ocensa	500	0	500
Propilco	9	0	9
Total	14,500	2,091	16,591

* Valores Nominal de deuda a diciembre 31 de 2015, sin incluir causación de intereses.
 ** Cifras expresadas en millones de dólares con la TRM al 31 de diciembre de 2015.