

## Ecopetrol presenta sus resultados para el segundo trimestre del año 2013

- *Los resultados financieros estuvieron en línea con la mayor producción de crudos pesados, los menores precios internacionales de los hidrocarburos y el incremento esperado en los costos.*
- *La utilidad neta de Ecopetrol S.A. en el primer semestre de 2013 ascendió a COL\$ 6.7 billones y, en el segundo trimestre de 2013, fue de COL\$3.2 billones.*
- *En el primer semestre de 2013 la producción promedio (Ecopetrol S.A. más su participación en filiales y subsidiarias) alcanzó los 785.1 kbped<sup>1</sup>, con un crecimiento del 4.3% frente al mismo periodo del 2012. En el segundo trimestre de 2013 la producción promedio fue de 778.1 kbped, con un crecimiento de 2.1% frente al promedio de producción del segundo trimestre de 2012.*

BOGOTÁ, julio 31 de 2013. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; TSX: ECP) anunció hoy los resultados financieros no auditados, tanto consolidados como no consolidados, para el segundo trimestre del año 2013, 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 2012 han sido reclasificadas con el fin de hacerlas comparables con las del año 2013.

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

#### No consolidado

(Millardos de COL\$ )	II trim. 13 *	I trim. 13*	Cambio %	II trim. 12	Cambio % **	Ene-Jun 2013*	Ene-Jun 2012	Cambio %
Ventas Totales	15,322.7	14,771.8	3.7%	14,796.0	3.6%	30,094.6	30,241.5	( 0.5%)
Utilidad Operacional	4,907.1	5,145.3	( 4.6%)	5,760.3	( 14.8%)	10,052.5	12,080.3	( 16.8%)
Utilidad Neta	3,253.8	3,495.7	( 6.9%)	3,675.2	( 11.5%)	6,749.6	8,018.7	( 15.8%)
Utilidad por acción (COL\$)	79.13	85.02	( 6.9%)	89.39	( 11.5%)	164.15	195.02	( 15.8%)
EBITDA	7,302.1	7,746.0	( 5.7%)	7,426.8	( 1.7%)	15,048.0	16,043.3	( 6.2%)
Margen EBITDA	48%	52%		50%		50%	53%	

#### Consolidado

(Millardos de COL\$ )	II trim. 13 *	I trim. 13*	Cambio %	II trim. 12	Cambio % **	Ene-Jun 2013*	Ene-Jun 2012	Cambio %
Ventas Totales	17,595.6	16,745.6	5.1%	16,509.2	6.6%	34,341.3	34,537.2	( 0.6%)
Utilidad Operacional	5,927.2	5,553.8	6.7%	5,993.5	( 1.1%)	11,481.1	12,847.1	( 10.6%)
Utilidad Neta	3,407.5	3,411.6	( 0.1%)	3,657.2	( 6.8%)	6,819.2	7,931.2	( 14.0%)
EBITDA	7,516.1	7,596.5	( 1.1%)	7,420.9	1.3%	15,112.6	15,997.6	( 5.5%)
Margen EBITDA	43%	45%		45%		44%	46%	

\* No auditado

\*\* Entre el II trim. de 2013 y el II trim. de 2012

Algunas cifras del año 2012 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2013

<sup>1</sup> Miles de barriles de petróleo equivalente por día

## INFORMACIÓN DE PRENSA

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

*“En el segundo trimestre de 2013, nuestra compañía continuó la tendencia de crecimiento y generó resultados robustos, demostrando que su estrategia de negocios es sólida y la organización es resiliente para responder rápidamente a los cambios y retos en el entorno, tales como la tendencia a la baja en los precios del crudo con respecto al 2012, las dificultades de transporte y los bloqueos de comunidades a la operación.*

*Los hechos a destacar en cada segmento de negocio son principalmente los siguientes:*

*En Exploración reportamos un descubrimiento de hidrocarburos en el pozo Cusuco-1, en el Bloque CPO-10 ubicado en el Departamento del Meta en Colombia, bloque en el cual Ecopetrol tiene el 100% de participación. El pozo produjo crudo de 13.8° API con un corte de agua del 4% y es el tercer hallazgo de Ecopetrol en Colombia en el año 2013. Con este hallazgo, el éxito exploratorio de Ecopetrol S.A. en Colombia en el primer semestre del 2013 fue del 75%. Así mismo, nuestra subordinada Hocol perforó dos pozos exploratorios en el semestre, uno de los cuales fue exitoso y el otro se encontraba en evaluación.*

*Adicionalmente, presentamos ofertas competitivas en 3 bloques en la ronda exploratoria en Brasil, que esperamos nos sean adjudicados y adquirimos el 31.5% del activo Gunflint en la Costa del Golfo de México en EE.UU. En Producción se destaca el crecimiento superior al 10% en promedio en varios de los principales campos de los Llanos Orientales.*

*En cuanto a Transporte, el 1° de Abril se firmaron los contratos ente Ecopetrol y Cenit, lo cual marcó el inicio de una nueva era en el modelo de negocio de este segmento. Esto traerá importantes beneficios para nuestra compañía al igual que para el sector de hidrocarburos en Colombia. Como resultado de este nuevo modelo comenzamos a pagar tarifas de transporte reglamentadas por el Ministerio de Minas y Energía en los principales oleoductos. Estos costos de transporte deben verse compensados en el futuro con la mayor utilidad que generará el segmento, ahora liderado por nuestra filial Cenit.*

*En este segmento es una buena noticia que el Oleoducto del Bicentenario finalizó el tendido de la línea regular.*

*En Refinación se avanza satisfactoriamente con el proyecto de modernización de Reficar.*

*Los resultados financieros estuvieron en línea con nuestras expectativas y reflejan el aumento en producción de crudo pesado, los menores precios internacionales de los hidrocarburos y los aumentos esperados de costos de transporte. Continuamos desarrollando las iniciativas de control de costos en todos los segmentos de la operación, principalmente en lo relacionado con mantenimiento de pozos, consumo de energía, abastecimiento y mantenimientos de refinerías.*

*En la perspectiva financiera, el más importante evento fue la operación de manejo de deuda y financiamiento por COL\$1.84 billones, mediante la cual sustituimos la obligación financiera del crédito sindicado con bancos colombianos por COL\$1.5 billones, extendiendo el plazo en cinco años y reduciendo la tasa de interés en 1.5%. Como parte de la misma operación, obtuvimos COL\$284 mil millones adicionales para contribuir al financiamiento de nuestro plan de inversiones.*

*También es de resaltar que la agencia calificadora de riesgo Standard and Poor´s mejoró la calificación en moneda extranjera de Ecopetrol S.A., la cual pasó de BBB- a BBB.*

*En HSE (indicadores de Salud, Medio Ambiente y Seguridad) continuamos con la tendencia sostenida de mejora, manteniéndonos dentro de los estándares de la industria.*

*Como conclusión, deseo reiterar que mantenemos las metas del año 2013, con una dinámica sostenida de crecimiento, tomando las medidas para mitigar los riesgos de entorno y continuar con una tendencia moderada de aumento de costos.”*

## **Ecopetrol presenta sus resultados para el segundo trimestre del año 2013**

*Tabla de contenido*

I. Resultados financieros .....	4
a. Disponibilidad de crudo, gas y productos.....	4
b. Ventas volumétricas.....	4
c. Comportamiento de los precios: crudos, productos y gas .....	6
d. Resultados financieros .....	7
e. Cambio en cálculo del EBITDA a partir del 2do. trimestre de 2013 .....	11
f. Iniciativas de optimización de costos.....	11
g. Resultados por segmentos .....	12
h. Posición de caja .....	14
i. Balance General.....	14
j. Calificación de Riesgo.....	15
k. Financiamiento .....	16
II. Resultados financieros consolidados .....	17
III. Resultados Operativos .....	19
a. Plan de inversiones .....	19
b. Exploración .....	19
c. Producción.....	21
d. Refinación.....	22
e. Transporte.....	24
f. Biocombustibles.....	25
IV. Consolidación organizacional y gobierno corporativo .....	26
a. Consolidación organizacional.....	26
b. Gobierno corporativo .....	26
V. Presentación de los resultados .....	27
VI. Anexos Ecopetrol S.A. ....	28
VII. Anexos Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias .....	33

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### I. Resultados financieros

#### 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)

<b>1) Crudo (kbpd)</b>	<b>II. trim. 13</b>	<b>II. trim. 12</b>	<b>Cambio %</b>	<b>I. sem. 13</b>	<b>I. sem. 12</b>	<b>Cambio %</b>
(+) Producción Neta	517.8	507.5	2.0%	522.2	500.7	4.3%
(+) Compras*	188.3	196.5	(4.2%)	192.2	196.6	(2.2%)
(+) Diluyente	57.8	55.7	3.8%	58.6	54.9	6.7%
<b>Total</b>	<b>763.9</b>	<b>759.7</b>	<b>0.6%</b>	<b>772.9</b>	<b>752.2</b>	<b>2.8%</b>

  

<b>2) Gas (kbped)</b>	<b>II. trim. 13</b>	<b>II. trim. 12</b>	<b>Cambio %</b>	<b>I. sem. 13</b>	<b>I. sem. 12</b>	<b>Cambio %</b>
(+) Producción Neta	104.1	90.2	15.4%	103.7	88.8	16.8%
(+) Compras*	9.5	27.1	(64.9%)	10.2	27.5	(63.1%)
<b>Total</b>	<b>113.6</b>	<b>117.3</b>	<b>(3.2%)</b>	<b>113.9</b>	<b>116.3</b>	<b>(2.1%)</b>

  

<b>3) Productos (kbd)</b>	<b>II. trim. 13</b>	<b>II. trim. 12</b>	<b>Cambio %</b>	<b>I. sem. 13</b>	<b>I. sem. 12</b>	<b>Cambio %</b>
(+) Producción	223.1	220.3	1.3%	220.6	211.2	4.5%
(+) Compras Nacionales	5.9	8.1	(27.2%)	6.2	6.7	(7.5%)
(+) Importaciones	51.8	58.9	(12.1%)	53.5	56.0	(4.5%)
<b>Total</b>	<b>280.8</b>	<b>287.3</b>	<b>(2.3%)</b>	<b>280.3</b>	<b>273.9</b>	<b>2.3%</b>

\* Incluye compras de regalías a la ANH, regalías de Ecopetrol y otras compañías y compras nacionales a terceros

Los principales hechos del segundo trimestre del año 2013 fueron:

- Mayor producción de crudo (+10.3 kbpd): crecimiento en producción de campos propios y en asociación, principalmente en los Llanos Orientales y en el Valle del Magdalena.
- Menores compras de crudo (-8.2 kbpd): disminución en capacidad de transporte disponible para Ecopetrol por nuevas reglas de asignación en el oleoducto Orensa, lo cual redujo las compras nacionales de crudo para dar prioridad al transporte de producción propia.
- Menores compras de gas (-17.6 kbped): menor disponibilidad de gas de regalías ya que en razón al decreto 2100 de 2011, en julio de 2012 se implementó un acuerdo de mandato con la ANH para comercializar en su nombre las regalías sin tomar propiedad sobre ellas.
- Menores compras de productos (-2.2 kbpd): menores mantenimientos de las refinerías en el año 2013 permitieron el abastecimiento del mercado local con producción propia.
- Menores importaciones de combustibles (-7.1 kbd): se redujeron las operaciones trading en gasolina por terminación de los contratos para suministro al Caribe.

#### b. Ventas volumétricas

A continuación se presenta el detalle de los volúmenes de venta:

## INFORMACIÓN DE PRENSA

**Ecopetrol S.A. (sin consolidar)**  
**Volumen de ventas**

<b>Volumen de venta local (kbped)</b>	<b>II. trim. 2013</b>	<b>II. trim. 2012</b>	<b>Cambio %</b>	<b>I. sem. 13</b>	<b>I. sem. 12</b>	<b>Cambio %</b>
Crudo	36.2	10.3	251.5%	29.6	9.3	218.3%
Gas Natural	64.1	63.6	0.8%	62.0	60.5	2.5%
Gasolinas	66.4	69.7	(4.7%)	68.5	68.0	0.7%
Destilados Medios	117.1	113.1	3.5%	114.2	110.6	3.3%
GLP y Propano	14.4	15.6	(7.7%)	14.3	15.9	(10.1%)
Combustóleo	1.7	1.6	6.3%	1.8	1.9	(5.3%)
Industriales y Petroquímicos	13.2	12.9	2.3%	12.5	13.8	(9.4%)
<b>Total venta local</b>	<b>313.1</b>	<b>286.8</b>	<b>9.2%</b>	<b>302.9</b>	<b>280.0</b>	<b>8.2%</b>

  

<b>Volumen de Exportación (kbped)</b>	<b>II. trim. 2013</b>	<b>II. trim. 2012</b>	<b>Cambio %</b>	<b>I. sem. 13</b>	<b>I. sem. 12</b>	<b>Cambio %</b>
Crudo	481.0	456.1	5.5%	457.0	448.8	1.8%
Productos	60.4	51.9	16.4%	58.4	52.8	10.6%
Gas Natural	25.5	26.7	(4.5%)	23.5	27.9	(15.8%)
<b>Total venta de exportación</b>	<b>566.9</b>	<b>534.7</b>	<b>6.0%</b>	<b>538.9</b>	<b>529.5</b>	<b>1.8%</b>

  

<b>Volumen Zona Franca (kbped)</b>	<b>II. trim. 2013</b>	<b>II. trim. 2012</b>	<b>Cambio %</b>	<b>I. sem. 13</b>	<b>I. sem. 12</b>	<b>Cambio %</b>
Crudo	69.4	71.6	(3.1%)	72.7	70.1	3.7%
Productos	1.0	3.3	(69.7%)	2.0	3.1	(35.5%)
Gas Natural	2.7	6.2	(56.5%)	2.9	4.1	(29.3%)
<b>Total Zona Franca</b>	<b>73.1</b>	<b>81.1</b>	<b>(9.9%)</b>	<b>77.6</b>	<b>77.3</b>	<b>0.4%</b>

  

<b>Total volumen vendido</b>	<b>953.1</b>	<b>902.6</b>	<b>5.6%</b>	<b>919.4</b>	<b>886.8</b>	<b>3.7%</b>
------------------------------	--------------	--------------	-------------	--------------	--------------	-------------

**b.1)** Mercado en Colombia (41% de las ventas totales en el segundo trimestre de 2013, 33% excluyendo las ventas a Zona Franca: Reficar, Celsia y Comai):

El aumento en el volumen de ventas locales en el segundo trimestre de 2013 se explica principalmente por el efecto neto de:

1) Mayores volúmenes de venta local de los siguientes productos:

- Crudo (+25.9 kbpd): incremento en la venta de crudos en el mercado local para combustibles marinos, dadas las restricciones de transporte por oleoducto hacia puertos de exportación.
- Gas natural (+0.5 kbped): incorporación de nuevos clientes en los sectores térmico e industrial (+18.5 kbped) que compensó la menor disponibilidad de gas de regalías de terceros para la venta (-18 kbped).
- Destilados medios (+4.0 kbpd):
  - Diesel (+1.6 kbpd): incremento de la demanda.
  - Jet (+2.3 kbpd): mayores consumos en el sector aeronáutico debido a las nuevas rutas y aerolíneas, tanto en Colombia como internacionales.
- Petroquímicos e industriales (+0.3 kbped): mayores ventas de polietileno nacional e importado.

2) Menores volúmenes de venta local de los siguientes productos:

- Gasolina (-3.3 kbpd): menores ventas de Ecopetrol por inventario suficiente de los distribuidores mayoristas para atender la demanda.

## INFORMACIÓN DE PRENSA

- GLP y Propano (-1.2 kbpd): disminución de la participación de Ecopetrol en el mercado local por entrada de terceros no regulados al mercado, generando volúmenes de exportación.

**b.2) Mercado internacional (59% de las ventas totales en el segundo trimestre de 2013, 67% incluyendo ventas a Zona Franca: Reficar, Celsia y Comai):**

El aumento en el volumen exportado por Ecopetrol durante el segundo trimestre de 2013 se explica principalmente por:

- Crudo (+24.9 kbpd): mayor producción de Ecopetrol y utilización de inventarios.
- Productos (+8.5 kbpd): mayor producción de fuel oil en la refinería de Barrancabermeja debido al uso de una dieta de crudo más pesado.

Sin embargo los volúmenes de venta a zonas francas disminuyeron debido a:

- Crudo (-2.2 kbpd): menor disponibilidad de crudo Caño Limón para entrega a Reficar.
- Gas (-3.5 kbpd): La reducción en volúmenes presentada obedece a un ajuste realizado en el segundo trimestre de 2012 para incluir las ventas a Celsia de todo el primer semestre de 2012 como parte de las ventas a Zona Franca, mientras que los volúmenes para el segundo trimestre de 2013 no tiene ajuste y corresponden a los volúmenes regularmente entregados a Celsia.
- Productos (-2.3 kbpd): menores entregas de propileno por menor disponibilidad en Barrancabermeja.

A continuación se presenta el resumen de los principales destinos de las exportaciones de crudos y productos de Ecopetrol (no incluye las exportaciones de gas natural a Venezuela ni volúmenes comercializados a Hocol y otras compañías). Se destaca el aumento de ventas de crudos y productos a Asia:

Exportaciones por destino - Crudos					Exportaciones por destino - Productos				
Destino	II. trim 2013	II. trim 2012	I. sem. 13	I. sem. 12	Destino	II. trim 2013	II. trim 2012	I. sem. 13	I. sem. 12
Costa del Golfo EE.UU.	44.0%	53.0%	42.9%	50.6%	Asia	54.5%	40.1%	49.9%	47.5%
Asia	34.1%	18.7%	34.1%	19.3%	América Central / Caribe	31.3%	37.2%	34.9%	20.1%
Europa	6.7%	7.2%	7.2%	7.2%	Costa Atlántica EE.UU.	14.2%	13.1%	15.2%	20.8%
América Central / Caribe	6.2%	6.0%	6.8%	4.2%	Costa del Golfo EE.UU.	0.0%	9.6%	0.0%	11.5%
Costa Oeste EE.UU.	5.9%	8.2%	4.6%	10.2%	Costa Oeste EE.UU.	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%
Sur América	1.9%	4.5%	3.2%	5.2%		<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>
Costa Atlántica EE.UU.	1.2%	1.1%	1.2%	2.7%					
Canadá	0.0%	1.3%	0.0%	0.6%					
	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>					

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

Precios de referentes de crudos (Promedio Periodo) (US\$/BI)	II. trim 2013	II. Trim 2012	Cambio %	I. sem. 2013	I. sem. 2012	Cambio %
Brent	103.3	108.9	(5.1%)	107.9	113.6	(5.0%)
Maya	97.7	99.0	(1.3%)	100.2	104.0	(3.7%)
WTI	94.2	93.5	0.7%	94.3	98.2	(4.0%)

## INFORMACIÓN DE PRENSA

Precios de venta	II. trim 2013	II. Trim 2012	Cambio %	I. sem. 2013	I. sem. 2012	Cambio %	Volumen Venta II. trim 2013 (kbped)	Volumen Venta I. sem. 2013 (kbped)
Canasta de venta de Crudos (US\$/BI)	94.2	100.7	(6.5%)	98.1	106.2	(7.6%)	586.6	559.3
Canasta de venta de Productos (US\$/BI)	105.1	110.9	(5.2%)	109.6	116.4	(5.8%)	274.2	271.6
Canasta de venta de Gas (US\$/BI)	27.6	27.0	2.2%	27.8	27.6	0.7%	92.2	88.5

### Crudos:

Durante el segundo trimestre del año 2013, se presentó una disminución en el precio de la canasta frente al mismo periodo de 2012, debido a:

- Menor precio de los índices internacionales Brent y Maya.
- Mayor producción de crudo pesado.
- Mayores ventas locales indexadas al índice internacional del Fuel Oil (este crudo se utiliza como componente de combustibles marinos).

La canasta de exportación de crudos de Ecopetrol estuvo referenciada a los siguientes indicadores: Brent (58%) y Maya (42%).

### Productos:

Durante el segundo trimestre de 2013, el precio de la canasta de venta se redujo por el debilitamiento de los indicadores internacionales de precios a los cuales se referencian.

### Gas natural:

Durante el segundo trimestre del año 2013 los precios de venta se incrementaron debido a un mayor precio del gas Guajira (precio regulado).

## d. Resultados financieros

Estado de Resultados No Consolidado								
(Millardos de COL\$)	II trim. 13*	II trim. 12	Cambio \$	Cambio %	Ene-Jun 2013*	Ene-Jun 2012	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	4,756.7	4,630.1	126.6	2.7%	9,485.2	9,226.9	258.3	2.8%
Ventas al Exterior	8,955.1	8,463.5	491.6	5.8%	17,203.3	17,595.7	(392.4)	(2.2%)
Ventas a Zona Franca	1,211.5	1,295.3	(83.8)	(6.5%)	2,621.0	2,643.0	(22.0)	(0.8%)
Ventas de Servicios	399.4	407.1	(7.7)	(1.9%)	785.1	775.9	9.2	1.2%
<b>Ventas Totales</b>	<b>15,322.7</b>	<b>14,796.0</b>	<b>526.7</b>	<b>3.6%</b>	<b>30,094.6</b>	<b>30,241.5</b>	<b>(146.9)</b>	<b>(0.5%)</b>
Costos Variables	7,454.9	6,476.9	978.0	15.1%	14,070.0	12,861.1	1,208.9	9.4%
Costos Fijos	2,192.2	1,831.0	361.2	19.7%	4,089.3	3,413.5	675.8	19.8%
<b>Costo de Ventas</b>	<b>9,647.1</b>	<b>8,307.9</b>	<b>1,339.2</b>	<b>16.1%</b>	<b>18,159.3</b>	<b>16,274.6</b>	<b>1,884.7</b>	<b>11.6%</b>
Utilidad Bruta	5,675.6	6,488.1	(812.5)	(12.5%)	11,935.3	13,966.9	(2,031.6)	(14.5%)
Gastos Operativos	768.5	727.8	40.7	5.6%	1,882.8	1,886.6	(3.8)	(0.2%)
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>4,907.1</b>	<b>5,760.3</b>	<b>(853.2)</b>	<b>(14.8%)</b>	<b>10,052.5</b>	<b>12,080.3</b>	<b>(2,027.8)</b>	<b>(16.8%)</b>
Ingresos/Gastos No operativos	224.6	(229.3)	453.9	(198.0%)	375.8	(134.7)	510.5	(379.0%)
Provisión Impuesto de Renta	1,877.9	1,855.8	22.1	1.2%	3,678.7	3,926.9	(248.2)	(6.3%)
<b>Utilidad Neta</b>	<b>3,253.8</b>	<b>3,675.2</b>	<b>(421.4)</b>	<b>(11.5%)</b>	<b>6,749.6</b>	<b>8,018.7</b>	<b>(1,269.1)</b>	<b>(15.8%)</b>
Utilidad por Acción (COPS)	79.13	89.39	(10.26)	(11.5%)	164.15	195.02	(30.87)	(15.8%)
EBITDA	7,302.1	7,426.8	(124.7)	(1.7%)	15,048.0	16,043.3	(995.30)	(6.2%)
Margen EBITDA	48%	50%	(2%)		50%	53%	(3%)	

\* No auditado

Algunas cifras de 2012 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con el año 2013

A continuación se presentan las explicaciones a las principales variaciones en resultados:

## INFORMACIÓN DE PRENSA

Los **ingresos operacionales** del segundo trimestre de 2013 aumentaron 3.6% (+COL\$526.7 millardos) a pesar de la reducción de 6.2% en el precio de venta promedio frente al mismo periodo de 2012, por efecto de:

- Mayores volúmenes de venta de crudo (+48.6 kbpd): +COL\$668 millardos.
- Mayor valoración de las exportaciones por efecto de la devaluación en la tasa de cambio COL/USD: +COL\$345 millardos.

El **costo de ventas** del segundo trimestre de 2013 creció 16% frente al mismo periodo de 2012, como resultado de aumentos en los costos variables y fijos los cuales se explican a continuación.

- **Costos variables:** aumento de 15% (+COL\$978 millardos) como resultado de:

Incremento en:

- Costo de transporte de hidrocarburos debido a: 1) la aplicación del nuevo modelo de centro de beneficio con las tarifas del Ministerio de Minas y Energía para transporte en oleoductos (Ocensa y ODC desde Enero 1 y los demás oleoductos a partir de Abril 1); 2) inicio de operaciones de Cenit a partir del 1º de abril de 2013; y 3) por la mayor utilización de carrotanques para el transporte de diluyente y de crudos: +COL\$752 millardos.
- Consumo de inventarios de crudo y productos por aumento en los volúmenes de venta: +COL\$775 millardos.
- Costo de amortización y agotamiento de campos ocasionada por las mayores producciones de Rubiales, Chichimene y Quifa además del incremento en las capitalizaciones de inversiones en los mismos campos: +COL\$104 millardos.

Reducción en:

- Volumen comprado de crudo y gas: 1) gas de regalías por entrada en vigencia del acuerdo de mandato con la ANH en julio de 2012 para comercializar en su nombre las regalías sin tomar propiedad sobre ellas, por lo que a partir de esa fecha se dejaron de comprar esos volúmenes y, 2) crudo en Colombia por menor disponibilidad de capacidad de transporte por el oleoducto Ocensa a partir de marzo de 2013.
  - Precios promedio de compra, que fueron menores en US\$8.0 por barril en el segundo trimestre de 2013 (comparado con el mismo trimestre de 2012: -COL\$677 millardos).
- **Costos fijos:** aumento de 20% (+COL\$361 millardos) como consecuencia de:
    - Incremento de la ejecución de servicios contratados en asociación por una mayor actividad en el subsuelo y por la disposición de agua e incremento del BSW (factor de corte de agua y sedimentos) especialmente en los campos Rubiales y Quifa: +COL\$90 millardos.
    - Incremento en los servicios contratados por Ecopetrol, en los conceptos de arrendamientos, servicios profesionales principalmente en servicios de tecnología y en los servicios de vigilancia: +COL\$78 millardos

## INFORMACIÓN DE PRENSA

- o Continuidad del programa de mantenimientos para el aseguramiento de la infraestructura de transporte (este programa se extenderá hasta el año 2016) y de los sistemas de bombeo de pozos en Chichimene y Castilla: +COL\$64 millardos.

En el primer semestre de 2013 los costos fijos de mantenimiento en que se incurrió para la reparación y la restauración de la producción después de los atentados a la infraestructura de transporte ascendieron a COL\$46 millardos.

- o Mayores costos por efecto de la Reforma Tributaria debido a que productos como la gasolina y el diesel pasaron de ser bienes gravados con el impuesto de valor agregado (IVA) a ser bienes excluidos. Esto genera que el IVA pagado en la cadena de producción de gasolina y diesel se constituya en un mayor costo de producción que a partir de 2013 no se puede descontar: +COL\$80 millardos.
- o Mayores costos laborales por: 1) crecimiento en planta de personal operativo en 568 personas, COL\$26 millardos, 2) acciones de retención de personal, COL\$6 millardos; y 3) incremento salarial regular a partir de julio 1° de 2012, COL\$ 11 millardos: +COL\$43 millardos.

Estos costos, con excepción del programa de aseguramiento de la infraestructura de transporte y el aumento en la planta de personal operativo, son recurrentes.

**Gastos operativos:** En el segundo trimestre de 2013 éstos se incrementaron en 5.6% (+COL\$41 millardos) frente al mismo periodo de 2012, debido principalmente a:

- Menor reconocimiento de ingresos de ejercicios anteriores (-COL\$176 millardos), ya que por este concepto se reconocieron en 2012 recuperaciones de provisiones por COL\$49 millardos; ajuste de valorizaciones por COL\$57 millardos y reversión de pozos estratigráficos por COL\$47 millardos.
- Mayores gastos laborales por incremento de la planta de personal de las áreas de apoyo y su incremento salarial a partir de julio 1° de 2012: +COL\$16 millardos.
- Menor valor en gastos de proyectos: -COL\$38 millardos.
- Menor gasto por provisión de conmutación pensional: -COL\$30 millardos.
- Menores gastos exploratorios: -COL\$58 millardos.

Con respecto a los periodos anteriores presentados se efectuó un ajuste reconociendo como gasto operacional los conceptos de gravamen a los movimientos financieros por COL\$114 millardos y el impuesto al patrimonio por COL\$476 millardos, dado que estas erogaciones en adelante se consideran permanentes o recurrentes y relacionadas con la operación en Colombia, por lo cual la Contaduría General de la Nación asignó cuentas específicas para el tratamiento y registro de estos dos conceptos de impuesto en los gastos operacionales. Esta reclasificación se realizó para todos los periodos presentados en el reporte.

El **margen operacional** del segundo trimestre de 2013 fue 32% frente a 39% del mismo periodo en 2012.

El segundo trimestre de 2013 generó una utilidad en el **resultado no operacional** de COL\$225 millardos, presentando una variación positiva de +COL\$454 millardos, (197%) sobre la pérdida no operacional del mismo periodo del año anterior. Este resultado se explica principalmente por:

## INFORMACIÓN DE PRENSA

- Utilidad por desinversión de los campos El Dificil, Guarimena y Entreríos relacionada con cesión de derechos y retiro de activos: +COL\$154 millardos.
- Ingresos extraordinarios por recuperación de provisiones estimadas de pozos secos y sísmica: +COL\$20 millardos.
- Utilidad por diferencia en cambio por efecto de devaluación de 2013 (9.09%) frente a revaluación acumulada de (-8.14%) en 2012: +COL\$51 millardos.
- Menores rendimientos de intereses recibidos como consecuencia de menor valor en depósitos en cuentas en el segundo trimestre de 2013: -COL\$41 millardos.
- Pérdida presentada en el portafolio en el segundo trimestre de 2013 como consecuencia de la coyuntura del mercado financiero global, que ha afectado el desempeño de los fondos de inversión: -COL\$56 millardos.
- Mayor utilidad en el resultado de sociedades: +COL\$313 millardos.

Los resultados en sociedades (registrados bajo el método de participación) pasaron de una pérdida de COL\$33 millardos en el segundo trimestre de 2012 a una ganancia de COL\$279.6 millardos en el segundo trimestre de este año, un crecimiento de COL\$313 millardos, el cual fue el resultado de:

- Transporte (+COL\$321 millardos): mayores ingresos por la aplicación de tarifas definidas por el Ministerio de Minas y Energía en Ocesa y ODC, así como el registro de utilidades generadas en el trimestre en Cenit.
- Refinación (+COL\$111 millardos): principalmente por menores pérdidas en Reficar (COL\$53 millardos) y Andean Chemicals Limited (COL\$59 millardos).
- Exploración y Producción (-COL\$120 millardos): principalmente por la disminución de las utilidades de Hocol (-COL\$41 millardos), la mayor pérdida de Ecopetrol Global Energy (-COL\$182 millardos), y mayor pérdida presentada en America INC (-COL\$79 millardos) correspondientes a mayores gastos exploratorios en Will K y Gunflint.

### Método de Participación: Utilidad por Segmento

(Millardos de COL\$)

	II trim. 2013	II trim. 2012	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012
Exploración y Producción	(56.3)	63.8	(7.0)	353.9
Refinación	(47.5)	(158.8)	(175.0)	(39.7)
Transporte	352.7	31.6	569.9	49.0
Corporativo	30.7	30.0	46.3	47.4
<b>Total</b>	<b>279.6</b>	<b>(33.4)</b>	<b>434.2</b>	<b>410.6</b>

El aumento de 1% (+COL\$22 millardos) en el gasto por **impuesto de renta** en el segundo trimestre de 2013 frente al mismo trimestre de 2012, se explica principalmente por los efectos de la reforma tributaria aprobada en diciembre de 2012 (impuesto de renta para la equidad CREE), ya que se registró la provisión de renta a una tasa efectiva del 37% (en el segundo trimestre se hizo el ajuste acumulado por efecto de la Reforma Tributaria correspondiente a todo el primer semestre de 2013), frente a 34% en el segundo trimestre de 2012. En el primer semestre de 2013 la tasa efectiva de impuesto de renta fue del 35%.

## INFORMACIÓN DE PRENSA

La disminución en precios de venta en el segundo trimestre de 2013 respecto al mismo periodo del año anterior y el incremento de los costos llevaron a que la **utilidad neta** de Ecopetrol disminuyera 11.5% respecto al segundo trimestre de 2012.

El **EBITDA** en el segundo trimestre de 2013 disminuyó 1.7% frente al mismo periodo del 2012, y el **margen EBITDA** fue de 48%, comparado con 50% del segundo trimestre del año anterior.

### e. Cambio en cálculo del EBITDA a partir del 2do. trimestre de 2013

A partir del segundo trimestre de 2013 se realizó un cambio en la metodología de cálculo del EBITDA, con el fin de ajustarse a las mejores prácticas de cálculo del indicador.

Hasta el primer trimestre de 2013 el EBITDA se calculó con la siguiente fórmula:

$$\text{EBITDA} = \text{Utilidad Operacional} + \text{Depreciaciones} + \text{Amortizaciones} + \text{Provisiones.}$$

A partir del segundo trimestre de 2013 se utiliza la siguiente fórmula, de acuerdo con lo indicado en la normatividad aplicable por la Securities and Exchange Commission (SEC) en su regulación G:

$$\text{EBITDA} = \text{Utilidad Neta} + \text{Intereses netos} + \text{Impuestos} + \text{Depreciaciones} + \text{Amortizaciones} + /- \text{Partidas extraordinarias.}$$

### f. Iniciativas de optimización de costos

Para responder a los retos en materia de costos, Ecopetrol ha continuado con las iniciativas de optimización sistemática del costo de sus operaciones y procesos de mayor complejidad, cuyo alcance se resume a continuación:

- **Reducción del consumo de diluyente importado**, mediante la incorporación de tecnologías e infraestructura que permita la producción propia de diluyentes, así como el mejoramiento de crudos pesados. Los proyectos que actualmente están en curso son: 1) Codilución con GLP o crudos livianos sustituyendo de 2,000 a 4,000 barriles por día a finales del 2014; 2) Producción de nafta en campos a partir de plantas de preflash buscando sustituir gradualmente entre 15,000 a 30,000 barriles por día de Nafta importada a finales del año 2014. Los proyectos actualmente en curso se estima permitirán reducir gradualmente los costos de dilución entre US\$3 y US\$5 por barril en el periodo 2015-2020 comparado con el costo de dilución 2012 de US\$18 por barril. (entre COL\$4,500 y COL\$5,300 millardos en el periodo).
- **Optimización progresiva del costo de manejo de agua**, mediante la incorporación de tecnologías y alternativas más eficientes entre ellas la agroindustria y la evaporación, considerando el incremento estimado del volumen de agua producida pasando de una relación 8/1 en el 2013, es decir 8 barriles de agua por cada barril producido, a una relación 19/1 en el año 2020. Se estima con estos proyectos una reducción gradual del costo por manejo de agua entre US\$2 y US\$3 por barril en el periodo 2015-2020, comparado con el costo que se obtendría sin la implementación de estos proyectos con el aumento de actividad. (entre COL\$1,600 y COL\$2,800 millardos en el periodo).  
  
El costo de manejo de agua en el 2012 fue de US\$2.2 por barril, de no hacerse los proyectos subiría a US\$5.1 por barril. Las iniciativas se espera establezcan gradualmente el costo a niveles de US\$2.7 por barril.
- **Costos de mantenimiento**, aseguramiento de estándares internacionales en el mantenimiento de subsuelo e intervención de pozos y en el mantenimiento de superficie, así como las estrategias de contratación relacionadas, permitiendo una reducción gradual

## INFORMACIÓN DE PRENSA

del costo de mantenimiento cercana a los US\$60 centavos por barril en el periodo 2014-2020, comparado con el costo que se obtendría sin la implementación de estos proyectos dado el aumento de actividad.

El costo de mantenimiento de subsuelo en el 2012 fue de US\$0.5 por barril, de no hacerse los proyectos subiría a US\$1.42 por barril, las iniciativas se estima estabilicen gradualmente el costo a niveles de US\$0.84 por barril.

- **Costo de energía**, enfocada en la incorporación de métodos de generación más eficientes con gas, la conexión al sistema nacional, así como las estrategias de contratación anticipada de la demanda. Se estima una reducción gradual del costo de energía entre COL\$150 y COL\$165 por kilovatio hora entre 2014 y 2020 comparado con el costo de energía en el 2012 de COL\$402 kilovatio hora. (entre COL\$1,800 y COL\$2,200 millardos en el periodo)

Estas iniciativas son el producto de los estudios comparativos de la eficiencia en costo de los procesos con otras empresas, con otras operaciones y activos al interior de Ecopetrol, o derivadas de la evaluación de las causas que explican la evolución de los costos en los procesos críticos de cada uno de los segmentos de negocio.

### g. Resultados por segmentos

Como consecuencia de la entrada en operación desde el 1 de abril de 2013 de la filial Cenit, a la cual Ecopetrol transfirió sus activos de transporte, a partir de este segundo trimestre se presentará una vista por segmento que corresponde al Grupo Empresarial, presentando los resultados por línea de negocio consolidada.

Resultados Acumulados por Segmentos Millardos de COL\$	E&P		Refinación y Petroquímica		Transporte y Logística	
	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012
Ventas Locales	4,320	5,226	10,531	10,559	369	585
Ventas al Exterior	20,253	21,462	4,117	3,861	6	1
Ventas de Servicios	43	80	63	17	2,807	1,450
<b>Ventas Totales</b>	<b>24,616</b>	<b>26,768</b>	<b>14,711</b>	<b>14,437</b>	<b>3,182</b>	<b>2,037</b>
Costos Variables	9,030	9,646	13,621	13,483	206	185
Costos Fijos	2,815	2,471	845	768	1,534	1,009
<b>Costo de Ventas</b>	<b>11,845</b>	<b>12,118</b>	<b>14,466</b>	<b>14,251</b>	<b>1,740</b>	<b>1,194</b>
Utilidad Bruta	12,771	14,651	245	185	1,442	843
Gastos Operativos	1,474	1,337	623	691	451	362
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>11,297</b>	<b>13,314</b>	<b>(378)</b>	<b>(506)</b>	<b>991</b>	<b>481</b>
Ingresos/Gastos No operativos	244	(295)	(271)	26	(20)	(157)
Beneficio (gasto) impuesto de renta	(4,031)	(4,340)	242	183	(467)	(98)
Interés Minoritario	(119)	(196)	1	0	(209)	(17)
<b>Utilidad Neta</b>	<b>7,391</b>	<b>8,482</b>	<b>(406)</b>	<b>(296)</b>	<b>295</b>	<b>209</b>
<b>EBITDA</b>	<b>13,801</b>	<b>15,341</b>	<b>26</b>	<b>162</b>	<b>1,528</b>	<b>919</b>
<b>Margen Ebitda</b>	<b>56%</b>	<b>57%</b>	<b>0.2%</b>	<b>1.1%</b>	<b>48%</b>	<b>45%</b>

### Exploración y Producción

En el segmento de Exploración y Producción los ingresos del primer semestre de 2013 disminuyeron 8% frente al mismo semestre del año anterior, pasando de COL\$26.77 billones a COL\$24.62 billones. El menor precio de las exportaciones llevó a una caída en las ventas al exterior. Adicionalmente, por limitaciones en la capacidad de evacuación, se incrementaron los volúmenes de ventas en campo, que se hicieron a un menor valor.

El costo de ventas del segmento se redujo en un 2.2% entre el primer semestre de 2012 y de 2013, gracias a la reducción en los costos variables. Éstos disminuyeron 5%, pasando de COL\$9.65 billones a COL\$9.03 billones. La reducción se debió principalmente a un menor volumen de regalías

## INFORMACIÓN DE PRENSA

comprado respecto al primer semestre del año anterior, que compensó el incremento en los costos de transporte de hidrocarburos por los cobros de Ocesa y ODC a las tarifas autorizadas por el Ministerio de Minas y Energía.

Por su parte los costos fijos crecieron 14%, pasando de COL\$2.47 billones en el primer semestre de 2012 a COL\$2.82 billones en el primer semestre de 2013. Este incremento se dió en los costos de las operaciones con asociados, especialmente en los campos Quifa y Rubiales, donde el crecimiento de la producción y del tratamiento de agua impactaron los costos de energía, tratamiento químico y uso de carrotanques.

En el primer semestre de 2013 también se presentaron incrementos en los costos del contrato de asociación Guajira por la realización de mantenimientos y la reactivación del campo Riohacha, así como en el contrato Cravo Norte por los costos de reparación por los atentados al oleoducto Caño Limón-Coveñas.

Como resultado final, el segmento de E&P tuvo una utilidad neta de COL\$7.39 billones en el primer semestre de 2013, 13% menor con respecto al mismo periodo del año anterior, y un EBITDA de COL\$13.8 billones, 10% menor que en el primer semestre de 2012.

### **Refinación y Petroquímica<sup>2</sup>**

En el segmento de refinación y petroquímica los ingresos del primer semestre de 2013 fueron COL\$14.71 billones, desagregados así: 72% de ventas de combustibles y petroquímicos en el mercado local y 28% exportaciones.

El costo de ventas del segmento fue de COL\$14.5 billones, siendo los costos variables el 94% de los mismos. El restante 6%, correspondiente a los costos fijos, estuvo afectado por la Reforma Tributaria en el tratamiento del IVA (IVA no descontable).

Los resultados no operacionales del primer semestre de 2013 arrojaron una pérdida total de COL\$271 millardos, debida principalmente al efecto negativo de la devaluación del peso (aumento de COL\$160.7 en la tasa de cambio del semestre) en las cuentas por pagar de materia prima de Reficar y de importaciones de diesel de Ecopetrol.

De esta manera, la pérdida neta del segmento fue de COL\$406 millardos.

### **Transporte**

En el segmento de transporte los ingresos del primer semestre de 2013 se incrementaron 56%, pasando de COL\$2.04 billones a COL\$3.18 billones, debido principalmente al cambio del modelo de negocio de Ocesa y ODC (Oleoducto de Colombia), pasando ambas a ser centro de beneficio. Como consecuencia de este cambio, la tarifa que cobran por transporte pasó de ser la correspondiente a los costos del transportador transferidos al remitente, a ser la tarifa autorizada por el Ministerio de Minas y Energía. Adicionalmente, el incremento se debe en parte también al mayor volumen de crudo transportado en los oleoductos Ocesa, ODC y ODL (Oleoducto de los Llanos).

---

<sup>2</sup> Las cifras consolidadas del segmento para el primer semestre de 2013 incluyen los resultados de Reficar, mientras que para el primer semestre de 2012, tal como se informó en el comunicado de prensa de aquel momento, las cifras de Reficar correspondían al periodo enero-marzo de 2012. Por tal razón, los resultados semestrales del segmento aquí presentados no son completamente comparables.

## INFORMACIÓN DE PRENSA

El costo de ventas del segmento se incrementó en 46% debido principalmente al aumento en COL\$420 millardos de los costos de mantenimiento de la infraestructura, asociados al plan de integridad implementado para asegurar las operaciones de transporte.

Los gastos operativos se incrementaron en 25% (+COL\$89 millardos) debido principalmente a: 1) el registro de una provisión de COL\$36.6 millardos por obsolescencia y deterioro de activos determinada luego del avalúo realizado por Ecopetrol en 2012; 2) COL\$19.5 millardos asociados a pérdidas de productos relacionadas con atentados a la infraestructura de transporte; y 3) gastos de administración de Cenit en el primer semestre de 2013, aproximadamente COL\$17.6 millardos.

Los resultados no operacionales pasaron de un gasto neto de COL\$157 millardos a un gasto neto de COL\$20 millardos, reducción explicada principalmente por el efecto favorable de la devaluación de la tasa de cambio COP/USD.

Como resultado de lo anterior, la utilidad neta y el EBITDA del segmento de transporte se incrementaron en 41% y 66% respectivamente.

### h. Posición de caja

Millardos de COL\$*	II trim 2013	II trim 2012	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012
Caja inicial	8,588.6	17,364.8	10,693.1	9,238.0
Caja generada por la operación (+)	15,975.1	14,832.5	30,774.5	31,346.8
Caja consumida en la operación (-)	(15,081.8)	(16,291.2)	(25,366.6)	(23,499.0)
Inversiones diferentes de adquisiciones (-)	(3,147.5)	(2,195.4)	(6,128.4)	(3,534.2)
Adquisiciones (-)	-	-	-	-
Pago de dividendos (-)	(2,956.9)	(4,919.3)	(6,872.3)	(4,919.3)
Capitalización (+)	-	45.8	-	166.8
Contratación de deuda (+)	284.9	-	284.9	-
Otros ingresos (+/-)	307.4	312.7	480.6	916.6
Diferencia en cambio (+)	247.0	122.5	351.0	(443.3)
Caja final	4,216.8	9,272.4	4,216.8	9,272.4

\*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.

A 30 de junio de 2013 Ecopetrol disponía de COL\$4.216.8 millardos en efectivo e inversiones de portafolio (51% denominados en dólares de los Estados Unidos).

### i. Balance General

Balance General No Consolidado				
Millardos de COL\$	Junio 30 de 2013	Marzo 31 de 2013	Cambio \$	Cambio %
Activos corrientes	17,993.6	17,479.8	513.8	2.9%
Activos no corrientes	80,431.1	82,887.3	(2,456.2)	(3.0%)
Total Activos	98,424.7	100,367.1	(1,942.4)	(1.9%)
Pasivos corrientes	20,948.7	27,280.6	(6,331.9)	(23.2%)
Pasivos no corrientes	16,999.4	15,942.2	1,057.2	6.6%
Total Pasivos	37,948.1	43,222.8	(5,274.7)	(12.2%)
Patrimonio	60,476.6	57,144.2	3,332.4	5.8%
Total Pasivo y Patrimonio	98,424.7	100,367.0	(1,942.3)	(1.9%)
Cuentas de orden deudoras	141,851.8	133,287.2		
Cuentas de orden acreedoras	128,626.9	110,850.9		

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

## INFORMACIÓN DE PRENSA

Las principales variaciones en el **activo** durante el trimestre obedecieron a:

- Reducción en el efectivo y equivalentes de efectivo por utilización de recursos para: 1) pago de dividendos por COL\$2,957 millardos; 2) pago de la segunda y tercera cuota del impuesto de renta por COL\$2,626 millardos en los meses de abril y junio, los cuales incluyen anticipo de renta del año 2012 por COL\$2,067 millardos; y 3) pago de impuesto al patrimonio y sobretasa por COL\$238 millardos.
- Disminución en propiedad planta y equipo por COL\$5,184 millardos, principalmente por: 1) la transferencia de activos a Cenit por COL\$4,285 millardos y 2) construcciones en curso por COL\$1,205 millardos.
- Disminución en valorizaciones por COL\$6,454 millardos primordialmente por traslado de activos a Cenit por COL\$6,347 millardos.

Así mismo, la transferencia de activos a Cenit se vio reflejada en el incremento de las inversiones permanentes por COL\$4,076 millardos a favor de Ecopetrol S.A. realizada en junio de 2013, y adicionalmente se incrementó la inversión vía método de participación por el registro de valorizaciones en dicha sociedad por COL\$6,347 millardos.

Al cierre del segundo trimestre el **pasivo** representó el 39% de los activos, viéndose reflejada una disminución de COL\$5,274 millardos, la cual obedece principalmente a:

- El pago de dividendos realizado en abril por COL\$2,957 millardos (COL\$1,580 millardos a la Nación y COL\$1,377 millardos a personas naturales y jurídicas no estatales).
- La utilización de la provisión de renta por presentación de la declaración de 2012 por COL\$4,205 millardos y pago de impuesto al patrimonio por COL\$238 millardos.
- El incremento en obligaciones financieras por el nuevo crédito sindicado por COL\$1,839 millardos, compuesto por: 1) COL\$1,554 millardos destinados a repagar el crédito sindicado desembolsado en el año 2009 y 2) COL\$285 millardos para financiar inversiones y propósitos corporativos generales.

El **patrimonio** ascendió a COL\$60,477 millardos a junio de 2013 frente a COL\$57,144 millardos al cierre del primer trimestre de 2013. Este incremento se debió a las utilidades generadas en el trimestre.

### j. Calificación de Riesgo

Durante el segundo trimestre de 2013 la agencia calificadora Standard & Poor´s aumentó sus calificaciones en moneda extranjera, las cuales cobijan las emisiones de deuda que Ecopetrol S.A. mantiene en Colombia y en el exterior. El resumen de la actualización es el siguiente:

- Calificación de largo plazo en moneda extranjera: subió de BBB- a BBB.
- Calificación de corto plazo en moneda extranjera: subió de A3 a A2.
- Calificación de largo plazo en moneda local: se mantuvo en BBB+.
- Calificación de corto plazo en moneda local: se mantuvo en A2.
- Perspectivas de las calificaciones: cambió de "positiva" a "estable".
- Calificación "stand alone": se mantuvo en bbb-.

## INFORMACIÓN DE PRENSA

A continuación se presentan las calificaciones de riesgo en moneda local y extranjera de Ecopetrol S.A. vigentes a junio 30 de 2013.

Moneda	Agencia	Calificación	Perspectiva	Fecha última actualización
Extranjera	Standard & Poor's	BBB	Estable	Abril 2013
	Fitch Ratings	BBB-	Positiva	Marzo 2013
	Moody's	Baa2	Estable	Enero 2013
Local	Fitch Ratings	AAA	Estable	Julio 2013

### k. Financiamiento

Ecopetrol realizó una operación de manejo de deuda y financiamiento en pesos colombianos con siete bancos locales por valor de COL\$1.84 billones. El resumen de las condiciones de la operación es el siguiente:

- Monto: COL\$ 1.84 billones.
- Tasa: DTF + 2.5 T.A.
- Plazo: 12 años con 3 años de periodo de gracia.
- Garantías: no se constituyeron.
- Uso de los recursos:
  - COL\$1.55 billones: para operación de manejo de deuda con pago total y reemplazo del saldo del crédito contratado con bancos colombianos en el año 2009.
  - COL\$0.29 billones: nuevos recursos para financiación del plan de inversiones y propósitos corporativos generales de Ecopetrol S.A. durante 2013.
- Bancos participantes: Banco de Bogotá S.A. y Banco BBVA Colombia S.A. actuando como Agentes Estructuradores Líderes y Banco de Occidente S.A., Banco Popular S.A., Banco Comercial AV Villas S.A., Banco Agrario de Colombia S.A. y Helm Bank S.A..

Las condiciones de la operación mejoraron frente a las del crédito del año 2009 así: 1) redujo la tasa de interés del DTF+4 T.A. al DTF+2.5 T.A.; 2) extendió el plazo de 7 a 12 años; y 3) liberó las garantías del crédito sindicado del 2009.

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### II. Resultados financieros consolidados<sup>3</sup>

#### Estado de Resultados Consolidado

Millardos de COL\$	II trim. 13*	II trim. 12	Cambio \$	Cambio %	Ene-Jun 2013*	Ene-Jun 2012	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	2,752.8	5,590.0	(2,837.2)	(50.8%)	8,491.0	10,948.0	(2,457.0)	(22.4%)
Ventas al Exterior	13,895.8	10,406.6	3,489.2	33.5%	24,375.3	22,595.1	1,780.2	7.9%
Ventas de Servicios	947.0	512.6	434.4	84.7%	1,475.0	994.1	480.9	48.4%
<b>Ventas Totales</b>	<b>17,595.6</b>	<b>16,509.2</b>	<b>1,086.4</b>	<b>6.6%</b>	<b>34,341.3</b>	<b>34,537.2</b>	<b>(195.9)</b>	<b>(0.6%)</b>
Costos Variables	7,858.5	7,226.9	631.6	8.7%	15,451.9	15,051.9	400.0	2.7%
Costos Fijos	2,633.9	2,314.2	319.7	13.8%	4,860.2	4,248.2	612.0	14.4%
<b>Costo de Ventas</b>	<b>10,492.4</b>	<b>9,541.1</b>	<b>951.3</b>	<b>10.0%</b>	<b>20,312.1</b>	<b>19,300.1</b>	<b>1,012.0</b>	<b>5.2%</b>
Utilidad Bruta	7,103.2	6,968.1	135.1	1.9%	14,029.2	15,237.1	(1,207.9)	(7.9%)
Gastos Operativos	1,176.0	974.6	201.4	20.7%	2,548.1	2,390.0	158.1	6.6%
Utilidad Operacional	5,927.2	5,993.5	(66.3)	(1.1%)	11,481.1	12,847.1	(1,366.0)	(10.6%)
Ingresos/Gastos No operativos	(45.7)	(227.7)	182.0	(79.9%)	(77.3)	(448.3)	371.0	(82.8%)
Provisión Impuesto de Renta	2,262.1	2,009.9	252.2	12.5%	4,256.9	4,255.1	1.8	0.0%
Interés minoritario	211.9	98.7	113.2	114.7%	327.7	212.5	115.2	54.2%
<b>Utilidad Neta</b>	<b>3,407.5</b>	<b>3,657.2</b>	<b>(249.7)</b>	<b>(6.8%)</b>	<b>6,819.2</b>	<b>7,931.2</b>	<b>(1,112.0)</b>	<b>(14.0%)</b>
EBITDA	7,516.1	7,420.9		1.3%	15,112.6	15,997.6	(885.0)	(5.5%)
Margen EBITDA	43%	45%			44%	46%		

\* No auditado

Algunas cifras de 2012 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con el año 2013

#### Balance General Consolidado

Millardos de COL\$	Junio 30 de 2013	Marzo 31 de 2013	Cambio \$	Cambio %
Activos corrientes	23,859.3	23,009.8	849.5	3.7%
Activos de largo plazo	90,461.7	91,557.3	(1,095.6)	(1.2%)
<b>Total Activos</b>	<b>114,321.0</b>	<b>114,567.1</b>	<b>(246.1)</b>	<b>(0.2%)</b>
Pasivos corrientes	24,462.7	29,948.3	(5,485.6)	(18.3%)
Pasivos de largo plazo	26,873.5	25,348.3	1,525.2	6.0%
<b>Total Pasivos</b>	<b>51,336.2</b>	<b>55,296.6</b>	<b>(3,960.4)</b>	<b>(7.2%)</b>
Patrimonio	60,011.6	56,543.8	3,467.8	6.1%
Interés minoritario	2,973.1	2,726.7	246.4	9.0%
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>114,320.9</b>	<b>114,567.1</b>	<b>(246.2)</b>	<b>(0.2%)</b>
Cuentas de orden deudoras		153,520.2	145,010.6	
Cuentas de orden acreedoras		128,739.6	115,079.2	

Algunas cifras del año 2012 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2013

Los mayores aportes en **ventas totales** de las subordinadas individualmente consideradas (sin el efecto de las eliminaciones) del segundo trimestre de 2013 provinieron de la Refinería de Cartagena (Reficar) con COL\$1,918 millardos, Cenit COL\$636 millardos, Ocesa COL\$598 millardos, Equión con COL\$553 millardos, Hocol con COL\$544 millardos, y Propilco S.A. con COL\$374 millardos.

<sup>3</sup> Para efectos de la consolidación del segundo trimestre del año 2013, 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 Finance S.A., 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").

Los estados financieros consolidados para el segundo trimestre de 2012 incluyen las siguientes compañías filiales: 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 Finance S.A., Black Gold Re Ltd., Ecopetrol Transportation Company, Oleoducto de Colombia, Ocesa S.A., Reficar, Oleoducto Bicentenario, Ecopetrol Capital A.G., Ecopetrol Transportation Investments Ltd., Equión Energía Limited y Ecopetrol Global Capital SLU.

## INFORMACIÓN DE PRENSA

A su vez, **las mayores utilidades** individuales de cada una de las compañías del grupo fueron las de Ocesa con COL\$370 millardos, Cenit COL\$289 millardos, Equión con COL\$190 millardos, ODL con COL\$40 millardos, Hocol con COL\$34 millardos, y ODC con COL\$19 millardos. Las mayores pérdidas netas fueron reportadas por Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil con COL\$112 millardos, Ecopetrol América Inc. con COL\$84 millardos y Reficar con COL\$46 millardos.

En Reficar las pérdidas disminuyeron en el segundo trimestre de 2013 en comparación con el mismo trimestre de 2012, debido al aumento de 10.5% en las exportaciones de diesel de alto contenido de azufre, jet y gasolinas. Este crecimiento se dio debido a que en el segundo trimestre de 2012 la producción estuvo limitada por la parada de la unidad de cracking que se extendió más días de los planeados.

Ecopetrol del Perú, Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil, Ecopetrol América y Bioenergy aún no reportan utilidad ya que se encuentran en etapa preoperativa o se encuentran realizando actividades exploratorias sin tener aún producción (con excepción de Ecopetrol América).

En Transporte, la consolidación de todas las filiales se está haciendo a nivel de grupo empresarial. Por tanto, la información financiera presentada por Cenit corresponde a esta misma compañía de manera individual, reconociendo el método de participación sobre las utilidades de las demás compañías de transporte del grupo empresarial, cuyos activos ya le fueron transferidos.

Mediante el método de participación patrimonial Invercolsa generó utilidad por COL\$23.8 millardos, Offshore International Group por COL\$6.1 millardos, Ecodiesel por COL\$5.5 millardos y Transgas por COL\$0.4 millardos.

El **Ebitda** del segundo trimestre de 2013 fue de COL\$7.516 millardos, equivalente a un **margen Ebitda** del 43%.

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### III. Resultados Operativos

#### a. Plan de inversiones

*Inversiones realizadas por Ecopetrol:*

Inversiones (US\$ millones)				
Segmento	II. trim 2013	Peso de cada segmento	I. sem. 2013	Peso de cada segmento
Exploración	95.0	5.4%	145.4	4.5%
Producción	900.6	51.5%	1,601.1	50.0%
Refinación y Petroquímica	65.4	3.7%	113.7	3.6%
Transporte*	191.3	10.9%	334.7	10.5%
Suministro y Mercadeo	0.4	0.0%	0.6	0.0%
Subordinadas**	469.2	26.9%	959.5	30.0%
Adquisiciones	1.7	0.1%	3.3	0.1%
Corporativo	23.8	1.4%	41.1	1.3%
<b>Total</b>	<b>1,747.4</b>	<b>100.0%</b>	<b>3,199.4</b>	<b>100.0%</b>

\* Estas inversiones se recuperan como costos que Cenit reembolsa a Ecopetrol

\*\* Inversiones de Ecopetrol S.A. en sus subordinadas, no corresponde al monto total invertido por dichas compañías

Durante el primer semestre del año 2013 se realizaron inversiones por US\$3,199 millones, destinadas principalmente a los siguientes segmentos: 1) Producción (50.0%): construcción de instalaciones para el manejo de fluidos principalmente en los campos Castilla y Chichimene; 2) Aportes a las empresas filiales y subsidiarias (30.0%): recursos aprobados para el proyecto de modernización de Reficar; y 3) Transporte (10.5%): inversión en los proyectos San Fernando - Monterrey y Magdalena Medio.

#### b. Exploración

Exploración en Colombia:

*Ecopetrol S.A.:*

#### Perforación en Colombia de pozos A3/A2 Ecopetrol S.A.

Tipo de pozo	II. trim 2013				I. sem 2013			
	Perforados	Exitoso*	En evaluación	Seco	Perforados	Exitoso*	En evaluación	Seco
A3/A2	1	1	0	0	4	3	0	1

\*éxito geológico

Además de la perforación del pozo A3/A2, durante el segundo trimestre del 2013 se perforaron 4 pozos estratigráficos y 8 pozos delimitadores (A1).

## INFORMACIÓN DE PRENSA

A continuación se presenta el detalle del pozo exploratorio perforado en el segundo trimestre de 2013:

### Ecopetrol S.A.

Tipo de pozo	Cuenca	Bloque	Nombre	Resultado
A3/A2	Llanos	CPO-10	Cusuco-1	Exitoso

Hocol S.A.:

### Perforación en Colombia de pozos A3/A2

#### Hocol S.A.

Tipo de pozo	II. trim 2013				I. sem 2013			
	Perforado	Exitoso*	En evaluación	Seco	Perforados	Exitoso*	En evaluación	Seco
A3/A2	1	0	1	0	2	1	1	0

\*éxito geológico

Además de la perforación del pozo A3/A2, durante el segundo trimestre del 2013 se perforó un pozo estratigráfico.

A continuación se presenta el detalle del pozo exploratorio perforado en el segundo trimestre de 2013:

### Hocol S.A.

Tipo de pozo	Cuenca	Bloque	Nombre	Resultado
A3/A2	Llanos	CPO-17	Godric-1	En evaluación

### Exploración Internacional:

#### Ecopetrol América Inc:

La compañía compró la participación de BP en el descubrimiento Gunflint, en aguas profundas del Golfo de México en Estados Unidos. Ecopetrol América Inc. tiene una participación de 31.50% en el descubrimiento y el socio operador es la compañía Noble Energy Inc (31.14%). Los otros socios son Marathon Oil Company (18.23%) y Samson Offshore LLC (19.13%).

Al finalizar el segundo trimestre del año la compañía se encontraba perforando el pozo exploratorio Odd Job y el pozo delimitador Logan-2.

#### Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil:

La compañía presentó propuestas competitivas para 3 bloques exploratorios offshore en la Ronda 11 que realizó en Río de Janeiro la Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de Brasil. En los bloques POT-M-567 y FZA-M-320, se adquirió el 100% de los derechos, mientras que en el bloque CE-M-715 se presentó la mayor oferta en consorcio con Chevron Brasil Ventures APS, el cual será el operador y tiene una participación del 50%.

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### c. Producción

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

	II. trim. 13	II. trim. 12	Cambio %	Cambio bls	I. sem. 13	I. sem. 12	Cambio %	Cambio bls
<b>Ecopetrol S.A. (kbped)</b>								
Crudo	606.5	597.4	1.5%	9.1	613.5	588.4	4.3%	25.1
Gas natural*	125.7	112.0	12.2%	13.7	125.5	110.3	13.8%	15.2
<b>Total</b>	<b>732.2</b>	<b>709.4</b>	<b>3.2%</b>	<b>22.8</b>	<b>739.0</b>	<b>698.7</b>	<b>5.8%</b>	<b>40.3</b>
<b>Hocol (kbped)</b>								
Crudo	20.5	24.6	(16.7%)	(4.1)	21.0	26.6	(21.1%)	(5.6)
Gas Natural	0.3	0.4	(25.0%)	(0.1)	0.2	0.4	(50.0%)	(0.2)
<b>Total</b>	<b>20.8</b>	<b>25.0</b>	<b>(16.8%)</b>	<b>(4.2)</b>	<b>21.2</b>	<b>27.0</b>	<b>(21.5%)</b>	<b>(5.8)</b>
<b>Savia (kbped)</b>								
Crudo	5.8	6.8	(14.7%)	(1.0)	5.6	6.7	(16.4%)	(1.1)
Gas Natural	0.1	0.7	(85.7%)	(0.6)	0.2	0.7	(71.4%)	(0.5)
<b>Total</b>	<b>5.9</b>	<b>7.5</b>	<b>(21.3%)</b>	<b>(1.6)</b>	<b>5.8</b>	<b>7.4</b>	<b>(21.6%)</b>	<b>(1.6)</b>
<b>Equion (kbped)</b>								
Crudo	10.3	11.2	(8.0%)	(0.9)	10.8	10.8	0.0%	0.0
Gas Natural	7.5	7.2	4.2%	0.3	6.8	7.0	(2.9%)	(0.2)
<b>Total</b>	<b>17.8</b>	<b>18.4</b>	<b>(3.3%)</b>	<b>(0.6)</b>	<b>17.6</b>	<b>17.8</b>	<b>(1.1%)</b>	<b>(0.2)</b>
<b>Ecopetrol America-K2 (kbped)</b>								
Crudo	1.3	1.8	(27.8%)	(0.5)	1.3	1.9	(31.6%)	(0.6)
Gas Natural	0.1	0.1	0.0%	0.0	0.2	0.2	0.0%	0.0
<b>Total</b>	<b>1.4</b>	<b>1.9</b>	<b>(26.3%)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>1.5</b>	<b>2.1</b>	<b>(28.6%)</b>	<b>(0.6)</b>
<b>Ecopetrol S.A. incluida participación en filiales y subsidiarias</b>								
Crudo	644.4	641.8	0.4%	2.6	652.2	634.4	2.8%	17.8
Gas Natural	133.7	120.4	11.0%	13.3	132.9	118.6	12.1%	14.3
<b>Total</b>	<b>778.1</b>	<b>762.2</b>	<b>2.1%</b>	<b>15.9</b>	<b>785.1</b>	<b>753.0</b>	<b>4.3%</b>	<b>32.1</b>

\* La producción de gas incluye productos blancos

Se destaca el crecimiento de los principales campos:

#### Producción promedio de Principales Campos (participación de Ecopetrol) kbped

Activos 100% de ECP	II. trim. 13	II. trim. 12	Cambio %	I. sem. 13	I. sem. 12	Cambio %
Castilla	114.4	113.5	0.8%	117.4	111.6	5.2%
Chichimene	49.8	44.3	12.3%	52.0	43.5	19.5%
Casabe	23.6	22.9	3.0%	23.6	22.3	6.1%
<b>Activos en asociación</b>						
Rubiales	120.7	98.7	22.3%	120.9	99.2	21.9%
Quifa	30.1	21.0	43.2%	27.2	21.4	27.0%
La Cira-Infantas	22.9	21.8	5.1%	23.0	21.1	9.2%
Nare	17.4	15.8	9.9%	17.2	16.3	5.5%

## INFORMACIÓN DE PRENSA

*Producción de Ecopetrol S.A.:*

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

**kbped**

	II. trim. 13	II. trim. 12	Cambio %	I. sem. 13	I. sem. 12	Cambio %
<b>Liviano</b>	49.0	64.4	(23.9%)	50.8	62.9	(19.2%)
<b>Medio</b>	214.5	231.9	(7.5%)	216.6	226.9	(4.5%)
<b>Pesado</b>	342.9	301.1	13.9%	346.0	298.6	15.9%
<b>Total</b>	<b>606.5</b>	<b>597.4</b>	<b>1.5%</b>	<b>613.5</b>	<b>588.4</b>	<b>4.3%</b>

\* No incluye filiales

Durante el segundo trimestre de 2013 el crudo pesado representó el 57% de la producción de crudo total, mientras que en el segundo trimestre de 2012 representó el 50%.

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

El indicador de costo de levantamiento por barril producido para Ecopetrol S.A. en el primer semestre de 2013 fue de US\$10.29 (basado en la metodología aprobada por la SEC, la cual no incluye las regalías en la estimación de costo por barril), US\$0,30 por barril más que el primer semestre del año anterior, como efecto neto de:

- Mayores costos requeridos para: 1) el manejo y disposición de agua; 2) incremento de las operaciones de reactivación de pozos; y 3) la aplicación de la cláusula de precios altos que incrementa la participación de los costos en las operaciones asociadas: +US\$1.00 / barril.
- Menores costos por efecto de la devaluación de la tasa de cambio COP/USD: -US\$0.20 / barril.
- Menores costos debido al mayor volumen producido: -US\$0.50 / barril.

*Producción de subordinadas y de compañías con participaciones accionarias:*

La producción de las filiales y subsidiarias de Ecopetrol disminuyó debido a:

- Hocol: 1) reversión del contrato de asociación Palermo, el efecto de dicha reversión es neutra para Ecopetrol ya que la producción de ese bloque ya no es propiedad de Hocol, pero sí de Ecopetrol; y 2) declinación de la curva básica de la producción del campo Ocelote.
- Equión: Declinación de la curva básica de producción de los campos Piedemonte, Cusiana y Recetor.
- Savia: Declinación de la curva básica de producción en los campos San Pedro, Lobitos y Peña Negra.
- Ecopetrol América Inc: Declinación básica de la producción del bloque K2.

### d. Refinación

**d.1) Refinería de Barrancabermeja:**

	II. trim 2013	II. trim 2012	Cambio %	I. sem. 13	I. sem. 12	Cambio %
Carga* (kbc)	219.7	218.1	0.7%	218.3	209.2	4.3%
Factor de utilización (%)	84.3%	79.0%	6.7%	82.1%	71.9%	14.2%

Tanto la carga como el factor de utilización de la refinería en el segundo trimestre de 2013 aumentaron debido a que en el segundo trimestre del año anterior se presentó una parada general del tren de fondos y de una unidad de crudo. En el segundo trimestre de este año se realizó la

## INFORMACIÓN DE PRENSA

parada de otra unidad de crudo, pero de menor capacidad que la del año anterior.

El avance del proyecto de modernización al cierre del segundo trimestre de 2013 fue de 16.1% y se continuaron las actividades de planeación y construcción previas a la parada programada del mes de septiembre en la cual se modernizará la unidad de crudo U-250. Esta parada tendrá una duración aproximada de 84 días y requerirá importar mayores volúmenes de productos refinados para sustituir la producción de la refinería y así asegurar el abastecimiento en Colombia.

El Plan Maestro de Servicios Industriales alcanzó un avance del 74% a junio 30 de 2013.

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

El indicador de costo operativo de caja de la refinería para el primer semestre de 2013 fue de US\$6.75 por barril, US\$0.07 por barril menor que el del mismo periodo del año anterior, como efecto de:

- Mayores costos de servicios industriales: +US\$0.31 por barril.
- Menores costos asociados a una mayor carga en la refinería: -US\$0.26 por barril.
- Devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos: -US\$0.12 por barril.

	II. trim 2013	II. trim 2012	Cambio %	I. sem. 13	I. sem. 12	Cambio %
Margen de Refinación (USD/bl)	11.1	12.5	(11.2%)	12.8	9.3	37.6%

El margen bruto de refinación en el segundo trimestre de 2013 disminuyó frente al mismo periodo del año anterior debido a: 1) menores rendimientos de productos valiosos (gasolinas y diesel), ya que se usó una dieta más pesada por menor disponibilidad de crudos livianos; y 2) menores diferenciales ("crack spreads") de precios de productos frente a los crudos pesados de referencia.

### *d.2) Reficar (Refinería de Cartagena):*

	II. trim 2013	II. trim 2012	Cambio %	I. sem. 13	I. sem. 12	Cambio %
Carga* (kbc)	72.5	73.1	(0.8%)	74.1	73.4	1.0%
Factor de utilización (%)	84.3%	70.7%	19.2%	82.4%	60.9%	35.3%

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

Al comparar el segundo trimestre de 2013 con el mismo periodo del año anterior, se observa una disminución en la carga debido a: 1) limitación operacional en la unidad de crudo; y 2) menor disponibilidad de crudos livianos.

El factor de utilización en el segundo trimestre de 2013 aumentó ya que durante el trimestre no se realizaron paradas no programadas, mientras que en el segundo trimestre del año anterior se realizó una parada en la unidad de cracking.

	II. trim 2013	II. trim 2012	Cambio %	I. sem. 13	I. sem. 12	Cambio %
Margen de Refinación (USD/bl)	3.7	5.6	(33.9%)	4.9	5.5	(10.9%)

El margen bruto de refinación en el segundo trimestre de 2013 disminuyó frente al mismo periodo del año anterior debido a: 1) un mayor costo de la dieta de crudo; y 2) menores diferenciales de precios de productos frente a los crudos pesados de referencia.

El proyecto de ampliación y modernización alcanzó un avance físico del 82.5% al corte de junio 30

## INFORMACIÓN DE PRENSA

de 2013 y los porcentajes de avance de los frentes del proyecto fueron:

Frente de Trabajo	Porcentaje
Ingeniería de detalle	100.0%
Compras	99.2%
Fabricación de módulos	100.0%
Construcción (inició en octubre 2011)	56.7%

### e. Transporte

Volúmenes transportados (kbpd)	II. trim 2013	II. trim 2012	Cambio %	I. sem. 2013	I. sem. 2012	Cambio %
Crudos	944.0	924.8	2.1%	950.1	920.4	3.2%
Refinados	240.0	223.5	7.4%	239.1	230.2	3.9%
<b>Total</b>	<b>1,184.0</b>	<b>1,148.3</b>	<b>3.1%</b>	<b>1,189.2</b>	<b>1,150.6</b>	<b>3.4%</b>

La metodología utilizada para el cálculo de volúmenes transportados fue modificada con el objetivo de reflejar los volúmenes asociados a los sistemas que permiten la evacuación de crudos a los puertos para exportación y a la refinería de Barrancabermeja, incluyendo los sistemas de las filiales Ocesa y ODC.

Para el segmento de transporte de productos refinados por poliductos se realizó un ajuste en la forma de cálculo de los volúmenes, eliminando los relacionados con el sistema Pozos Colorados – Galán<sup>4</sup>, ya que estos volúmenes son transportados a su vez por los demás sistemas que tienen como punto de inicio la estación de Galán en Barrancabermeja.

Para efectos de comparabilidad se han recalculado los volúmenes correspondientes a los periodos anteriores.

En el segundo trimestre de 2013 se incrementó el volumen promedio día transportado debido principalmente al aumento en los volúmenes transportados por las filiales, especialmente en Ocesa y en el Oleoducto de Colombia (en marzo de 2013 entró en operación la cuarta unidad en la estación Vasconia, lo cual permitió incrementar la capacidad del oleoducto de 195 a 236 kbpd).

#### *Oleoducto Bicentenario:*

A junio 30 de 2013 se finalizó el tendido de línea regular y está pendiente la finalización de dos cruces fluviales para iniciar la operación del oleoducto en el tercer trimestre de 2013.

#### *CENIT S.A.:*

El primero de abril de 2013 Ecopetrol transfirió a Cenit los activos asociados a la actividad de transporte por oleoductos y poliductos. Igualmente, Cenit firmó varios contratos con Ecopetrol que regulan la relación entre las dos compañías, entre los cuales se destacan:

- Contratos bajo la modalidad “ship-or-pay” para el transporte de crudo y productos derivados, por medio de los cuales Cenit transportará hidrocarburos de Ecopetrol teniendo como contraprestación el pago de las tarifas reguladas para los sistemas utilizados. Estos contratos aseguran la capacidad necesaria para la evacuación de la producción de Ecopetrol.

<sup>4</sup> Para efectos ilustrativos, el volumen promedio transportado por este sistema en el segundo trimestre de 2013 fue de 73.1 kbpd, comparado con 64.5 kbpd transportados en el mismo periodo de 2012.

## INFORMACIÓN DE PRENSA

- Contratos entre Cenit y Ecopetrol para la operación y mantenimiento de los activos de Cenit y para la gestión de los proyectos que se ejecuten sobre su infraestructura.

Como consecuencia de la entrada en operación de Cenit, el costo de transporte de Ecopetrol, que anteriormente se reflejaba como un costo intersegmentos, se ve ahora reflejado como un pago de una tarifa por barril de Ecopetrol a Cenit.

Adicionalmente, las filiales Ocesa y ODC, cambiaron su modelo de negocio pasando de ser centros de costos (donde la tarifa únicamente cubría los costos de operación y mantenimiento), a centros de beneficios (donde la tarifa es la autorizada por el Ministerio de Minas y Energía), generando utilidades y dividendos. Estas utilidades se reflejan en el estado de resultados de Ecopetrol vía ingresos por método de participación.

### *Costo por barril transportado*

El indicador de costo por barril transportado de Ecopetrol para el período enero – junio de 2013 fue de US\$5.65 por barril que, al compararlo con el resultado para el mismo período del año anterior de US\$3.52 por barril, presentó un aumento de US\$2.13 por barril, el cual es el producto de:

Mayores costos por:

- Efecto Costo (+US\$1.98 por barril), explicado por el efecto combinado de:
  - Implementación de las estrategias de integridad de ductos para asegurar la confiabilidad de la infraestructura y reducir el riesgo operativo.
  - Incremento en las operaciones aéreas y actividades de vigilancia.
  - Mayores costos en los sistemas de terceros, debido al incremento en las tarifas de transporte.
- Efecto Volumen (+US\$0.21 por barril):
  - Menores volúmenes transportados para Ecopetrol entre el primer semestre de 2012 y el mismo periodo de 2013 (237.8 millones de barriles a junio de 2012 vs. 227.4 millones de barriles acumulados para el mismo periodo de 2013), como consecuencia de las restricciones de capacidad en los sistemas Caño Limón - Coveñas y Oleoducto Transandino (OTA) por problemas de orden público.
- Devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos: -US\$0.06 por barril.

## **f. Biocombustibles**

### *Ecodiesel Colombia S.A.:*

La producción de biodiesel en el segundo trimestre de 2013 fue de 27,345 toneladas, lo que representó un incremento en la producción del 0.7% respecto al segundo trimestre del año anterior. Esto es el resultado de una mayor eficiencia operacional de la planta.

### *Bioenergy S.A.:*

A 30 de junio de 2013 el proyecto de Bioenergy presentó un avance del 75.0% (77.6% componente industrial y 68.8% componente agrícola).

#### IV. Consolidación organizacional y gobierno corporativo

##### a. Consolidación organizacional

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

Indicador HSE*	II. trim 2013	II. trim 2012	I. sem 2013	I. sem 2012
Índice de Frecuencia de Accidentalidad (accidentes / millón de horas hombre)	0.72	0.84	0.89	0.79
Incidentes ambientales	5	11	10	17

\* 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 segundo trimestre de 2013 se otorgaron dos patentes a Ecopetrol:

- Colombia: "Sistema para la generación de energía eléctrica a partir de energía eólica de baja velocidad con dos sistemas de ala impulsora".
- México: "Equipo dosificador y procedimiento para el taponamiento de derivaciones en ductos de transporte de fluidos basado en dicho equipo".

*Reconocimientos:*

- Ranking de la consultora internacional Millward Brown: Ecopetrol es la marca más valiosa de Colombia y la séptima de América Latina.
- Estudio Élite Empresarial (realizada por Datexco y Portafolio): Ecopetrol fue elegida como la empresa socialmente más responsable y como la más admirada del país.
- Estudio Monitor Empresarial de reputación corporativa, versión 2013 (realizado por Merco): por cuarta ocasión consecutiva Ecopetrol es la mejor empresa para trabajar en Colombia.

##### b. Gobierno corporativo

*Grupos de Interés:*

Durante el segundo trimestre de 2013 se destacaron los siguientes hitos:

- Audiencia pública de rendición de cuentas en Pereira con la asistencia de más de 1,200 personas de las comunidades de los departamentos del Valle del Cauca, Risaralda y Caldas.
- Mesas de diálogo con grupos de interés en los siguientes municipios: Toledo, Manizales, Pereira, Dosquebradas, Cartago, Coveñas, Orito, Puerto Caicedo, La Hormiga y Chinácota.
- En el primer semestre del año 2013, aproximadamente 37,480 personas participaron en las obras y proyectos que desarrolla Ecopetrol a través de las firmas contratistas vinculadas con la compañía.

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### V. Presentación de los resultados

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del segundo trimestre del año 2013:

#### **Español**

Agosto 1, 2013

9:00 a.m. Bogotá

10:00 a.m. Nueva York / Toronto

#### **Inglés**

Agosto 1, 2013

10:30 a.m. Bogotá

11:30 a.m. Nueva York / 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. Una copia del webcast se encontrará disponible durante un año después del evento en vivo.

### **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 operaciones en Colombia, Brasil, Perú y la Costa del Golfo de los Estados Unidos. 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 Capital AG, Ecopetrol Global Energy, Ecopetrol Global Capital S.L.U, Ecopetrol Pipelines International, 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, 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 3) refinación y petroquímica.

### **Declaraciones de proyección futura**

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

### **Información de Contacto:**

**Director de Relaciones con el Inversionista:** Alejandro Giraldo

Teléfono: +571 234 5190; Correo electrónico: [investors@ecopetrol.com.co](mailto:investors@ecopetrol.com.co)

**Relaciones con los Medios:** Jorge Mauricio Tellez

Teléfono: + 571 234 4329; Correo electrónico: [mauricio.tellez@ecopetrol.com.co](mailto:mauricio.tellez@ecopetrol.com.co)

**VI. Anexos Ecopetrol S.A.**
**Estado de Resultados sin Auditar**  
**Ecopetrol S.A.**

Millones de pesos colombianos	II trim. 2013 *	II trim. 2012	I trim. 2013*	Ene-Jun 2013*	Ene-Jun 2012
<b>Ingresos</b>					
Ventas Nacionales	4,756,710	4,630,116	4,728,449	9,485,159	9,226,900
Ventas al Exterior	8,955,104	8,463,542	8,248,181	17,203,285	17,595,733
Ventas a Zona Franca	1,211,473	1,295,342	1,409,533	2,621,006	2,642,951
Venta de Servicios	399,416	407,131	385,650	785,066	775,850
<b>Total Ingresos</b>	<b>15,322,703</b>	<b>14,796,131</b>	<b>14,771,813</b>	<b>30,094,516</b>	<b>30,241,434</b>
<b>Costo de Ventas</b>					
<b>Costos Variables:</b>					
Compras de hidrocarburos	2,925,692	3,544,900	3,319,798	6,245,490	7,103,008
Amortización y Agotamiento	926,572	822,807	806,166	1,732,738	1,551,439
Productos Importados	1,829,500	1,887,354	1,935,257	3,764,757	3,741,356
Servicios de Transporte de hidrocarburos	1,245,018	492,553	722,775	1,967,793	998,240
Variación de Inventarios y otros	528,118	(270,729)	(168,884)	359,234	(532,938)
<b>Costos Fijos:</b>					
Depreciación	285,711	312,210	357,473	643,184	613,441
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	894,087	726,138	718,445	1,612,532	1,337,856
Mantenimiento	370,343	306,332	294,026	664,369	551,297
Costos laborales	308,465	262,954	289,281	597,746	505,087
Otros	333,614	223,350	237,861	571,475	405,862
<b>Total Costo de Ventas</b>	<b>9,647,120</b>	<b>8,307,869</b>	<b>8,512,198</b>	<b>18,159,318</b>	<b>16,274,648</b>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>5,675,583</b>	<b>6,488,262</b>	<b>6,259,615</b>	<b>11,935,198</b>	<b>13,966,786</b>
<b>Gastos Operacionales</b>					
Administración	169,792	152,097	155,319	325,111	303,189
Gastos de comercialización y operación	526,666	445,974	889,945	1,416,611	1,325,350
Gastos de exploración	72,027	129,681	69,068	141,095	258,095
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>4,907,098</b>	<b>5,760,510</b>	<b>5,145,283</b>	<b>10,052,381</b>	<b>12,080,152</b>
<b>Ingresos (gastos) No Operacionales:</b>					
Ingresos Financieros	768,691	1,307,117	819,014	1,587,705	2,566,453
Gastos Financieros	(739,006)	(1,212,166)	(590,878)	(1,329,884)	(2,646,637)
Gasto de intereses	(104,843)	(122,802)	(85,740)	(190,583)	(178,412)
Ingresos No Financieros	241,950	54,448	50,293	292,243	125,676
Egresos No Financieros	(221,730)	(222,509)	(195,162)	(416,892)	(412,404)
Resultados en sociedades	279,509	(33,349)	153,679	433,188	410,616
<b>Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta</b>	<b>5,131,669</b>	<b>5,531,249</b>	<b>5,296,489</b>	<b>10,428,158</b>	<b>11,945,444</b>
Provisión Impuesto de Renta	1,877,863	1,855,770	1,800,806	3,678,669	3,926,913
Interés minoritario					
<b>Ganancia Neta</b>	<b>3,253,806</b>	<b>3,675,479</b>	<b>3,495,683</b>	<b>6,749,489</b>	<b>8,018,531</b>
<b>EBITDA</b>	7,302,067	7,426,800	7,745,974	15,048,041	16,043,286
<b>MARGEN EBITDA</b>	47.66%	50.19%	52.44%	50%	53%
<b>UTILIDAD POR ACCIÓN</b>	\$ 79.13	\$ 89.39	\$ 85.02	\$ 164.15	\$ 195.02

\* No auditado

Algunas cifras del año 2012 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2013.

**Nota:** En el primer trimestre de 2013 se realizó traslado de conceptos no operacionales a los resultados operativos (hurtos y atentados, provisiones para litigios, ayudas a la comunidad y efectos de ejercicios anteriores). Adicionalmente se reclasificaron los gastos de impuesto al patrimonio y gravamen al movimiento financiero a operacionales.

**Estado de Resultados Sin Auditar**  
**Ecopetrol Consolidado**

Millones de pesos colombianos

	II trim. 2013*	II trim. 2012	I trim. 2013*	Ene-Jun 2013*	Ene-Jun 2012
<b>Ingresos</b>					
Ventas Nacionales	2,752,826	5,590,008	5,738,132	8,490,958	10,947,987
Ventas al Exterior	13,895,839	10,406,605	10,479,493	24,375,332	22,595,058
Venta de Servicios	946,983	512,607	528,003	1,474,986	994,098
<b>Total Ingresos</b>	<b>17,595,648</b>	<b>16,509,220</b>	<b>16,745,628</b>	<b>34,341,276</b>	<b>34,537,143</b>
<b>Costo de Ventas</b>					
<b>Costos Variables:</b>					
Compras a Terceros	3,149,520	3,840,706	4,006,293	7,155,813	8,526,593
Amortización y Agotamiento	1,062,586	965,371	937,110	1,999,696	1,865,241
Productos Importados	2,502,583	2,574,184	2,545,075	5,047,658	4,975,951
Servicios de Transporte de hidrocarburos	532,010	1,330,551	294,235	826,245	1,578,311
Variación de Inventarios y otros	611,814	(1,483,923)	(189,308)	422,506	(1,894,152)
<b>Costos Fijos:</b>					
Depreciación	426,633	470,066	425,630	852,263	919,084
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	908,827	737,911	723,905	1,632,732	1,357,394
Mantenimiento	452,060	422,835	370,026	822,086	721,129
Costos laborales	328,989	279,697	309,644	638,633	539,413
Otros	517,400	403,644	397,111	914,511	711,153
<b>Total Costo de Ventas</b>	<b>10,492,422</b>	<b>9,541,042</b>	<b>9,819,721</b>	<b>20,312,143</b>	<b>19,300,117</b>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>7,103,226</b>	<b>6,968,178</b>	<b>6,925,907</b>	<b>14,029,133</b>	<b>15,237,026</b>
<b>Gastos Operacionales</b>					
Administración	317,246	218,458	224,431	541,677	473,226
Gastos de comercialización y operación	575,712	446,819	995,221	1,570,933	1,416,997
Gastos de exploración y proyectos	283,073	309,350	152,417	435,490	499,821
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>5,927,195</b>	<b>5,993,551</b>	<b>5,553,838</b>	<b>11,481,033</b>	<b>12,846,982</b>
<b>Ingresos (gastos) No Operacionales:</b>					
Ingresos Financieros	1,072,665	2,012,010	934,205	2,006,870	3,948,080
Gastos Financieros	(987,503)	(1,911,282)	(708,934)	(1,696,437)	(3,850,197)
Gasto de intereses	(144,251)	(175,415)	(125,543)	(269,794)	(278,179)
Ingresos No Financieros	249,356	83,612	68,450	317,806	166,699
Egresos No Financieros	(235,930)	(236,667)	(199,807)	(435,737)	(434,735)
<b>Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta</b>	<b>5,881,532</b>	<b>5,765,809</b>	<b>5,522,209</b>	<b>11,403,741</b>	<b>12,398,650</b>
Provisión Impuesto de Renta	2,262,057	2,009,931	1,994,804	4,256,861	4,255,088
Interés minoritario	211,890	98,737	115,780	327,670	212,479
<b>Ganancia Neta</b>	<b>3,407,585</b>	<b>3,657,141</b>	<b>3,411,625</b>	<b>6,819,210</b>	<b>7,931,083</b>
<b>EBITDA</b>	7,516,080	7,420,908	7,596,480	15,112,560	15,997,650
<b>MARGEN EBITDA</b>	43%	45%	45%	44%	46%

**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.

Algunas cifras del año 2012 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2013

**Balance General**
**No Auditado**
**Ecopetrol S.A.**
**Ecopetrol Consolidado**

Millones de pesos colombianos	Junio 30 de 2013	Marzo 31 de 2013	Junio 30 de 2013	Marzo 31 de 2013
<b>Activos</b>				
<b>Activos corrientes:</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	2,773,625	3,784,968	6,747,229	7,182,508
Inversiones	767,307	1,001,519	1,693,367	982,591
Cuentas y documentos por cobrar	6,444,633	5,275,217	5,473,970	5,707,978
Inventarios	2,326,607	2,678,177	2,857,239	3,089,401
Otros	5,681,378	4,739,881	7,087,479	6,047,320
<b>Total activos corrientes</b>	<b>17,993,550</b>	<b>17,479,762</b>	<b>23,859,284</b>	<b>23,009,798</b>
<b>Activos no corrientes</b>				
Inversiones	28,245,109	19,175,950	2,306,896	5,470,051
Cuentas y documentos por cobrar	1,572,514	1,556,069	494,725	476,940
Propiedad, planta y equipo, neto	18,129,412	23,313,035	40,201,203	38,470,775
Recursos naturales y del medio ambiente, neto	15,488,365	15,384,606	19,008,384	18,535,253
Recursos entregados en administración	312,984	331,109	346,037	478,810
Otros	16,682,666	23,126,508	28,104,428	28,125,434
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>80,431,050</b>	<b>82,887,277</b>	<b>90,461,673</b>	<b>91,557,263</b>
<b>Total activos</b>	<b>98,424,600</b>	<b>100,367,039</b>	<b>114,320,957</b>	<b>114,567,061</b>
<b>Pasivos y patrimonio</b>				
<b>Pasivos corrientes:</b>				
Obligaciones financieras	118,064	556,850	694,180	1,006,479
Cuentas por pagar y vinculados	15,586,753	17,977,187	16,577,552	18,392,393
Pasivos estimados y provisiones	1,273,755	1,124,508	2,432,825	2,034,004
Otros	3,970,093	7,622,095	4,758,109	8,515,393
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>20,948,665</b>	<b>27,280,640</b>	<b>24,462,666</b>	<b>29,948,269</b>
<b>Pasivos de largo plazo</b>				
Obligaciones financieras	5,833,187	4,954,587	14,588,586	13,324,321
Obligaciones laborales a largo plazo	4,257,292	4,160,086	4,262,225	4,166,949
Pasivos estimados y provisiones	4,187,209	4,240,108	4,351,374	4,398,072
Otros	2,721,679	2,587,464	3,671,364	3,458,947
<b>Total pasivos de largo plazo</b>	<b>16,999,367</b>	<b>15,942,245</b>	<b>26,873,549</b>	<b>25,348,289</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>37,948,032</b>	<b>43,222,885</b>	<b>51,336,215</b>	<b>55,296,558</b>
Interés minoritario			2,973,127	2,726,705
<b>Patrimonio</b>	<b>60,476,568</b>	<b>57,144,154</b>	<b>60,011,615</b>	<b>56,543,798</b>
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>98,424,600</b>	<b>100,367,039</b>	<b>114,320,957</b>	<b>114,567,061</b>
<b>Cuentas de orden deudoras *</b>	<b>141,851,796</b>	<b>133,287,165</b>	<b>153,520,173</b>	<b>145,010,633</b>
<b>Cuentas de orden acreedoras *</b>	<b>128,626,927</b>	<b>110,850,885</b>	<b>128,739,594</b>	<b>115,079,205</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.

Algunas cifras del primer trimestre de 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con los saldos acumulados a junio de 2013

**Estado de Flujos de Efectivo sin Auditar**  
**Ecopetrol S.A.**

Millones de pesos colombianos	II trim. 2013*	II trim. 2012	I trim. 2013*	Ene-Jun 2013*	Ene-Jun 2012
<b>Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación:</b>					
<b>Excedente del Ejercicio</b>	<b>3,253,806</b>	<b>3,675,479</b>	<b>3,495,683</b>	<b>6,749,489</b>	<b>8,018,531</b>
<b>Movimiento de partidas que no involucran efectivo</b>					
Depreciación, agotamiento y amortización y Diferidos	1,364,970	1,456,323	1,357,689	2,722,659	2,672,481
Provisiones, neto	332,276	109,310	11,069	343,345	233,726
Baja en propiedades, planta y equipo	702	(36)	10,748	11,450	114
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	19,438	-	-	19,438	-
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	-	-	-	-	3,490
Pérdida en baja de otros activos	-	-	-	-	-
Pérdida (utilidad) método de participación	(279,510)	33,348	(153,678)	(433,188)	(410,616)
<b>Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:</b>					
Deudores	(584,473)	(959,449)	(1,251,110)	(1,835,583)	220,308
Inventarios	386,620	(84,014)	(370,693)	15,927	(316,743)
Diferidos y otros activos	(586,553)	(89,003)	490,078	(96,475)	395,143
Cuentas por pagar	279,460	(497,657)	(502,656)	(223,196)	1,696,227
Impuestos por pagar	(3,275,376)	(4,771,670)	263,469	(3,011,907)	(3,387,502)
Obligaciones laborales	30,964	28,097	(27,062)	3,902	(14,263)
Pasivos estimados y provisiones	(13,665)	(68,270)	27,840	14,175	(183,544)
<b>Efectivo generado por actividades de operación</b>	<b>928,659</b>	<b>(1,167,542)</b>	<b>3,351,377</b>	<b>4,280,036</b>	<b>8,927,352</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión:</b>					
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	-	-	-	-	-
Compra de inversiones	(1,711,696)	(444,395)	(3,644,074)	(5,355,770)	(7,315,711)
Redención y venta de inversiones	3,976,560	4,400,585	3,947,693	7,924,253	6,858,221
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	102,790	-	-	102,790	-
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,394,923)	(1,009,181)	(468,116)	(1,863,039)	(1,551,182)
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(225,627)	(834,476)	(750,147)	(975,774)	(2,026,055)
<b>Efectivo neto generado por las actividades de inversión</b>	<b>747,104</b>	<b>2,112,533</b>	<b>(914,644)</b>	<b>(167,540)</b>	<b>(4,034,727)</b>
<b>Flujo de efectivo en actividades de financiación:</b>					
Obligaciones financieras	287,550	(173,986)	(63,016)	224,534	(245,302)
Capitalizaciones	10	-	-	10	-
Dividendos	(2,974,666)	(4,919,777)	(3,848,860)	(6,823,526)	(4,887,235)
<b>Efectivo neto usado en actividades de financiación</b>	<b>(2,687,106)</b>	<b>(5,093,763)</b>	<b>(3,911,876)</b>	<b>(6,598,982)</b>	<b>(5,132,537)</b>
<b>(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>(1,011,343)</b>	<b>(4,148,772)</b>	<b>(1,475,143)</b>	<b>(2,486,486)</b>	<b>(239,912)</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año</b>	<b>3,784,968</b>	<b>8,211,902</b>	<b>5,260,111</b>	<b>5,260,111</b>	<b>4,303,043</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b>2,773,625</b>	<b>4,063,130</b>	<b>3,784,968</b>	<b>2,773,625</b>	<b>4,063,131</b>

**NOTAS:**

\* No auditado

Algunas cifras del año 2012 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2013

**Estado de Flujos de Efectivo sin Auditar  
Ecopetrol Consolidado**

Millones de pesos colombianos	II trim. 2013 *	II trim. 2012	I trim. 2013*	Ene-Jun 2013*	Ene-Jun 2012
<b>Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación:</b>					
<b>Excedente del Ejercicio</b>	<b>3,407,585</b>	<b>3,657,141</b>	<b>3,411,625</b>	<b>6,819,210</b>	<b>7,931,083</b>
<b>Movimiento de partidas que no involucran efectivo</b>					
Interés Minoritario	211,890	98,737	115,780	327,670	212,479
Depreciación, agotamiento y amortización y Diferidos	1,448,949	1,823,454	1,674,653	3,123,602	3,407,215
Provisiones - neto	380,080	115,315	16,270	396,350	243,909
Baja en propiedades, planta y equipo	11,497	-	-	11,497	-
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	402,121	(36)	10,748	412,869	114
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	-	-	-	-	3,490
Pérdida en baja de otros activos	-	-	-	-	-
Utilidad en método de participación	(29,785)	(31,611)	(5,955)	(35,740)	(53,535)
<b>Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:</b>					
Deudores	(570,431)	(1,238,556)	(884,563)	(1,454,994)	(1,967,036)
Inventarios	255,659	(130,480)	(367,576)	(111,917)	(398,351)
Diferidos y otros activos	(563,388)	(167,193)	490,709	(72,679)	131,810
Cuentas por pagar	772,599	(16,347)	(799,255)	(26,656)	2,349,261
Impuestos por pagar	(3,013,358)	(4,673,081)	200,846	(2,812,512)	(3,691,608)
Obligaciones laborales	(118,798)	38,067	(49,479)	(168,277)	(29,704)
Pasivos estimados y provisiones	313,025	(654,436)	272,021	585,046	(53,174)
<b>Efectivo generado por actividades de operación</b>	<b>2,907,645</b>	<b>(1,179,026)</b>	<b>4,085,825</b>	<b>6,993,469</b>	<b>8,085,953</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión:</b>					
Pago por compra de compañías, neto del efectivo adquirido	-	-	-	-	-
Compra de inversiones	(906,782)	(444,395)	(3,451,649)	(4,358,431)	(7,315,711)
Redención y venta de inversiones	3,576,202	4,700,983	4,371,961	7,948,163	7,175,257
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	103,087	-	-	103,087	-
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,135,411)	(1,171,691)	(866,406)	(3,001,817)	(2,712,844)
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(1,510,544)	(2,136,508)	(1,805,456)	(3,316,000)	(3,284,722)
<b>Efectivo neto usado en las actividades de inversión</b>	<b>(873,449)</b>	<b>948,389</b>	<b>(1,751,550)</b>	<b>(2,624,999)</b>	<b>(6,138,020)</b>
<b>Flujo de efectivo en actividades de financiación:</b>					
Interés minoritario	(8,758)	(430)	8,758	-	(7,075)
Obligaciones financieras	562,760	718,315	747,645	1,310,405	2,319,522
Capitalizaciones	10	-	-	10	-
Dividendos	(3,023,486)	(4,919,777)	(3,848,860)	(6,872,346)	(4,887,235)
<b>Efectivo neto usado en actividades de financiación</b>	<b>(2,469,475)</b>	<b>(4,201,892)</b>	<b>(3,092,457)</b>	<b>(5,561,932)</b>	<b>(2,574,788)</b>
<b>(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>(435,279)</b>	<b>(4,432,529)</b>	<b>(758,182)</b>	<b>(1,193,461)</b>	<b>(626,855)</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año</b>	<b>7,182,508</b>	<b>10,391,302</b>	<b>7,940,690</b>	<b>7,940,690</b>	<b>6,585,628</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b>6,747,229</b>	<b>5,958,773</b>	<b>7,182,508</b>	<b>6,747,229</b>	<b>5,958,773</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.

Algunas cifras del año 2012 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2013

**Conciliación del Ebitda**

Ecopetrol S.A.

COL\$ Millones	II trim. 2013*	II trim. 2012 *	I trim. 2013 *	Ene-Jun 2013*	Ene-Jun 2012*
<b>CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA</b>					
Utilidad neta	3,253,806	3,675,479	3,495,683	6,749,489	8,018,531
Depreciación, agotamiento y amortización	1,310,590	1,240,028	1,260,294	2,570,884	2,365,713
Intereses Netos	45,028	22,216	28,241	73,269	(31,236)
Intereses, Depreciación, amortización e Impuestos de Sociedades	587,864	486,387	510,850	1,098,713	1,034,176
Otros Impuestos	226,916	146,921	650,100	877,017	729,189
Provisión de renta	1,877,863	1,855,769	1,800,806	3,678,669	3,926,913
<b>EBITDA NO CONSOLIDADO</b>	<b>7,302,067</b>	<b>7,426,800</b>	<b>7,745,974</b>	<b>15,048,041</b>	<b>16,043,286</b>

**Ecopetrol Consolidado**

COL\$ Millones	II trim. 2013*	II trim. 2012 *	I trim. 2013 *	Ene-Jun 2013*	Ene-Jun 2012*
<b>CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA</b>					
Utilidad neta	3,407,585	3,657,141	3,411,625	6,819,210	7,931,083
Depreciación, agotamiento y amortización	1,647,605	1,603,240	1,479,308	3,126,913	3,071,064
Intereses Netos	87,458	81,374	71,544	159,002	73,922
Interes minoritario	(152,879)	(126,046)	(135,837)	(288,716)	(249,345)
Otros Impuestos	264,254	195,268	775,036	1,039,290	915,838
Provisión de renta	2,262,057	2,009,931	1,994,804	4,256,861	4,255,088
<b>EBITDA CONSOLIDADO</b>	<b>7,516,080</b>	<b>7,420,908</b>	<b>7,596,480</b>	<b>15,112,560</b>	<b>15,997,650</b>

\* No auditado

Algunas cifras del año 2012 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2013

**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:**

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### Estado de Resultados

Millardos de COP\$	II trim. 2013	II trim. 2012	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012
Ventas locales	0.3	0.7	0.4	2.7
Ventas de exportación	543.4	920.6	1,314.3	2,005.9
<b>Ventas Totales</b>	<b>543.7</b>	<b>921.3</b>	<b>1,314.7</b>	<b>2,008.6</b>
Costos Variables	350.0	644.8	866.6	1,351.5
Costos Fijos	90.9	111.9	179.7	212.9
<b>Costo de Ventas</b>	<b>440.9</b>	<b>756.7</b>	<b>1,046.3</b>	<b>1,564.4</b>
Utilidad Bruta	102.8	164.6	268.4	444.2
Gastos Operativos	51.0	77.9	73.6	115.9
Utilidad Operacional	51.8	86.7	194.8	328.3
Resultado no operacional, neto	2.3	25.4	(2.7)	34.7
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	54.1	112.1	192.1	363.0
Impuesto de renta	20.2	36.2	66.8	100.2
<b>Utilidad Neta</b>	<b>33.9</b>	<b>75.9</b>	<b>125.3</b>	<b>262.8</b>
EBITDA TOTAL*	154.7	238.5	395.5	629.4
Margen EBITDA	28.5%	25.9%	30.1%	31.3%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	154.7	238.5	395.5	629.4

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

\*\* Porción de EBITDA (RCP) que consolida bajo grupo empresarial ECP

### Balance General

Millardos de COP\$	A Junio 30, 2013	A Marzo 31, 2013
Activos corrientes	818.5	915.3
Activos de largo plazo	1,862.3	1,802.5
<b>Total Activos</b>	<b>2,680.8</b>	<b>2,717.8</b>
Pasivos corrientes	382.9	468.4
Pasivos de largo plazo	210.8	208.5
<b>Total Pasivos</b>	<b>593.7</b>	<b>676.9</b>
Patrimonio	2,087.1	2,040.9
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>2,680.8</b>	<b>2,717.8</b>

## 2. Savia Perú:

## INFORMACIÓN DE PRENSA

<b>Estado de Resultados</b>					
<b>Millones de USD\$</b>	<b>II trim. 2013</b>	<b>II trim. 2012</b>	<b>Ene-Jun 2013</b>	<b>Ene-Jun 2012</b>	
Ventas locales	85.0	162.1	173.3	240.2	
Ventas de exportación	-	-	-	-	
Ventas de servicios	-	-	-	-	
<b>Ventas Totales</b>	<b>85.0</b>	<b>162.1</b>	<b>173.3</b>	<b>240.2</b>	
Costos Variables	30.7	40.4	58.5	58.1	
Costos Fijos	21.7	40.3	43.6	56.6	
<b>Costo de Ventas</b>	<b>52.4</b>	<b>80.7</b>	<b>102.1</b>	<b>114.7</b>	
Utilidad Bruta	32.6	81.4	71.2	125.6	
Gastos Operativos	21.2	25.1	37.8	35.4	
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>11.4</b>	<b>56.3</b>	<b>33.4</b>	<b>90.2</b>	
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	11.4	57.2	33.4	90.2	
Impuesto de renta	0.2	13.9	6.0	24.5	
Distribucion de utilidades a empleados	-	-	-	-	
Impuesto diferido	3.9	3.6	5.7	3.2	
Interés minoritario					
<b>Utilidad Neta</b>	<b>7.3</b>	<b>39.7</b>	<b>21.7</b>	<b>62.4</b>	
EBITDA	34.4	96.9	76.4	145.8	
Margen EBITDA	41%	60%	44%	61%	

### Balance General

<b>Millones de USD\$</b>	<b>A 30 de Junio de 2013</b>	<b>A 31 de Marzo de 2013</b>
Activos corrientes	173.2	190.6
Activos de largo plazo	715.8	699.3
<b>Total Activos</b>	<b>889.0</b>	<b>889.9</b>
Pasivos corrientes	238.4	238.9
Pasivos de largo plazo	109.3	117.0
Impuesto diferido		
<b>Total Pasivos</b>	<b>347.7</b>	<b>355.9</b>
Patrimonio	541.2	534.0
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>889.0</b>	<b>889.9</b>

### 3. Equión:

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### Estado de Resultados

Millardos de COP\$	II trim. 2013	II trim. 2012	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012
Ventas locales	50.4	46.3	98.8	101.6
Ventas de exportación	502.9	464.4	892.6	971.9
<b>Ventas Totales</b>	<b>553.3</b>	<b>510.7</b>	<b>991.4</b>	<b>1,073.5</b>
Costos Variables	219.2	176.9	488.0	389.3
Costos Fijos	37.5	41.5	67.7	73.0
<b>Costo de Ventas</b>	<b>256.7</b>	<b>218.4</b>	<b>555.7</b>	<b>462.3</b>
Utilidad Bruta	296.6	292.3	435.7	611.2
Gastos Operativos	7.4	27.7	24.8	40.3
Utilidad Operacional	289.2	264.6	410.9	570.9
Resultado no operacional, neto	(8.6)	30.3	12.7	47.6
Utilidad (pérdida) antes de Impuestos	280.6	294.9	423.6	618.5
Impuesto de renta	90.8	113.4	179.9	217.6
<b>Utilidad Neta</b>	<b>189.8</b>	<b>181.5</b>	<b>243.7</b>	<b>400.9</b>
EBITDA TOTAL *	339.1	363.8	538.1	750.2
Margen EBITDA	61.3%	71.2%	54.3%	69.9%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	173.0	185.5	274.4	382.6

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

\*\*Porción de EBITDA (RCP) que consolida bajo grupo empresarial ECP

### Balance General

Millardos de COP\$	A Junio 30, 2013	A Marzo 31, 2013
Activos corrientes	1,735.0	1,691.7
Activos de largo plazo	1,587.0	1,513.6
<b>Total Activos</b>	<b>3,322.0</b>	<b>3,205.3</b>
Pasivos corrientes	678.1	814.8
Pasivos de largo plazo	255.0	237.7
<b>Total Pasivos</b>	<b>933.1</b>	<b>1,052.5</b>
Patrimonio	2,388.9	2,152.8
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>3,322.0</b>	<b>3,205.3</b>

### Refinación y Petroquímica

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### 1. Propilco:

Ventas (toneladas)	II. trim. 13	II. trim. 12	I. sem. 13	I. sem. 12
Polipropileno	106,521.5	91,568.3	192,522.1	192,660.3
Comercialización Polipropileno COMAI	3,038.6	2,588.0	5,892.6	5,384.2
Comercialización Polietileno	4,026.9	2,642.0	7,935.2	5,444.8
<b>Total</b>	<b>113,587.0</b>	<b>96,798.3</b>	<b>206,349.9</b>	<b>203,489.3</b>

### Estado de Resultados

Millardos de COP\$	II trim. 2013	II trim. 2012	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012
Ventas locales	178.3	151.4	333.5	320.7
Ventas de exportación	195.9	177.1	355.4	362.6
<b>Ventas Totales</b>	<b>374.2</b>	<b>328.5</b>	<b>688.9</b>	<b>683.3</b>
Costos Variables	320.2	274.4	589.3	568.2
Costos Fijos	29.1	26.8	57.1	54.3
<b>Costo de Ventas</b>	<b>349.3</b>	<b>301.2</b>	<b>646.4</b>	<b>622.5</b>
Utilidad Bruta	24.9	27.3	42.5	60.8
Gastos Operativos	36.0	32.4	61.5	60.2
Utilidad Operacional	(11.1)	(5.1)	(19.0)	0.6
Resultado no operacional, neto	14.0	13.6	15.3	13.5
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	2.9	8.5	(3.7)	14.1
Provisión impuesto de renta	0.7	(2.9)	1.4	(0.9)
<b>Utilidad Neta</b>	<b>2.2</b>	<b>11.4</b>	<b>(5.1)</b>	<b>15.0</b>
EBITDA TOTAL*	15.6	24.9	30.6	53.6
Margen EBITDA	4.2%	7.6%	4.4%	7.8%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	15.6	24.9	30.6	53.6

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

\*\*Porción de EBITDA (RCP) que consolida bajo grupo empresarial ECP

### Balance General

Millardos de COP\$	A Junio 30, 2013	A Marzo 31, 2013
Activos corrientes	659.6	612.0
Activos de largo plazo	510.9	513.4
<b>Total Activos</b>	<b>1,170.5</b>	<b>1,125.4</b>
Pasivos corrientes	401.8	356.0
Pasivos de largo plazo	97.1	100.3
<b>Total Pasivos</b>	<b>498.9</b>	<b>456.3</b>
Patrimonio	671.6	669.1
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>1,170.5</b>	<b>1,125.4</b>

### 2. Reficar:

## INFORMACIÓN DE PRENSA

Ventas (kbc)	II. trim. 13	II. trim. 12	I. sem. 13	I. sem. 12
Local	47.3	47.8	48.4	44.8
Exportación	52.6	47.6	52.1	52.1
<b>Total</b>	<b>99.9</b>	<b>95.4</b>	<b>100.5</b>	<b>96.9</b>

### Estado de Resultados

Millardos de COP\$	II trim. 2013	II trim. 2012	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012
Ventas locales	915.5	972.4	1,928.6	1,565.4
Ventas de exportación	1,002.0	1,048.7	1,927.1	1,732.9
<b>Ventas Totales</b>	<b>1,917.5</b>	<b>2,021.1</b>	<b>3,855.7</b>	<b>3,298.3</b>
Costos Variables	1,841.0	2,064.4	3,737.4	3,308.9
Costos Fijos	64.4	81.8	125.4	127.1
<b>Costo de Ventas</b>	<b>1,905.4</b>	<b>2,146.2</b>	<b>3,862.8</b>	<b>3,436.0</b>
Utilidad Bruta	12.1	(125.1)	(7.1)	(137.7)
Gastos Operativos	43.8	30.4	102.9	88.0
Utilidad Operacional	(31.7)	(155.5)	(110.0)	(225.7)
Ingresos No Operacionales	72.2	44.3	93.9	292.7
Gastos No Operacionales	(85.9)	(64.1)	(146.6)	(124.6)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(45.4)	(175.3)	(162.7)	(57.6)
Provisión impuesto de renta	0.6	1.1	1.2	1.9
Utilidad (Pérdida) Neta	(46.0)	(176.4)	(163.9)	(59.5)
EBITDA TOTAL*	(6.5)	(129.5)	(48.4)	49.0
Margen EBITDA	(0.3%)	(6.4%)	(1.3%)	1.5%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	(6.5)	(129.5)	(48.4)	49.0

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

\*\* Porción de EBITDA (RCP) que consolida bajo grupo empresarial ECP

### Balance General

Millardos de COP\$	A Junio 30, 2013	A Marzo 31, 2013
Activos corrientes	1,557.9	1,826.7
Activos de largo plazo	10,696.6	10,005.7
<b>Total Activos</b>	<b>12,254.5</b>	<b>11,832.4</b>
Pasivos corrientes	1,601.2	2,317.1
Pasivos de largo plazo	7,491.7	7,224.8
<b>Total Pasivos</b>	<b>9,092.9</b>	<b>9,541.9</b>
Patrimonio	3,161.6	2,290.5
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>12,254.5</b>	<b>11,832.4</b>

### Transporte

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### 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>Volúmenes transportados (kbpd)</b>	<b>II. trim 2013</b>	<b>I. sem. 2013</b>
Crudos	944.0	950.1
Refinados	240.0	239.1
<b>Total</b>	<b>1,184.0</b>	<b>1,189.2</b>

### Estado de Resultados

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>II trim. 2013</b>	<b>Ene-Jun 2013</b>
Ventas de servicios	635.9	635.9
Ventas Totales	635.9	635.9
Costos Variables	14.8	14.8
Costos Fijos	440.9	440.9
Costo de Ventas	455.7	455.7
Utilidad Bruta	180.2	180.2
Gastos Operativos	73.8	78.9
Utilidad Operacional	106.4	101.3
Resultado no operacional, neto	214.5	345.6
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	320.9	446.9
Provisión impuesto de renta	31.5	31.5
Utilidad Neta	289.4	415.4
EBITDA TOTAL*	397.2	523.3
Margen EBITDA	62.5%	82.3%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	397.2	523.3

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

\*\*Porción de EBITDA (RCP) que consolida bajo grupo empresarial ECP

### Balance General

**A Junio 30, 2013**

<b>Millardos de COP\$</b>	
Activos corrientes	626.6
Activos de largo plazo	16,220.0
<b>Total Activos</b>	<b>16,846.6</b>
Pasivos corrientes	2,288.4
Pasivos de largo plazo	43.0
<b>Total Pasivos</b>	<b>2,331.4</b>
Patrimonio	14,515.2
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>16,846.6</b>

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### Biocombustibles

#### 1. Ecodiesel

Ventas Totales (kbped)	II trim. 2013	II trim. 2012	I sem. 2013	I sem. 2012
Biodiesel	2.2	2.3	2.2	2.2
Glicerina	0.2	0.2	0.2	0.2
<b>Total</b>	<b>2.4</b>	<b>2.5</b>	<b>2.4</b>	<b>2.4</b>

#### Estado de Resultados

Millardos de COP\$	II trim. 2013	II trim. 2012	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012
Ventas locales	71.2	87.2	137.4	167.1
Ventas de servicios	-	-	-	-
<b>Ventas Totales</b>	<b>71.2</b>	<b>87.2</b>	<b>137.4</b>	<b>167.1</b>
Costos Variables	60.2	75.1	115.7	144.1
Costos Fijos	-	-	-	-
<b>Costo de Ventas</b>	<b>60.2</b>	<b>75.1</b>	<b>115.7</b>	<b>144.1</b>
Utilidad Bruta	11.0	12.1	21.7	23.0
Gastos Operativos	2.8	6.4	5.0	15.1
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>8.2</b>	<b>5.7</b>	<b>16.7</b>	<b>7.9</b>
Resultado no operacional, neto	(1.6)	(2.2)	(2.9)	(4.4)
<b>Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos</b>	<b>6.6</b>	<b>3.5</b>	<b>13.8</b>	<b>3.5</b>
Provisión impuesto de renta	0.3	-	0.6	-
Interés minoritario	-	-	-	-
<b>Utilidad Neta</b>	<b>6.3</b>	<b>3.5</b>	<b>13.2</b>	<b>3.5</b>
EBITDA Millardos de COP\$	10.2	11.3	19.9	21.9
Margen EBITDA	14%	13%	14%	13%

#### Balance General

Millardos de COP\$	A Junio 30, 2013	A Marzo 31, 2013
Activos corrientes	63.7	66.7
Activos de largo plazo	79.4	80.5
<b>Total Activos</b>	<b>143.1</b>	<b>147.2</b>
Pasivos corrientes	56.1	63.9
Pasivos de largo plazo	43.2	45.8
<b>Total Pasivos</b>	<b>99.3</b>	<b>109.7</b>
Patrimonio	43.8	37.5
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>143.1</b>	<b>147.2</b>