

## Ecopetrol presenta sus resultados para el cuarto trimestre y el año 2014

- **Al finalizar el 2014, las reservas probadas de crudo y gas alcanzaron 2,084 millones de barriles, un incremento de 5,7% frente al 2013. El Índice de Reposición de Reservas fue de 146% y la vida media de las reservas aumentó a 8,6 años.**
- **En el cuarto trimestre de 2014 se consolidó la tendencia de recuperación de la producción, con un crecimiento de 1,4% frente al tercer trimestre, llegando a 765,1 kbped gracias a mejores condiciones de entorno y al avance en proyectos en nuestros campos Castilla y Chichimene. Para todo el año, la producción promedio fue de 755,4 kbped, con una reducción de 4,2% frente al 2013, debido a situaciones de entorno, orden público y operacionales, que fueron particularmente retadores en el segundo trimestre.**
- **La utilidad neta fue COL\$7,813 millardos, 41% inferior a la de 2013, debido principalmente a la caída de los precios de venta, los menores volúmenes vendidos, y también por efecto de un incremento en costos.**

BOGOTÁ, marzo 2 de 2015. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; TSX: ECP) anunció hoy los resultados financieros auditados, tanto consolidados como no consolidados, para el cuarto trimestre del año 2014 y el año 2014, preparados y presentados en pesos colombianos (COL\$) 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. Algunas cifras del año 2013 han sido reclasificadas con el fin de hacerlas comparables con las del año 2014.

### Resultados financieros más relevantes de Ecopetrol S.A.

No consolidado								
(Millardos de COL\$ )	IV trim. 14*	III trim. 14*	Cambio %	IV trim. 13*	Cambio % **	2014	2013	Cambio %
Ventas Totales	12,794.4	14,579.9	( 12.2%)	16,201.3	( 21.0%)	58,092.6	62,514.2	( 7.1%)
Utilidad Operacional	1,067.6	3,875.6	( 72.5%)	3,876.7	( 72.5%)	13,656.9	19,635.2	( 30.4%)
Utilidad Neta	(616.7)	2,355.6	( 126.2%)	2,629.7	( 123.5%)	7,812.7	13,352.9	( 41.5%)
Utilidad por acción (COL\$)	(15.00)	\$ 57.29	( 126.2%)	64.00	( 123.4%)	190.01	324.76	( 41.5%)
EBITDA	2,488.0	5,471.9	( 54.5%)	5,272.2	( 52.8%)	22,434.9	28,501.3	( 21.3%)
Margen EBITDA	19%	38%		33%		39%	46%	
Consolidado								
(Millardos de COL\$ )	IV trim. 14*	III trim. 14*	Cambio %	IV trim. 13*	Cambio % **	2014	2013	Cambio %
Ventas Totales	14,822.8	18,091.4	( 18.1%)	17,960.3	( 17.5%)	68,925.3	70,428.7	( 2.1%)
Utilidad Operacional	1,128.1	4,670.0	( 75.8%)	4,209.8	( 73.2%)	16,601.9	21,834.7	( 24.0%)
Utilidad Neta	(844.0)	2,279.4	( 137.0%)	2,426.6	( 134.8%)	7,510.2	13,106.5	( 42.7%)
EBITDA	2,438.6	5,468.9	( 55.4%)	4,901.4	( 50.2%)	22,382.2	28,013.7	( 20.1%)
Margen EBITDA	16%	30%		27%		32%	40%	

\* No auditado

\*\* Entre el IV trim. 14 y el IV trim. 13

## INFORMACION RELEVANTE

En opinión del presidente de Ecopetrol S.A., Javier Gutiérrez:

*“En el año 2014 obtuvimos logros importantes tales como los descubrimientos en bloques exploratorios costa afuera (“offshore”); el fortalecimiento del segmento de transporte que continúa con las optimizaciones necesarias para alcanzar márgenes competitivos que lo lleven al nivel de los mejores de la industria; y la generación de Ebitda positivo en el segmento de Refinación, al tiempo que entramos en la recta final del proyecto de ampliación de la Refinería de Cartagena.*

*Las filiales del Grupo Empresarial contribuyeron con resultados positivos. Ecopetrol America Inc alcanzó una producción de 7,7 kbped en el cuarto trimestre de 2014, empezando así a generar ingresos propios que permitan su sostenibilidad futura. En cuanto a Petroquímicos, Propilco incrementó significativamente sus utilidades, beneficiándose de mejores precios internacionales de materia prima y mayores volúmenes de suministro de propileno por parte de la refinería de Barrancabermeja.*

*La producción promedio anual del Grupo Empresarial llegó a 755,4 kbped, 33 kbped menos en comparación con la del año inmediatamente anterior, debido a situaciones de entorno (-22 kbped), atentados (-5 kbped), y restricciones ambientales (-9.5 kbped), compensadas con el crecimiento en la producción de las filiales y subsidiarias (+3.5 kbped).*

*El precio promedio de venta de la canasta de crudo, gas y productos de Ecopetrol fue US\$10.6/bl inferior a los niveles del año 2013 lo cual, en combinación con una devaluación de 7% en la tasa de cambio promedio, tuvo un impacto significativo en nuestros resultados financieros.*

*Es importante mencionar que la devaluación de la tasa de cambio tiene dos efectos de diferente naturaleza sobre los resultados financieros de la Compañía. Por el lado operacional, una mayor tasa de cambio nos beneficia ya que el 60% de nuestras ventas están denominadas en dólares, aun cuando también realizamos compras de materia prima en esa moneda, pero en menor porcentaje; por otro lado, en los ingresos/gastos no operacionales sufrimos impactos negativos cada vez que la tasa se devalúa por efecto de la reexpresión de nuestra deuda externa a pesos colombianos.*

*Nuestra utilidad neta en 2014 llegó a COL\$7,813 millardos, 41% menos que en 2013. Este descenso se explica por varios factores, empezando por la caída de 7% en nuestros ingresos, en línea con la disminución de volúmenes de producción y precios. Los costos de ventas, específicamente los costos variables, disminuyeron 2% como resultado de los menores precios de compra de crudo, gas y productos, compensado con mayores volúmenes de compra de nafta como diluyente de crudo. En cuanto a los costos fijos, se evidencia un incremento del 18% resultado fundamentalmente de la inclusión de los costos de transporte bajo la modalidad “Ship or Pay (SoP)” debido a la implementación del nuevo modelo de transporte con el inicio de operación de Cenit en abril de 2013 (los costos fijos totales se incrementan en COL\$1,7 billones, de los cuales COL\$1,23 billones corresponden a la tarifa SoP). Es de anotar que estos costos adicionales generados por el nuevo modelo del negocio de transporte están compensados por los ingresos operacionales de nuestras filiales de ese segmento. Como resultado de todos los anteriores factores y variables, la utilidad bruta disminuyó 23%.*

*La utilidad operacional acumulada del año cayó 30%, afectada adicionalmente por los mayores gastos exploratorios resultado de una campaña extendida que en el agregado costó COL\$646 millardos más que el año anterior. Por otro lado, en un escenario de precios a la baja como el evidenciado desde mediados del 2014, fue preciso revisar el valor de los activos, inventarios e inversiones petrolíferas. Este análisis se reflejó en ajustes en los gastos operacionales por*

## INFORMACION RELEVANTE

*inversiones petrolíferas y deterioro en valoración de activos por un monto total de COL\$571 millardos.*

*Las variables no operacionales también afectaron negativamente el resultado, debido principalmente a mayores pagos de intereses de deuda y mayores gastos por diferencia en cambio.*

*Con lo anterior, la utilidad antes de impuestos disminuyó 36%, lo que aunado a una tasa efectiva de tributación más alta de 40,48% (comparada con 34,48% en 2013), llevó la utilidad neta del ejercicio a COP \$7,813 millardos. El margen Ebitda se situó en 39%, nivel competitivo cuando se compara con otras compañías del sector.*

*En el cuarto trimestre de 2014 hubo varios hechos destacados, entre los cuales menciono los siguientes:*

*En producción, el campo Chichimene alcanzó una producción record de 80 mil barriles por día e iniciamos 8 pilotos de recobro mejorado secundario para cerrar el año con 13 pilotos en marcha.*

*En exploración, anunciamos dos descubrimientos: 1) el pozo Orca en aguas costa afuera (offshore) de Colombia, el cual abre perspectivas promisorias en esa cuenca; y 2) el pozo Nueva Esperanza-1, que confirma el potencial del bloque CPO-09 en el departamento del Meta. Estos dos descubrimientos se suman a los otros logrados en el 2014 en Colombia (Tibirita, Golosa y Cacica) y en el Golfo de México de los EE.UU (Leon y Rydberg).*

*En Transporte completamos la ampliación de la capacidad del proyecto Delta 35 de Ocesa e iniciamos la operación de 23.500 barriles por día adicionales en el sistema Santiago-Porvenir.*

*En refinación alcanzamos un avance de 96.3% en el proyecto de modernización de la refinería de Cartagena.*

*En diciembre anunciamos nuestro plan de inversiones para el 2015 por US\$7,86 billones, acorde con la actual situación de precios y en línea con la estrategia de generación de valor y énfasis en la producción.*

*Ecopetrol es una compañía que responde de manera ágil ante entornos retantes. Por ello hemos iniciado un plan de optimización de costos y gastos en procura de ahorros estructurales y economías de escala que nos permitan operar de manera rentable bajo escenarios de precios bajos, los cuales seguirán afectando los resultados financieros durante 2015, aunque sin poner en riesgo la fortaleza y sostenibilidad de la Empresa.*

*En relación con las denuncias de posibles pagos irregulares por parte de terceros a ex funcionarios de la Empresa, queremos resaltar que nuestra política es cero tolerancia a la corrupción y por eso hemos denunciado ante las autoridades competentes, hemos colaborado oportunamente con la justicia para que se esclarezcan los hechos y se castigue a los responsables, y hemos aplicado al interior de la Empresa las sanciones correspondientes.*

*En los últimos años Ecopetrol se ha enfocado en fortalecer su Sistema de Control Interno, del cual hace parte la Oficina de Ética y Cumplimiento, para prevenir, detectar y sancionar comportamientos inadecuados que atentan contra la ética y el Gobierno Corporativo. La Junta Directiva, la alta administración y, en general, todos los funcionarios de Ecopetrol estamos comprometidos en la lucha frontal contra la corrupción”.*

## Ecopetrol presenta sus resultados para el cuarto trimestre del año 2014 y el año 2014

*Tabla de contenido*

I. Resultados Financieros No Consolidados.....	5
a. Disponibilidad de crudo, gas y productos.....	5
b. Ventas volumétricas.....	6
c. Comportamiento de los precios: crudos, productos y gas.....	8
d. Resultados financieros.....	9
e. Posición de caja.....	13
f. Balance General.....	13
g. Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).....	14
h. Calificación de Riesgo.....	14
II. Resultados Financieros Consolidados.....	15
a. Estados de Resultados y Balance General.....	15
b. Resultados por segmentos.....	16
III. Resultados Operativos.....	18
a. Inversiones.....	18
b. Exploración.....	19
c. Producción.....	20
d. Reservas Probadas.....	23
e. Transporte.....	24
f. Refinación.....	25
IV. Consolidación Organizacional, Responsabilidad Corporativa y Gobierno.....	27
Corporativo.....	27
a. Consolidación organizacional.....	27
b. Responsabilidad Corporativa.....	27
V. Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre.....	28
VI. Anexos Ecopetrol S.A. ....	29
VII. Anexos Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias.....	35

## INFORMACION RELEVANTE

### I. Resultados Financieros No Consolidados

#### a. Disponibilidad de crudo, gas y productos

La disponibilidad de crudo, gas y productos de Ecopetrol S.A. se resume en los siguientes volúmenes producidos y comprados:

Ecopetrol S.A. (no consolidado) (1)

<b>1) Crudo (kbpd)</b>	<b>IV trim. 14</b>	<b>IV trim. 13</b>	<b>Cambio %</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>Cambio %</b>
(+) Producción Neta (2)	507,2	514,7	(1,5%)	498,5	523,4	(4,8%)
(+) Compras (3)	188,2	170,6	10,3%	180,2	187,4	(3,8%)
(+) Diluyente (4)	72,2	74,0	(2,4%)	72,0	68,7	4,8%
<b>Total</b>	<b>767,6</b>	<b>759,3</b>	<b>1,1%</b>	<b>750,7</b>	<b>779,5</b>	<b>(3,7%)</b>
<b>2) Gas (kbpd)</b>	<b>IV trim. 14</b>	<b>IV trim. 13</b>	<b>Cambio %</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>Cambio %</b>
(+) Producción Neta (2)	103,1	108,3	(4,8%)	103,8	106,8	(2,8%)
(+) Regalías Monetizadas	21,20	0,0	N.D.	21,5	0,0	N.D.
(+) Compras (3)	2,2	8,2	(73,2%)	2,3	9,2	(75,0%)
<b>Total</b>	<b>126,5</b>	<b>116,5</b>	<b>8,6%</b>	<b>127,6</b>	<b>116,0</b>	<b>10,0%</b>
<b>3) Productos (excluyendo diluyente) (kbpd)</b>	<b>IV trim. 14</b>	<b>IV trim. 13</b>	<b>Cambio %</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>Cambio %</b>
(+) Producción (5)	226,4	205,4	10,2%	228,2	213,0	7,1%
(+) Compras Nacionales (6)	5,6	4,3	30,2%	4,3	5,5	(21,8%)
(+) Importaciones (7)	68,1	72,7	(6,3%)	63,0	63,0	0,0%
<b>Total</b>	<b>300,1</b>	<b>282,4</b>	<b>6,3%</b>	<b>295,5</b>	<b>281,5</b>	<b>5,0%</b>

(1) No incluye variación de delta de inventarios

(2) No incluye regalías

(3) Incluye compras de regalías a la ANH, regalías de Ecopetrol y compras nacionales a terceros

(4) Incluye refinado usado como diluyente, producción, compra local e importación de diluyente

(5) Se ajustan datos de 2013 para quitar la producción de diluyente y refinado degradado, que ya estaban incluidos en la línea de Diluyente

(6) Se ajustan datos de 2013 para quitar las compras nacionales de diluyente, que ya estaban incluidas en la línea de Diluyente

(7) Se ajustan datos de 2013 para quitar la importación de diluyente, que ya estaba incluida en la línea de Diluyente

Las principales variaciones del cuarto trimestre del 2014, comparado frente al cuarto trimestre del 2013 fueron:

- Menor producción de crudo (-7.5 kbpd): La producción disminuyó como consecuencia principalmente de: 1) limitaciones en la capacidad de disposición de agua, 2) declinación natural de campos y 3) dificultades operacionales asociadas a paros y socializaciones con comunidades, las cuales generaron retrasos en la entrada de nuevas facilidades y pozos.
- Mayores compras de crudo (+17.6 kbpd): incremento en compras a terceros (+24,3 kbpd), buscando nuevas opciones para suministro de crudos livianos a la refinería y por una mayor disponibilidad de crudo por un menor número de atentados a la infraestructura de transporte respecto al periodo anterior, particularmente en el sur del país. No obstante, hubo menores compras a la ANH (-6,7 kbpd), explicadas principalmente por menor producción en el país y de terceros.
- Menores compras de gas (-6.0 kbpd): en aplicación de la Resolución No. 877 de 2013 que establece el recaudo en dinero de las regalías, y compensaciones causadas por la explotación de gas (regalías monetizadas), disminuye el volumen disponible para comprar
- Mayores compras locales netas de productos (+1.3 kbpd): debido a 1) en contrato de asociación Cusiana debido a que en 2013 sólo se compraba la porción del socio y en 2014 se compran además las regalías (+1.9 kbpd) y 2) menores compras de Jet por la apagada de la Refinería de Cartagena (-0,6 kbpd).
- Menores importaciones (-4.6 kbpd): 1) Jet (-4,1 kbpd) y diesel (-2,9 kbpd) por cubrimiento de la demanda con producto propio; 2) petroquímicos y productos industriales (-1,3 kbpd) debido a

## INFORMACION RELEVANTE

importaciones directas de clientes y 3) gasolina (+3,7 kbpd) para cubrir la demanda ante mantenimiento de la Unidad de Ruptura Catalítica en la Refinería de Barrancabermeja.

### b. Ventas volumétricas

#### Ecopetrol S.A. (sin consolidar)

##### Volumen de ventas

Volumen de venta local (kbped)	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	2014	2013	Cambio %
Crudo	45,6	46,5	(1,9%)	48,6	34,1	42,5%
Gas Natural	86,4	64,6	33,7%	83,5	63,4	31,7%
Gasolinas	77,1	68,4	12,7%	73,2	68,7	6,6%
Destilados Medios	123,4	121,5	1,6%	119,9	117,3	2,2%
GLP y Propano	14,7	14,6	0,7%	14,8	14,5	2,1%
Combustóleo	2,8	1,8	55,6%	2,7	1,9	42,1%
Industriales y Petroquímicos	14,7	14,7	0,0%	14,6	13,5	8,1%
<b>Total venta local</b>	<b>364,7</b>	<b>332,1</b>	<b>9,8%</b>	<b>357,3</b>	<b>313,4</b>	<b>14,0%</b>

  

Volumen de Exportación (kbped)	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	2014	2013	Cambio %
Crudo	480,5	457,1	5,1%	462,9	456,4	1,4%
Productos	61,9	59,5	4,0%	63,2	59,2	6,8%
Gas Natural	9,7	23,3	(58,4%)	11,2	24,1	(53,5%)
<b>Total venta de exportación</b>	<b>552,1</b>	<b>539,9</b>	<b>2,3%</b>	<b>537,3</b>	<b>539,7</b>	<b>(0,4%)</b>

  

Volumen Zona Franca (kbped)	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	2014	2013	Cambio %
Crudo	0,0	58,1	(100,0%)	9,4	65,3	(85,6%)
Productos	2,8	1,8	55,6%	2,9	1,6	81,3%
Gas Natural	5,2	3,9	33,3%	6,1	3,2	90,6%
<b>Total Zona Franca</b>	<b>8,0</b>	<b>63,8</b>	<b>(87,5%)</b>	<b>18,4</b>	<b>70,1</b>	<b>(73,8%)</b>

  

Total volumen vendido	924,8	935,8	(1,2%)	913,0	923,2	(1,1%)
-----------------------	-------	-------	--------	-------	-------	--------

**b.1) Mercado en Colombia (40% de las ventas totales en el cuarto trimestre de 2014, 39% excluyendo las ventas a Zona Franca):**

El aumento de 9,8% en el volumen de ventas locales en el cuarto trimestre de 2014 se explica principalmente por:

- Gas natural (+21,8 kbped): 1) Mayores ventas al sector industrial (+7,8 kbped), 2) Incremento de ventas al sector térmico por condiciones hidrológicas (+4 kbped); y 3) Finalización del mandato con la ANH que permitió contar con mayores cantidades de gas propiedad de Ecopetrol para comercialización (+10 kbped).
- Gasolina (+8,7 kbpd): 1) Incremento de la demanda (+7,7 kbpd) y 2) Restricción de ingreso de combustibles desde Venezuela (+1 kbpd).
- Destilados Medios (+1,9 kbpd): 1) Mayores entregas a clientes del sector minero (+0,9 kbpd); 2) Incremento de demanda en el sector industrial (+0,2 kbpd); y 3) Mayores consumos de Jet de las aerolíneas por nuevas rutas nacionales e internacionales (+0,8 kbpd)

## INFORMACION RELEVANTE

**b.2) Mercado internacional (60% de las ventas totales en el cuarto trimestre de 2014, 61% incluyendo ventas a Zona Franca):**

El aumento de 2.3% en el volumen exportado durante el cuarto trimestre de 2014 se explica principalmente por el efecto neto de:

Mayores exportaciones de:

- Crudo (+23,5 kbd): mayor disponibilidad resultado del desplazamiento de crudos a exportación por apagada de Reficar.
- Productos (+2,3kbpd): mayor producción de fuel oil en la Refinería de Barrancabermeja debido a mayor carga de crudos pesados.

Menores exportaciones de:

- Gas natural (-13,6 kbped): 1) Resolución de racionamiento emitida por el Ministerio de Minas y Energía que prioriza abastecimiento de demanda térmica nacional y 2) declinación del campo Guajira.

El comportamiento de los volúmenes de ventas a Zonas Francas fue:

- Menores ventas de crudo (-58,1 kbpd): por apagada de la Refinería de Cartagena en marzo de 2014.

Mayores ventas de:

- Productos (+1,0 kbpd): mayores entregas de propileno desde Barrancabermeja.
- Gas natural (+1,3 kbped): mayor generación térmica por priorización de demanda nacional.

Mercados de exportación:

Exportaciones por destinos - Crudos (Volumen)					Exportaciones por destinos - Productos (Volumen)				
Destino	IV trim. 14	IV trim. 13	2014	2013	Destino	IV trim. 14	IV trim. 13	2014	2013
Asia	39%	44%	41%	37%	Asia	24%	58%	25%	54%
Costa del Golfo EE.UU.	29%	33%	27%	40%	Latinoamerica	36%	23%	42%	31%
Europa	12%	12%	15%	9%	Costa Atlántica EE.UU.	13%	13%	13%	14%
Costa Oeste EE.UU.	7%	5%	7%	7%	Costa del Golfo EE.UU.	14%	6%	16%	2%
Costa Este EE.UU.	1%	1%	1%	1%	Costa Oeste EE.UU.	7%	0%	2%	0%
Latinoamerica	12%	5%	8%	6%	Otro	6%	0%	2%	0%
Otro	0%	0%	1%	0%		<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>101%</b>
	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>					

- Crudo<sup>1</sup>: Con relación a los destinos de exportación, continuó el crecimiento de las ventas de crudos a los mercados de Asia, Europa y Latinoamérica. Por otro lado, se presentó una

<sup>1</sup> Ecopetrol reclasificó los destinos de exportación de crudos presentados en 2013, teniendo en cuenta el cliente final y no sólo el destino de la exportación, con el fin de dar mayor claridad sobre el destino final.

## INFORMACION RELEVANTE

disminución en la participación porcentual de la Costa del Golfo de EE.UU, por menor interés en crudos importados dada la mayor disponibilidad de crudo doméstico y canadiense.

- Productos: hubo un aumento en participación de Latinoamérica y el Caribe (principalmente Antillas Holandesas) como punto de tránsito hacia el mercado asiático disminuyendo las entregas directas hacia esta región.

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

Precios de referentes de crudos (Promedio Periodo, US\$/BI)				Cambio	2014	2013	Cambio %	Cambio \$
	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	\$				
Brent	77,0	109,5	(29,7%)	(32,5)	99,3	108,7	(8,6%)	(9,4)
MAYA	67,2	89,3	(24,7%)	(22,1)	85,6	97,2	(11,9%)	(11,6)
WTI	73,1	97,5	(25,0%)	(24,4)	92,9	98,0	(5,2%)	(5,1)

  

Precios de venta (US\$/BI)	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	Volumen Venta (kbped) IV trim. 14	2014	2013	Cambio %	Volumen Venta (kbped) 2014
Canasta de venta de Crudos	62,9	96,5	(34,8%)	526,1	86,2	98,5	(12,5%)	520,9
Canasta de venta de Productos	80,8	105,7	(23,6%)	297,4	100,7	108,7	(7,4%)	291,3
Canasta de venta de Gas	23,1	26,4	(12,5%)	101,3	24,0	27,3	(12,1%)	100,8

#### Crudos:

Durante el último trimestre del año 2014 se presentó una fuerte caída de los precios internacionales de crudo, debido a una mayor oferta en el mercado, relacionado con el aumento de producción en Norteamérica, así como el incremento en la oferta de crudo canadiense por entrada de nuevos oleoductos y trenes. Así mismo, durante este período no se presentó un recorte en las cuotas de producción OPEP. Lo anterior se aunó a un crecimiento débil de las economías asiáticas.

La canasta de crudos de Ecopetrol experimentó un mayor descuento frente a los crudos Brent y Maya explicado por:

- Mayor oferta de crudos de Canadá y Ecuador (Napo), los cuales compiten con los crudos de Ecopetrol.
- Mayor acidez en el crudo Magdalena.
- Mayor descuento de la nueva mezcla Vasconia Norte frente al crudo Vasconia de exportación.
- Afectación de las entregas de crudo South Blend por atentados al oleoducto Transandino.

La canasta de exportación de crudos de Ecopetrol estuvo referenciada a los siguientes indicadores: Brent (63%), Maya (34%) y otros (3%).

Por otro lado, pese a que hubo una mayor participación de las ventas nacionales en la canasta de crudos de Ecopetrol (8% en 2013 vs. 9% en 2014) el diferencial entre los precios de estas ventas y las exportaciones se hizo menor.

#### Productos:

Durante el cuarto trimestre de 2014, el precio de la canasta de venta disminuyó US\$24,9/BI frente al mismo periodo del año anterior, debido a la caída en el precio de los indicadores internacionales de gasolinas (-US\$23,4/BI), diesel (-US\$29,7/BI) y jet (-US\$29,3/BI)

## INFORMACION RELEVANTE

### Gas natural:

Durante el cuarto trimestre de 2014 los precios de venta disminuyeron US\$3.3/barril equivalente, debido a: 1) menor precio de venta de gas a nivel nacional por liberación del precio de gas Guajira; y de gas Cusiana-Cupiagua reflejando precios de mercado bajo las condiciones actuales de comercialización, 2) caída en los precios internacionales del fuel oil, referente del gas exportado, y 3) disminución de los precios de Zona Franca los cuales se encuentran indexados a gas Guajira y al fuel oil.

### d. Resultados financieros

Estado de Resultados No Consolidado								
(Millardos de COL\$)	IV trim. 14*	IV trim. 13*	Cambio \$	Cambio %	2014	2013	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	4,864.9	5,647.9	(783.0)	(13.9%)	21,605.5	20,971.9	633.6	3.0%
Ventas al Exterior	7,065.0	8,898.5	(1,833.5)	(20.6%)	33,333.7	35,408.5	(2,074.8)	(5.9%)
Ventas a Zona Franca	87.0	1,116.5	(1,029.5)	(92.2%)	1,035.9	4,861.3	(3,825.4)	(78.7%)
Ventas de Servicios	777.5	538.4	239.1	44.4%	2,117.5	1,272.5	845.0	66.4%
<b>Ventas Totales</b>	<b>12,794.4</b>	<b>16,201.3</b>	<b>(3,406.9)</b>	<b>(21.0%)</b>	<b>58,092.6</b>	<b>62,514.2</b>	<b>(4,421.6)</b>	<b>(7.1%)</b>
Costos Variables	6,487.7	7,058.1	(570.4)	(8.1%)	28,630.2	29,066.6	(436.4)	(1.5%)
Costos Fijos	3,404.7	3,017.8	386.9	12.8%	11,035.5	9,369.0	1,666.5	17.8%
<b>Costo de Ventas</b>	<b>9,892.4</b>	<b>10,075.9</b>	<b>(183.5)</b>	<b>(1.8%)</b>	<b>39,665.7</b>	<b>38,435.6</b>	<b>1,230.1</b>	<b>3.2%</b>
Utilidad Bruta	2,902.0	6,125.4	(3,223.4)	(52.6%)	18,426.9	24,078.6	(5,651.7)	(23.5%)
Gastos Operativos	1,834.4	2,248.7	(414.3)	(18.4%)	4,770.0	4,443.4	326.6	7.4%
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>1,067.6</b>	<b>3,876.7</b>	<b>(2,809.1)</b>	<b>(72.5%)</b>	<b>13,656.9</b>	<b>19,635.2</b>	<b>(5,978.3)</b>	<b>(30.4%)</b>
Ingresos/Gastos No operativos	(491.0)	47.1	(538.1)	(1,142.5%)	(546.9)	741.2	(1,288.1)	(173.8%)
Provisión Impuesto de Renta	1,193.3	1,294.1	(100.8)	(7.8%)	5,297.3	7,023.5	(1,726.2)	(24.6%)
<b>Utilidad Neta</b>	<b>(616.7)</b>	<b>2,629.7</b>	<b>(3,246.4)</b>	<b>(123.5%)</b>	<b>7,812.7</b>	<b>13,352.9</b>	<b>(5,540.2)</b>	<b>(41.5%)</b>
Utilidad por Acción (COL\$)	(15.00)	\$ 64.00	(79.00)	(123.4%)	190.01	324.76	(134.75)	(41.5%)
EBITDA	2,488.0	5,272.2	(2,784.20)	(52.8%)	22,434.9	28,501.3	(6,066.40)	(21.3%)
Margen EBITDA	19%	33%			39%	46%		

\* No auditado

Algunas cifras de 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con el año 2014

Los ingresos por ventas del cuarto trimestre de 2014 disminuyeron un 21% (-COL\$3,407 millardos), como resultado combinado de:

- Menor precio de la canasta promedio de ventas en US\$28.1/Barril: -COL\$4.380 millardos.
- Menores volúmenes de ventas (-11 kbped): -COL\$370 millardos.
- Menores ingresos del contrato de operación y mantenimiento con Cenit debido a la optimización de los costos de servicios de mantenimiento: -COL\$146 millardos.

La devaluación de la tasa de cambio fue 13,6% entre el cuarto trimestre del 2013 y el cuarto trimestre de 2014, lo cual mejoró los ingresos totales en +COL\$1.489 millardos.

El **costo de ventas** del cuarto trimestre de 2014 disminuyó 1.8% (-COL\$184 millardos) como resultado de:

- **Costos variables:** disminución de 8.1% (-COL\$570 millardos), resultado de:
  - a) Reducción en:
    - Compras de crudo, gas y productos -COL\$1,225 millardos por efecto neto de:
      - Menor precio promedio de compra (-US\$31.9/BI) dados los precios internacionales de referencia: -COL\$1.823 millardos.

## INFORMACION RELEVANTE

- Devaluación de 13.6% de la tasa de cambio COL\$/US\$ promedio acumulada del cuarto trimestre del año: +COL\$531 millardos.
- Aumento en los volúmenes comprados, principalmente crudo de terceros por suscripción de nuevo contrato para compra de mezcla Vasconia a Pacific Rubiales y mayores recibos en el sur del país debido a la disminución de atentados al Oleoducto Transandino: +COL\$67 millardos.

### b) Incrementos en:

- Amortización y agotamiento de campos por aumento en inversiones petrolíferas debido a mayores capitalizaciones durante el cuarto trimestre de 2014 frente al mismo periodo del año anterior, amortización acelerada de pozos (Quiriyana, Alborada, Gigante y Cravo Sur) y menor ajuste por recalcular de reservas probadas al cierre del año 2014 frente al ajuste realizado al cierre del año 2013: +COL\$382 millardos.
  - Consumo de inventarios por mayor uso de los volúmenes disponibles de crudo durante el cuarto trimestre del año respecto al mismo periodo del 2013 debido a las menores producciones: +COL\$119 millardos.
  - Mayor uso de materiales de proceso como químicos, catalizadores y de energía tanto en campos directos como campos en asociación y pago a la ANH en dinero de las regalías y compensaciones causadas por la explotación de gas: +COL\$154 millardos.
- **Costos fijos:** aumento de 12,8% (+COL\$387 millardos) como resultado principalmente de:

### a) Incrementos en:

- Costo de transporte de hidrocarburos tarifa fija Ship or Pay (+COL\$196 millardos) debido a: 1) inclusión de tarifa por el oleoducto Bicentenario que entró en operación desde noviembre de 2013, 2) cambio contrato con ODL a partir de enero de 2014 pasando de pagar tarifa variable de acuerdo a los costos operativos y financieros del transportador a tarifa regulada por el Ministerio de Minas y con capacidad fija contratada, y 3) dado que las tarifas de transporte se encuentran denominadas en dólares, hubo un incremento de las mismas por efecto de devaluación del 13,6% de la tasa de cambio COL\$/US\$ promedio acumulada del cuarto trimestre del año.
- Servicios contratados Ecopetrol: en arrendamientos, contratos de administración y comunicaciones, vigilancia, servicios profesionales y otros servicios: +COL\$89 millardos.
- Mantenimientos en oleoductos y pozos y mayor uso de suministros y materiales para la operación: +COL\$68 millardos.
- Servicios contratados de asociación en campos Rubiales, Piedemonte, Cravo Norte, Nare y Guajira, mayores costos generales por el reconocimiento en el 2014 del derecho económico a la ANH por la participación en el Bloque CPO-9, mayor pago de impuestos, principalmente IVA no descontable, y mayor amortización de seguros para la operación: +COL\$68 millardos.
- Depreciaciones de propiedad, planta y equipo principalmente en campos de producción por mayores capitalizaciones a los activos en Castilla, Chichimene, la planta de gas Cupiagua, Quifa y Rubiales durante el cuarto trimestre de 2014 frente al mismo periodo del año 2013: +COL\$45 millardos.

## INFORMACION RELEVANTE

- Costos laborales (+COL\$34 millardos): por 1) incremento en personal y políticas de retención, 2) el efecto de la convención colectiva firmada en el año 2014 y 3) el recalcu al cierre del año 2014 de la reserva de salud para el personal activo, lo que incrementó el costo por amortización actuarial.

b) Reducciones en:

- Costo de proyectos no capitalizados: -COL\$113 millardos.

Los ataques a la infraestructura en lo corrido del 2014 le costaron a la compañía COL\$157 millardos (sin incluir la producción diferida y las menores ventas). Este costo incluye reparación de las instalaciones, arrendamiento de equipos, servicios de transporte y afectación ambiental, entre otros.

Los **gastos operativos** disminuyeron 18,42% (-COL\$414 millardos) por el efecto combinado de:

- Provisiones: -COL\$634 millardos neto: 1) litigios -COL\$311 millardos; 2) conmutación pensional -COL\$541 millardos; 3) mayor gasto en reconocimiento de deterioros por +COL\$218 millardos.

En 2013 se reconocieron +COL\$353 millardos por deterioro en crédito mercantil de Offshore International Group - OIG y Polipropileno del Caribe S.A., mientras que en 2014 se registraron deterioros por +COL\$571 millardos, así: 1) +COL\$183 millardos por crédito mercantil de OIG, 2) +COL\$258 millardos de inversiones petrolíferas y, 3) +COL\$130 millardos de activos fijos e inventarios.

- Menores gastos en convenios: -COL\$130 millardos.
- Mayores gastos exploratorios por sísmica y pozos secos: +COL\$260 millardos, por el reconocimiento de actividad no exitosa en áreas de mayor riesgo geológico.
- Servicios, proyectos, servicios de muelles y operación aduanera, y otros: +COL\$90 millardos. Vale la pena aclarar que el costo del servicio de muelles (+COL\$31 millardos en el cuarto trimestre de 2014) se genera por la transferencia que se hizo de esos activos a Cenit a partir de enero de 2014.

El **margen operacional** del cuarto trimestre de 2014 fue 8% frente a 24% del mismo periodo en 2013.

El resultado **no operacional** disminuyó COL\$538 millardos, como resultado neto de:

- Menores gastos por diferencia en cambio COL\$104 millardos. En el cuarto trimestre de 2013 se registró un gasto de COL\$37 millardos mientras que en el mismo trimestre de 2014 se registró un ingreso de COL\$67 millardos, dada la capitalización realizada en el último trimestre de la diferencia en cambio asociada a las obligaciones financieras relacionadas con los proyectos de inversión.

La posición neta pasiva al cierre de diciembre de 2014, ascendió a USD\$7,028 millones. Este monto, afectado por la devaluación de la tasa de cambio de fin de año entre 2013 y 2014 de 24,2%, generó un gasto total en el año 2014 de COL\$2.761 millardos.

## INFORMACION RELEVANTE

La parte de este gasto correspondiente a la diferencia en cambio asociada a las obligaciones financieras relacionadas con los proyectos de inversión por COL\$2,347 millardos fue capitalizada, con lo cual se llevó finalmente al gasto en el 2014 un valor de COL\$414 millardos.

- Menor utilidad en sociedades de -COL\$531 millardos. Según el método de participación, se registraron COL\$350 millardos de pérdida en el cuarto trimestre de 2014 comparados con COL\$181 millardos de utilidad en el cuarto trimestre de 2013. Esta disminución se debió a:

Exploración y Producción (-COL\$335 millardos): principalmente por el registro de los pozos secos Dilolo y Jacaré (en Angola) en Ecopetrol Germany (-COL\$284 millardos) y menores utilidades en Hocol (-COL\$64 millardos), Equion (-COL\$59 millardos) y Offshore International Group (-COL\$75) millardos, compensados con una menor pérdida en Ecopetrol America Inc (+COL\$170) millardos.

- Refinación (-COL\$354 millardos) principalmente por gastos derivados del ajuste de avalúo de activos (-COL\$172 millardos), gastos no capitalizables para el proyecto de la nueva refinería (-COL\$71 millardos), desmantelamiento de la unidad de Craking (-COL\$23 millardos), el impacto negativo de la diferencia en cambio (-COL\$60 millardos), baja de activos (-COL\$58 millardos) y provisión para desmantelamiento de activos generados por Reficar(-COL\$45 millardos), compensados por una menor depreciación (+COL53 millardos).
- Transporte (+COL\$135 millardos) principalmente por 1) la menor ejecución del contrato de operación y mantenimiento entre Ecopetrol y Cenit y 2) el efecto positivo de la devaluación en la tasa de cambio.
- Corporativo (+COL\$24 millardos), principalmente por ingresos de intereses sobre préstamos concedidos a las compañías del grupo empresarial.

### Método de Participación: Utilidad por Segmento

(Millardos de COL\$)

	IV trim. 14	IV trim. 13	2014	2013
Exploración y Producción	(474.0)	(139.0)	(748.0)	(38.0)
Refinación	(290.0)	64.0	(640.0)	(240.0)
Transporte	359.0	224.0	1,864.0	1,140.0
Corporativo	55.0	32.0	121.0	100.0
Total	(350.0)	181.0	597.0	962.0

- Mayores gastos por intereses -COL\$44 millardos por el mayor endeudamiento adquirido en el año 2014
- Menores gastos de comisiones financieras +COL\$16 millardos.
- Mayores gastos en salud y educación de jubilados -COL\$120 millardos, como resultado de la actualización de cálculo actuarial.

La disminución del 8% (-COP\$101 millardos) en el gasto por **impuesto de renta** se explica principalmente por la menor utilidad del período.

**El resultado neto** del trimestre fue una pérdida de -COL\$617 millardos, 124% menos que el resultado neto del cuarto trimestre de 2013.

## INFORMACION RELEVANTE

El **EBITDA** disminuyó 53% a COL\$2.488 millardos y el **margen EBITDA** fue de 19%, comparado con 33% en el cuarto trimestre de 2013.

### e. Posición de caja

Millardos de COL\$*	IV trim. 2014	IV trim. 2013	2014	2013
Caja inicial	8,043.7	10,674.5	5,105.4	10,693.1
Caja generada por la operación (+)	13,571.5	15,895.1	59,491.6	63,021.0
Caja consumida en la operación (-)	(9,969.7)	(11,740.9)	(45,126.2)	(48,139.5)
Inversiones (-)**	(4,955.9)	(3,961.6)	(13,559.5)	(13,482.3)
Adquisiciones (-)	-	-	-	-
Pago de dividendos (-)	(5,080.0)	(6,118.1)	(12,000.2)	(14,570.5)
Capitalización (+)	-	-	-	-
Contratación de deuda (+)	-	178.4	6,341.7	6,484.4
Otros flujos (+/-)	1,040.5	178.0	2,397.1	1,099.2
Caja final	2,650.1	5,105.4	2,649.9	5,105.4

Nota: la diferencia en cambio fue incluida dentro de la línea Otros flujos

\* Para efectos de presentación, los saldos en dólares se convierten a pesos mensualmente con la tasa de cambio promedio. La caja inicial de cada trimestre se calcula con la tasa promedio del primer mes y la caja final con la tasa promedio del último mes del respectivo trimestre.

\*\* Las cifras de inversiones difieren de las presentadas en la tabla de inversiones de la página 19 así como del Estado de Flujo de Efectivo de la página 34, debido a que las inversiones diferentes de adquisiciones corresponden a salidas de efectivo para CAPEX que se reflejan en los extractos bancarios de la compañía, y que no dependen de la causación contable. El OPEX se encuentra incluido dentro de la línea Caja consumida en la operación.

### f. Balance General

Balance General No Consolidado Millardos de COL\$	Diciembre 31 de 2014	Diciembre 31 de 2013	Cambio \$	Cambio %
Activos corrientes	16,976.3	21,925.4	(4,949.1)	(22.6%)
Activos no corrientes	103,607.7	92,115.8	11,491.9	12.5%
Total Activos	120,584.0	114,041.2	6,542.8	5.7%
Pasivos corrientes	15,423.8	18,562.9	(3,139.1)	(16.9%)
Pasivos no corrientes	35,620.0	23,683.8	11,936.2	50.4%
Total Pasivos	51,043.8	42,246.7	8,797.1	20.8%
Patrimonio	69,540.2	71,794.5	(2,254.3)	(3.1%)
Total Pasivo y Patrimonio	120,584.0	114,041.2	6,542.8	5.7%

Cuentas de orden deudoras	155,408.0	132,941.5
Cuentas de orden acreedoras	139,178.7	97,288.0

Las principales variaciones en el Balance General durante el 2014 con respecto al 2013 obedecieron a:

- El activo corriente disminuyó en -COL\$4,949 millardos como resultado de menores ingresos por ventas exportación de crudos que afectaron los conceptos de efectivo y equivalentes, así como menores cuentas por cobrar a clientes del exterior.
- El activo no corriente aumentó en +COL\$11,492 millardos, efecto neto de: 1) Aumento en inversiones permanentes por +COL\$3,577 millardos por mayores capitalizaciones y valoraciones por tasa de cambio en compañías del exterior; 2) aumento de inversiones en propiedad, planta y equipo por +COL \$4,233 millardos; 3) recursos naturales por +COL\$3,297 millardos principalmente por proyectos en los campos Castilla, Rubiales, Chichimene, Cusiana, Nare y Akacias CPO-9 y en el plan maestro de servicios industriales;

## INFORMACION RELEVANTE

4) Incremento en cuentas por cobrar a largo plazo por COL\$1,526 millardos debido a préstamo realizado a compañías filiales; 5) disminución de COL\$1,141 millardos en valorizaciones y otros activos.

- Los pasivos corrientes disminuyeron -COL\$3,139 millardos con relación al año anterior debido a: 1) menores impuestos por pagar de -COL\$2,363 millardos principalmente por una menor provisión del impuesto de renta y equidad por -COL\$2,024 millardos y pago de la última cuota del impuesto al patrimonio resultado de la de la reforma tributaria de 2010 ; 2) Menores cuentas por pagar por -COL\$1,562 millardos debido a pago de dividendos pendientes al cierre del 2013 por -COL\$1,309 millardos; 3) Lo anterior se compensa con un incremento en las obligaciones financieras de corto plazo por +COL\$724 millardos y 4) laborales por COL\$62 millardos.
- Con relación al 2013, los pasivos no corrientes aumentaron +COL\$11,936 millardos debido a: 1) mayores obligaciones financieras por +COL\$9,703 millardos debido a la emisión de bonos de deuda pública externa en mayo y septiembre por US\$2,000 y US\$1,200 millones, respectivamente, y al impacto de la devaluación sobre la totalidad de las obligaciones financieras; 2) aumento en pasivos estimados y provisiones por +COL\$1,553 millardos principalmente por actualización de la estimación de costos de abandono de +COL\$1,447 millardos; y 3) aumento de COL\$680 millardos en obligaciones laborales y otros pasivos a largo plazo.
- El patrimonio ascendió a COL\$69,540 millardos, con una disminución de -COL\$2,254 millardos con respecto al año anterior. Ésta obedece a 1) la menor utilidad generada en el año 2014, COL\$7,813 millardos vs COL\$13,353 millardos del año 2013; 2) compensado con un incremento en la valorización de las inversiones en filiales en el exterior, producto de su valoración cambiaria.

### **g. Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)**

Durante el año 2014, período de transición e implementación, Ecopetrol y su Grupo empresarial han ejecutado 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 el primero 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 monetarios en los rubros de: activos fijos, obligaciones laborales, impuesto diferido y cuentas por cobrar y por pagar.

Para el primer trimestre de 2015 la compañía iniciará el reporte bajo normas internacionales de información financiera comparada con el año 2014 y hará las revelaciones correspondientes de acuerdo con la normatividad aplicable.

### **h. Calificación de Riesgo**

Durante el año 2014 la agencia calificadora Moody's Investors Services mantuvo su calificación internacional en Baa2 con perspectiva Estable, al igual que Standard and Poors que la ratificó en BBB con perspectiva Estable.

## INFORMACION RELEVANTE

Así mismo la agencia calificadora Fitch Ratings mantuvo su calificación en moneda extranjera y local de Ecopetrol en BBB y BBB+ respectivamente, las dos calificaciones con perspectiva estable.

Las calificaciones de Ecopetrol S.A. vigentes a diciembre 31 de 2014 en moneda local y extranjera pueden ser consultadas en las páginas de internet de Moody's Investors Services, Standard & Poor's y Fitch Ratings.

## II. Resultados Financieros Consolidados<sup>2</sup>

### a. Estados de Resultados y Balance General

#### Estado de Resultados Consolidado

Millardos de COL\$	IV trim. 14*	IV trim. 13*	Cambio \$	Cambio %	2014	2013	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	5,610.7	5,981.9	(371.2)	(6.2%)	23,856.7	23,672.0	184.7	0.8%
Ventas al Exterior	8,591.9	11,128.8	(2,536.9)	(22.8%)	42,210.3	44,220.8	(2,010.5)	(4.5%)
Ventas de Servicios	620.2	849.6	(229.4)	(27.0%)	2,858.3	2,535.9	322.4	12.7%
<b>Ventas Totales</b>	<b>14,822.8</b>	<b>17,960.3</b>	<b>(3,137.5)</b>	<b>(17.5%)</b>	<b>68,925.3</b>	<b>70,428.7</b>	<b>(1,503.4)</b>	<b>(2.1%)</b>
Costos Variables	7,098.3	7,669.5	(571.2)	(7.4%)	33,129.5	32,131.8	997.7	3.1%
Costos Fijos	3,827.5	3,348.8	478.7	14.3%	11,924.6	10,422.5	1,502.1	14.4%
<b>Costo de Ventas</b>	<b>10,925.8</b>	<b>11,018.3</b>	<b>(92.5)</b>	<b>(0.8%)</b>	<b>45,054.1</b>	<b>42,554.3</b>	<b>2,499.8</b>	<b>5.9%</b>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>3,897.0</b>	<b>6,942.0</b>	<b>(3,045.0)</b>	<b>(43.9%)</b>	<b>23,871.2</b>	<b>27,874.4</b>	<b>(4,003.2)</b>	<b>(14.4%)</b>
Gastos Operativos	2,768.9	2,732.2	36.7	1.3%	7,269.3	6,039.7	1,229.6	20.4%
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>1,128.1</b>	<b>4,209.8</b>	<b>(3,081.7)</b>	<b>(73.2%)</b>	<b>16,601.9</b>	<b>21,834.7</b>	<b>(5,232.8)</b>	<b>(24.0%)</b>
Ingresos/Gastos No operativos	(189.8)	(148.4)	(41.4)	27.9%	(1,181.2)	47.5	(1,228.7)	(2,586.7%)
Provisión Impuesto de Renta	1,653.8	1,479.3	174.5	11.8%	7,135.1	8,088.8	(953.7)	(11.8%)
Interés minoritario	128.5	155.5	(27.0)	(17.4%)	775.4	686.9	88.5	12.9%
<b>Utilidad Neta</b>	<b>(844.0)</b>	<b>2,426.6</b>	<b>(3,270.6)</b>	<b>(134.8%)</b>	<b>7,510.2</b>	<b>13,106.5</b>	<b>(5,596.3)</b>	<b>(42.7%)</b>
EBITDA	2,438.6	4,901.4	(2,462.8)	(50.2%)	22,382.2	28,013.7	(5,631.5)	(20.1%)
Margen EBITDA	16%	27%			32%	40%		

\* No auditado

Algunas cifras de 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con el año 2014

#### Balance General Consolidado

Millardos de COL\$	Diciembre 31 de 2014	Diciembre 31 de 2013	Cambio \$	Cambio %
Activos corrientes	24,752.4	29,317.6	(4,565.2)	(15.6%)
Activos de largo plazo	117,428.9	103,110.4	14,318.5	13.9%
<b>Total Activos</b>	<b>142,181.3</b>	<b>132,428.0</b>	<b>9,753.3</b>	<b>7.4%</b>
Pasivos corrientes	20,388.4	22,235.5	(1,847.1)	(8.3%)
Pasivos de largo plazo	49,051.0	34,499.5	14,551.5	42.2%
<b>Total Pasivos</b>	<b>69,439.4</b>	<b>56,735.0</b>	<b>12,704.4</b>	<b>22.4%</b>
Patrimonio	68,546.0	71,119.2	(2,573.2)	(3.6%)
Interés minoritario	4,195.9	4,573.8	(377.9)	(8.3%)
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>142,181.3</b>	<b>132,428.0</b>	<b>9,753.3</b>	<b>7.4%</b>
Cuentas de orden deudoras	172,448.0	152,210.7		
Cuentas de orden acreedoras	149,920.0	111,774.6		

<sup>2</sup> Para efectos de la consolidación del cuarto trimestre del año 2014, se incluyeron, además de los resultados de Ecopetrol, S.A. los de las siguientes subordinadas:

Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil, Ecopetrol América Inc, Ecopetrol del Perú S.A., Hocol S.A., Hocol Petroleum Limited, Bioenergy S.A., Andean Chemicals Limited, ECP Global Energy, Propilco S.A., Comai, ODL, Black Gold Re Ltd., Ecopetrol Pipelines Limited, Oleoducto de Colombia, Ocesa S.A., Reficar, Oleoducto Bicentenario, Ecopetrol Capital A.G., Equión Energía Limited, Ecopetrol Global Capital SLU, Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. ("Cenit"), Ecopetrol Germany GMBH.

## INFORMACION RELEVANTE

Los mayores aportes en **ventas totales** de las subordinadas individualmente consideradas (sin el efecto de las eliminaciones) del cuarto trimestre de 2014 provinieron de Hocol con COL\$971 millardos, Cenit con COL\$828 millardos, Ocesa con COL\$791 millardos, Refinería de Cartagena (Reficar) con COL\$790 millardos provenientes de su gestión de comercialización, Equión con COL\$428 millardos, y Propilco con COL\$419 millardos.

A su vez, **las mayores utilidades** individuales de cada una de las compañías del grupo (sin el efecto de eliminaciones) fueron las de Cenit con COL\$370 millardos, Ocesa con COL\$328 millardos, ODL con COL\$54 millardos, Ecopetrol Capital AG con COL\$29 millardos y Equión con COL\$21 millardos. Las mayores pérdidas netas fueron reportadas por Refinería de Cartagena COL\$303 millardos y Ecopetrol Germany GMBH COL\$286 millardos.

Mediante el método de participación patrimonial Ecodiesel generó utilidad por COL\$3 millardos, Invercolsa por COL\$18 millardos y Offshore International Group pérdidas por COL\$36 millardos.

El **Ebitda** consolidado del cuarto trimestre de 2014 fue de COL\$2,439 millardos, equivalente a un **margen Ebitda** del 17%.

### b. Resultados por segmentos

Resultados por Segmentos Millardos de COL\$	E&P		Refinación y Petroquímica		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado	
	IV trim. 14	IV trim. 13	IV trim. 14	IV trim. 13	IV trim. 14	IV trim. 13	IV trim. 14	IV trim. 13	IV trim. 14	IV trim. 13
Ventas Locales	1,537	2,246	5,071	5,268	250	56	(1,249)	(1,678)	5,609	5,893
Ventas al Exterior	7,635	10,203	826	2,016	-	-	(64)	(1,001)	8,397	11,218
Ventas de Servicios	(84)	(29)	(52)	97	1,952	1,723	(1,196)	(941)	620	850
<b>Ventas Totales</b>	<b>9,088</b>	<b>12,420</b>	<b>5,845</b>	<b>7,382</b>	<b>2,202</b>	<b>1,779</b>	<b>(2,509)</b>	<b>(3,620)</b>	<b>14,626</b>	<b>17,961</b>
Costos Variables	3,874	4,007	5,114	6,880	75	68	(2,176)	(3,625)	6,887	7,329
Costos Fijos	2,416	2,044	721	642	1,131	1,077	(426)	(74)	3,842	3,689
Costo de Ventas	6,290	6,051	5,835	7,522	1,206	1,145	(2,602)	(3,699)	10,729	11,018
Utilidad Bruta	2,798	6,369	10	(140)	995	634	93	80	3,897	6,942
Gastos Operativos	2,053	1,739	527	746	227	80	(39)	168	2,768	2,733
Utilidad Operacional	745	4,629	(517)	(886)	768	555	132	(88)	1,129	4,210
Ingresos/Gastos No operativos	(45)	(253)	(205)	108	55	(16)	4	14	(191)	(148)
Beneficio (gasto) impuesto de renta	(1,532)	(1,640)	158	287	(263)	(165)	(16)	39	(1,653)	(1,479)
Interés Minoritario	(10)	(65)	1	1	(120)	(92)	-	-	(129)	(156)
Utilidad Neta	(841)	2,672	(563)	(490)	441	281	120	(35)	(844)	2,427
<b>EBITDA</b>	<b>1,895</b>	<b>4,796</b>	<b>(419)</b>	<b>(429)</b>	<b>832</b>	<b>569</b>	<b>131</b>	<b>(35)</b>	<b>2,439</b>	<b>4,901</b>
<b>Margen Ebitda</b>	<b>21%</b>	<b>39%</b>	<b>(7%)</b>	<b>(6%)</b>	<b>38%</b>	<b>32%</b>	<b>(5%)</b>	<b>1%</b>	<b>17%</b>	<b>27%</b>

Algunas cifras de 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con el año 2014 entre costos fijos y variables por efecto de distribución de los costos derivados de los contratos de asociación

### Resultados Acumulados por Segmentos

Resultados Acumulados por Segmentos Millardos de COL\$	E&P		Refinación y Petroquímica		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Ventas Locales	7,158	8,796	21,666	21,271	959	502	(5,927)	(6,971)	23,855	23,598
Ventas al Exterior	37,508	41,154	5,433	7,762	-	-	(927)	(4,621)	42,014	44,295
Ventas de Servicios	90	30	14	202	7,006	5,713	(4,249)	(3,409)	2,861	2,536
<b>Ventas Totales</b>	<b>44,756</b>	<b>49,979</b>	<b>27,113</b>	<b>29,236</b>	<b>7,965</b>	<b>6,215</b>	<b>(11,103)</b>	<b>(15,001)</b>	<b>68,730</b>	<b>70,429</b>
Costos Variables	18,457	18,493	23,669	27,212	527	571	(9,735)	(14,968)	32,918	31,308
Costos Fijos	7,759	6,381	2,281	2,002	3,339	2,948	(1,437)	(84)	11,941	11,247
Costo de Ventas	26,216	24,874	25,950	29,214	3,866	3,519	(11,172)	(15,052)	44,859	42,554
Utilidad Bruta	18,540	25,105	1,163	22	4,099	2,696	69	51	23,871	27,874
Gastos Operativos	5,273	3,605	1,516	1,626	676	642	(195)	168	7,270	6,040
Utilidad Operacional	13,268	21,501	(353)	(1,604)	3,423	2,054	264	(117)	16,602	21,834
Ingresos/Gastos No operativos	(624)	116	(637)	(214)	85	132	(6)	15	(1,182)	48
Beneficio (gasto) impuesto de renta	(6,052)	(8,039)	88	516	(1,154)	(628)	(16)	62	(7,134)	(8,089)
Interés Minoritario	(193)	(255)	4	2	(586)	(434)	-	-	(775)	(687)
Utilidad Neta	6,399	13,322	(898)	(1,301)	1,768	1,124	242	(39)	7,510	13,107
<b>EBITDA</b>	<b>18,234</b>	<b>26,245</b>	<b>477</b>	<b>(361)</b>	<b>3,411</b>	<b>2,247</b>	<b>260</b>	<b>(117)</b>	<b>22,382</b>	<b>28,014</b>
<b>Margen Ebitda</b>	<b>41%</b>	<b>53%</b>	<b>2%</b>	<b>(1%)</b>	<b>43%</b>	<b>36%</b>	<b>(2%)</b>	<b>1%</b>	<b>32%</b>	<b>40%</b>

Algunas cifras de 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con el año 2014 entre costos fijos y variables por efecto de distribución de los costos derivados de los contratos de asociación

## **Exploración y Producción**

Los ingresos del cuarto trimestre de 2014 disminuyeron un 27% frente al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a las menores exportaciones de crudo como consecuencia de la caída en la producción, menores ventas en Zona Franca por el cierre de las plantas de la antigua Refinería de Cartagena y el impacto negativo en los precios de venta promedio.

El costo de ventas del segmento aumentó 4% por mayores costos de servicio de transporte de hidrocarburos debido a la devaluación de la tasa de cambio, compensados con unas menores compras de regalías asociadas principalmente a un menor volumen de producción.

Los gastos operativos se incrementaron el 18% principalmente gastos de exploración así: a) esfuerzos exploratorios no exitosos en los Bloques: Caño Sur, Caño Sur Oeste, Bloque Playón, Bloque Pijao, CPO-11, Bloque Siriri, CPE-4, CPO-10; b) aumento de gastos de sísmica en 127% principalmente por intensificación de las actividades On-shore; c) Gastos por indemnizaciones a la ANH por actividad exploratoria no realizada de COL\$33 millardos y COL\$3 millardos por indemnizaciones a terceros por actividad en predios.

Como resultado final, el segmento arrojó pérdida por COL\$841 millardos.

## **Refinación y Petroquímica**

Los ingresos del cuarto trimestre 2014 disminuyeron 21% frente al mismo período del año anterior debido a la caída de los principales indicadores internacionales de precio y a menor volumen exportado por Reficar como resultado de la apagada general de la refinería de Cartagena desde marzo de 2014 en preparación para el recibo de la nueva refinería.

El costo de ventas del segmento disminuyó 22% debido a la caída en los precios internacionales, al no requerimiento de compras de crudo por parte de Reficar y a menores importaciones de Jet y diesel para atender la demanda del interior del país debido a la mayor producción de la Refinería de Barrancabermeja.

Como resultado de lo anterior el resultado operacional del segmento fue mejor en COL\$369 millardos.

Sin embargo, los resultados no operacionales fueron menores en COL\$313 millardos, debido al impacto de la devaluación del peso en la valoración de activos y pasivos en dólares (diferencia en cambio) durante el cuarto trimestre de 2014, y de los gastos de Reficar correspondientes a la baja de activos por COL\$58 millardos y la provisión de desmantelamiento por COL\$45 millardos.

De esta manera, el segmento presentó una pérdida neta de COL\$563 millardos, mayor a la del mismo trimestre del año anterior en COL\$73 millardos.

## **Transporte**

Los ingresos del cuarto trimestre de 2014 aumentaron 24%, debido a: 1) mayores volúmenes transportados a terceros por parte de Cenit, Ocesa y ODL, 2) entrada en operación del Oleoducto Bicentenario en noviembre de 2013, y 3) efecto positivo de la devaluación de la tasa de cambio.

## INFORMACION RELEVANTE

Los costos de ventas del segmento aumentaron 5% por los rubros asociados a suministros de operación durante el cuarto trimestre de 2014 por la entrada en operación del Oleoducto Bicentenario.

Los gastos operacionales se incrementaron frente al mismo periodo del año anterior por la atención de emergencias de hurtos y atentados a la infraestructura (Sistema Banadia-Ayacucho OCC y El Oleoducto Trasandino (OTA)

Los resultados no operacionales fueron favorables con relación al mismo 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\$441 millardos frente a COL\$281 millardos del cuarto trimestre del 2013.

### III. Resultados Operativos

#### a. Inversiones

*Inversiones realizadas por Ecopetrol:*

Inversiones* (US\$ millones) Enero - Diciembre 2014				
Segmento	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias* *	Total	Peso de cada segmento
Producción	3.910,8	484,3	4.395,1	50,6%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	221,8	1.633,5	1.855,3	21,4%
Exploración	653,8	689,6	1.343,4	15,5%
Transporte	99,7	835,3	935,0	10,8%
Corporativo	147,4	0,0	147,4	1,7%
Suministro y Mercadeo	3,5	0,0	3,5	0,0%
<b>Total</b>	<b>5.037,0</b>	<b>3.642,7</b>	<b>8.679,7</b>	<b>100,0%</b>

\* Las inversiones difieren con el valor de Capex presentado en el Estado de Flujo de Efectivo de la página 34. 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.

\*\* Prorrateadas por la participación de Ecopetrol

Las inversiones para el año 2014 ascendieron a US\$8.679,7 millones (58% en Ecopetrol S.A. y 42% en filiales y subsidiarias) las cuales se distribuyeron así:

- Producción (50.6%): Plan de perforación, especialmente en la región Orinoquia en los campos Rubiales y Quifa, y terminación de facilidades en el campo Chichimene, que permitieron alcanzar un récord en la producción de este campo.
- Refinación, Petroquímica y Biocombustibles (21.4%): Proyecto de Modernización de la Refinería de Cartagena y Plan Maestro de Servicios Industriales en la Refinería de Barrancabermeja.
- Exploración (15.5%): Adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios, estratigráficos y delimitadores.
- Transporte (10.8%): principalmente a los proyectos San Fernando – Monterrey, Costa Norte Colombiana - Galán, Magdalena Medio 100, Galán - Sebastopol y Oensa Delta 35, así como a la

## INFORMACION RELEVANTE

inversión en proyectos de logística de Reficar, proyecto de transporte de gas Cupiagua - Cusiana y evacuación de crudos Caño Limón - La Guafita.

### b. Exploración

#### Exploración en Colombia:

Compañía	Perforación en Colombia de Pozos A3				2014			
	IV trim. 2014		En		2014		En	
	Perforados	Exitoso*	evaluación	Seco	Perforados	Exitoso*	evaluación	Seco
Ecopetrol S.A.	3		1	2	17	5	1	11
Hocol S.A.	1	-	-	1	4	-	-	4
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>21</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>15</b>

\*éxito geológico

Durante el cuarto trimestre del 2014, en actividades de participación en riesgo en asocio con Meta Petroleum (filial de Pacific Rubiales) se perforaron 3 pozos A3 en el bloque Quifa, de los cuales uno se encuentra actualmente en evaluación. Por su parte, Hocol S.A. perforó el pozo Calipso-1, el cual resultó seco.

#### Descubrimientos:

En diciembre de 2014 Ecopetrol S.A. anunció el descubrimiento de hidrocarburos en el pozo exploratorio Orca-1 (operado por Petrobras (40%), en asocio con Ecopetrol (30%) y Repsol (30%)) localizado 40 kilómetros al norte de la costa del departamento de la Guajira. Este hallazgo es el primero realizado en aguas profundas del Caribe Colombiano.

Así mismo, Ecopetrol y Talisman Colombia Oil & Gas Ltd. probaron la presencia de hidrocarburos en el pozo exploratorio Nueva Esperanza-1, localizado en el Bloque CPO-9.

Estos se suman a los otros descubrimientos hechos en Colombia en 2014: Golosa (Valle Medio del Magdalena), Tibirita 1-A (Caño Sur Oeste) y Cacica (Bloque Cuisinde en el Valle Superior del Magdalena).

#### Exploración Internacional:

##### Golfo de México de los EE.UU

A nivel internacional, en el año 2014 fueron declarados exitosos los siguientes pozos:

- León, operado por Repsol (60%) y con participación de Ecopetrol del 40%.
- Rydberg operado por Shell (57,2%), en asocio con Nexen (14,3%) y Ecopetrol (28,5%).

##### Angola:

## INFORMACION RELEVANTE

Durante el cuarto trimestre de 2014 concluyó la perforación del pozo Jacaré en el bloque 38/11 el cual fue declarado seco. Éste se suma al pozo Dilolo-1 en el bloque 39/11 que también fue declarado seco.

### C. Producción

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

Ecopetrol S.A. (kbped)	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	Cambio bls	2014	2013	Cambio %	Cambio bls
Crudo	588.6	601.0	(2.1%)	(12.4)	579.7	612.6	(5.4%)	(32.9)
Gas natural**	124.3	130.2	(4.5%)	(5.9)	125.4	128.9	(2.7%)	(3.5)
<b>Total</b>	<b>712.9</b>	<b>731.2</b>	<b>(2.5%)</b>	<b>(18.3)</b>	<b>705.1</b>	<b>741.5</b>	<b>(4.9%)</b>	<b>(36.4)</b>
Hocol (kbped)	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	Cambio bls	2014	2013	Cambio %	Cambio bls
Crudo	20.1	22.1	(9.0%)	(2.0)	21.2	21.2	0.0%	0.0
Gas Natural	0.1	0.2	(50.0%)	(0.1)	0.1	0.2	(50.0%)	(0.1)
<b>Total</b>	<b>20.2</b>	<b>22.3</b>	<b>(9.4%)</b>	<b>(2.1)</b>	<b>21.3</b>	<b>21.4</b>	<b>(0.5%)</b>	<b>(0.1)</b>
Savia (kbped)	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	Cambio bls	2014	2013	Cambio %	Cambio bls
Crudo	5.9	6.1	(3.3%)	(0.2)	6.0	5.8	3.4%	0.2
Gas Natural	0.5	0.4	25.0%	0.1	0.5	0.3	66.7%	0.2
<b>Total</b>	<b>6.4</b>	<b>6.5</b>	<b>(1.5%)</b>	<b>(0.1)</b>	<b>6.5</b>	<b>6.1</b>	<b>6.6%</b>	<b>0.4</b>
Equion (kbped)	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	Cambio bls	2014	2013	Cambio %	Cambio bls
Crudo	10.1	10.0	1.0%	0.1	10.0	10.1	(1.0%)	(0.1)
Gas Natural	7.8	7.7	1.3%	0.1	7.8	7.5	4.0%	0.3
<b>Total</b>	<b>17.9</b>	<b>17.7</b>	<b>1.1%</b>	<b>0.2</b>	<b>17.8</b>	<b>17.6</b>	<b>1.1%</b>	<b>0.2</b>
Ecopetrol America-K2	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	Cambio bls	2014	2013	Cambio %	Cambio bls
Crudo	4.3	1.6	168.8%	2.7	2.6	1.4	85.7%	1.2
Gas Natural	3.4	0.1	3,300.0%	3.3	2.1	0.2	950.0%	1.9
<b>Total</b>	<b>7.7</b>	<b>1.7</b>	<b>352.9%</b>	<b>6.0</b>	<b>4.7</b>	<b>1.6</b>	<b>193.8%</b>	<b>3.1</b>

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

	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	Cambio bls	2014	2013	Cambio %	Cambio bls
Crudo	629.0	640.8	(1.8%)	(11.8)	619.5	651.1	(4.9%)	(31.6)
Gas Natural	136.1	138.6	(1.8%)	(2.5)	135.9	137.1	(0.9%)	(1.2)
<b>Total</b>	<b>765.1</b>	<b>779.4</b>	<b>(1.8%)</b>	<b>(14.3)</b>	<b>755.4</b>	<b>788.2</b>	<b>(4.2%)</b>	<b>(32.8)</b>

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

\*\* La producción de gas incluye productos blancos

Durante el cuarto trimestre de 2014 la producción del Grupo Empresarial aumentó 10,3 kbped frente al trimestre anterior, debido principalmente al crecimiento de la producción en los campos Castilla y Chichimene. Este último campo logró a finales de Diciembre un record de 80 kbpd, principalmente por la entrada en operación de las facilidades de producción y de nuevos pozos. En comparación con el cuarto trimestre del año anterior, la producción del Grupo Empresarial disminuyó 1.8%.

En 2014, las restricciones que afectaron la producción fueron: 1) El efecto acumulado de las limitaciones en la capacidad de disposición de agua, mayoritariamente en Campo Rubiales, 2) declinación natural de los campos, especialmente los de la Guajira, y 3) Las dificultades operacionales asociadas a paros y socializaciones con comunidades, las cuales generaron retrasos en la entrada de nuevas facilidades y pozos.

## INFORMACION RELEVANTE

### *Proyectos de aumento de Factor de Recobro:*

Durante el cuarto trimestre del año se resalta el inicio de 8 pilotos de recobro secundario, adicionales a los 5 ya iniciados durante los primeros tres trimestres del año, con lo cual la empresa logró la meta de 13 pilotos de recobro iniciados durante el año 2014.

**Pilotos iniciados en 2014**

<b>Campo</b>	<b>Región</b>	<b>Tipo</b>
Galán	Magdalena Medio	WF
Casabe	Magdalena Medio	CEOR
Yariguí	Magdalena Medio	CEOR
Provincia	Magdalena Medio	H&P
Llanito Gala	Magdalena Medio	H&P
Sardinata	Catatumbo	WF
Palo Grande	Sur	CEOR
Santa Clara	Sur	CEOR
Brisas	Sur	WF
Tello	Sur	WAG
Río Ceibas	Sur	WAG
Chichimene K2	Llanos	WF
Chichimene T2	Llanos	WF

WF: Inundación de agua

CEOR: recuperación química de crudo mejorada

H&P: Huff and Puff

WAG: inyección alternada de agua y gas

Así mismo, vale la pena destacar: 1) El avance de 65% del proyecto de inyección de aire en el campo Chichimene; 2) La inauguración del laboratorio de inyección de aire en el ICP en diciembre; y 3) La firma del convenio con la Universidad de Stanford para investigación y desarrollo en tecnologías de recobro térmico.

### *Licencias Ambientales:*

Durante el último trimestre del 2014, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) aprobó los Planes de Manejo Ambiental del campo Arauca, así como las modificaciones de los Planes de Manejo Ambiental del Campo Mares y Cantagallo.

**INFORMACION RELEVANTE**
*Producción de los Principales Campos*
**Producción Promedio Principales Campos por Región (kbpd), Participación neta de Ecopetrol**

	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	2014	2013	Cambio %
<b>Región Central</b>	<b>96.6</b>	<b>93.6</b>	<b>3.2%</b>	<b>95.6</b>	<b>92.5</b>	<b>3.4%</b>
1) Campo La Cira - Infantas	25.0	24.9	0.4%	24.8	23.6	5.1%
2) Campo Casabe	22.4	21.4	4.7%	22.0	22.8	(3.5%)
3) Campo Yarigui	16.5	15.3	7.8%	17.2	15.5	11.0%
4) Otros Campos	32.7	32.0	2.2%	31.6	30.6	3.3%
<b>Región Orinoquía</b>	<b>240.5</b>	<b>221.8</b>	<b>8.4%</b>	<b>227.2</b>	<b>229.8</b>	<b>(1.1%)</b>
1) Campo Castilla	108.0	104.8	3.1%	104.4	112.9	(7.5%)
2) Campo Chichimene	67.1	51.2	31.1%	56.2	53.1	5.8%
3) Campo Cupiagua	38.5	39.2	(1.8%)	38.9	38.0	2.4%
4) Otros Campos	26.9	26.6	1.1%	27.7	25.8	7.4%
<b>Región Sur</b>	<b>33.6</b>	<b>35.5</b>	<b>(5.4%)</b>	<b>35.0</b>	<b>35.4</b>	<b>(1.1%)</b>
1) Campo San Francisco	8.9	9.9	(10.1%)	9.3	10.0	(7.0%)
2) Área Huila	9.3	9.5	(2.1%)	9.4	9.0	4.4%
3) Campo Tello	4.6	4.5	2.2%	4.5	4.6	(2.2%)
4) Otros Campos	10.8	11.6	(6.9%)	11.8	11.8	0.0%
<b>Activos con Socios</b>	<b>312.6</b>	<b>347.8</b>	<b>(10.1%)</b>	<b>318.0</b>	<b>352.2</b>	<b>(9.7%)</b>
1) Campo Rubiales	96.3	117.7	(18.2%)	104.3	120.0	(13.1%)
2) Campo Guajira	47.1	58.4	(19.3%)	50.1	59.0	(15.1%)
3) Campo Quifa	32.5	38.3	(15.1%)	33.0	33.5	(1.5%)
4) Campo Caño Limón	36.8	33.7	9.2%	30.1	36.4	(17.3%)
5) Campo Cusiana	33.1	32.0	3.4%	33.5	32.7	2.4%
6) Otros Campos	66.8	67.7	(1.3%)	67.0	70.6	(5.1%)
<b>Activos Menores</b>	<b>29.7</b>	<b>32.4</b>	<b>(8.3%)</b>	<b>29.3</b>	<b>31.4</b>	<b>(6.7%)</b>
Operación Directa	4.6	3.7	24.3%	4.0	4.1	(2.4%)
Operación Asociada	25.1	28.7	(12.5%)	25.3	27.3	(7.3%)
<b>Total</b>	<b>713.0</b>	<b>731.1</b>	<b>(2.5%)</b>	<b>705.1</b>	<b>741.3</b>	<b>(4.9%)</b>
<b>Operación Directa</b>	<b>375.3</b>	<b>354.6</b>	<b>5.8%</b>	<b>361.8</b>	<b>361.8</b>	<b>(0.0%)</b>
<b>Operación Asociada</b>	<b>337.7</b>	<b>376.5</b>	<b>(10.3%)</b>	<b>343.3</b>	<b>379.5</b>	<b>(9.5%)</b>

**Producción Crudo - Por tipo de crudo\***
**kbpd**

	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	2014	2013	Cambio %
<b>Liviano</b>	43,6	47,1	(7,5%)	44,5	49,1	(9,4%)
<b>Medio</b>	201,1	210,7	(4,5%)	198,5	215,8	(8,0%)
<b>Pesado</b>	343,8	343,1	0,2%	336,6	347,7	(3,2%)
<b>Total</b>	<b>588,6</b>	<b>601,0</b>	<b>(2,1%)</b>	<b>579,7</b>	<b>612,6</b>	<b>(5,4%)</b>

\* No incluye filiales

**Costo de levantamiento de Ecopetrol S.A.**

El costo de levantamiento por barril producido para Ecopetrol S.A., sin incluir la producción correspondiente a regalías, fue de 12.05 US\$/BL para el cuarto trimestre del 2014, que al compararlo con el mismo período del año 2013 es 1.22 US\$/BL menor, cuyo efecto neto es explicado por las siguientes razones:

- Efecto TRM: -1,64 US\$/ BI Eq.:

Por efecto de una mayor tasa de cambio, la cual aumentó en \$260,46 por dólar respecto al cuarto trimestre del 2013 (\$2.173,65 en 2014 vs \$1.913,19 en 2013).

- Efecto Costos: +0,32 US\$/BI Eq.:

Atribuible principalmente al mayor nivel de actividades realizadas en el último trimestre del año para recuperar los niveles de producción que fueron afectados por los problemas de orden público y social durante los trimestres anteriores.

- Efecto Volumen: +0,10 US\$/ BI Eq.:

Como consecuencia del menor volumen de producción en el período de análisis, impactado por los problemas sociales los cuales retrasaron la entrada de facilidades de producción y la perforación de pozos.

Para el acumulado de 2014 el costo de levantamiento por barril producido para Ecopetrol S.A., sin tener en cuenta regalías, tuvo un resultado de US\$11,25 /BL.

**d. Reservas Probadas**

Las reservas probadas netas de hidrocarburos de propiedad de Ecopetrol (incluida su participación en filiales y subsidiarias) al cierre de 2014 ascendieron a 2,084 millones de barriles de petróleo equivalente (mbpe), lo que representa un incremento de 5.7% frente a los 1,972 mbpe de 2013.

Durante el año 2014 se adicionaron 355 mbpe a las reservas probadas y la producción neta fue de 243 mbpe. El índice de reposición de reservas fue de 146%. La relación reservas/producción, asumiendo que se mantuviera el mismo nivel de producción de 2014, es de 8.6 años. El aumento de las reservas probadas se debe principalmente a revisiones y extensiones, así como a la incorporación de barriles equivalentes de gas.

Las reservas fueron calculadas con base en los estándares y metodología de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos (SEC, que no incluye regalías) y auditadas en un 99% por dos compañías especializadas independientes (Ryder Scott Company y DeGolyer and MacNaughton).

## INFORMACION RELEVANTE

### e. Transporte

	<b>IV. trim 2014</b>	<b>IV. trim 2013</b>	<b>Cambio %</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>Cambio %</b>
Crudos	975,5	969,2	0,65%	954,2	950,3	0,41%
Refinados	257,1	229,0	12,27%	251,2	237,4	5,81%
<b>Total</b>	<b>1.232,6</b>	<b>1.198,2</b>	<b>2,90%</b>	<b>1.205,4</b>	<b>1.187,7</b>	<b>1,50%</b>

El volumen de crudo transportado a través de los sistemas principales de Cenit S.A.S y sus filiales durante el cuarto trimestre de 2014 se incrementó 0,65% respecto al mismo trimestre del año anterior, y de 0,41% durante el año 2014 versus el 2013, como resultado principalmente de los mayores volúmenes transportados en los sistemas Caño Limón - Coveñas y Oleoducto Transandino debido a la disminución en el número de ataques contra la infraestructura.

Del volumen total de crudo transportado por oleoductos en el cuarto trimestre, aproximadamente 74.4% correspondió a crudo de propiedad de Ecopetrol. Para todo el año 2014, correspondió al 74.5%.

En cuanto a productos refinados, los volúmenes transportados por Cenit S.A.S durante el cuarto trimestre del año se incrementaron 12.27% frente al mismo periodo del año anterior, y 5.81% entre el 2013 y el 2014, principalmente como consecuencia de un mayor volumen de nafta transportado por los sistemas Pozos Colorados - Galán y Galán - Apiay para diluir los crudos pesados.

Del volumen total de productos transportados por poliductos, cerca del 49.7% correspondió a productos propiedad de Ecopetrol en el cuarto trimestre y 49.6% para todo el año 2014.

#### *Capacidad de transporte*

Durante 2014, la capacidad nominal de transporte de crudo en las líneas principales de Cenit aumentó de 1,268 kbpd en 2013 a 1,328 kbpd en 2014. Por su parte, la capacidad de transporte de productos refinados pasó de 322.5 kbpd en 2013 a 351.7 kbpd en 2014.

Lo anterior se presenta como resultado principalmente de la culminación en 2014 del proyecto de ampliación en Orensa, que incrementó la capacidad de transporte en este sistema de 575 KBPD a 610 KBPD en el segmento 2 y de 375 KBPD a 415 KBPD en el segmento 3 y el avance en el proyecto de ampliación Vasconia-Galan, que incrementó la capacidad del sistema de 170 KBPD a 196 KBPD. Por su parte, en poliductos la mayor capacidad se debe a la ampliación de la capacidad del sistema Galán-Sebastopol de 270 kbpd a 305 kbpd.

#### **Costo Barril Transportado**

El indicador de costo por barril transportado para Ecopetrol S.A. para el cuarto trimestre del 2014 fue 7.53 US\$/BL, inferior a 9.20 US\$/BL en el mismo periodo del 2013. Lo anterior, se explica debido a las siguientes razones:

- Efecto Costos: -0.25 US\$/BL:

## INFORMACION RELEVANTE

Principalmente explicado por la racionalización del uso de los sistemas de carrotanques (menores barriles transportados y rutas más cortas) debido a la mayor disponibilidad de los sistemas de oleoductos.

- Efecto Volumen: -0.39 US\$/BL:

Debido a la mayor disponibilidad de los sistemas de oleoductos, lo que permitió aumentar el volumen transportado.

- Efecto TRM: -1.03 US\$/BL:

Por efecto de una mayor tasa de cambio, la cual aumentó en \$260,46 por dólar respecto al cuarto trimestre de 2013 (\$2,173.65 en 2014 vs \$1,913.19 en 2013).

El indicador de costo por barril transportado de Ecopetrol para el periodo Enero – Diciembre de 2014 se ubicó en US\$ 7,80 por barril.

### f. Refinación

#### e.1) Refinería de Barrancabermeja:

	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	2014	2013	Cambio %
Carga* (kbc)	227,2	205,6	10,5%	226,9	214,9	5,6%
Factor de utilización (%)	76,8%	74,0%	3,8%	80,1%	79,9%	0,3%

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

Se cargó más crudo a la refinería por disponibilidad y estabilidad operacional de las unidades de crudos y fondos.

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 93,6%, destacándose el cumplimiento de los hitos de precomisionamiento de los equipos del cuarto de control U-5100 y terminación mecánica de la cogeneradora.

#### Costos y márgenes de la Refinería de Barrancabermeja:

El costo operativo de caja para la refinería de Barrancabermeja para el cuarto trimestre del 2014 fue de 9,62 US\$/BL, superior a 8,74 US\$/BL, valor presentado en el mismo periodo del 2013. Esto se por las siguientes razones:

- Efecto Costos: +3.19 US\$/BL:

Generado principalmente por la mayor actividad de mantenimiento experimentada en el cuarto trimestre del año, derivado de: (a) la reactivación de la Unidad Turboexpander para aprovechar las mayores cargas de la refinería, (b) la implementación del nuevo esquema de planeación y gestión de las Paradas de Plantas y (c) el mayor alcance en las paradas de planta de las Unidades UOP-I y Etileno II.

- Efecto Volumen: -1.00 US\$/BL:

Por las mayores cargas registradas de 21,6 kbpd como consecuencia de los mejores diferenciales de precios en los productos refinados, que incentivó la mayor producción para mejorar los márgenes del segmento.

## INFORMACION RELEVANTE

- Efecto TRM: -1.31 US\$/BL:

Por efecto de una mayor tasa de cambio la cual aumentó en \$260,46 por dólar respecto al cuarto trimestre del 2013 (\$2,173.65 en 2014 vs \$1,913.19 en 2013)

El indicador de costo operativo de caja para la Refinería de Barrancabermeja para el período Enero – Diciembre del 2014 tiene un resultado de 7,17 US\$/BL.

### Refinería Barrancabermeja

	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	2014	2013	Cambio %
Margen de Refinación (USD/bl)	15,8	7,9	100,0%	14,6	10,9	33,9%

El incremento en el margen bruto entre el 4 trimestre de 2013 y el 4 trimestre de 2014 obedece al menor precio del crudo cargado; aunque los precios internacionales de los combustibles también bajaron, lo hicieron en menor proporción que los precios del crudo.

### e.2) Reficar (Refinería de Cartagena):

#### Refinería Cartagena

	IV trim. 14	IV trim. 13	Cambio %	2014	2013	Cambio %
Carga* (kbc)	0,0	60,7	(100,0%)	10,4	66,3	(84,3%)
Factor de utilización (%)	0,0%	33,8%	(100,0%)	5,3%	63,9%	(91,7%)

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

El valor acumulado de la carga de crudo corresponde a la operación realizada en los meses de enero, febrero y parte de marzo de 2014.

Desde el mes de marzo 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. Esta situación continuará hasta que entre en operación la nueva refinería.

El proyecto de ampliación y modernización alcanzó un avance físico del 96,3% al corte de diciembre 31 de 2014 y los porcentajes de avance de los frentes del proyecto fueron:

Avance Proyecto Expansión Frente de Trabajo	31/12/2014 Porcentaje
Ingeniería	100,00%
Compras	99,90%
Fabricación de módulos	100,00%
Construcción	94,60%

**IV. Consolidación Organizacional, Responsabilidad Corporativa y Gobierno**
**Corporativo**
**a. Consolidación organizacional**

*Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente):*

<b>Indicador HSE*</b>	<b>IV trim. 14</b>	<b>IV trim. 13</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Accidentalidad (accidentes / millón de horas hombre)	0,75	0,55	0,92	0,70
Incidentes ambientales	8	11	29	34

\*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

Ciencia y tecnología:

Durante el cuarto trimestre de 2014 se otorgaron cuatro patentes a Ecopetrol, tres en Colombia y una en Estados Unidos. Con estas patentes se completaron 13 otorgadas en el 2014 y 64 vigentes para la empresa.

**Patentes en Colombia:**

- "Método de adquisición sísmica 3D con geometría sinusoidal"
- "Arrecifes artificiales a partir de tubería de oleoductos"
- "Proceso de deshidratación de crudos pesados y extrapesados mediante un esquema de dilución".

**Patentes en Estados Unidos:**

"Proceso para tratamiento de crudos pesados y extrapesados a boca de pozo para mejorar sus condiciones de transporte"

**b. Responsabilidad Corporativa**
*Reputación Corporativa*

El 16 de octubre se presentaron los resultados del Monitor Empresarial de Reputación Corporativa (MERCOCOL – Colombia) 2014. Ecopetrol ocupó el primer puesto en el ranking de reputación, el primer puesto en el ranking de las Empresas más Responsable y el primer puesto en el sector de Petroleras y Distribución de Hidrocarburos.

*Ecopetrol expidió la Directriz de Derechos Humanos para el Grupo Empresarial.*

Ecopetrol S.A. aprobó la "Directriz de Derechos Humanos para el Grupo Ecopetrol", cuyo objetivo es el de "establecer las directrices que guíen a las empresas del grupo Ecopetrol en su gestión en materia de Derechos Humanos, para asegurar la coherencia de su desempeño con las normas nacionales e internacionales aplicables en la materia, así como con los estándares de autorregulación que se adopten al respecto".

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

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del cuarto trimestre del año 2014:

**Español**

Marzo 3, 2015

1:30 p.m. Bogotá, Nueva York y Toronto

**Inglés**

Marzo 3, 2015

3:00 p.m. Bogotá, Nueva York y Toronto

La transmisión en Internet estará disponible en la página web de Ecopetrol: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

Por favor acceder al sitio 10 minutos antes a fin de descargar el software necesario y verificar si su navegador permite la operación normal del webcast. Recomendamos las últimas versiones de Internet Explorer (11), Google Chrome y Mozilla Firefox (28).

**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, COMAI, Ecopetrol América Inc, Ecopetrol del Perú S.A, Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda, Ecopetrol Germany GmbH, Ecopetrol Capital AG, Ecopetrol Global Energy, Ecopetrol Global Capital S.L.U, EPI- Ecopetrol Pipelines International Limited, Equión Energía Limited, Hocol Petroleum Limited, Hocol S.A., ODL Finance S.A, ODL S.A, Propilco, Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S, Ocesa S.A, Oleoducto de Colombia S.A., Refinería de Cartagena S.A, Santiago Oil Company y Colombia Pipelines Limited. 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), 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:****Directora de Relaciones con el Inversionista (E):** Claudia TrujilloTeléfono: +571 234 5190; Correo electrónico: [investors@ecopetrol.com.co](mailto:investors@ecopetrol.com.co)**Relaciones con los Medios:** Jorge Mauricio TellezTeléfono: + 571 234 4329; Correo electrónico: [mauricio.tellez@ecopetrol.com.co](mailto:mauricio.tellez@ecopetrol.com.co)

**INFORMACION RELEVANTE**
**VI. Anexos Ecopetrol S.A.**
**Estado de Resultados  
Ecopetrol S.A.**

Millones de pesos colombianos	IV trim. 14*	IV trim. 13*	III trim. 14*	2014	2013
<b>Ingresos</b>					
Ventas Nacionales	4,864,871	5,647,900	5,263,509	21,605,549	20,971,917
Ventas al Exterior	7,064,973	8,898,526	8,758,899	33,333,651	35,408,543
Ventas a Zona Franca	87,039	1,116,503	72,424	1,035,895	4,861,301
Venta de Servicios	777,534	538,376	485,087	2,117,537	1,272,518
<b>Total Ingresos</b>	<b>12,794,417</b>	<b>16,201,305</b>	<b>14,579,919</b>	<b>58,092,632</b>	<b>62,514,279</b>
<b>Costo de Ventas</b>					
<b>Costos Variables:</b>					
Compras de hidrocarburos	2,277,541	3,159,294	2,761,474	10,901,385	12,506,587
Amortización y Agotamiento	513,272	131,765	888,980	3,210,850	2,868,044
Productos Importados	2,162,844	2,505,807	2,367,211	9,276,273	8,882,280
Servicios de Transporte de hidrocarburos	973,906	970,164	988,505	3,626,045	3,770,361
Variación de Inventarios y otros	560,097	291,099	319,925	1,615,670	1,039,283
<b>Costos Fijos:</b>					
Depreciación	360,130	314,770	336,142	1,338,088	1,285,097
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	1,038,962	925,995	766,672	3,223,178	2,996,869
Mantenimiento	722,708	697,358	515,458	2,014,713	1,764,066
Costos laborales	353,640	319,816	319,793	1,349,832	1,207,353
Otros	929,264	759,866	638,648	3,109,730	2,115,568
<b>Total Costo de Ventas</b>	<b>9,892,364</b>	<b>10,075,934</b>	<b>9,902,808</b>	<b>39,665,764</b>	<b>38,435,508</b>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>2,902,053</b>	<b>6,125,371</b>	<b>4,677,111</b>	<b>18,426,868</b>	<b>24,078,771</b>
<b>Gastos Operacionales</b>					
Administración	381,438	525,496	153,756	857,172	1,012,750
Gastos de comercialización y operación	949,214	1,479,668	377,535	2,730,954	2,894,340
Gastos de exploración	503,770	243,499	270,190	1,181,855	536,357
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>1,067,631</b>	<b>3,876,708</b>	<b>3,875,630</b>	<b>13,656,887</b>	<b>19,635,324</b>
<b>Ingresos (gastos) No Operacionales:</b>					
Ingresos Financieros **	1,838,445	712,519	1,286,322	5,362,373	3,046,889
Gastos Financieros **	(1,680,049)	(642,464)	(1,904,574)	(5,471,972)	(2,706,489)
Gasto de intereses	(175,150)	(156,668)	(85,795)	(576,049)	(442,417)
Ingresos No Financieros	135,449	140,886	74,811	312,282	658,908
Egresos No Financieros	(259,870)	(188,585)	(172,311)	(770,377)	(778,062)
Resultados en sociedades	(349,816)	181,364	188,975	596,797	962,332
<b>Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta</b>	<b>576,640</b>	<b>3,923,760</b>	<b>3,263,058</b>	<b>13,109,941</b>	<b>20,376,485</b>
Provisión Impuesto de Renta	1,193,314	1,294,098	907,444	5,297,326	7,023,499
Interés minoritario					
<b>Ganancia Neta</b>	<b>(616,674)</b>	<b>2,629,662</b>	<b>2,355,614</b>	<b>7,812,615</b>	<b>13,352,986</b>
<b>EBITDA</b>	2,487,952	5,272,164	5,471,921	22,434,929	28,501,264
<b>MARGEN EBITDA</b>	19%	33%	38%	39%	46%
<b>UTILIDAD POR ACCIÓN</b>	(\$ 15.00)	\$ 63.96	\$ 57.29	\$ 190.01	\$ 324.76

\* No auditado

\*\* Incluye diferencia en cambio

Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

**INFORMACION RELEVANTE**
**Estado de Resultados**  
**Ecopetrol Consolidado**

Millones de pesos colombianos	IV trim. 14*	IV trim. 13*	III trim. 14*	2014	2013
<b>Ingresos</b>					
Ventas Nacionales	5,610,665	5,981,860	5,930,311	23,856,711	23,672,033
Ventas al Exterior	8,591,850	11,128,813	11,281,239	42,210,325	44,220,815
Venta de Servicios	620,222	849,556	879,842	2,858,302	2,535,867
<b>Total Ingresos</b>	<b>14,822,737</b>	<b>17,960,229</b>	<b>18,091,392</b>	<b>68,925,338</b>	<b>70,428,715</b>
<b>Costo de Ventas</b>					
<b>Costos Variables:</b>					
Compras a Terceros	2,620,621	3,671,180	3,648,346	13,156,604	14,212,733
Amortización y Agotamiento	724,077	127,237	1,041,308	3,827,215	3,202,007
Productos Importados	3,266,544	3,306,441	3,429,568	13,242,615	11,862,265
Servicios de Transporte de hidrocarburos	(95,196)	339,308	265,040	946,389	1,598,899
Variación de Inventarios y otros	582,234	225,333	611,529	1,956,631	1,255,905
<b>Costos Fijos:</b>					
Depreciación	545,626	502,746	527,335	2,096,806	1,828,228
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	834,512	962,219	906,514	3,256,183	3,048,108
Mantenimiento	989,367	932,674	615,237	2,639,336	2,240,543
Costos laborales	377,612	340,484	338,907	1,393,891	1,260,436
Otros	1,080,366	610,716	610,152	2,538,346	2,045,158
<b>Total Costo de Ventas</b>	<b>10,925,763</b>	<b>11,018,338</b>	<b>11,993,936</b>	<b>45,054,016</b>	<b>42,554,282</b>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>3,896,974</b>	<b>6,941,891</b>	<b>6,097,456</b>	<b>23,871,322</b>	<b>27,874,433</b>
<b>Gastos Operacionales</b>					
Administración	614,370	701,340	337,507	1,677,391	1,455,717
Gastos de comercialización y operación	1,151,068	1,368,228	400,271	2,986,236	3,228,979
Gastos de exploración y proyectos	1,003,487	662,658	689,629	2,605,706	1,355,007
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>1,128,049</b>	<b>4,209,665</b>	<b>4,670,049</b>	<b>16,601,989</b>	<b>21,834,730</b>
<b>Ingresos (gastos) No Operacionales:</b>					
Ingresos Financieros **	4,561,763	925,366	2,297,292	9,619,604	3,938,485
Gastos Financieros **	(4,292,432)	(1,338,093)	(2,829,265)	(9,518,462)	(3,300,190)
Gasto de intereses	(235,736)	380,014	(143,140)	(817,546)	(592,643)
Ingresos No Financieros	156,368	97,663	70,069	404,219	858,301
Egresos No Financieros	(364,774)	(213,319)	(172,612)	(913,971)	(856,476)
Resultados en sociedades	(14,961)		(11,646)	44,914	
<b>Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta</b>	<b>938,277</b>	<b>4,061,296</b>	<b>3,880,747</b>	<b>15,420,747</b>	<b>21,882,207</b>
Provisión Impuesto de Renta	1,653,779	1,479,253	1,391,167	7,135,068	8,088,839
Interés minoritario	128,518	155,538	210,212	775,409	686,866
<b>Ganancia Neta</b>	<b>(844,020)</b>	<b>2,426,505</b>	<b>2,279,368</b>	<b>7,510,270</b>	<b>13,106,502</b>
<b>EBITDA</b>	2,438,607	4,901,448	5,468,942	22,382,155	28,013,733
<b>MARGEN EBITDA</b>	16.5%	27.3%	30.2%	32.5%	40.1%

**Notas**

\* Bajo el Régimen de Contabilidad Pública en Colombia (RPC) las empresas sólo tienen la obligación de consolidar sus estados financieros al cierre de cada período fiscal. Por tanto, las cifras trimestrales que se presentan en este informe no constituyen una consolidación formal de los estados financieros de Ecopetrol, pero se ajustan a la metodología definida para tal efecto. Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

\*\* Incluye diferencia en cambio

Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

**INFORMACION RELEVANTE**
**Balance General**
**Ecopetrol S.A.**
**Ecopetrol Consolidado**

Millones de pesos colombianos	Diciembre 31 de 2014	Diciembre 31 de 2013	Diciembre 31 de 2014	Diciembre 31 de 2013
<b>Activos</b>				
<b>Activos corrientes:</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	2,197,450	3,901,277	7,951,201	8,841,438
Inversiones	932,433	1,693,180	1,087,439	1,883,235
Cuentas y documentos por cobrar	4,017,464	5,995,084	4,109,054	6,176,891
Inventarios	2,526,511	2,926,996	3,023,503	3,625,904
Otros	7,302,514	7,408,929	8,581,201	8,790,126
<b>Total activos corrientes</b>	<b>16,976,372</b>	<b>21,925,466</b>	<b>24,752,398</b>	<b>29,317,594</b>
<b>Activos no corrientes</b>				
Inversiones	38,572,192	34,994,178	1,605,987	1,363,672
Cuentas y documentos por cobrar	3,473,102	1,946,707	857,630	520,056
Propiedad, planta y equipo, neto	19,671,084	15,438,049	50,656,194	40,150,534
Recursos naturales y del medio ambiente, neto	26,428,823	23,133,057	31,660,175	27,071,381
Recursos entregados en administración			508,259	468,794
Otros	15,462,476	16,603,771	32,140,648	33,535,964
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>103,607,677</b>	<b>92,115,762</b>	<b>117,428,893</b>	<b>103,110,401</b>
<b>Total activos</b>	<b>120,584,049</b>	<b>114,041,228</b>	<b>142,181,291</b>	<b>132,427,994</b>
<b>Pasivos y patrimonio</b>				
<b>Pasivos corrientes:</b>				
Obligaciones financieras	1,066,255	342,410	1,789,320	774,559
Cuentas por pagar y vinculados	6,776,319	8,337,525	8,968,120	9,472,824
Pasivos estimados y provisiones	1,723,640	1,722,243	2,173,242	2,515,005
Otros	5,857,635	8,160,751	7,457,695	9,473,129
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>15,423,849</b>	<b>18,562,929</b>	<b>20,388,377</b>	<b>22,235,517</b>
<b>Pasivos de largo plazo</b>				
Obligaciones financieras	21,681,071	11,977,888	33,859,657	21,423,992
Obligaciones laborales a largo plazo	4,574,158	4,277,832	4,574,158	4,277,831
Pasivos estimados y provisiones	6,468,090	4,914,864	6,937,470	5,163,819
Otros	2,896,645	2,513,190	3,679,722	3,633,884
<b>Total pasivos de largo plazo</b>	<b>35,619,964</b>	<b>23,683,774</b>	<b>49,051,007</b>	<b>34,499,526</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>51,043,813</b>	<b>42,246,703</b>	<b>69,439,384</b>	<b>56,735,043</b>
Interés minoritario			4,195,935	4,573,748
<b>Patrimonio</b>	<b>69,540,236</b>	<b>71,794,525</b>	<b>68,545,972</b>	<b>71,119,203</b>
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>120,584,049</b>	<b>114,041,228</b>	<b>142,181,291</b>	<b>132,427,994</b>
<b>Cuentas de orden deudoras *</b>	<b>155,408,040</b>	<b>132,941,485</b>	<b>172,448,043</b>	<b>152,210,701</b>
<b>Cuentas de orden acreedoras *</b>	<b>139,178,676</b>	<b>97,287,957</b>	<b>149,920,013</b>	<b>111,774,620</b>

**Notas**

\* Bajo los principios contables aceptados en Colombia, estas cuentas representan hechos o circunstancias de los que pueden derivarse derechos u obligaciones y afectar a la Empresa. Sin embargo, estas cuentas de orden no se incluyen en el Balance General de la Empresa.

**INFORMACION RELEVANTE**
**Estado de Flujos de Efectivo**  
**Ecopetrol S.A.**

Millones de pesos colombianos	IV trim. 14*	IV trim. 13*	III trim. 14*	2014	2013
<b>Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación:</b>					
<b>Excedente del Ejercicio</b>	<b>(616,674)</b>	<b>2,629,662</b>	<b>2,355,614</b>	<b>7,812,615</b>	<b>13,352,986</b>
<b>Movimiento de partidas que no involucran efectivo</b>					
Depreciación, agotamiento y amortización y Diferidos	961,160	529,107	1,305,278	4,899,386	4,534,390
Diferencia en Cambio	(66,833)	36,726	676,191	413,856	14,849
Impuesto de Renta diferido	112,658	(105,502)	168,682	281,340	(60,511)
Provisiones, neto	377,389	498,011	6,952	577,299	793,950
Baja en propiedades, planta y equipo	62,841	(1,381)	4,565	67,406	20,268
Recuperación de Propiedad Planta y Equipo	-	(37,246)	-	-	(152,964)
Pérdida en baja de crédito mercantil	182,631	353,012	-	182,631	353,012
Utilidad en valoración de Inversiones	(3,058)	(1,567)	(3,485)	(7,707)	(2,637)
Pérdida (utilidad) método de participación	349,816	(181,363)	(188,975)	(596,797)	(962,332)
<b>Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:</b>					
Deudores	(111,038)	(3,370,805)	(563,524)	1,069,462	(6,112,782)
Inventarios	191,434	59,513	174,748	335,054	(59,876)
Diferidos y otros activos	(66,338)	24,589	(157,726)	300,481	512,053
Cuentas por pagar	(462,367)	(323,988)	(137,518)	(552,836)	103,074
Impuestos por pagar	1,256,522	2,547,861	565,517	(2,353,744)	1,075,824
Obligaciones laborales	(37,443)	(250,327)	62,123	48,007	(797,030)
Pasivos estimados y provisiones	(178,710)	423,039	(23,589)	(337,269)	335,701
<b>Efectivo generado por actividades de operación</b>	<b>1,951,990</b>	<b>2,829,341</b>	<b>4,244,853</b>	<b>12,139,184</b>	<b>12,947,975</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión:</b>					
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	(20,596)	45,648	(2,271)	(37,636)	(72,400)
Compra de inversiones (1)	(962,888)	(548,191)	(1,221,828)	(8,641,159)	(10,456,593)
Dividendos Recibidos	749,034	17,559	71,168	1,490,583	98,281
Redención y venta de inversiones	2,537,765	2,399,603	2,520,203	6,652,395	11,227,329
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	-	-	-	-	2,000
Producto de la venta de recursos naturales	-	-	-	-	100,790
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,665,885)	(1,399,840)	(1,832,919)	(6,379,214)	(4,123,147)
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(1,721,183)	(242,805)	(288,366)	(2,249,298)	(3,056,363)
<b>Efectivo neto generado por las actividades de inversión</b>	<b>(1,083,753)</b>	<b>271,974</b>	<b>(754,013)</b>	<b>(9,164,329)</b>	<b>(6,280,103)</b>
<b>Flujo de efectivo en actividades de financiación:</b>					
Obligaciones financieras	453,835	172,235	2,344,769	6,814,214	6,457,835
Capitalizaciones	(4)	-	2	41	82
Dividendos	(5,080,044)	(6,118,116)	(4,380,000)	(12,000,234)	(14,570,465)
<b>Efectivo neto usado en actividades de financiación</b>	<b>(4,626,213)</b>	<b>(5,945,881)</b>	<b>(2,035,229)</b>	<b>(5,185,979)</b>	<b>(8,112,548)</b>
<b>(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>(3,757,976)</b>	<b>(2,844,566)</b>	<b>1,455,611</b>	<b>(2,211,124)</b>	<b>(1,444,676)</b>
Diferencia en Cambio del Efectivo y Equivalentes de Efectivo	397,960	(5,350)	149,426	507,297	85,842
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año</b>	<b>5,557,466</b>	<b>6,751,193</b>	<b>3,952,429</b>	<b>3,901,277</b>	<b>5,260,111</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b>2,197,450</b>	<b>3,901,277</b>	<b>5,557,466</b>	<b>2,197,450</b>	<b>3,901,277</b>

**NOTAS:**

\* No auditado

Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

(1) Del total de compras de inversiones corresponden a capitalizaciones en subsidiarias, subordinadas y asociadas en efectivo:

	685,060	1,160,709	301,806	3,196,627	3,675,305
--	---------	-----------	---------	-----------	-----------

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

Millones de pesos colombianos	IV trim. 14*	IV trim. 13*	III trim. 14*	2014	2013
<b>Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación:</b>					
<b>Excedente del Ejercicio</b>	<b>(844,020)</b>	<b>2,426,505</b>	<b>2,279,368</b>	<b>7,510,270</b>	<b>13,106,502</b>
<b>Movimiento de partidas que no involucran efectivo</b>					
Interés minoritario	128,517	155,537	210,212	775,409	686,866
Depreciación, agotamiento y amortización	1,411,556	685,147	1,648,632	6,483,366	5,518,089
Diferencia en Cambio	(236,811)	34,340	654,282	257,735	(17,972)
Provisión de impuesto de renta	210,871	(133,073)	198,364	403,413	(194,348)
Provisiones, neto	444,929	(6,133,358)	(68,334)	605,851	886,279
Baja en propiedades, planta y equipo	410,743	352,314	322,709	1,167,217	870,461
Recuperación de Propiedad Planta y Equipo	-	(37,246)	-	-	(152,964)
Perdida en baja de Credito Mercantil	182,631	353,012	-	182,631	353,012
Pérdida (utilidad) valoración de Inversiones	252,247	15,163	(12,459)	227,201	4,728
Pérdida (utilidad) método de participación	14,961	(63,470)	11,646	(44,914)	(120,060)
<b>Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:</b>					
Deudores	1,669,830	(5,153,980)	513,847	1,765,004	(6,090,115)
Inventarios	54,767	(231,160)	603,651	567,950	(465,611)
Diferidos y otros activos	(131,984)	240,693	(234,683)	201,812	109,800
Cuentas por pagar	1,007,386	1,243,416	(2,009,684)	94,667	676,518
Impuestos por pagar	1,131,412	10,079,590	995,762	(2,159,387)	2,300,118
Obligaciones laborales	(150,771)	(238,567)	69,429	(70,303)	(790,808)
Pasivos estimados y provisiones y otros pasivos	(647,812)	253,524	642,529	(462,873)	842,263
<b>Efectivo generado por actividades de operación</b>	<b>4,908,452</b>	<b>3,848,387</b>	<b>5,825,271</b>	<b>17,505,049</b>	<b>17,522,758</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión:</b>					
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	122,724	(5,933)	(551,591)	(5,684,018)	(7,567,590)
Compra de inversiones	(34,761)	41,189	70,735	80,147	98,281
Dividendos recibidos	2,630,450	3,018,842	2,644,202	7,106,487	11,933,852
Redención y venta de inversiones	79,381	(4,963)	-	79,381	(2,963)
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	-	-	734	734	100,790
Producto de la venta de Recursos Naturales	(2,099,826)	(1,991,233)	(2,208,883)	(8,135,660)	(6,267,691)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(3,252,020)	(1,775,004)	(1,925,005)	(7,546,732)	(7,957,123)
Adiciones de propiedades, planta y equipo					
<b>Efectivo neto generado (utilizado) en las actividades de inversión</b>	<b>(2,554,052)</b>	<b>(717,102)</b>	<b>(1,969,808)</b>	<b>(14,099,661)</b>	<b>(9,662,444)</b>
<b>Flujo de efectivo en actividades de financiación:</b>					
Obligaciones financieras	(233,204)	76,069	1,929,444	7,153,041	7,492,632
Capitalizaciones	(4)	-	2	41	82
Dividendos pagados	(5,544,436)	(5,956,948)	(4,380,000)	(12,558,250)	(14,570,465)
<b>Efectivo neto provisto (utilizado) en actividades de financiación</b>	<b>(5,777,644)</b>	<b>(5,880,879)</b>	<b>(2,450,554)</b>	<b>(5,405,168)</b>	<b>(7,077,751)</b>
<b>(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>(3,423,244)</b>	<b>(2,749,594)</b>	<b>1,404,909</b>	<b>(1,999,780)</b>	<b>782,563</b>
Diferencia en cambio del Efectivo y equivalentes de efectivo	964,935	(29,082)	253,859	1,109,543	118,185
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año</b>	<b>10,409,510</b>	<b>11,620,114</b>	<b>8,750,742</b>	<b>8,841,438</b>	<b>7,940,690</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b>7,951,201</b>	<b>8,841,438</b>	<b>10,409,510</b>	<b>7,951,201</b>	<b>8,841,438</b>

**Notas**

\* Bajo el Régimen de Contabilidad Pública en Colombia (RPC) las empresas sólo tienen la obligación de consolidar sus estados financieros al cierre de cada período fiscal. Por tanto, las cifras trimestrales que se presentan en este informe no constituyen una consolidación formal de los estados financieros de Ecopetrol, pero se ajustan a la metodología definida para tal efecto. Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.  
Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

**INFORMACION RELEVANTE**
**Conciliación del Ebitda**
**Ecopetrol S.A.**

<b>COL\$ Millones</b>	<b>IV trim. 14*</b>	<b>IV trim. 13*</b>	<b>III trim. 14*</b>	<b>2014*</b>	<b>2013*</b>
<b>CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA</b>					
Utilidad neta	(616,674)	2,629,662	2,355,614	7,812,615	13,352,986
Depreciación, agotamiento y amortización	961,159	529,108	1,305,278	4,899,385	4,534,390
Intereses Netos	87,991	43,806	27,035	316,087	153,717
Intereses, Depreciación, amortización e Impuestos de Sociedad	599,602	517,340	692,256	2,821,819	2,153,997
Otros Impuestos	262,560	258,150	184,294	1,287,697	1,282,675
Provisión de renta	1,193,314	1,294,098	907,444	5,297,326	7,023,499
<b>EBITDA NO CONSOLIDADO</b>	<b>2,487,952</b>	<b>5,272,164</b>	<b>5,471,921</b>	<b>22,434,929</b>	<b>28,501,264</b>

**Ecopetrol Consolidado**

<b>COL\$ Millones</b>	<b>IV trim. 14*</b>	<b>IV trim. 13*</b>	<b>III trim. 14*</b>	<b>2014*</b>	<b>2013*</b>
<b>CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA</b>					
Utilidad neta	(844,020)	2,426,505	2,279,368	7,510,270	13,106,502
Depreciación, agotamiento y amortización	1,411,556	776,589	1,648,629	6,483,365	5,609,531
Intereses Netos	63,645	50,790	15,893	350,473	131,340
Interes minoritario	(177,870)	(153,590)	(186,526)	(756,619)	(546,592)
Otros Impuestos	331,519	321,902	320,410	1,659,598	1,624,112
Provisión de renta	1,653,777	1,479,252	1,391,167	7,135,068	8,088,839
<b>EBITDA CONSOLIDADO</b>	<b>2,438,607</b>	<b>4,901,448</b>	<b>5,468,942</b>	<b>22,382,155</b>	<b>28,013,733</b>

\* No auditado

Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

**INFORMACION RELEVANTE**
**VII. 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**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>IV trim. 14</b>	<b>IV trim. 13</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Ventas locales	125.4	0.4	396.7	194.3
Ventas de exportación	845.5	686.5	4,500.5	2,801.9
<b>Ventas Totales</b>	<b>970.9</b>	<b>686.6</b>	<b>4,897.2</b>	<b>2,996.2</b>
Costos Variables	713.8	436.0	3,541.9	1,995.5
Costos Fijos	194.7	109.5	692.3	382.3
<b>Costo de Ventas</b>	<b>908.5</b>	<b>545.5</b>	<b>4,234.2</b>	<b>2,377.8</b>
Utilidad Bruta	62.4	141.0	663.0	618.4
Gastos Operativos	141.3	206.4	292.4	315.6
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>(78.9)</b>	<b>(65.4)</b>	<b>370.6</b>	<b>302.8</b>
Resultado no operacional, neto	(20.8)	33.0	(22.8)	28.4
<b>Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos</b>	<b>(99.7)</b>	<b>(32.4)</b>	<b>347.8</b>	<b>331.2</b>
Impuesto de renta	(20.4)	(12.6)	125.3	121.0
<b>Utilidad Neta</b>	<b>(79.3)</b>	<b>(19.8)</b>	<b>222.5</b>	<b>210.2</b>

EBITDA TOTAL*	4.5	72.5	764.5	750.6
Margen EBITDA	0.5%	10.6%	15.6%	25.1%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	4.5	72.5	764.5	750.6

\* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia

\*\*Porción de EBITDA (RCP) que consolida

**Balance General**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>Diciembre 31, 2014</b>	<b>Diciembre 31, 2013</b>
Activos corrientes	1,218.5	1,131.9
Activos de largo plazo	2,451.8	2,394.0
<b>Total Activos</b>	<b>3,670.3</b>	<b>3,525.9</b>
Pasivos corrientes	1,118.2	1,080.5
Pasivos de largo plazo	304.7	236.6
<b>Total Pasivos</b>	<b>1,422.9</b>	<b>1,317.1</b>
Patrimonio	2,247.4	2,208.8
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>3,670.3</b>	<b>3,525.9</b>

**INFORMACION RELEVANTE**
**2. Savia Perú:**
**Estado de Resultados**

<b>Millones de USD\$</b>	<b>IV. trim. 14</b>	<b>IV trim. 13</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Ventas locales	65.9	110.7	347.4	376.3
Ventas Totales	65.9	110.7	347.4	376.3
Costos Variables	26.8	33.9	104.1	120.0
Costos Fijos	34.1	3.5	92.4	71.4
Costo de Ventas	60.9	37.4	196.5	191.4
Utilidad Bruta	5.0	73.3	150.9	184.9
Gastos Operativos	49.7	25.2	130.8	80.9
Utilidad Operacional	(44.7)	48.1	20.1	104.0
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(44.7)	48.1	20.1	104.0
Impuesto de renta	(7.6)	2.4	14.0	12.4
Impuesto diferido	(7.8)	7.8	(9.1)	17.4
Utilidad Neta	(29.3)	37.9	15.2	74.2
EBITDA	34.5	51.7	154.3	174.5
Margen EBITDA	52%	47%	44%	46%

**Balance General**

<b>Millones de USD\$</b>	<b>Diciembre 31, 2014</b>	<b>Diciembre 31, 2013</b>
Activos corrientes	132.1	187.8
Activos de largo plazo	745.5	799.5
Total Activos	877.6	987.3
Pasivos corrientes	220.9	294.1
Pasivos de largo plazo	47.7	99.4
Total Pasivos	268.6	393.5
Patrimonio	609.0	593.8
Total Pasivo y Patrimonio	877.6	987.3

**INFORMACION RELEVANTE**
**3. Equión:**

<b>Estado de Resultados</b>				
<b>Millardos de COP\$</b>	<b>IV trim. 14</b>	<b>IV trim. 13</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Ventas locales	104.4	58.9	341.3	217.3
Ventas de exportación	323.4	414.8	2,283.8	1,708.6
<b>Ventas Totales</b>	<b>427.8</b>	<b>473.7</b>	<b>2,625.1</b>	<b>1,925.9</b>
Costos Variables	255.3	218.8	1,760.6	923.4
Costos Fijos	56.0	52.7	162.2	154.4
<b>Costo de Ventas</b>	<b>311.3</b>	<b>271.5</b>	<b>1,922.8</b>	<b>1,077.8</b>
Utilidad Bruta	116.5	202.2	702.3	848.1
Gastos Operativos	36.4	13.9	81.6	52.5
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>80.1</b>	<b>188.3</b>	<b>620.7</b>	<b>795.6</b>
Resultado no operacional, neto	33.8	11.6	95.9	42.7
<b>Utilidad (pérdida) antes de Impuestos</b>	<b>113.9</b>	<b>199.9</b>	<b>716.6</b>	<b>838.3</b>
Impuesto de renta	93.0	67.6	322.2	317.8
<b>Utilidad Neta</b>	<b>20.9</b>	<b>132.3</b>	<b>394.4</b>	<b>520.5</b>
EBITDA TOTAL *	144.0	260.1	951.5	1,074.0
Margen EBITDA	33.7%	54.9%	36.2%	55.8%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	73.5	132.7	485.2	547.7

\* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia

\*\*Porción de EBITDA (RCP) que consolida

**Balance General**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>Diciembre 31, 2014</b>	<b>Diciembre 31, 2013</b>
Activos corrientes	1,233.0	1,981.2
Activos de largo plazo	2,059.2	1,850.6
<b>Total Activos</b>	<b>3,292.2</b>	<b>3,831.8</b>
Pasivos corrientes	1,008.7	848.8
Pasivos de largo plazo	181.2	172.9
<b>Total Pasivos</b>	<b>1,189.9</b>	<b>1,021.7</b>
Patrimonio	2,102.3	2,810.1
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>3,292.2</b>	<b>3,831.8</b>

**INFORMACION RELEVANTE**
**Refinación y Petroquímica**
**1. Propilco:**

<b>Ventas (toneladas)</b>	<b>IV trim. 14</b>	<b>IV trim. 13</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Polipropileno Producido	89.294	94.388	381.176	396.567
Comercialización Polipropileno COMAI	2.996	2.543	11.702	11.275
Comercialización Polietileno	8.438	4.783	28.479	17.067
Comercialización Polipropileno	1.026	0	5.930	0
<b>Total</b>	<b>101.754</b>	<b>101.714</b>	<b>427.287</b>	<b>424.909</b>

**Estado de Resultados**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>IV trim. 14</b>	<b>IV trim. 13</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Ventas locales	176.9	82.8	659.8	606.1
Ventas de exportación	242.3	280.0	970.8	853.9
<b>Ventas Totales</b>	<b>419.2</b>	<b>362.8</b>	<b>1,630.6</b>	<b>1,460.0</b>
Costos Variables	350.6	303.4	1,381.7	1,235.2
Costos Fijos	25.1	18.1	95.2	104.1
<b>Costo de Ventas</b>	<b>375.7</b>	<b>321.5</b>	<b>1,476.9</b>	<b>1,339.3</b>
Utilidad Bruta	43.5	41.3	153.7	120.7
Gastos Operativos	35.0	32.1	132.2	124.2
Utilidad Operacional	8.5	9.2	21.5	(3.5)
Resultado no operacional, neto	18.7	8.5	37.7	25.8
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	27.2	17.7	59.2	22.3
Provisión impuesto de renta	6.4	3.2	11.3	5.2
Utilidad Neta	20.8	14.5	47.9	17.1
EBITDA TOTAL *	38.9	23.2	110.1	77.5
Margen EBITDA	9.3%	6.4%	6.8%	5.3%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	38.9	23.2	110.1	77.5

\* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia

\*\*Porción de EBITDA (RCP) que consolida

**INFORMACION RELEVANTE**
**Balance General**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>Diciembre 31, 2014</b>	<b>Diciembre 31, 2013</b>
Activos corrientes	891.9	705.4
Activos de largo plazo	498.0	518.6
<b>Total Activos</b>	<b>1,389.9</b>	<b>1,224.0</b>
Pasivos corrientes	596.8	448.6
Pasivos de largo plazo	54.6	81.2
<b>Total Pasivos</b>	<b>651.4</b>	<b>529.8</b>
Patrimonio	738.5	694.2
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>1,389.9</b>	<b>1,224.0</b>

**2. Reficar:**

<b>Ventas (kbc)</b>	<b>IV trim. 14</b>	<b>IV trim. 13</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Local	38.5	39.5	36.2	45.0
Exportación	0.2	48.7	10.1	47.2
<b>Total</b>	<b>38.7</b>	<b>88.2</b>	<b>46.3</b>	<b>92.2</b>

**Estado de Resultados**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>IV trim. 14</b>	<b>IV trim. 13</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Ventas locales	788.3	848.3	3,137.3	3,759.0
Ventas de exportación	2.2	916.3	774.6	3,391.9
<b>Ventas Totales</b>	<b>790.5</b>	<b>1,764.6</b>	<b>3,911.9</b>	<b>7,150.9</b>
Costos Variables	677.0	1,727.8	3,606.2	7,025.3
Costos Fijos	60.1	80.5	210.8	281.5
<b>Costo de Ventas</b>	<b>737.1</b>	<b>1,808.3</b>	<b>3,817.0</b>	<b>7,306.8</b>
Utilidad Bruta	53.4	(43.7)	94.9	(155.9)
Gastos Operativos	238.4	37.8	596.1	163.1
Utilidad Operacional	(185.0)	(81.5)	(501.2)	(319.0)
Ingresos No Operacionales	1,700.8	186.6	2,561.9	335.3
Gastos No Operacionales	(1,817.5)	(46.3)	(2,710.9)	(253.4)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(301.7)	58.8	(650.2)	(237.1)
Provisión impuesto de renta	0.8	0.6	3.4	2.3
<b>Utilidad (Pérdida) Neta</b>	<b>(302.5)</b>	<b>58.2</b>	<b>(653.6)</b>	<b>(239.4)</b>

EBITDA TOTAL*	(276.7)	107.9	(492.9)	(37.0)
Margen EBITDA	(35.0%)	6.1%	(12.6%)	(0.5%)
EBITDA PARA GRUPO ECP**	(276.7)	107.9	(492.9)	(37.0)

\* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia

\*\* Porción de EBITDA (RCP) que consolida

**INFORMACION RELEVANTE**
**Balance General**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>Diciembre 31, 2014</b>	<b>Diciembre 31, 2013</b>
Activos corrientes	1,231.4	1,842.2
Activos de largo plazo	18,611.3	13,059.3
<b>Total Activos</b>	<b>19,842.7</b>	<b>14,901.5</b>
Pasivos corrientes	1,250.8	1,322.4
Pasivos de largo plazo	13,095.8	9,014.3
<b>Total Pasivos</b>	<b>14,346.6</b>	<b>10,336.7</b>
Patrimonio	5,496.1	4,564.8
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>19,842.7</b>	<b>14,901.5</b>

**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.

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>IV trim. 14</b>	<b>IV trim. 13</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Ventas de servicios	828,0	701,0	3.058,0	1.995,0
<b>Ventas Totales</b>	<b>828,0</b>	<b>701,0</b>	<b>3.058,0</b>	<b>1.995,0</b>
Costos Variables	28,0	65,0	136,0	94,0
Costos Fijos	823,0	675,0	2.376,0	1.767,0
<b>Costo de Ventas</b>	<b>851,0</b>	<b>740,0</b>	<b>2.512,0</b>	<b>1.861,0</b>
Utilidad Bruta	(23,0)	(39,0)	546,0	134,0
Gastos Operativos	132,0	(14,0)	270,0	71,0
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>(155,0)</b>	<b>(25,0)</b>	<b>276,0</b>	<b>63,0</b>
Resultado no operacional, neto	253,0	15,0	383,0	13,0
<b>Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos</b>	<b>98,0</b>	<b>(10,0)</b>	<b>659,0</b>	<b>76,0</b>
Provisión impuesto de renta	16,0	(4,0)	190,0	29,0
<b>Utilidad Neta Antes Resultados en Sociedades</b>	<b>82,0</b>	<b>(6,0)</b>	<b>469,0</b>	<b>47,0</b>
Resultados en Sociedades	288,0	230,0	1.367,0	910,0
<b>Utilidad Neta</b>	<b>370,0</b>	<b>224,0</b>	<b>1.836,0</b>	<b>957,0</b>
EBITDA TOTAL *	728,6	513,5	3.466,3	2.121,7
Margen EBITDA	42,1%	37,4%	54,6%	48,7%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	728,6	513,5	3.466,3	2.121,7

\* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia

\*\*Porción de EBITDA (RCP) que consolida

**INFORMACION RELEVANTE**
**Balance General**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>Diciembre 31, 2014</b>	<b>Diciembre 31, 2013</b>
Activos corrientes	2,716.9	1,085.0
Activos de largo plazo	21,251.8	20,267.1
<b>Total Activos</b>	<b>23,968.7</b>	<b>21,352.1</b>
Pasivos corrientes	1,061.4	1,150.1
Pasivos de largo plazo	873.1	116.9
<b>Total Pasivos</b>	<b>1,934.5</b>	<b>1,267.0</b>
Patrimonio	22,034.2	20,085.1
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>23,968.7</b>	<b>21,352.1</b>

**Biocombustibles**
**1. Ecodiesel**

<b>Ventas Totales (kbped)</b>	<b>IV trim. 2014</b>	<b>IV trim. 2013</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Biodiesel	2.02	2.37	2.19	2.25
Glicerina	0.18	0.19	0.19	0.20
<b>Total</b>	<b>2.20</b>	<b>2.56</b>	<b>2.38</b>	<b>2.45</b>

**Estado de Resultados**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>IV trim. 14</b>	<b>IV trim. 13</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Ventas locales	71.2	82.5	302.3	298.4
<b>Ventas Totales</b>	<b>71.2</b>	<b>82.5</b>	<b>302.3</b>	<b>298.4</b>
Costos Variables	62.1	68.7	261.7	251.0
<b>Costo de Ventas</b>	<b>62.1</b>	<b>68.7</b>	<b>261.7</b>	<b>251.0</b>
Utilidad Bruta	9.1	13.8	40.6	47.4
Gastos Operativos	2.7	3.6	10.6	11.5
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>6.4</b>	<b>10.2</b>	<b>30.0</b>	<b>35.9</b>
Resultado no operacional, neto	(1.0)	(4.1)	(2.9)	(9.3)
<b>Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos</b>	<b>5.4</b>	<b>6.1</b>	<b>27.1</b>	<b>26.6</b>
Provisión impuesto de renta	0.8	1.8	4.7	3.8
<b>Utilidad Neta</b>	<b>4.6</b>	<b>4.3</b>	<b>22.4</b>	<b>22.8</b>
EBITDA Millardos de COP\$	7.8	7.8	35.1	37.0
Margen EBITDA	11%	9%	12%	12%

**INFORMACION RELEVANTE**
**Balance General**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>Diciembre 31, 2014</b>	<b>Diciembre 31, 2013</b>
Activos corrientes	67.1	60.4
Activos de largo plazo	84.3	77.0
<b>Total Activos</b>	<b>151.4</b>	<b>137.4</b>
Pasivos corrientes	51.9	51.4
Pasivos de largo plazo	21.5	32.6
<b>Total Pasivos</b>	<b>73.4</b>	<b>84.0</b>
Patrimonio	78.0	53.4
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>151.4</b>	<b>137.4</b>

**VIII. Deuda Grupo**
**Deuda Por Compañía\***

millones de dólares

<b>Compañía</b>	<b>USD</b>	<b>COP **</b>	<b>Total</b>
Ecopetrol	7,565	1,563	9,128
Reficar	3,352	0	3,352
Bicentario	0	797	797
ODL	0	351	351
Bioenergy	0	206	206
Ocensa	500	0	500
Propilco	27	0	27
Ecodiesel	0	13	13
OIG Savia	46	0	46
<b>Total</b>	<b>11,490</b>	<b>2,930</b>	<b>14,420</b>
%	80%	20%	100%

Deuda Subordinada ***	1,657	561	2,218
-----------------------	-------	-----	-------

\* Valor nominal de la deuda a Dic. 31 de 2014, sin incluir causación de intereses

\*\* Cifras expresadas en dólares convertidas con la TRM de Dic. 31 de 2014

\*\*\*Deuda Subordinada, no consolidada en estados financieros de ECP