

Grupo Empresarial Ecopetrol presenta sus resultados para el primer trimestre del año 2015

- **Producción del Grupo Empresarial continuó senda de crecimiento y llegó a 773,4 kbped promedio en el primer trimestre de 2015. La producción operada directamente por Ecopetrol se incrementó 12.6%.**
- **Margen de refinación de Barrancabermeja llegó a US\$18.2 por barril, 11.7% superior al primer trimestre de 2014.**
- **Utilidad neta consolidada¹ de COL\$160 mil millones en el primer trimestre de 2015.**

BOGOTÁ, mayo 12 de 2015. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; TSX: ECP) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Empresarial para el primer trimestre del año 2015, preparados y presentados en pesos colombianos (COL\$) de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF. Según el artículo 3 del Decreto 2784 del 28 de diciembre de 2012 la fecha de aplicación del nuevo Marco Técnico Normativo es 31 de diciembre de 2015, de forma tal que la información financiera presentada de manera previa a dicha fecha es de carácter preliminar.

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 los estados financieros de la Compañía controladora y sus subsidiarias línea por línea, agregando las partidas que representen activos, pasivos, patrimonio, ingresos y gastos de contenido similar, eliminando las partidas recíprocas entre el grupo empresarial y reconociendo al final la participación de la parte no controlada.

Para efectos comparativos se prepararon bajo NIIF los resultados financieros para el primer trimestre del año 2014, razón por la cual el presente informe no es comparable línea a línea con el informe publicado en el primer trimestre de 2014 de acuerdo con el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) de la Contaduría General de la Nación de Colombia.

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

Resultados financieros Consolidados más relevantes del Grupo

(Millardos de COL\$)	I trim. 15*	I trim. 14*	Cambio \$	Cambio %
Ventas Totales	12,300.9	17,971.3	(5,670.4)	(31.6%)
Utilidad Operacional	2,357.8	6,264.7	(3,906.9)	(62.4%)
Ganancia Neta Consolidada	355.9	4,064.8	(3,708.9)	(91.2%)
Interés no Controlado	195.9	176.7	19.2	10.9%
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol**	160.0	3,888.1	(3,728.1)	(95.9%)
Otro Resultado Integral	1,124.1	(200.0)	1,324.1	(662.1%)
EBITDA	3,148.9	7,864.7	(4,715.8)	(60.0%)
Margen EBITDA	25.6%	43.8%		

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

** De acuerdo con la NIC 1 “Presentación de estados financieros” en su párrafo 83 se especifica que la Compañía debe revelar en el estado de resultado integral, los resultados atribuibles a las participaciones no controladas (interés minoritario) y los resultados atribuibles a los accionistas de la Compañía controlante.

¹ Utilidad Neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol bajo NIIF

INFORMACION RELEVANTE

	I. trim 2015	I. trim 2014	Cambio %	Cambio \$
Canasta de venta de Crudos (US\$/Bl)	42.9	91.2	(53.0%)	(48.3)
Tasa de cambio promedio trimestre COL\$/US\$	2,469	2,004	23.2%	465.0

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

"A pesar del debilitamiento de los precios del crudo, en el primer trimestre de 2015 el Grupo Empresarial mostró un resultado financiero positivo, producto de un buen desempeño operativo en sus diferentes segmentos de negocio y mejores condiciones de entorno.

Así, los resultados financieros y operacionales del Grupo en el primer trimestre de 2015 superaron aquellos del cuarto trimestre de 2014, y en particular el mes de Marzo fue el mejor del primer trimestre.

En exploración, se reportó el primer éxito geológico del año, Bullerengue-1, perforado por Hocol, localizado en la cuenca Sinú-San Jacinto, que se espera fortalezca el desarrollo de fuentes de gas en la Costa Atlántica. Así mismo, se avanzó en la perforación de los pozos Kronos y Calasú en la parte sur del Caribe offshore operados en asociación con Anadarko (50%-50%).

La producción registra ya 4 trimestres consecutivos de crecimiento, alcanzando en el primer trimestre de 2015 un volumen total de 773.4 kbpd, cifra 1% superior tanto a la del primer trimestre de 2014 como a la del trimestre anterior. Este comportamiento fue posible principalmente por la entrada de facilidades y nuevos pozos en Castilla y Chichimene, campos que alcanzaron récord de producción de 124 kbpd y 85 kbpd respectivamente.

Las filiales del grupo incrementaron su producción 5.8% respecto al primer trimestre de 2014, alcanzando 51.4 kbpd, destacando Ecopetrol America Inc que alcanzó una producción promedio diaria de 6.4 kbpd.

En este escenario de precios bajos de la materia prima, el margen de refinación se fortaleció hasta alcanzar 18.2 US\$/bl en el primer trimestre del año, 12% más que en el primer trimestre de 2014 (16.3 US\$/bl) y 15% más que en el cuarto trimestre de 2014 (15.8 US\$/bl). La estabilidad operacional de la refinería y las mejoras en proceso para dar valor a corrientes residuales fueron factores clave para lograr este resultado favorable.

En transporte, los volúmenes movilizados por los sistemas se incrementaron 6% entre el primer trimestre de 2015 (total transportado: 1,273.5 kbpd) y el mismo período de 2014 (total transportado: 1,200.1 kbpd), y 3.3% frente al cuarto trimestre de 2014. Los sistemas Caño Limón - Coveñas y Oleoducto Transandino se vieron beneficiados por la disminución en el número de ataques contra la infraestructura de transporte, los cuales pasaron de 35 en el primer trimestre de 2014 a 2 en el primer trimestre de este año.

Los precios internacionales de crudo alcanzaron durante el primer trimestre del 2015 su mínimo en 6 años (Brent 46.6 US\$/bl el 13 de enero). Este comportamiento afectó sustancialmente los ingresos del grupo, los cuales pasaron de COL\$18 a COL\$12.3 billones de pesos, una reducción de COL\$5.7 billones (31.7%). La disminución de los precios promedio de venta (de 101 US\$/bl a 56 US\$/bl entre el primer trimestre de 2014 y el primero de 2015) causó una disminución de los ingresos de COL\$8.2 billones, contrarrestada en parte por la devaluación de la tasa de cambio, lo que representó un mayor ingreso de +COL\$2 billones, los mayores volúmenes vendidos +COL\$0.2 billones y mayores ingresos por servicios por COL\$0.25 billones principalmente por el efecto de la devaluación sobre las tarifas de los servicios de transporte.

INFORMACION RELEVANTE

El costo incurrido para las ventas se redujo en 21%, pasando de COL\$10.8 billones en el primer trimestre de 2014 a COL\$8.5 billones en el mismo período del año 2015. La disminución en los costos de las compras de crudo, gas y productos por menores precios, así como menores costos fijos por las optimizaciones logradas en el primer trimestre de este año en el plan de mantenimiento y servicios contratados, son las principales explicaciones del comportamiento de este rubro.

Durante el primer trimestre del año debió registrarse el impacto del impuesto a la riqueza, lo cual explica en buena parte el incremento del 53% en los gastos operativos.

En los resultados no operacionales, el impacto de la tasa de cambio fue considerable sobre los gastos financieros del Grupo. La mayor devaluación causó una fuerte reapreciación de la posición neta pasiva que tiene la Compañía, registrándose durante el primer trimestre COL\$1.4 billones de gasto por este concepto.

Reportamos una utilidad antes de impuestos de COL\$828 millardos, que posterior al registro de la provisión de renta de COL\$472 millardos (57%) arroja una utilidad de COL\$160 millardos.

Continuamos trabajando para operar eficientemente en un escenario de precios bajos. Nuestras operaciones seguirán enfocadas en ser limpias, sanas, seguras y rentables, para entregar resultados positivos a nuestros accionistas."

Grupo Empresarial Ecopetrol presenta sus resultados para el primer trimestre del año 2015

Tabla de contenido

I.	Resultados Financieros Consolidados	5
a.	Disponibilidad de crudo, gas y productos.....	5
b.	Ventas volumétricas.....	6
c.	Comportamiento de los precios: crudos, productos y gas	7
d.	Estado de Resultados	8
e.	Balance General.....	11
f.	Calificación de Riesgo.....	12
g.	Financiamiento	12
h.	Resultados por segmentos	12
II.	Resultados Operativos	14
a.	Inversiones	14
b.	Exploración	14
c.	Producción.....	15
d.	Transporte.....	18
e.	Refinación.....	19
III.	Consolidación Organizacional, Responsabilidad Corporativa y Gobierno Corporativo (Ecopetrol S.A.).....	20
a.	Consolidación organizacional.....	20
b.	Responsabilidad Corporativa	20
IV.	Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre	21
V.	Anexos Grupo Ecopetrol.....	22
VI.	Anexos Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias	26
VII.	Deuda Grupo	33
VIII.	Anexo: Principales cambios y efectos en la información financiera consolidada del año 2014, producto de la adopción de los Estándares Internacionales de Reporte Financiero – IFRS en ECOPETROL.....	34

INFORMACION RELEVANTE

I. Resultados Financieros Consolidados

Los resultados que se presentan a continuación obedecen a las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF y no son comparables con las cifras reportadas bajo régimen de contabilidad pública RCP.

a. Disponibilidad de crudo, gas y productos

La disponibilidad de crudo, gas y productos del Grupo Empresarial se resume en los siguientes volúmenes producidos y comprados:

Ecopetrol S.A. (consolidado) ⁽¹⁾

1) Crudo (kbpd)	I. trim. 15	I. trim. 14	Cambio %
(+) Producción Neta ⁽²⁾	536.6	526.1	2.0%
(+) Compras ⁽³⁾	215.4	199.4	8.0%
(+) Diluyente	69.0	78.7	(12.3%)
Total	821.0	804.2	2.1%

2) Gas (kbped)	I. trim. 15	I. trim. 14	Cambio %
(+) Producción ⁽⁴⁾	116.7	122.4	(4.7%)
(+) Compras ⁽⁵⁾	2.2	2.2	0.0%
Total	118.9	124.6	(4.6%)

3) Productos (kpd)	I. trim. 15	I. trim. 14	Cambio %
(+) Producción ⁽⁶⁾	220.7	219.8	0.4%
(+) Compras Nacionales ⁽⁷⁾	5.8	6.2	(6.5%)
(+) Importaciones ⁽⁸⁾	121.4	94.6	28.3%
Total	347.9	320.6	8.5%

(1) No incluye variación de Delta de Inventarios

(2) No incluye regalías

(3) Incluye compras de regalías a la ANH, regalías de ECP y otras compañías; y compras a terceros

(4) Incluye regalías

(5) Incluye solo compras a terceros

(6) Se ajustan datos de 2014 para retirar la producción de diluyente y refinado degradado, que ya estaban incluidos en la línea de diluyente de la sección de crudo

(7) Se ajustan datos de 2014 para quitar las compras nacionales de diluyente, que ya estaban incluidas en la línea de diluyente de la sección de crudo

(8) Se ajustan datos de 2014 para quitar la importación de diluyente, que ya estaba incluida en la línea de diluyente de la sección de crudo

Las principales variaciones del primer trimestre del 2015 comparado con el primer trimestre del 2014 fueron:

- Mayor producción de crudo: los campos Chichimene y Castilla incrementaron su producción en 69% y 14% respecto al mismo periodo del año anterior.
- Mayores compras de crudo para cargar en la refinería, aprovechando los altos márgenes de refinación registrados en el periodo.

INFORMACION RELEVANTE

- Menores compras de diluyente: por utilización de inventarios, mayor producción en la refinería de Barrancabermeja y optimizaciones en dilución.
- Menor producción de gas principalmente por la declinación natural de la producción en los campos de la Guajira.
- Mayores importaciones de gasolina debido a la mayor demanda interna y a una menor producción en la Refinería de Barrancabermeja.

b. Ventas volumétricas

Ecopetrol S.A. (consolidado)

Volumen de ventas

Volumen de venta local (kbped)	I. trim 2015	I. trim 2014	Cambio %
Crudo	20.1	30.4	(33.9%)
Gas Natural	81.4	79.8	2.0%
Gasolinas	92.4	84.0	10.0%
Destilados Medios	142.0	140.5	1.1%
GLP y Propano	15.5	15.0	3.3%
Combustóleo	5.2	3.4	52.9%
Industriales y Petroquímicos	21.4	22.0	(2.7%)
Total venta local	378.0	375.1	0.8%

Volumen de Exportación (kbped)	I. trim 2015	I. trim 2014	Cambio %
Crudo	570.4	521.6	9.4%
Productos	72.7	108.4	(32.9%)
Gas Natural	16.2	24.0	(32.5%)
Total venta de exportación	659.3	654.0	0.8%

Total volumen vendido	1,037.3	1,029.1	0.8%
------------------------------	----------------	----------------	-------------

b.1) Mercado en Colombia (36% de las ventas totales en el primer trimestre de 2015):

Las ventas locales se incrementaron 0.8% en el primer trimestre de 2015 principalmente por mayores ventas de gasolina, gas natural, combustóleo y GLP, dada una mayor demanda interna.

b.2) Mercado internacional (64% de las ventas totales en el primer trimestre de 2015):

El volumen exportado aumentó 0.8% durante el primer trimestre de 2015 respecto al mismo periodo del año anterior explicado principalmente por el efecto neto de:

- Mayores exportaciones de crudo debido a mayor disponibilidad por el aumento de producción del Grupo y mayores compras a terceros.
- Menores exportaciones de gas natural debido a la declinación de la producción del campo Guajira.

INFORMACION RELEVANTE

Mercados de exportación:

Exportaciones por destino - Crudos (kbpd)			Exportaciones por destino - Productos (kbpd)		
Destino	I. trim 2015	I. trim 2014	Destino	I. trim 2015	I. trim 2014
Asia	143	210	América Central / Caribe	16	45
Costa del Golfo EE.UU.	148	118	Asia	15	15
Europa	87	78	Costa Oeste EE.UU.	8	4
Costa Oeste EE.UU.	35	56	Costa Atlántica EE.UU.	8	24
América Central / Caribe	132	44	Costa del Golfo EE.UU.	13	15
América del Sur	9	10	América del Sur	5	5
Costa Atlántica EE.UU.	6	6	Europa	6	0
Otros	10	0	Otros	2	0
Total	570	522	Total	73	108

- Crudo: aumentaron las ventas a la Costa del Golfo de Estados Unidos debido a altos márgenes de refinación y menor competitividad de crudos domésticos y canadienses. Así mismo subió la participación de Centroamérica gracias a una mayor demanda para almacenamiento.

Con respecto al mercado Asiático se registró una menor participación debido a una mayor competencia en los precios que ofrecen productores de Medio Oriente y África y a las oportunidades que se presentaron en el mercado spot para vender en otros destinos. No obstante, esta situación es coyuntural y Ecopetrol mantiene su presencia en Asia con ventas a través de contratos a término.

La canasta de exportación de crudos del Grupo estuvo referenciada a los siguientes indicadores: Brent (71%) y Maya (29%).

- Productos: aumentaron las ventas a la Costa Oeste de Estados Unidos y Europa, dada la mayor demanda de Fuel Oil para la producción de combustibles marinos.

El mercado Centroamericano registró una menor participación debido a una mayor demanda en Estados Unidos, favoreciendo los precios en este mercado y generando una reducción en los flujos hacia Centroamérica.

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

Precios de referentes de crudos (Promedio Periodo, US\$/BI)					
	I. trim 2015	I. trim 2014	Cambio %	Cambio \$	
Brent	55.1	107.9	(48.9%)	(\$ 52.8)	
MAYA	43.9	89.3	(50.8%)	(\$ 45.4)	
Precio promedio ponderado de venta (US\$/BI)					Volumen Venta (kbpd)
	I. trim 2015	I. trim 2014	Cambio %	Cambio \$	I. trim 2015
Canasta de venta de Crudos	42.9	91.2	(53.0%)	(48.3)	590.5
Canasta de venta de Productos	68.1	116.8	(41.7%)	(48.7)	349.2
Canasta de venta de Gas	23.7	24.3	(2.5%)	(0.6)	97.6

INFORMACION RELEVANTE

Crudos:

Entre el primer trimestre del presente año y el mismo periodo del año anterior, el precio de venta de la canasta de crudo del Grupo Ecopetrol disminuyó US\$48.3/BI, reflejando la fuerte caída de los precios internacionales del crudo, dada una sobreoferta en el mercado, combinada con un débil crecimiento de la demanda de las economías de países asiáticos y de Europa.

Productos:

Durante el primer trimestre de 2015, el precio de la canasta de venta disminuyó US\$48.7/BI frente al mismo periodo del año anterior, debido a la caída en el precio de los indicadores internacionales de jet (-US\$54.4/BI), diesel (-US\$52.1/BI) y gasolinas (-US\$46.7/BI).

Gas natural:

Durante el primer trimestre de 2015 los precios de venta se mantuvieron estables frente al primer trimestre del año anterior.

d. Estado de Resultados

Estado de Resultados Consolidado				
Millardos de COL\$	I trim. 15*	I trim. 14*	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	4,595.5	6,287.6	(1,692.1)	(26.9%)
Ventas al Exterior	6,474.1	10,700.9	(4,226.8)	(39.5%)
Ventas de Servicios	1,231.3	982.8	248.5	25.3%
Ventas Totales	12,300.9	17,971.3	(5,670.4)	(31.6%)
Costos Variables	6,404.9	8,625.2	(2,220.3)	(25.7%)
Costos Fijos	2,118.1	2,150.3	(32.2)	(1.5%)
Costo de Ventas	8,523.0	10,775.5	(2,252.5)	(20.9%)
Utilidad Bruta	3,777.9	7,195.8	(3,417.9)	(47.5%)
Gastos Operativos	1,420.1	931.2	488.9	52.5%
Utilidad Operacional	2,357.8	6,264.7	(3,906.9)	(62.4%)
Ingresos/Gastos Financieros	(1,530.3)	(120.9)	(1,409.4)	1,165.8%
Resultados de Participación en Asociadas	0.7	15.3	(14.6)	(95.4%)
Provisión Impuesto de Renta	472.4	2,094.2	(1,621.8)	(77.4%)
Ganancia Neta Consolidada	355.9	4,064.8	(3,708.9)	(91.2%)
Interés no controlado	195.9	176.7	19.2	10.9%
Ganancia Neta atribuible a accionistas de Ecopetrol**	160.0	3,888.1	(3,728.1)	(95.9%)
Otro resultado integral	1,124.1	(200.0)	1,324.1	(662.1%)
EBITDA	3,148.9	7,864.7	(4,715.8)	(60.0%)
Margen EBITDA	25.6%	43.8%		

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

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

Los ingresos por ventas del primer trimestre de 2015 disminuyeron un 31.6% (-COL\$5,670 millardos), como resultado combinado de:

- Menor precio de la canasta promedio de exportación de Ecopetrol S.A., (-US\$51.3/Barril): -COL\$8.220 millardos.
- Devaluación de la tasa de cambio, que en promedio pasó de COL\$2,004/US en el primer trimestre de 2014 a COL\$2,469 en el primer trimestre de 2015, mejorando los ingresos totales en +COL\$2.095 millardos.

INFORMACION RELEVANTE

- Mayores ingresos por servicios de transporte prestados a terceros diferentes del grupo empresarial. Principalmente contiene el efecto del incremento de la tasa de cambio en las tarifas de transporte, teniendo en cuenta que éstas son definidas en dólares: +COL\$248 millardos.
- Mayores volúmenes de ventas (+8 kbped): +COL\$207 millardos.

El **costo de ventas** del primer trimestre de 2015 disminuyó 21% (-COL\$2,253 millardos) como resultado de:

- **Costos variables:** disminución de 26% (-COL\$2,220 millardos), resultado de:
 - a) Menores costos en las compras de crudo, gas y productos -COL\$1,831 millardos por efecto neto de:
 - Menor precio promedio de compra dados los precios internacionales de referencia: -COL\$2.771 millardos.
 - Devaluación de 23% de la tasa de cambio promedio: +COL\$623 millardos.
 - Aumento en los volúmenes comprados, principalmente crudo de terceros por la compra de crudo Vasconia a Pacific Rubiales, que se comenzó a comprar en noviembre, y mayor importación de gasolina por el aumento de la demanda interna: +COL\$317 millardos.
 - b) Variación de inventarios teniendo en cuenta la valoración de los mismos a un costo más bajo en el año 2015: -COL\$300 millardos.
 - c) Transporte, principalmente por la optimización en el uso de carrotanques teniendo en cuenta la estabilidad operativa y la disminución de afectaciones por orden público en el primer trimestre de 2015: -COL\$65 millardos.
 - d) Amortizaciones, depreciaciones y agotamiento, principalmente por la mayor incorporación de reservas del año 2014 base de la amortización de inversiones petrolíferas para el año 2015: -COL\$45 millardos.
 - e) Otros conceptos variables menores: +COL\$21 millardos.
- **Costos fijos:** disminución de 1.5% (-COL\$32 millardos) como resultado principalmente de:
 - a) Reducciones en:
 - Mantenimientos y servicios contratados: -COL\$99 millardos. Apalancados principalmente por Ecopetrol S.A. como resultado de la optimización del plan de mantenimiento y servicios contratados desarrollado durante el primer trimestre del año 2015, entre lo que se destaca: la re-estructuración de servicios, cantidades y renegociación de tarifas de contratos marco de mantenimiento.
 - Otros conceptos menores: -COL\$20 millardos
 - b) Incrementos en:
 - Depreciación de propiedad planta y equipo, principalmente por el incremento de activos y capitalizaciones de paradas de planta de la refinería de Barrancabermeja: +COL\$52 millardos.
 - Costos laborales, principalmente por el efecto de la convención colectiva firmada en el segundo semestre del año 2014 en donde se ajustaron los beneficios derivados de la misma; y por incremento de personal, teniendo en cuenta que la aplicación de la ley de garantías en el año 2014 impidió la contratación durante el primer semestre de ese año: +COL\$35 millardos.

INFORMACION RELEVANTE

Durante el año 2015 los resultados se han visto impactados en COL\$8.7 millardos por ataques a la infraestructura (sin incluir la producción diferida y las menores ventas). Esto incluye la reparación de los sistemas del sur para retirar conexiones ilícitas y reanudar la operación de los oleoductos en el menor tiempo posible. La reparación incluye el retiro de válvulas, reparación del tubo y descontaminación del área.

Los **gastos operativos** aumentaron 53% (+COL\$489 millardos) por el efecto combinado de:

- Impuesto a la riqueza aplicable al año 2015: +COL\$612 millardos, en el año 2014 no se presentó causación en el gasto por impuesto al patrimonio dado que para efectos de adopción por primera vez de estándares internacionales de información financiera este registro es realizado en el balance de apertura.
- Crecimiento en las partidas no capitalizables asociadas al proyecto de la Refinería de Cartagena (+COL\$47 millardos), gastos laborales (+COL\$35 millardos), deterioros de inventarios principalmente combustóleo (+COL\$32 millardos), depreciaciones (+COL\$21 millardos) y otros gastos menores (+COL\$21 millardos).
- Disminución de gastos exploratorios, como resultado de la menor actividad sísmica y menores pozos secos registrados en el periodo: -COL\$279 millardos.

El **margen operacional** del primer trimestre de 2015 fue 19% frente a 35% del mismo periodo en 2014.

El resultado **financiero neto (no operacional)** presentó una mayor pérdida de COL\$1,409 millardos, como resultado neto de:

- Pérdida por diferencia en cambio COL\$1,198 millardos. En el primer trimestre de 2014 se registró un ingreso de COL\$23 millardos mientras que en el mismo trimestre de 2015 se registró un gasto de COL\$1,175 millardos.

El gasto por diferencia en cambio se genera principalmente por Ecopetrol S.A. (COL\$1,439 millardos), derivado de su posición neta pasiva, que al cierre de marzo de 2015 ascendió a US\$7,963 millones.

- Mayores intereses derivados del crecimiento en el apalancamiento de la compañía: +COL\$186 millardos.
- Otros gastos financieros por +COL\$25 millardos

La disminución del 77% (-COP\$1,622 millardos) en el gasto por **impuesto de renta** se explica principalmente por la menor utilidad del periodo, sin embargo, la tasa efectiva de impuestos se incrementa en el año 2015 debido a que el impuesto de renta corriente se determinó con base en la renta presuntiva y no en la renta líquida, situación que se espera sea revertida en el transcurso del año y de esta manera se estabilice.

Como consecuencia de lo mencionado en los párrafos anteriores, **el resultado neto** del trimestre atribuible a los accionistas de la Compañía fue una utilidad neta de COL\$160 millardos, 96% menos que el resultado neto correspondiente al primer trimestre de 2014.

El **EBITDA** disminuyó 60% a COL\$3,149 millardos y el **margen EBITDA** fue de 26%, comparado con 44% en el primer trimestre de 2014.

INFORMACION RELEVANTE

e. Balance General

Balance General Consolidado

Millardos de COL\$	Marzo 31, 2015	Diciembre 31, 2014	Cambio \$	Cambio %
Activos corrientes	25,938.8	20,892.6	5,046.2	24.2%
Activos no corriente	95,798.7	91,959.0	3,839.7	4.2%
Total Activos	121,737.5	112,851.6	8,885.9	7.9%
Pasivos corrientes	22,686.9	16,278.8	6,408.1	39.4%
Pasivos de largo plazo	52,170.6	45,498.6	6,672.0	14.7%
Total Pasivos	74,857.5	61,777.4	13,080.1	21.2%
Interés no controlado	1,474.0	1,454.8	19.2	1.3%
Patrimonio	45,405.9	49,619.4	(4,213.5)	(8.5%)
Total Pasivo y Patrimonio	121,737.5	112,851.6	8,885.9	7.9%

Las principales variaciones en el Balance General durante el primer trimestre de 2015 con respecto al cierre de diciembre de 2014 bajo NIIF obedecieron a:

- El activo corriente aumentó en +COL\$5,046 millardos principalmente por los recursos obtenidos a través del crédito comercial internacional de Ecopetrol S.A., los cuales se mantuvieron en inversiones de corto plazo, efectivo y equivalentes.
- El activo no corriente aumentó en +COL\$3,840 millardos, principalmente por el incremento en:
 - Construcciones en curso +COL\$2.794 millardos, de los cuales COL\$2,055 millardos corresponden a incrementos ejecutados en Reficar como resultado de la capitalización de intereses y ajuste por conversión por manejo de moneda funcional, COL\$528 ejecutados en Ecopetrol S.A. en obras de infraestructura, COL\$175 millardos en Cenit y otras capitalizaciones menores en filiales por COL\$36 millardos.
 - Planta y equipo +COL\$544 millardos, correspondientes a capitalizaciones en Ecopetrol S.A. COL\$362 millardos, Reficar COL\$89 millardos, Propilco COL\$64 millardos y otras capitalizaciones menores en filiales por COL\$29 millardos.
 - Ductos y redes +COL\$525 millardos, principalmente por incrementos en Ocensa por COL\$412 millardos y otras capitalizaciones menores por COL\$113 millardos.
 - Otras variaciones netas por -COL\$23 millardos, principalmente por el registro de las depreciaciones del periodo.
- Los pasivos corrientes aumentaron +COL\$6,408 millardos con relación al año anterior debido a los dividendos decretados por Ecopetrol S.A. en la Asamblea General de Accionistas del 26 de marzo de 2015 por COL\$5,469 millardos y COL\$939 millardos, principalmente por el registro del pasivo real por impuesto de renta de todas las compañías del grupo empresarial.
- Los pasivos de largo plazo aumentaron +COL\$6,672 millardos principalmente por el incremento de la deuda adquirida por Ecopetrol S.A. en febrero de 2015 (US\$1,925 millones) y la valoración a costo amortizado del endeudamiento de Ecopetrol S.A. y Reficar.
- El patrimonio del grupo empresarial descontando el interés no controlado fué de COL\$45,406 millardos, disminuyendo -COL\$4,214 millardos con respecto al cierre de diciembre del año anterior principalmente por la distribución de utilidades del año 2014 y la menor utilidad del año 2015.

INFORMACION RELEVANTE

f. Calificación de Riesgo

Durante el primer trimestre de 2015 la agencia calificadora Standard & Poor's mantuvo la calificación internacional de largo plazo de Ecopetrol S.A. en BBB con perspectiva Estable. Las demás agencias calificadoras no han actualizado sus reportes en lo corrido del año 2015.

Las calificaciones de Ecopetrol S.A. vigentes a marzo 31 de 2015 en moneda local y extranjera pueden ser consultadas en las páginas de internet de Moody's Investors Services, Standard & Poor's y Fitch Ratings.

g. Financiamiento

Ecopetrol obtuvo un crédito comercial por US\$1.925 millones. La operación se realizó con la participación de ocho bancos internacionales: JPMorgan Chase Bank, N.A.; BNP Paribas; Mizuho Bank Ltd; Bank of America, N.A.; HSBC Bank USA, National Association; Banco Bilbao Vizcaya Argentaria. S.A., Grand Cayman Branch; Banco Santander, S.A.; Citibank, N.A.

La financiación tiene un plazo de 5 años, con amortización al vencimiento e intereses pagaderos semestralmente a una tasa Libor + 140 puntos básicos. Estas condiciones reflejan la percepción de Ecopetrol como una compañía con calificación grado de inversión y fuerte capacidad de generación de caja propia. Los recursos serán utilizados para la financiación del plan de inversiones y propósitos corporativos.

h. Resultados por segmentos

Resultados por Segmentos Millardos de COL\$	E&P		Refinación y Petroquímica		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado	
	I trim. 15	I trim. 14	I trim. 15	I trim. 14	I trim. 15	I trim. 14	I trim. 15	I trim. 14	I trim. 15	I trim. 14
Nacionales	1,778	2,158	4,162	5,644	69	27	(1,414)	(1,542)	4,595	6,287
Exterior	5,644	9,468	890	1,938	-	-	(60)	(705)	6,474	10,701
Servicios y otros	132	189	55	19	2,423	1,903	(1,379)	(1,128)	1,231	983
Total Ingresos	7,554	11,815	5,107	7,601	2,492	1,930	(2,853)	(3,375)	12,300	17,971
Costos Variables	4,230	4,693	4,150	6,645	261	116	(2,236)	(2,830)	6,405	8,624
Costos Fijos	1,623	1,542	468	447	637	642	(610)	(480)	2,118	2,151
Costo de Ventas	5,853	6,235	4,618	7,092	898	758	(2,846)	(3,310)	8,523	10,775
Utilidad Bruta	1,701	5,580	489	509	1,594	1,172	(7)	(65)	3,777	7,196
Gastos Operativos	734	672	470	245	281	65	(65)	(51)	1,420	931
Utilidad Operacional	967	4,908	19	264	1,313	1,107	58	(14)	2,357	6,265
Ingresos/Gastos Financieros	(1,203)	(39)	(369)	(48)	147	(9)	(105)	(25)	(1,530)	(121)
Resultado de participación en asociadas	1	12	-	3	-	-	-	-	1	15
Beneficio (gasto) impuesto de renta	69	(1,664)	51	(103)	(592)	(327)	-	-	(472)	(2,094)
Ganancia Neta Consolidada	(166)	3,217	(299)	116	868	771	(47)	(39)	356	4,065
Interés no Controlado	-	-	(2)	(2)	198	179	-	-	196	177
Ganancia Neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	(166)	3,217	(297)	118	670	592	(47)	(39)	160	3,888
EBITDA	1,522	6,329	140	539	1,533	1,034	(46)	(37)	3,149	7,865
Margen Ebitda	20.1%	53.6%	2.7%	7.1%	61.5%	53.6%	1.6%	1.1%	25.6%	43.8%

Exploración y Producción

Los ingresos del primer trimestre de 2015 disminuyeron 36% frente al mismo periodo del año anterior, aunque se presentó un aumento en los volúmenes vendidos del 2%. La disminución en los ingresos es atribuible a la caída del 54% en los precios de la canasta de crudo de exportación de Ecopetrol, en línea con el comportamiento de los precios internacionales de referencia.

El costo de ventas del segmento disminuyó 6%, principalmente en los costos variables, gracias a la optimización que ha realizado el segmento al utilizar crudo propio para dilución, lo que hizo posible reducir las compras e importaciones de diluyente. Por su parte, los costos fijos presentaron un aumento del 5% debido a los mayores costos de servicio de transporte como resultado del impacto de la devaluación de la tasa de cambio del 23% sobre la tarifa, que está denominada en dólares.

INFORMACION RELEVANTE

Los gastos operativos se incrementaron 9% debido principalmente al registro del impuesto a la riqueza correspondiente al año 2015, compensado parcialmente con los menores gastos exploratorios (menor actividad sísmica y menores pozos secos registrados en el periodo).

El resultado financiero presenta pérdida, principalmente por el efecto de la diferencia en cambio sobre la posición neta pasiva de Ecopetrol.

Como resultado neto, el segmento arrojó una pérdida de COL\$166 millardos en el primer trimestre de 2015, frente a una ganancia de COL\$3.217 millardos en el mismo trimestre de 2014.

Refinación y Petroquímica

Los ingresos del primer trimestre 2015 disminuyeron 33% frente al mismo periodo del año anterior debido a la caída en los indicadores internacionales de precios de productos.

El costo de ventas del segmento disminuyó 35% como consecuencia del menor costo de la materia prima y la no necesidad de crudo por parte de Reficar. En el primer trimestre de 2015 el margen bruto mejoró respecto al mismo trimestre del año anterior, pasando de 6.7% a 9.6%, como resultado de: 1) una menor caída en los precios de venta de los productos respecto al costo de las materias primas, 2) mejoras en el esquema de refinación y estabilidad en la operación, que permitió una mayor carga y producción (crecimiento de +15.6 kbpd en la carga) y 3) menores costos operativos.

A pesar de la mejora en el margen bruto, el resultado operacional del segmento disminuyó en COL\$245 millardos, debido principalmente al impuesto a la riqueza registrado en el primer trimestre de 2015.

El resultado financiero presentó pérdida, principalmente por el efecto de la diferencia en cambio sobre la posición neta pasiva de Ecopetrol.

De esta manera, el segmento presentó una pérdida neta de COL\$297 millardos, comparada con una utilidad en el mismo trimestre del año anterior de COL\$118 millardos.

Transporte

Los ingresos del primer trimestre de 2015 aumentaron 29%, debido a: 1) mayores volúmenes transportados a terceros por parte de Cenit, Ocesa y ODL, y 2) efecto positivo de la devaluación de la tasa de cambio sobre las tarifas denominadas en dólares.

Los costos de ventas del segmento aumentaron 18% por los rubros asociados a compras de productos y gas, necesarios para la operación durante el primer trimestre de 2015.

Los gastos operacionales se incrementaron frente al mismo periodo del año anterior en COL\$216 millardos, principalmente por el registro del impuesto a la riqueza.

Los resultados no operacionales fueron favorables con relación al primer trimestre del año anterior, principalmente por efecto de la devaluación del peso colombiano frente al dólar sobre la posición neta activa de las compañías de este segmento.

Como resultado de lo anterior, el segmento presentó una utilidad neta de COL\$670 millardos, versus COL\$592 millardos del primer trimestre del 2014.

INFORMACION RELEVANTE
II. Resultados Operativos
a. Inversiones
Inversiones realizadas por el Grupo Ecopetrol:

Inversiones* (US\$ millones)				
I. trim 2015				
Segmento	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias**	Total	Peso de cada segmento
Producción	586.9	62.7	649.6	45.9%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	33.1	432.0	465.1	32.9%
Transporte	9.3	197.6	206.9	14.6%
Exploración	63.3	19.6	82.9	5.9%
Corporativo	9.6	0.0	9.6	0.7%
Nuevos Negocios***	0.8	0.0	0.8	0.1%
Suministro y Mercadeo	0.2	0.0	0.2	0.0%
Total	703.2	711.9	1,415.1	100.0%

* Las inversiones difieren con el valor de Capex presentado en el Estado de Flujo de Efectivo de la página 25. Las inversiones de esta tabla incluyen los flujos de Opex y Capex de los proyectos de inversión, mientras que la línea de inversiones del Estado de Flujos de Efectivo incluye únicamente el Capex.

** Prorratedas por la participación de Ecopetrol.

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

Las inversiones para el primer trimestre de 2015 ascendieron a US\$1.415,1 millones (49.7% en Ecopetrol S.A. y 50.3% en filiales y subsidiarias) distribuidas así:

- Producción (45.9%): Plan de perforación, especialmente en los campos Rubiales, Quifa, Castilla y La Cira Infantas, y ampliación de la estación Acacias y Castilla 3.
- Refinación, Petroquímica y Biocombustibles (32.9%): Plan Maestro de Servicios Industriales en la Refinería de Barrancabermeja y proyecto de Modernización de la Refinería de Cartagena.
- Transporte (14.6%): Proyecto de logística de Reficar para garantizar el abastecimiento de crudo y productos líquidos para la Refinería, proyecto San Fernando – Monterrey y Costa Norte – Galan.
- Exploración (5.9%): Perforación de pozos exploratorios, stratigráficos y delimitadores.

b. Exploración
Exploración en Colombia:
**Perforación en Colombia de Pozos A3
I. trim 2015**

Compañía	Perforados	Exitoso*	En evaluación	Seco
Ecopetrol S.A.	0	0	0	0
Hocol S.A.	1	1	0	0
Total	1	1	0	0

*éxito geológico

INFORMACION RELEVANTE

A continuación se presenta el detalle del pozo exploratorio exitoso perforado durante el primer trimestre de 2015:

Trimestre	Cuenca	Operador	Bloque	Nombre
1	VIM	Hocol	SSJN-1	Bullerengue-1

Adicionalmente, durante el primer trimestre de 2015 Hocol perforó un pozo estratigráfico (Est-12- Bloque CPO-16) y uno delimitador (Bonga Oeste - Bloque Saman). Por su parte Ecopetrol perforó cuatro pozos delimitadores, entre los cuales se destacan los pozos Nueva Esperanza-2 y Nueva Esperanza-3 dado que confirmaron el descubrimiento Nueva Esperanza ubicado en el Bloque CPO-09, los otros dos pozos se denominan Pastinaca-5 (Bloque CPO-10) y QFN-CS-2 (Bloque Quifa).

Al cierre del trimestre se encontraban en perforación dos pozos exploratorios en aguas profundas en el Caribe colombiano, operados por Anadarko: Kronos, ubicado en el bloque Fuerte Sur, y Calasú, en el bloque Fuerte Norte, ambos con participaciones del 50% para Anadarko y 50% para Ecopetrol.

C. Producción

Producción Bruta* Ecopetrol S.A. incluida su participación en filiales y subsidiarias

Ecopetrol S.A. (kbped)	I trim. 15	I trim. 14	Cambio %	Cambio bls
Crudo	598.0	587.8	1.7%	10.2
Gas natural**	124.0	129.3	(4.1%)	(5.3)
Total	722.0	717.1	0.7%	4.9

Hocol (kbped)	I trim. 15	I trim. 14	Cambio %	Cambio bls
Crudo	20.0	22.5	(11.1%)	(2.5)
Gas Natural	0.1	0.2	(50.0%)	(0.1)
Total	20.1	22.7	(11.5%)	(2.6)

Savia (kbped)***	I trim. 15	I trim. 14	Cambio %	Cambio bls
Crudo	5.1	5.3	(3.8%)	(0.2)
Gas Natural	1.1	1.2	(8.3%)	(0.1)
Total	6.2	6.5	(4.6%)	(0.3)

Equion (kbped)***	I trim. 15	I trim. 14	Cambio %	Cambio bls
Crudo	10.0	9.3	7.5%	0.7
Gas Natural	8.7	8.3	4.8%	0.4
Total	18.7	17.6	6.2%	1.1

Ecopetrol America Inc (kbped)	I trim. 15	I trim. 14	Cambio %	Cambio bls
Crudo	3.3	1.6	106.3%	1.7
Gas Natural	3.1	0.2	1,450.0%	2.9
Total	6.4	1.8	255.6%	4.6

Ecopetrol S.A. incluida participación en filiales y subsidiarias (kbped)

	I trim. 15	I trim. 14	Cambio %	Cambio bls
Crudo	636.4	626.5	1.6%	9.9
Gas Natural	137.0	139.2	(1.6%)	(2.2)
Total	773.4	765.7	1.0%	7.7

* La producción bruta incluye regalías y prorrateo por la participación de Ecopetrol en cada subsidiaria

** La producción de gas incluye productos blancos

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

INFORMACION RELEVANTE

En comparación con el primer trimestre del año 2014, la producción del Grupo Empresarial aumento 7.7 kbped (1%), impulsada por el crecimiento en la producción de los campos Castilla y Chichimene, debido a la entrada de facilidades y nuevos pozos, así como a una situación del entorno más favorable. Lo anterior permitió contrarrestar la declinación natural de los campos y las restricciones operacionales presentadas principalmente en la capacidad de disposición de agua en el campo Rubiales.

Se destacan igualmente en el trimestre la producción récord en Marzo de 124 kbpd en el campo Castilla y de 85 kbpd en el mes de enero en el campo Chichimene.

Frente al cuarto trimestre de 2014 la producción del Grupo Empresarial aumentó 8.3 kbped en el primer trimestre de 2015, debido nuevamente al continuo crecimiento de la producción en los campos Castilla y Chichimene.

Proyectos de aumento de Factor de Recobro:

Durante el primer trimestre del año se dio inicio al piloto de inyección cíclica de Solvente-Nitrógeno en el campo Llanito, el cual probará la capacidad de reducir la viscosidad del crudo y proporcionarle mayor energía al yacimiento. Igualmente se avanzó en la construcción de las facilidades y perforación de pozos requeridos para dar inicio a los 7 pilotos restantes de la meta anual.

Así mismo, vale la pena destacar el avance en el piloto de inyección de aire en el campo Chichimene, el cual cuenta ya con la perforación del pozo observador e inyector y con un progreso del 73% en la construcción de las facilidades de superficie.

INFORMACION RELEVANTE
Producción de los Principales Campos
Producción Promedio Principales Campos por Región (kbped) - Participación neta

	I trim. 15	I trim. 14	Cambio %
Región Central Ecopetrol S.A.	100.3	96.5	3.9%
1) Campo La Cira - Infantas	24.8	25.0	(0.8%)
2) Campo Casabe	23.9	21.4	11.7%
3) Campo Yarigui	16.9	17.0	(0.6%)
4) Otros Campos	34.7	33.1	4.8%
Región Orinoquía Ecopetrol S.A.	258.5	217.9	18.6%
1) Campo Castilla	118.0	103.8	13.7%
2) Campo Chichimene	80.1	47.3	69.3%
3) Campo Cupiagua	34.9	35.3	(1.1%)
4) Otros Campos	25.5	31.5	(19.0%)
Región Sur Ecopetrol S.A.	34.6	36.0	(3.9%)
1) Campo San Francisco	8.5	9.7	(12.4%)
2) Área Huila	9.2	9.4	(2.1%)
3) Campo Tello	4.9	4.5	8.9%
4) Otros Campos	12.0	12.4	(3.2%)
Región de Activos con Socios Ecopetrol S.A.	328.6	366.7	(10.4%)
1) Campo Rubiales	93.5	110.8	(15.6%)
2) Campo Guajira	47.2	55.8	(15.4%)
3) Campo Quifa	25.8	35.1	(26.5%)
4) Campo Caño Limón	32.0	33.8	(5.3%)
5) Campo Cusiana	32.9	33.3	(1.2%)
6) Otros Campos	97.2	97.9	(0.7%)
Total	722.0	717.1	0.7%
Operación Directa Ecopetrol S.A.	398.0	353.6	12.6%
Operación Asociada Ecopetrol S.A.	324.0	363.5	(10.9%)
Hocol			
1) Campo Ocelote	13.6	14.7	(7.5%)
2) Otros Campos	6.5	8.0	(18.8%)
Equión			
1) Campo Piedemonte	12.9	11.5	12.2%
2) Campo Tauramena / Rio Chitamena	4.6	4.7	(2.1%)
3) Otros Campos	1.2	1.4	(14.3%)
Savia			
1) Campo Lobitos	2.3	2.3	0.0%
2) Campo Peña Negra	1.8	1.8	0.0%
3) Otros Campos	2.1	2.4	(12.5%)
Ecopetrol America Inc.			
1) Campo Dalmatian	5.1	0.0	N/A
2) Campo k2	1.3	1.8	(27.8%)

INFORMACION RELEVANTE

Producción Grupo Empresarial - Por tipo de crudo (kbpd)

	I trim. 15	I trim. 14	Cambio %
Liviano	56.9	60.6	(6.1%)
Medio	224.0	234.8	(4.6%)
Pesado	355.5	331.1	7.4%
Total	636.4	626.5	1.6%

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 7.57 US\$/BL para el primer trimestre del 2015, que al compararlo con el mismo periodo del año 2014 (9.89 US\$/BL) es 2.32 US\$/BL menor, debido a:

- Efecto TRM: -1.76 US\$/ BI: mayor tasa de cambio, la cual aumentó en COP\$465,28 por dólar respecto al primer trimestre del 2014 (\$2.469,33 en 2015 vs \$2.004,05 en 2014).
- Efecto Costos: -0.51 US\$/BI: efecto combinado de:
 - Menor costo (-0.63 US\$/BI) en las operaciones de Ecopetrol y Hocol, derivado de las siguientes estrategias de optimización de costos: 1) menor número de intervenciones a pozos como resultado de las estrategias de subsuelo, 2) mejora en las rutinas de mantenimiento y confiabilidad de los equipos, y 3) sustitución del 50% de la generación de electricidad con diesel.
 - Mayor costo (+0.12 US\$/BI) en Ecopetrol America Inc, por la entrada en operación de la producción del pozo Dalmatian.
- Efecto Volumen: -0.05 US\$/BI: mayor volumen de producción en el periodo de análisis.

d. Transporte

Volumenes Transportados (kbpd)	I. trim 2015	I. trim 2014	Cambio %
Crudos	1,020.5	952.5	7.1%
Refinados	253.0	247.6	2.2%
Total	1,273.5	1,200.1	6.1%

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

El volumen de crudo transportado a través de los sistemas principales de Cenit S.A.S y sus filiales durante el primer trimestre de 2015 se incrementó 7.1% respecto al mismo trimestre del año anterior, principalmente en los sistemas Caño Limón - Coveñas y Oleoducto Transandino debido a la disminución en el número de ataques contra la infraestructura.

En cuanto a productos refinados, los volúmenes transportados por Cenit S.A.S durante el primer trimestre del año se incrementaron 2.2% frente al mismo periodo del año anterior así: 1) mayor volumen transportado de nafta por los sistemas Galán - Apiay para diluir los crudos pesados y 2) mayor volumen transportado de productos por el sistema Cartagena - Barranquilla.

Costo Barril Transportado

El indicador de costo por barril transportado para las empresas del Grupo Empresarial en el primer trimestre del 2015 fue 5.13 US\$/BL, que al compararlo con el resultado para el mismo periodo del año anterior (5.24 US\$/BI), presenta un menor valor de 0.11 US\$/BI.

La metodología de cálculo de este indicador cambió a partir del primer trimestre de 2015 con la presentación de estados financieros consolidados bajo normas NIIF, para presentar en lo sucesivo el total de costos y gastos de las empresas del grupo empresarial del segmento de transporte.

INFORMACION RELEVANTE

e. Refinación

e.1) Refinería de Barrancabermeja:

	I. trim 2015	I. trim 2014	Cambio %
Carga* (kbc)	224.8	223.2	0.7%
Factor de utilización (%)	80.3%	81.9%	(2.0%)

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

El plan Maestro de Servicios Industriales, que tiene por objeto aumentar la confiabilidad y la eficiencia en la generación de los servicios industriales para la operación de la refinería de Barrancabermeja, alcanzó una ejecución física del 98%, destacándose el cumplimiento de los hitos de comisionamiento de la Cogeneradora U-5100 de la refinería.

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 Essentia (antes Propilco) en el primer trimestre del 2015 fue de 4.71 US\$/BL, que al compararlo con el mismo periodo del 2014 (5.88 US\$/BL) presenta un menor valor de 1.17 US\$/BL debido a:

- Efecto TRM: -1.09 US\$/BL: mayor tasa de cambio, la cual aumentó en COL\$465,28 por dólar respecto al primer trimestre del 2014 (\$2.469,33 en 2015 vs \$2.004,05 en 2014).
- Efecto Costos: -0.04 US\$/BL: efecto combinado de:
 - Menores costos variables por barril cargado en Barrancabermeja, asociado a las estrategias de optimización.
 - Mayores costos de mantenimiento debido a paradas de plantas realizadas en Essentia.
- Efecto Volumen: -0.04 US\$/BL: menores costos asociados a una mayor carga registrada.

	I. trim 2015	I. trim 2014	Cambio %
Margen de Refinación (USD/bl)	18.2	16.3	11.7%

El incremento en el margen bruto de refinación de Barrancabermeja entre el primer trimestre de 2015 y el primer trimestre de 2014 obedece principalmente a: 1) mayor reducción en los precios del crudo procesado (-US\$49.5/bl) frente a la reducción de los precios de venta de los productos (-US\$47.0/bl); y 2) mayores rendimientos de destilados medios (+1.4%) como resultado de la estabilidad operacional de las unidades y de las mejoras en proceso para dar valor a corrientes residuales.

e.2) Reficar (Refinería de Cartagena):

Desde el mes de marzo de 2014 se encuentran apagadas la Unidad de Destilación Combinada y la Unidad Viscosreductora, mientras que la Unidad de Ruptura Catalítica está apagada desde octubre del 2013 a efectos de facilitar la entrada en operación de las nuevas plantas.

El proyecto de ampliación y modernización alcanzó un avance físico del 97.1% al corte de marzo 31 de 2015 y los porcentajes de avance de los principales frentes del proyecto se relacionan a continuación:

Avance Proyecto Expansión	
Frente de Trabajo	Porcentaje
Ingeniería	100.0%
Compras	99.9%
Fabricación de módulos	100.0%
Construcción	97.4%

INFORMACION RELEVANTE

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

a. Consolidación organizacional

Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente):

Indicador HSE*	I. trim 2015	I. trim 2014
Índice de Frecuencia de Accidentalidad (accidentes / millón de horas hombre)	0.32	0.99
Incidentes ambientales	4	7

*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.

Reconocimientos:

La empresa se consolidó como el principal referente en temas de responsabilidad y gobierno corporativo por su compromiso con trabajadores, clientes, comunidad y accionistas, entre otros grupos de interés, según la firma MERCO.

Ciencia y tecnología:

Durante el primer trimestre de 2015 la Superintendencia de Industria y Comercio en nombre del gobierno colombiano otorgó a Ecopetrol una patente de Invención a la tecnología "Sistema para el Taponamiento de Fugas en Ductos y Tuberías de Transporte de Fluidos".

b. Responsabilidad Corporativa

Elección nuevo Presidente de Ecopetrol:

El 5 de marzo de 2015 la Junta Directiva nombró a Juan Carlos Echeverry como nuevo presidente de la compañía, quien asumió el cargo el 6 de abril de 2015. Dado su amplio conocimiento de la economía, su capacidad para liderar procesos de cambio, su experiencia en la administración pública y el haber sido miembro de la Junta Directiva de la compañía, reúne las condiciones para adelantar en Ecopetrol las reformas que exige la coyuntura internacional de precios y ejecutar la estrategia de re-direccionamiento institucional en que se ha trabajado en los últimos meses.

Asamblea General de Accionistas:

El 26 de marzo de 2015 se llevó a cabo la Asamblea General de Accionistas con la participación de más de 5,500 accionistas. Entre los temas aprobados por la Asamblea se destacan: 1) los informes de la administración; 2) dictamen del revisor fiscal; 3) aprobación de estados financieros no consolidados y consolidados a 31 de diciembre de 2014; 4) aprobación del proyecto de distribución de utilidades (dividendo de COL\$133 por acción pagado en una cuota a los accionistas minoritarios a partir del 22 de Junio de 2015); 5) elección de la Junta Directiva para el periodo 2015 – 2016; 6) capitalización de la reserva ocasional mediante el mecanismo de aumento del valor nominal de la acción; 7) modificación al reglamento de la asamblea, y 8) modificación de los estatutos sociales para incorporar las prácticas del nuevo Código País.

INFORMACION RELEVANTE**IV. Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre**

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

Español

Mayo 13, 2015

10:00 a.m. Bogotá

11:00 a.m. Nueva York y Toronto (EDT)

Inglés

Mayo 13, 2015

11:30 a.m. Bogotá

12:30 p.m. Nueva York y Toronto (EDT)

La transmisión en Internet estará disponible en la página web de Ecopetrol: www.ecopetrol.com.co

Por favor verifique si su navegador permite la operación normal de la presentación en línea. Recomendamos las últimas versiones de Internet Explorer, Google Chrome y Mozilla Firefox.

Acerca de Ecopetrol S.A.

Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; TSX: ECP) es la mayor compañía de Colombia en ingresos, utilidad, activos y patrimonio neto. Ecopetrol es la única compañía colombiana de petróleo crudo y gas natural verticalmente integrada, con participación en operaciones en Colombia, Brasil, Perú, Estados Unidos (Golfo de México) y Angola. 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 y Colombia Pipelines Limited. Ecopetrol S.A. es una de las 40 compañías petroleras más grandes del mundo y una de las cuatro principales compañías petroleras en América Latina. La empresa es de propiedad mayoritaria de la República de Colombia (88.5%), y sus acciones cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. (BVC) bajo el símbolo ECOPETROL, en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) bajo el símbolo (EC), y en la Bolsa de Valores de Toronto (TSX) bajo el símbolo ECP. La compañía tiene tres segmentos de negocio: 1) exploración y producción, 2) transporte y logística, y 3) refinación, petroquímica y biocombustibles.

Declaraciones de proyección futura

Este comunicado puede contener declaraciones de proyección futura relacionadas con las perspectivas del negocio, estimados para los resultados operativos y financieros, y de crecimiento de Ecopetrol. Se trata de proyecciones y, como tal, están basadas únicamente en las expectativas de la dirección con relación al futuro de la empresa y su continuo acceso a capital para financiar el plan de negocios de la compañía. Dichas declaraciones a futuro dependen, básicamente, de cambios en las condiciones de mercado, regulaciones de gobierno, presiones de la competencia, el desempeño de la economía colombiana y la industria, entre otros factores; por lo tanto, están sujetas a cambios sin aviso previo.

Información de Contacto:**Director de Finanzas Corporativas y Relacionamento con el Inversionista (E)**

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
**Estado de Resultados
Ecopetrol Consolidado**
Millones de pesos colombianos

	I trim. 15*	I trim. 14*
Ingresos		
Nacionales	4,595,455	6,287,599
Exterior	6,474,087	10,700,899
Servicios y otros	1,231,313	982,826
Total Ingresos	12,300,855	17,971,324
Costo de Ventas		
Costos Variables:		
Productos Importados	2,764,883	3,302,991
Compras de Crudo	1,661,442	2,954,005
Depreciación, Amortización y Agotamiento	1,179,081	1,223,792
Servicios de Transporte de hidrocarburos	320,471	385,515
Variación de Inventarios y otros	479,000	758,874
Costos Fijos:		
Depreciación	331,182	278,686
Servicios Contratados	659,530	697,023
Mantenimiento	401,334	463,168
Costos laborales	376,134	341,220
Otros	349,898	370,202
Total Costo de Ventas	8,522,955	10,775,476
Utilidad Bruta	3,777,900	7,195,848
Gastos Operacionales		
Administración	834,767	198,525
Gastos de comercialización y operación	530,500	452,955
Gastos de exploración y proyectos	84,533	363,573
Otros (ingresos) gastos operacionales	(29,748)	(83,872)
Utilidad Operacional	2,357,848	6,264,667
Ingresos (gastos) Financieros		
Ingresos Financieros **	2,288,672	1,599,737
Gastos Financieros **	(3,600,851)	(1,688,621)
Gasto de intereses, neto	(218,095)	(32,028)
Resultados de Participación en Asociadas	744	15,314
Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta	828,318	6,159,069
Provisión Impuesto de Renta	472,375	2,094,230
Ganancia Neta Consolidada	355,943	4,064,839
Interés no controlado	195,913	176,738
Ganancia Neta atribuible a accionistas de Ecopetrol***	160,030	3,888,101
Otro resultado integral	1,124,090	(199,989)
EBITDA	3,148,902	7,864,737
MARGEN EBITDA	25.6%	43.8%

Notas

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

** Incluye diferencia en cambio.

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

INFORMACION RELEVANTE
**Balance General
Ecopetrol Consolidado**
Millones de pesos colombianos

	Marzo 31 de 2015	Diciembre 31 de 2014
Activos		
Activos corrientes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	10,941,003	7,015,731
Cuentas y documentos por cobrar, neto	4,403,743	4,462,104
Inventarios, neto	2,804,040	2,953,856
Activos mantenidos para la venta	1,464,788	1,582,828
Otros activos corrientes	6,325,235	4,878,036
Total activos corrientes	25,938,809	20,892,555
Activos no corrientes		
Inversiones en asociadas, neto	2,506,951	2,457,582
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	469,301	455,176
Propiedad, planta y equipo, neto	59,805,008	56,591,093
Recursos naturales y del medio ambiente, neto	25,592,235	25,215,921
Otros activos no corrientes	7,425,167	7,239,229
Total activos no corrientes	95,798,662	91,959,001
Total activos	121,737,471	112,851,556
Pasivos y patrimonio		
Pasivos corrientes:		
Prestámos corto plazo	3,923,556	3,031,566
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	12,876,311	8,747,807
Pasivos por impuestos corrientes	3,145,687	1,833,685
Otros	2,741,375	2,665,734
Total pasivos corrientes	22,686,929	16,278,792
Pasivos de largo plazo		
Préstamos largo plazo	38,802,360	31,915,775
Provisiones no corrientes por beneficios a empleados	4,192,293	4,274,083
Pasivos por impuestos diferidos	3,834,442	4,089,594
Provisiones no corrientes	4,842,089	4,718,722
Otros pasivos no corrientes	499,413	500,391
Total pasivos de largo plazo	52,170,597	45,498,565
Total pasivos	74,857,526	61,777,357
Interes no controlado	1,474,018	1,454,767
Patrimonio	45,405,927	49,619,432
Total pasivos y patrimonio	121,737,471	112,851,556

INFORMACION RELEVANTE
**Estado de Flujos de Efectivo
Ecopetrol Consolidado**

Millones de pesos colombianos	<u>I trim. 15</u>	<u>I trim. 14</u>
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		
Utilidad neta del año atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	160,030	3,888,101
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:		
Participación de accionistas no controlantes	195,912	176,738
Cargo por impuesto a las ganancias, neto	472,375	2,094,230
Depreciación, agotamiento y amortización	1,586,918	1,574,939
Baja por pozos secos	42,447	147,409
Pérdida (ganancia) por diferencia en cambio	1,174,853	(22,993)
Costo de financiación reconocido en resultados	291,785	142,019
Pérdida (ganancia) en venta o retiro de activos no corrientes	(2,717)	(4,107)
Pérdida (ganancia) por deterioros de activos	41,748	2,076
Pérdida (ganancia) por valoración de activos financieros	91,733	(5,875)
Resultado de las inversiones en asociadas	(744)	(15,314)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	479,778	(267,033)
Inventarios, neto	140,296	274,417
Otros activos	17,962	(628,966)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(1,402,405)	(741,597)
Activos y pasivos por impuestos corrientes	155,019	(2,062,245)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados	(67,496)	(32,597)
Provisiones	69,760	72,312
Otros pasivos	47,902	144,028
Efectivo neto generado por las actividades de operación	<u>3,495,156</u>	<u>4,735,542</u>
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Aportes de capital en inversiones en sociedades	-	-
Inversión en propiedad, planta y equipo	(2,089,147)	(1,471,042)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(932,971)	(987,123)
Adquisiciones de intangibles	(6,973)	(83,834)
(Compra) venta de otros activos financieros	(900,859)	641,344
Intereses recibidos	(73,690)	(109,990)
Dividendos recibidos	21,646	30,001
Ingresos (desinversión) por venta de activos	18,487	132,411
Efectivo neto usado en actividades de inversión	<u>(3,963,507)</u>	<u>(1,848,233)</u>
Flujo de efectivo en actividades de financiación:		
Captaciones de préstamos	5,056,025	1,440,333
Amortizaciones de préstamos	(560,606)	(1,373,703)
Pago de intereses	(403,071)	(348,252)
Capitalizaciones	-	43
Dividendos pagados por Ecopetrol S.A.	-	(1,309,852)
Dividendos pagados compañías controladas	(181,704)	(18,192)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	<u>3,910,644</u>	<u>(1,609,623)</u>
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	482,979	81,926
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	<u>3,925,272</u>	<u>1,359,612</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	<u>7,015,731</u>	<u>8,541,138</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	<u>10,941,003</u>	<u>9,900,750</u>

Conciliación del Ebitda

Ecopetrol Consolidado

COL\$ Millones	1 trim. 2015	1 trim. 2014
CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA		
Utilidad neta	160,030	3,888,101
Depreciación, agotamiento y amortización	1,586,918	1,574,939
Intereses netos	309,869	199,675
Otros Impuestos	831,247	245,744
Provisión de renta neto	472,375	2,094,230
Interes minoritario	(211,537)	(137,952)
EBITDA CONSOLIDADO	3,148,902	7,864,737

INFORMACION RELEVANTE
VI. Anexos Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias

Nota: Los estados financieros de las compañías subordinadas no se encuentran auditados.

Exploración y Producción
1. Hocol:
Estado de Resultados

Millardos de COP\$	I trim. 15	I trim. 14
Ventas locales	74	28
Ventas de exportación	207	482
Ventas Totales	281	510
Costos Variables	147	181
Costos Fijos	84	128
Costo de Ventas	231	309
Utilidad Bruta	50	201
Gastos Operativos	51	45
Utilidad Operacional	(1)	156
Resultado no operacional, neto	22	8
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	21	164
Provisión impuesto de renta	37	56
Utilidad Neta	(16)	108
EBITDA TOTAL *	115	273
Margen EBITDA	40.9%	53.5%

Balance General

Millardos de COP\$	Marzo 31, 2015	Diciembre 31, 2014
Activos corrientes	1,220	1,148
Activos de largo plazo	2,347	2,252
Total Activos	3,567	3,400
Pasivos corrientes	1,032	1,017
Pasivos de largo plazo	496	437
Total Pasivos	1,528	1,454
Patrimonio	2,039	1,946
Total Pasivo y Patrimonio	3,567	3,400

INFORMACION RELEVANTE
2. Savia Perú:
Estado de Resultados

Millones de USD\$	I trim. 15	I trim. 14
Ventas locales	\$ 26.9	\$ 59.3
Ventas Totales	\$ 26.9	\$ 59.3
Costos Variables	\$ 13.6	\$ 17.5
Costos Fijos	\$ 17.8	\$ 14.8
Costo de Ventas	\$ 31.4	\$ 32.3
Utilidad Bruta	(\$ 4.5)	\$ 27.0
Gastos Operativos	\$ 9.5	\$ 7.6
Utilidad Operacional	(\$ 14.0)	\$ 19.4
Resultado no operacional, neto	(\$ 0.3)	(\$ 0.5)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(\$ 14.3)	\$ 18.9
Provisión impuesto de renta	(\$ 0.9)	\$ 8.4
Utilidad Neta	(\$ 13.4)	\$ 10.5
EBITDA TOTAL *	\$ 3.7	\$ 34.2
Margen EBITDA	14%	58%

Balance General

Millones de USD\$	Marzo 31, 2015	Diciembre 31, 2014
Activos corrientes	\$ 128.0	\$ 146.7
Activos de largo plazo	\$ 772.5	\$ 791.4
Total Activos	\$ 900.5	\$ 938.1
Pasivos corrientes	\$ 194.0	\$ 214.0
Pasivos de largo plazo	\$ 154.3	\$ 159.1
Total Pasivos	\$ 348.3	\$ 373.1
Patrimonio	\$ 552.2	\$ 565.0
Total Pasivo y Patrimonio	\$ 900.5	\$ 938.1

INFORMACION RELEVANTE
3. Equión:

Estado de Resultados		
Millardos de COP\$	I trim. 15	I trim. 14
Ventas locales	74.0	68
Ventas de exportación	167.7	266
Ventas Totales	241.7	334
Costos Variables	154.5	90
Costos Fijos	32.9	41
Costo de Ventas	187.4	131
Utilidad Bruta	54.3	203
Gastos Operativos	36.6	13
Utilidad Operacional	17.7	190
Resultado no operacional, neto	19.1	38
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	36.8	228
Provisión impuesto de renta	16.3	74
Utilidad Neta	20.5	154
EBITDA TOTAL *	176.6	274.2
Margen EBITDA	73.1%	82.1%

Balance General

Millardos de COP\$	Marzo 31, 2015	Diciembre 31, 2014
Activos corrientes	1,184	1,053
Activos de largo plazo	2,007	1,984
Total Activos	3,191	3,037
Pasivos corrientes	802	815
Pasivos de largo plazo	253	218
Total Pasivos	1,055	1,033
Patrimonio	2,136	2,004
Total Pasivo y Patrimonio	3,191	3,037

INFORMACION RELEVANTE
Refinación y Petroquímica
1. Essentia (Propilco):

Ventas (toneladas)	I trim. 15	I trim. 14
Polipropileno	101,014	91,033
Masterbatch	3,378	3,120
Polietileno	7,844	5,218
Total	112,236	99,372

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	I trim. 15	I trim. 14
Ventas locales	166	149
Ventas de exportación	261	235
Ventas Totales	427	384
Costos Variables	369	322
Costos Fijos	24	26
Costo de Ventas	393	348
Utilidad Bruta	34	36
Gastos Operativos	39	28
Utilidad Operacional	(5)	8
Resultado no operacional, neto	22	22
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	17	30
Provisión impuesto de renta	(7)	1
Utilidad Neta	24	29
EBITDA TOTAL *	30	15
Margen EBITDA	7.0%	3.9%

Balance General

Millardos de COP\$	Marzo 31, 2015	Diciembre 31, 2014
Activos corrientes	894	919
Activos de largo plazo	813	771
Total Activos	1,707	1,690
Pasivos corrientes	578	597
Pasivos de largo plazo	127	147
Total Pasivos	705	744
Patrimonio	1,002	946
Total Pasivo y Patrimonio	1,707	1,690

INFORMACION RELEVANTE
2. Reficar:

Ventas (kbdc)	I trim. 15	I trim. 14
Local	38.4	35.1
Exportación	0.0	38.9
Total	38.4	74.0

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	I trim. 15	I trim. 14
Ventas locales	628	788
Ventas de exportación	-	737
Ventas Totales	628	1,525
Costos Variables	567	1,390
Costos Fijos	47	57
Costo de Ventas	614	1,447
Utilidad Bruta	14	78
Gastos Operativos	197	63
Utilidad Operacional	(183)	15
Resultado no operacional, neto	(1)	(1)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(184)	14
Provisión impuesto de renta	(26)	37
Utilidad Neta	(158)	(23)
EBITDA TOTAL *	(74)	66
Margen EBITDA	-11.8%	4.3%

Balance General

Millardos de COP\$	Marzo 31, 2015	Diciembre 31, 2014
Activos corrientes	1,621	1,272
Activos de largo plazo	21,338	19,076
Total Activos	22,959	20,348
Pasivos corrientes	697	984
Pasivos de largo plazo	14,163	12,895
Total Pasivos	14,860	13,879
Patrimonio	8,099	6,469
Total Pasivo y Patrimonio	22,959	20,348

INFORMACION RELEVANTE
Transporte
Cenit:

La información financiera presentada corresponde a Cenit individual, reconociendo el método de participación sobre las utilidades de las demás compañías de transporte del grupo empresarial.

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	I trim. 15	I trim. 14
Servicios	902	746
Ventas Totales	902	746
Costos Variables	92	28
Costos Fijos	354	408
Costo de Ventas	446	436
Utilidad Bruta	456	310
Gastos Operativos	121	20
Utilidad Operacional	335	290
Resultado no operacional, neto	563	249
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	898	539
Provisión impuesto de renta	203	77
Utilidad Neta	695	462
EBITDA TOTAL *	693	364
Margen EBITDA	76.8%	48.8%

Balance General

Millardos de COP\$	Marzo 31, 2015	Diciembre 31, 2014
Activos corrientes	3,013	2,649
Activos de largo plazo	15,690	15,523
Total Activos	18,703	18,172
Pasivos corrientes	2,444	1,110
Pasivos de largo plazo	1,167	1,064
Total Pasivos	3,611	2,174
Patrimonio	15,092	15,998
Total Pasivo y Patrimonio	18,703	18,172

INFORMACION RELEVANTE
Biocombustibles
1. Ecodiesel

Ventas Totales (kbped)	I trim. 15	I trim. 14
Biodiesel	2.3	2.3
Glicerina	0.2	0.2
Total	2.5	2.5

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	I trim. 15	I trim. 14
Ventas locales	58	78
Ventas Totales	58	78
Costos Variables	51	67
Costos Fijos	-	-
Costo de Ventas	51	67
Utilidad Bruta	7	11
Gastos Operativos	2	3
Utilidad Operacional	5	8
Resultado no operacional, neto	-	-
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	5	8
Provisión impuesto de renta	1	1
Utilidad Neta	4	7

Balance General

Millardos de COP\$	Febrero 28, 2015	Diciembre 31, 2014
Activos corrientes	58	62
Activos de largo plazo	76	75
Total Activos	134	137
Pasivos corrientes	41	45
Pasivos de largo plazo	29	32
Total Pasivos	70	77
Patrimonio	64	60
Total Pasivo y Patrimonio	134	137

INFORMACION RELEVANTE
VII. Deuda Grupo
Deuda Vigente Por Compañía*

Compañía	USD	COP**	Total
Ecopetrol	9.458	1.451	10.910
Reficar	3.352	0	3.352
Bicentario	0	725	725
ODL	0	326	326
Bioenergy	0	192	192
Ocensa	500	0	500
Propilco	21	0	21
Ecodiesel	0	11	11
Total	13.331	2.705	16.036
%	83%	17%	100%

Deuda Subordinada***	1.657	488	2.145
-----------------------------	--------------	------------	--------------

* Valor nominal de la deuda a Marzo 31 de 2015, sin incluir causación de intereses

** Cifras expresadas en millones dólares convertidas con la TRM Marzo 31 de 2015

***Deuda Subordinada y Ecodiesel no consolidan en estados financieros de ECP

VIII. Anexo: Principales cambios y efectos en la información financiera consolidada del año 2014, producto de la adopción de los Estándares Internacionales de Reporte Financiero – IFRS en ECOPETROL

Proceso de adopción de los Estándares Internacionales de Reporte Financiero (NIIF)

De conformidad con lo previsto en la Ley 1314 de 2009, el Decreto Reglamentario 2784 de diciembre de 2012 y el Decreto 3024 de 2013, Ecopetrol debe reportar sus estados financieros bajo los estándares internacionales de reporte financiero. En dicha Ley, Ecopetrol fue clasificado en el Grupo 1 de preparadores de la información financiera en Colombia, y por consiguiente, presentó a las diferentes Superintendencias el plan de implementación a IFRS el 28 de febrero de 2013.

El Estado de Situación Financiera de Apertura Consolidado al 1 de enero de 2014 fue presentado a la Superintendencia Financiera y a la Superintendencia de Puertos y Transporte, con la aprobación de las instancias responsables por su preparación para la convergencia y su adecuado cumplimiento, así: Junta Directiva, Comité de Auditoría y Representante Legal.

Durante el año 2014, período de transición e implementación, Ecopetrol y su Grupo empresarial ejecutaron un plan de trabajo con el fin de asegurar a nivel de documento fuente el reconocimiento contable de las operaciones bajo IFRS, para dar cumplimiento con la fecha de aplicación del nuevo marco técnico normativo a partir del 1 de enero de 2015.

Dentro de los principales impactos y cambios se encuentran: adaptación de los sistemas de información, rediseño de procesos, actualización de las políticas y procedimientos contables, así como la generación de impactos contables principalmente en los rubros de: activos fijos, obligaciones laborales, impuesto diferido, cuentas por cobrar y cuentas por pagar.

Una vez adoptados los estándares, los impactos de la adopción por primera vez se registran en el Balance General, en el patrimonio, en una cuenta específica denominada "adopción por primera vez" y se inicia el registro contable bajo los estándares internacionales de reporte financiero.

Bajo el estándar internacional, es susceptible que las cifras del balance de apertura sean ajustadas producto del proceso de adopción hasta el 31 de diciembre de 2015.

Se aclara que para efectos exclusivamente tributarios, tal como lo establece la Ley 1607 de 2012, en su artículo 165, las bases fiscales continuarán inalteradas durante los cuatro (4) años siguientes a la entrada en vigencia de las IFRS y por tanto seguirá operando el régimen de contabilidad pública o norma fiscal según corresponda.

Efectos financieros

• Impactos en el patrimonio – Balance de apertura 1 de enero de 2014 (cifras expresadas en millardos de pesos colombianos)

La siguiente reconciliación presenta los principales efectos de la transición a las IFRS sobre la situación financiera consolidada de Ecopetrol:

	Al 1 de enero de 2014
Patrimonio consolidado de los accionistas de acuerdo con Régimen de Contabilidad Pública	<u>71,119</u>

INFORMACION RELEVANTE

a)	Interés no controlante	4,574
b)	Método de participación e Inventarios	133
c)	Propiedad, planta y equipo	(21,247)
d)	Cargos diferidos	(707)
e)	Equión interés no controlante	(1,222)
f)	Obligación actuarial	(1,390)
g)	Impuesto diferido	(269)
Patrimonio consolidado de los accionistas de acuerdo con IFRS		50,991

- a) Interés no controlante: aumento de COL\$4,574 millardos, debido a que bajo IFRS se presenta como una partida del patrimonio, mientras que bajo RCP como un pasivo.
- b) Método de participación e Inventarios: aumento neto de COL\$133 millardos, debido a:
- Aumento por: i) mayor valor de las cuentas por cobrar y por pagar por desbalances de crudo reconocidos a valor razonable +COL\$96 millardos, ii) recuperación de provisiones al valorar inventarios al menor entre el costo y el valor neto realizable, resultando en un mayor valor del patrimonio en +COL\$48 millardos.
 - Disminución por: Otros ajustes que disminuyen el patrimonio, incluido el método de participación patrimonial -COL\$11 millardos.
- c) Propiedad, planta y equipo: generó una disminución neta de COL\$21,247 millardos, debido a:
- Disminución por: i) reversión de las valorizaciones que bajo RCP la Compañía reconoce para la propiedad, planta y equipo, mientras que bajo IFRS se eliminaron del patrimonio -COL\$22,211 millardos, ii) el valor presente neto de los costos de abandono que originan un recalcu en la depreciación -COL\$467 millardos, iii) deterioro de activos -COL\$259 millardos, iv) eliminación de ajustes por inflación -COL\$306 millardos, v) reconocimiento de los ingresos por pruebas extensas como menor valor de los proyectos -COL\$147 millardos, vi) registro de leasing financiero como activos fijos -COL\$17 millardos y vii) gastos no capitalizables -COL\$103 millardos.
 - Aumento por: revisión de las vidas útiles de los activos y cambio en el método de depreciación que origina un mayor valor en el patrimonio inicial +COL\$2,263 millardos.
- d) Cargos diferidos: generó una disminución de -COL\$707 millardos, debido a que bajo IFRS se reconocieron como gastos algunas partidas que bajo RCP se presentaban como activos diferidos, tales como impuesto al patrimonio -COL\$490 millardos y otros cargos diferidos -COL\$217 millardos.
- e) Equión interés no controlante: generó una disminución de -COL\$1,222 millardos, correspondiente al interés minoritario de Equión, inversión que pasó de ser consolidada bajo RCP a reconocerse bajo el método de participación patrimonial bajo IFRS, debido a que por acuerdo de accionistas se posee control conjunto.
- f) Obligación actuarial: generó una disminución de -COL\$1,390 millardos, debido a que bajo IFRS se incluyen dentro de balance los activos (Patrimonios Autónomos Pensionales) que respaldan el pasivo pensional conmutado, así como los pasivos correspondientes a las obligaciones laborales sujetas a cálculo actuarial (pensiones, bonos pensionales,

INFORMACION RELEVANTE

quinquenio, salud y educación), los cuales se realizan bajo parámetros IFRS utilizando el método de unidad de crédito proyectada.

- g) Impuesto diferido: disminución neta en impuesto diferido generado por las variaciones en la medición de los activos y pasivos por la aplicación de IFRS, que han resultado en diferencias temporarias que originaron variaciones en los activos (pasivos) por impuestos diferidos. Dentro de las principales variaciones se encuentran: aumento en la base contable de propiedad planta y equipo generando un mayor impuesto diferido pasivo por -COL\$443 millardos, excesos de renta presuntiva y pérdidas fiscales pendientes de compensar que generan un mayor valor de impuesto diferido activo +COL\$207 millardos y otras diferencias temporarias que generan un menor valor de impuesto diferido por -COL\$33 millardos.

Todos los ajustes anteriores se reconocen en el patrimonio como efectos de la adopción por primera vez de la norma IFRS.

• **Impactos en la utilidad al 31 de diciembre de 2014 (cifras expresadas en millardos de pesos colombianos)**

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Utilidad consolidada de los accionistas de acuerdo al Régimen de Contabilidad Pública – RCP anteriores	7,510
a) Propiedad, planta y equipo	(41)
b) Actualización cálculo actuarial	301
c) Cargos diferidos	526
d) Impuesto diferido	534
e) Método de participación y otros	(72)
f) Diferencia en cambio	(1,739)
Utilidad Consolidada de los accionistas de acuerdo con IFRS	7,019

La utilidad consolidada de Ecopetrol, disminuyó en -COL\$491 millardos; principalmente por los siguientes ajustes:

- a) Propiedad, planta y equipo: generó una disminución neta de -COL\$41 millardos, debido a:
- Aumento por menor gasto de depreciaciones y amortizaciones +COL\$718 millardos;
 - Disminución por: i) deterioro de activos -COL\$317 millardos, ii) actualización a valor presente de costos de abandono -COL\$143 millardos, y iii) otros ajustes a activos fijos por conceptos no capitalizables -COL\$299 millardos.
- b) Actualización cálculo actuarial: aumento de la utilidad en +COL\$301 millardos, debido a que bajo IFRS los pagos realizados por conceptos de beneficios a empleados a largo plazo (pensiones, cesantías, quinquenios, salud y educación), se registran como menor valor del pasivo y bajo RCP como gasto del periodo. Adicionalmente, la actualización que se

INFORMACION RELEVANTE

hace sobre los cálculos de las premisas actuariales afectan las cuentas de patrimonio (Otro Resultado Integral - ORI) y no resultados del ejercicio.

- c) Cargos diferidos: aumento de la utilidad en +COL\$526 millardos, debido a la última cuota del impuesto al patrimonio +COL\$490 millardos, ya que bajo RCP se reconoció como gasto del periodo y bajo IFRS hace parte de los ajustes de adopción por primera vez, por lo tanto, no afecta la utilidad del periodo. Otros cargos diferidos por valor de +COL\$36 millardos que bajo IFRS no se consideran activos diferidos.
- d) Impuesto diferido: generó un aumento neto de +COL\$534 millardos, debido a una disminución neta en el impuesto diferido generado en las variaciones en la medición de los activos y pasivos por la aplicación de IFRS, que han resultado en diferencias temporarias que originaron variaciones en los activos (pasivos) por impuestos diferidos. Dentro de las principales variaciones en relación con la utilidad contable bajo IFRS del año 2014, encontramos: i) un mayor valor de impuesto diferido activo por +COL\$672 millardos originado en menor valor de la base contable IFRS de propiedad planta y equipo en curso respecto a RCP, por la diferencia en la metodología de contabilización de intereses y diferencia en cambio capitalizables, ii) aumento en la base contable de los activos propiedad planta y equipo generando un mayor impuesto diferido pasivo por -COL\$133 millardos explicado principalmente en menores valores de gastos por depreciación bajo IFRS respecto a RCP y iii) otras diferencias temporarias que generan un menor valor de impuesto diferido por -COL\$5 millardos.
- e) Método de participación y otros: generó una disminución neta de -COL\$72 millardos, debido a:
- Aumento por: otros ajustes +COL\$128 millardos dentro de los que se encuentra método de participación y efectos en interés no controlante.
 - Disminución por: i) ajustes a nivel de consolidación por diferencias entre IFRS y RCP por -COL\$179 millardos y ii) valor razonable de desbalanceo de crudo -COL\$21 millardos.
- f) Diferencia en cambio: generó una disminución neta de -COL\$1,739 millardos, debido a:
- Disminución por: diferencia en la metodología de reconocimiento de intereses y diferencia en cambio capitalizables -COL\$2,212 millardos.
 - Aumento por: efectos en diferencia en cambio por monedas funcionales de algunas compañías del grupo +COL\$473 millardos.

Resultado de todos los anteriores ajustes contables producto de la adopción, la utilidad neta bajo IFRS a diciembre 31 de 2014 sería de COL\$7,019 millardos, 6.5% menor que la utilidad neta de 2014 bajo Régimen de Contabilidad Pública - RCP. Es de anotar, que la utilidad a cierre de 2014 bajo la cual se declararon dividendos fue la reportada bajo Régimen de Contabilidad Pública vigente a esa fecha, es decir COL\$7,510 millardos, tal como se menciona, la utilidad bajo IFRS a cierre de 2014 es sólo para fines de seguimiento y reporte.