

## Ecopetrol S.A presenta sus resultados para el segundo trimestre y el primer semestre del año 2011

- **La producción del Grupo Empresarial durante el semestre fue un 19,9% mayor que en el mismo periodo de 2010. La producción del segundo trimestre del año creció un 22,3% frente al segundo trimestre del año anterior.**
- **Los ingresos, la utilidad operacional, el ebitda y la utilidad neta de Ecopetrol S.A. durante el semestre crecieron un 46,7%, 83,8%, 72,1% y 74,8% respectivamente frente al primer semestre del año anterior.**
- **La utilidad neta de Ecopetrol S.A. durante el semestre fue de COL\$6.819,0 millones, equivalente a COL\$168,48 por acción.**

BOGOTÁ, 21 de julio de 2011/ -- Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; BVL: EC; TSX: ECP) anunció hoy los resultados financieros no auditados, tanto consolidados como no consolidados, para el segundo trimestre y el primer semestre del año 2011, preparados y presentados de acuerdo con el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) de la Contaduría General de la Nación de Colombia y en pesos colombianos (COL\$).

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

#### No consolidado (Ecopetrol S.A.)

(Millardos de COL\$ )	II trim. 11 *	II trim. 10 *	%	I Sem. 11 *	I Sem 10 *	%
Ventas Totales	13.821,9	9.133,2	51,3%	26.221,1	17.874,8	46,7%
Utilidad Operacional	5.450,5	2.693,2	102,4%	10.827,3	5.891,4	83,8%
Utilidad Neta	3.414,3	1.805,0	89,2%	6.819,0	3.901,7	74,8%
Utilidad por acción (COL\$)	84,36	44,60		168,48	96,40	
EBITDA	6.834,2	3.635,7	88,0%	13.323,4	7.742,1	72,1%
Margen EBITDA	49%	40%		51%	43%	

#### Consolidado (Ecopetrol y Subordinadas)

(Millardos de COL\$ )	II trim. 11 *	II trim. 10 *	%	I Sem. 11 *	I Sem 10 *	%
Ventas Totales	16.218,2	10.214,4	58,8%	30.605,8	20.432,1	49,8%
Utilidad Operacional	5.988,4	2.543,4	135,4%	11.667,1	6.159,9	89,4%
Utilidad Neta	3.751,3	1.767,0	112,3%	6.861,6	3.721,3	84,4%
EBITDA	7.571,0	3.579,6	111,5%	14.441,4	8.034,4	79,7%
Margen EBITDA	47%	35%		47%	39%	

\* No auditado, presentado únicamente para efectos ilustrativos



## INFORMACIÓN DE PRENSA

El presidente de Ecopetrol, Javier Gutiérrez, declaró: *“En el primer semestre de 2011 registramos resultados financieros y operativos históricamente altos. Realizamos las inversiones necesarias para mantener altas tasas de crecimiento en la producción, continuar expandiendo la infraestructura de transporte, avanzar en la consolidación de nuestro grupo empresarial y trabajar en los proyectos de modernización de nuestras refinerías. Adicionalmente logramos mantener una operación estable ante factores externos como el fuerte invierno.*

*La operación de la compañía creció significativamente. Por ejemplo, las exportaciones de Ecopetrol crecieron un 36,8% cuando se compara el primer semestre de 2011 con el primer semestre del año anterior, lo cual se encuentra apalancado en los resultados de la gestión comercial y en la ampliación de la infraestructura de la compañía. Quiero resaltar que en el mes de junio cargamos en un tiempo inferior a lo previsto el primer buque de dos millones de barriles de crudo con destino a China como un paso importante en la diversificación de mercados para nuestros crudos.*

*Finalmente, en cuanto a la gestión financiera destaco, no solamente los excelentes resultados financieros del semestre, sino también que a partir del 28 de junio tenemos calificación de riesgo con grado inversión por parte de las agencias Standard & Poors, Fitch y Moody's. Esta última lo había dado desde 2009.*

## Ecopetrol S.A presenta sus resultados para el segundo trimestre y el primer semestre del año 2011

### *Tabla de contenido*

I. Resultados financieros y operativos .....	4
a. Disponibilidad de crudo y productos.....	4
b. Ventas volumétricas de Ecopetrol .....	5
c. Comportamiento de los precios de crudos y productos .....	7
d. Resultados financieros .....	8
e. Posición de caja .....	10
f. Resultados por segmentos de Ecopetrol S.A.....	11
g. Balance general .....	13
II. Aspectos del negocio .....	14
a. Exploración .....	14
b. Producción .....	15
c. Refinación .....	18
d. Transporte .....	19
e. Biocombustibles .....	21
f. Plan de inversiones.....	22
g. Calificación de riesgo .....	22
III. Consolidación organizacional y responsabilidad social empresarial (RSE).....	23
a. Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente) .....	23
b. Ciencia y tecnología.....	23
c. Ahorros y costos dejados de incurrir .....	23
d. Inversión social.....	23
e. Grupos de interés y reconocimientos .....	24
IV. Resultados financieros de Ecopetrol y sus subordinadas (consolidados) .....	25
V. Presentación de los resultados .....	27
VI. Anexos.....	29
VII. Resultados de las Subordinadas .....	35

## I. Resultados financieros y operativos

### a. Disponibilidad de crudo y productos

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

#### Ecopetrol S.A. (no incluye filiales)

##### Producción bruta

<b>KBPED</b>	<b>II. trim. 11</b>	<b>II. trim. 10</b>	<b>%</b>	<b>I. sem. 11</b>	<b>I. sem. 10</b>	<b>%</b>
Crudo	577,7	464,4	24,4%	557,4	458,3	21,6%
Gas natural	96,7	94,9	1,9%	97,7	97,1	0,6%
<b>Total</b>	<b>674,4</b>	<b>559,3</b>	<b>20,6%</b>	<b>655,1</b>	<b>555,4</b>	<b>18,0%</b>

#### (-) Regalías

<b>KBPED</b>	<b>II. trim. 11</b>	<b>II. trim. 10</b>	<b>%</b>	<b>I. sem. 11</b>	<b>I. sem. 10</b>	<b>%</b>
Crudo	88,6	68,6	29,2%	85,7	68,0	26,0%
Gas natural	20,5	18,8	9,0%	20,6	19,3	6,7%
<b>Total</b>	<b>109,1</b>	<b>87,4</b>	<b>24,8%</b>	<b>106,3</b>	<b>87,3</b>	<b>21,8%</b>

#### (=) Producción neta de crudo y gas

<b>KBPED</b>	<b>II. trim. 11</b>	<b>II. trim. 10</b>	<b>%</b>	<b>I. sem. 11</b>	<b>I. sem. 10</b>	<b>%</b>
Crudo	489,1	395,8	23,6%	471,7	390,3	20,9%
Gas natural	76,2	76,1	0,1%	77,1	77,8	(0,9%)
<b>Total</b>	<b>565,3</b>	<b>471,9</b>	<b>19,8%</b>	<b>548,8</b>	<b>468,1</b>	<b>17,2%</b>

<b>Compras (kbped)*</b>	<b>II. trim. 11</b>	<b>II. trim. 10</b>	<b>%</b>	<b>I. sem. 11</b>	<b>I. sem. 10</b>	<b>%</b>
Crudo	191,9	177,8	7,9%	182,0	175,5	3,7%
Refinados	5,6	2,8	100,0%	6,2	6,0	3,3%
Gas natural	37,2	37,6	-1,1%	36,2	38,6	(6,2%)
<b>Total compras</b>	<b>234,7</b>	<b>218,2</b>	<b>7,6%</b>	<b>224,4</b>	<b>220,1</b>	<b>2,0%</b>

<b>Importaciones (kbped)</b>	<b>II. trim. 11</b>	<b>II. trim. 10</b>	<b>%</b>	<b>I. sem. 11</b>	<b>I. sem. 10</b>	<b>%</b>
Productos	72,1	67,2	7,3%	71,2	65,3	9,0%

\* El volumen de compras incluye las regalías de Ecopetrol y otras compañías

\*\* No incluye variaciones de inventarios

La principal fuente de hidrocarburos para la operación de Ecopetrol S.A. fue la producción neta de crudo y gas que en el primer semestre de 2011 se incrementó un 17,2% frente al mismo periodo de 2010. La producción neta del segundo trimestre de 2011 fue un 19,8% mayor que en el segundo trimestre del año anterior.

Durante el segundo trimestre del año, se compró un mayor volumen de crudo a la ANH debido a los incrementos en la producción del país.

Adicionalmente, debido al daño de la línea de suministro de GLP Galan-Salgar entre mayo y junio de 2011 se aumentaron las compras nacionales de propano para asegurar el abastecimiento de GLP en el interior del país.

En cuanto al gas natural, una menor demanda de generación térmica redujo las ventas de este producto durante todo el primer semestre de este año.

Por su parte, el volumen de productos importados en el primer semestre de 2011 se incrementó un 9,0% frente al mismo periodo de 2010 y en el segundo trimestre de 2011 creció un 7,3% comparado con el segundo trimestre del año anterior debido a los mayores volúmenes requeridos de: 1) nafta y gasolina natural como diluyente para el transporte de crudo pesado, 2) gasolina y Jet para cumplir con compromisos adquiridos, 3) propano y gasolina por problemas derivados de la ola invernal, y 4) gasolina y diesel de bajo precio para Cúcuta, en cumplimiento del convenio con PDVSA. La importación de diesel de muy bajo contenido de azufre disminuyó significativamente en el 2011 hasta 27 KBDC debido a la entrada en operación de la unidad de hidrotreamiento de Barrancabermeja en agosto de 2010.

Las importaciones de productos complementarios en el mercado de polietilenos (resinas de alta densidad y lineales), bases lubricantes y metanol, permitieron apalancar el incremento en la participación del mercado y complementar el portafolio en el negocio de los solventes aromáticos.

### b. Ventas volumétricas de Ecopetrol

A continuación se presenta el detalle de volúmenes de venta:

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

<b>Volumen de venta local (kbped)</b>	<b>II. trim. 11</b>	<b>II. trim. 10</b>	<b>%</b>	<b>I. sem. 11</b>	<b>I. sem. 10</b>	<b>%</b>
Crudo	4,2	3,5	20,0%	3,2	3,0	6,7%
Gas Natural	68,3	99,0	(31,0%)	70,4	100,6	(30,0%)
Gasolinas	63,0	61,7	2,1%	65,8	63,1	4,3%
Destilados Medios	108,8	100,8	7,9%	107,0	102,6	4,3%
GLP y propano	14,8	16,5	(10,3%)	15,9	16,7	(4,8%)
Combustoleo	0,5	1,2	(58,3%)	0,6	1,4	(57,1%)
Industriales y Petroquímicos	16,1	12,8	25,8%	16,4	14,0	17,1%
<b>Total venta local</b>	<b>275,7</b>	<b>295,5</b>	<b>(6,7%)</b>	<b>279,3</b>	<b>301,4</b>	<b>(7,3%)</b>

  

<b>Volumen de Exportación (kbped)</b>	<b>II. trim. 11</b>	<b>II. trim. 10</b>	<b>%</b>	<b>I. sem. 11</b>	<b>I. sem. 10</b>	<b>%</b>
Crudo	385,0	304,5	26,4%	385,4	289,4	33,2%
Productos	60,1	56,0	7,3%	55,8	49,0	13,9%
Gas Natural	24,0	-	-	22,5	0,6	3.650,0%
<b>Total venta de exportación</b>	<b>469,1</b>	<b>360,5</b>	<b>30,1%</b>	<b>463,7</b>	<b>339,0</b>	<b>36,8%</b>

  

<b>Volumen Zona Franca (kbped)</b>	<b>II. trim. 11</b>	<b>II. trim. 10</b>	<b>%</b>	<b>I. sem. 11</b>	<b>I. sem. 10</b>	<b>%</b>
Crudo	76,1	77,5	(1,8%)	77,1	78,3	(1,5%)
Productos	2,3	2,0	15,0%	2,4	2,0	20,0%
Gas Natural	2,4	3,0	(20,0%)	2,4	2,6	(7,7%)
<b>Total Zona Franca</b>	<b>80,8</b>	<b>82,5</b>	<b>(2,1%)</b>	<b>81,9</b>	<b>82,9</b>	<b>(1,2%)</b>

  

<b>Total volumen vendido</b>	<b>825,6</b>	<b>738,5</b>	<b>11,8%</b>	<b>824,9</b>	<b>723,3</b>	<b>14,0%</b>
------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

*Mercado internacional (56,2% de las ventas en el primer semestre de 2011):*

El volumen exportado por Ecopetrol en el primer semestre de 2011 se incrementó un 36,8% frente al mismo periodo del año anterior y un 30,1% al comparar el segundo trimestre de 2011 con el segundo trimestre de 2010, principalmente por los siguientes factores:

## INFORMACIÓN DE PRENSA

- Crudo: Mayor producción y evacuación de crudo Castilla. En el mes de junio de 2011 se exportó el primer buque de 2 millones de barriles desde el puerto de Coveñas, como parte de la estrategia de incremento de ventas al Lejano Oriente.
- Productos: Las exportaciones de productos fueron mayores en 2011 principalmente por el retorno a la normalidad en la exportación de combustóleo después de superar las dificultades de navegabilidad del Río Magdalena desde la refinería de Barrancabermeja que se presentaron en 2010.
- Gas natural: Incremento significativo en las exportaciones debido a la finalización de restricciones regulatorias que daban prioridad al abastecimiento del mercado nacional durante el Fenómeno de El Niño en 2010.

A continuación se presenta el resumen de los principales destinos de las exportaciones de crudos y productos en el primer semestre de 2011:

### Destinos de las exportaciones de crudos y productos primer semestre de 2011

Exportaciones por destino - Crudos			Exportaciones por destino - Productos		
Destino	I. sem. 11	I. sem. 10	Destino	I. sem. 11	I. sem. 10
Costa del Golfo EE.UU.	47,1%	59,1%	Caribe	36,2%	3,6%
Lejano Oriente	27,2%	22,3%	Costa del Golfo EE.UU.	35,9%	42,5%
Costa Oeste EE.UU.	11,5%	5,6%	Costa Atlántica EE.UU.	17,1%	3,6%
Sur América	6,8%	5,1%	Lejano Oriente	3,5%	44,9%
Caribe	2,8%	0,0%	Europa	3,4%	3,4%
Europa	2,2%	0,0%	Sur América	2,0%	2,0%
América Central	1,7%	5,9%	América Central	1,9%	0,0%
Canada	0,7%	1,0%		<b>100%</b>	<b>100%</b>
Africa	0,0%	1,0%			
Costa Atlántica EE.UU.	0,0%	0,0%			
	<b>100%</b>	<b>100%</b>			

*Mercado local (43,8% de las ventas en el primer semestre de 2011):*

El volumen de ventas locales en el primer semestre de 2011 fue un 7,3% inferior al mismo periodo del año anterior. El volumen de ventas locales en el segundo trimestre de 2011 fue un 6,7% inferior al mismo periodo de 2010. Este comportamiento se explica principalmente por:

- 1) Reducción de volúmenes de venta de los siguientes productos:
  - a. Gas natural: Las ventas nacionales presentaron un decremento importante con respecto al año anterior debido a la baja demanda térmica por la finalización del fenómeno de El Niño.
  - b. GLP y propano: Se presentaron menores entregas de GLP por el daño de algunas líneas y por efecto del invierno que afectó la entrega de estos productos.
  - c. Combustóleo: La poca disponibilidad de carrotanques y el cierre de algunas vías por el invierno afectaron la entrega a clientes.
- 2) Crecimiento en volúmenes de venta de los siguientes productos:
  - a. Destilados medios: Mayor demanda debido al crecimiento de la industria.

- b. Gasolinas: Mayor demanda debido a la menor disponibilidad de etanol para realizar la mezcla.
- c. Crudos: Implementación de estrategias comerciales durante el año 2011 para incrementar las ventas a terceros locales.
- d. Industriales y petroquímicos: Mayor demanda debido al desarrollo vial del país y la reconstrucción de algunas vías, las cuales generaron un incremento en las ventas de asfaltos.

### c. Comportamiento de los precios de crudos y productos

Precios	II trim 2011	II trim 2010	%	I. sem 2011	I. sem 2010	%
WTI (Promedio Periodo)	102,5	78,0	31,4%	98,4	78,4	25,5%
Canasta de Exportación de Crudos	104,2	68,9	51,2%	96,7	70,1	37,9%
Canasta Ventas a Zona Franca de Crudos	111,3	72,6	53,3%	102,7	74,9	37,1%
Canasta de Exportación de Productos	99,6	69,1	44,1%	94,5	69,3	36,4%
Canasta Ventas a Zona Franca de Productos	123,4	-	N/A	115,1	-	N/A
Canasta de Exportación de Gases	4,3	-	N/A	4,2	2,8	50,0%
Canasta Ventas a Zona Franca de Gases	4,2	3,8	10,5%	4,2	3,7	13,5%

Los precios promedio del crudo y los productos de Ecopetrol fueron superiores a aquellos registrados el año anterior, tanto los precios acumulados del semestre como los del segundo trimestre. El precio del WTI durante el segundo trimestre y el primer semestre de 2011 estuvo por encima del precio en los mismos periodos de 2010 principalmente por la inestabilidad en Oriente Medio.

El **precio de la canasta de exportación de crudos** estuvo marcado por los menores descuentos frente a WTI obtenidos en la canasta exportadora debido a la fortaleza del Brent y a la colocación de un mayor volumen a usuarios finales.

La **canasta de exportación de productos** presentó también un comportamiento favorable debido a la fortaleza del fuel oil, principalmente durante el segundo trimestre de 2011.

En cuanto al **precio del gas natural**, el gas regulado de Guajira durante el segundo trimestre de 2011 presentó un incremento aproximado de 9,5% con respecto al precio reportado en el mismo periodo de 2010 debido al incremento en el precio de WTI. En cuanto al gas que se exporta hacia Venezuela, se registró un incremento dado que entre enero y septiembre de 2010 no se realizaron exportaciones.

**INFORMACIÓN DE PRENSA**
**d. Resultados financieros**
**Estado de Resultados No Consolidado**

(Millardos de COL\$ )	II trim. 11 *	II trim. 10 *	%	I sem 11	I sem 10	%
Ventas locales	4.412,9	3.372,8	30,8%	8.502,4	6.755,6	25,9%
Ventas de exportación	7.617,6	3.997,0	90,6%	14.274,9	8.340,9	71,1%
Ventas a Zona Franca	1.440,5	1.440,6	(0,0%)	2.743,0	2.136,8	28,4%
Ventas de servicios	350,9	322,9	8,7%	700,8	641,5	9,2%
<b>Ventas Totales</b>	<b>13.821,9</b>	<b>9.133,2</b>	<b>51,3%</b>	<b>26.221,1</b>	<b>17.874,8</b>	<b>46,7%</b>
Costos Variables	6.018,3	4.508,9	33,5%	10.830,0	8.346,4	29,8%
Costos Fijos	1.630,9	1.357,8	20,1%	2.914,6	2.571,1	13,4%
<b>Costo de Ventas</b>	<b>7.649,3</b>	<b>5.866,7</b>	<b>30,4%</b>	<b>13.744,6</b>	<b>10.917,5</b>	<b>25,9%</b>
Utilidad Bruta	6.172,6	3.266,5	89,0%	12.476,5	6.957,3	79,3%
Gastos Operativos	722,1	573,3	26,0%	1.649,1	1.065,9	54,7%
Utilidad Operacional	5.450,5	2.693,2	102,4%	10.827,3	5.891,4	83,8%
Pérdida No Operacional	(470,4)	(285,7)	64,6%	(754,9)	(611,0)	23,6%
Utilidad Neta	3.414,3	1.805,0	89,2%	6.819,0	3.901,7	74,8%
Utilidad por acción (COP\$)	\$ 84,36	\$ 44,60	89,1%	\$ 168,48	\$ 96,40	74,8%
EBITDA	6.834,2	3.635,7	88,0%	13.323,4	7.742,1	72,1%
Margen EBITDA	49%	40%		51%	43%	

\* No auditado, presentado únicamente para efectos ilustrativos

El comportamiento de los **ingresos operacionales** del segundo trimestre de 2011 frente al mismo periodo de 2010, los cuales en agregado presentaron un incremento de 51,3%, se explica principalmente por: 1) aumento en los precios de referencia internacional durante 2011, los cuales generaron aumentos de 51,2% los precios de los crudos exportados y en 44,1% los de los productos exportados; 2) crecimiento de 30,1% en los volúmenes exportados (sin incluir ventas en Zonas Francas); 3) caída de 6,7% en los volúmenes de ventas nacionales, principalmente de combustóleo y gas natural por sustitución en razón de la mayor generación hidroeléctrica; y 4) efecto adverso de la revaluación de 7,11% del peso colombiano frente al dólar.

En los resultados **acumulados a junio de 2011** frente al mismo periodo del año anterior, los ingresos operacionales presentaron un incremento de 46,7%, explicado principalmente por 1) mayores precios en la canasta de exportación de crudos de 37,9% y 2) crecimiento de 36,8% en los volúmenes exportados.

El **costo de ventas** en el segundo trimestre de 2011 presentó un incremento neto del 30,4% frente al mismo trimestre de 2010. Esta variación obedeció principalmente al aumento neto del 33,5% en los **costos variables**, explicado por: 1) mayor volumen de crudo comprado a la ANH (1.980 KBLS); 2) aumento de volúmenes y precios de referencia en las importaciones de los siguientes productos: naftas diluyentes para el transporte de crudo pesado (1.331 KBLS), turbocombustible (73 KBLS) y gasolinas (219 KBLS); 3) disminución de las importaciones de diesel de bajo azufre (1.297 KBLS) respecto al mismo trimestre de 2010; 4) incremento en el

servicio de transporte de hidrocarburos por mayores volúmenes disponibles para ser transportados por ductos y servicio de carrotanques; y 5) un mayor valor de las amortizaciones de inversiones en áreas petrolíferas, producto de las nuevas capitalizaciones y mayores producciones en el segundo trimestre de 2011.

Por otra parte, los **inventarios finales** de crudo y productos al cierre del segundo trimestre de 2011 disminuyeron en COL\$159,7 millardos, principalmente en destilados medios por mayores ventas a distribuidores mayoristas.

El incremento de 20,1% en los **costos fijos** respecto al mismo trimestre del año anterior está explicado principalmente por la mayor actividad operacional, así: 1) aumento en depreciaciones por nuevas capitalizaciones correspondientes al segundo trimestre de 2011 por COL\$85,5 millardos, 2) ejecución de servicios contratados por COL\$ 142,2 millardos y 3) actividades de mantenimiento mayor y rutinario programado en los sistemas de transporte por COL\$54,3 millardos.

En los resultados **acumulados a junio de 2011** frente al mismo periodo del año anterior, el **costo de ventas** se incrementó un 25,9% (COL\$2.827 millardos) principalmente por el comportamiento de los **costos variables** que presentaron una variación neta del 29,8% explicada principalmente por: 1) Mayores compras de hidrocarburos a la ANH y terceros por volumen y precios por valor de COL\$1.167 millardos; 2) Productos importados: COL\$ 653 millardos, representados en naftas diluyentes y diesel de bajo azufre; 3) Amortización y agotamiento: COL\$484 millardos, explicado por mayor producción y capitalizaciones; y 4) Servicios de transporte de hidrocarburos: COL\$127 millardos.

Por su parte, los **costos fijos** acumulados a junio de 2011, comparados con el mismo periodo del año anterior se incrementaron en un 13,4% (COL\$ 343,5 millardos), derivado principalmente de: 1) Depreciación: COL\$164 millardos, por nuevas capitalizaciones, y 2) Servicios contratados: COL\$ 139 millardos, por mayor participación de Ecopetrol en los contratos de asociación por incremento en la producción.

En el segundo trimestre de 2011 los **gastos operacionales** tuvieron un incremento del 26% frente al mismo periodo de 2010. Esta variación se debió especialmente a los gastos de exploración y proyectos por estudios de sísmica, exploraciones no exitosas e inversiones en nuevos bloques exploratorios. El acumulado del semestre frente al año anterior generó un incremento de COL\$583 millardos, principalmente por los gastos de comercialización COL\$134 millardos, gastos laborales COL\$47 millardos, y gastos exploratorios y proyectos por COL\$371 millardos.

Con estos resultados, el **margen operacional** del segundo trimestre de 2011 se situó en 39,4%, frente a 29,5% del mismo periodo en 2010.

El resultado **no operativo** en el segundo trimestre fue de -COL\$470 millardos, mientras en el segundo trimestre de 2010 había sido -COL\$286 millardos. Los principales efectos provienen de operaciones de cobertura de diferenciales de crudo por COL\$-383 millardos, así como de utilidades en sociedades reconocidos por el método de participación por COL\$216 millardos.

En el semestre, la pérdida no operacional se incrementó COP\$143,9 millardos frente al año anterior, especialmente por las operaciones de cobertura de diferencial de crudo -COP\$531

millardos, impuesto al patrimonio y sobretasa -COP\$174 millardos; esto compensado con otros ingresos COP\$149 millardos, ingreso por dividendos de participaciones en sociedades COP\$31 millardos y resultados acumulados de las subordinadas COP\$315 millardos.

El crecimiento de 159,9% de la **provisión del impuesto de renta** se explica por: 1) el aumento de 106,9% en la utilidad antes de impuestos, y 2) la eliminación de la deducción especial del 30% por inversiones en activos fijos reales productivos (Reforma Tributaria, Ley 1430 de 2010).

Los sólidos resultados operativos generados por los mejores precios y la mayor producción, permitieron que la **utilidad neta** de Ecopetrol se incrementara en 89,2% en el segundo trimestre de 2011 comparada con el mismo trimestre de 2010, alcanzando los COL\$3,4 billones equivalente a COL\$84,36 por acción, frente a COL\$44,60 por acción del mismo trimestre del año anterior. El **margen neto** fue de 24,7%, frente al 19,8% del segundo trimestre de 2010. El **margen Ebitda** se incrementó, pasando de 40% en el segundo trimestre de 2010, a 49% en el segundo trimestre de 2011.

Respecto a los resultados **acumulados a junio de 2011**, la utilidad neta ascendió a COL\$ 6,8 billones, con un incremento de 74,8%. A su vez la **utilidad neta por acción** ascendió a COL\$168,48 por acción. El margen neto fue de 26%.

El ebitda fue de COL\$13,3 billones, con un incremento de 72,1% y el **margen ebitda** pasó del 43% al 51%. Los resultados de utilidad y ebitda se explican por el incremento en los márgenes operacionales.

#### e. Posición de caja

Col\$ millardos *	II. Trim 2011	II. Trim 2010	I. Trim 2011
<b>Caja inicial</b>	8.504	6.751	5.479
<b>Caja generada por la operación (+)</b>	13.610	9.474	11.125
<b>Caja consumida en la operación (-)</b>	(10.398)	(5.534)	(5.933)
<b>Capex diferente de adquisiciones (-)</b>	(1.947)	(1.638)	(1.557)
<b>Adquisiciones (-)</b>	-	-	(769)
<b>Pago de dividendos (-)</b>	(1.983)	(1.255)	-
<b>Contratación de deuda (+)</b>	-	-	-
<b>Otros ingresos (+/-)</b>	407	231	179
<b>Diferencia en cambio (+)</b>			(20)
<b>Caja final</b>	7.917	8.018	8.504

\*Para efectos de registro, 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 se calcula con la tasa promedio del último mes del respectivo trimestre.

A 30 de junio de 2011 Ecopetrol registró un saldo de COL\$7,9 billones en su portafolio total de excedentes de liquidez, equivalentes a efectivo e inversiones. Se incluyen inversiones al vencimiento por COP\$ 111,2 millardos. A junio 30 de 2011 la posición neta en dólares ascendió a US\$1.360 millones.

## f. Resultados por segmentos de Ecopetrol S.A

## Resultados por segmentos primer semestre

Millardos de COP\$	E&P		Refinación		Transporte		Suministro y Mercadeo	
	I sem-11	I sem-10	I sem-11	I sem-10	I sem-11	I sem-10	I sem-11	I sem-10
Ventas Locales	7.209,0	4.655,4	8.042,9	6.139,0	1.848,6	1.456,1	607,3	516,3
Ventas de Exportación	9.592,4	5.983,1	1.740,0	1.244,8	-	-	5.685,6	3.249,8
Ventas Totales	16.801,4	10.638,5	9.782,9	7.383,8	1.848,6	1.456,1	6.292,9	3.766,1
Utilidad Operativa	10.004,5	5.621,2	142,0	(202,9)	381,1	380,7	299,6	92,4
Margen operativo	59,5%	52,8%	1,5%	-2,7%	20,6%	26,1%	4,8%	2,5%
Utilidad Neta	6.636,3	3.927,6	(152,2)	(372,0)	262,5	396,8	72,4	(50,7)
Margen Neto	39,5%	36,9%	-1,6%	-5,0%	14,2%	27,2%	1,1%	-1,3%
EBITDA	12.113,7	7.217,3	370,3	(46,3)	536,6	478,1	302,8	93,0
Margen Ebitda	72,1%	67,8%	3,8%	-0,6%	29,0%	32,8%	4,8%	2,5%

## Resultados por segmentos segundo trimestre

Millardos de COL\$	E&P		Refinación		Transporte		Suministro y Mercadeo	
	II trim-11	II trim-10	II trim-11	II trim-10	II trim-11	II trim-10	II trim-11	II trim-10
Ventas Locales	3.855,9	2.237,4	4.213,6	3.062,0	958,9	735,5	338,0	253,6
Exportaciones	4.896,8	3.217,6	966,9	712,1	-	-	3.194,4	1.507,8
Ventas Totales	8.752,7	5.455,0	5.180,5	3.774,1	958,9	735,5	3.532,4	1.761,4
Utilidad Operativa	5.252,8	2.759,6	(59,1)	(142,6)	149,9	154,3	107,0	(78,1)
Margen operativo	60,0%	50,6%	-1,1%	-3,8%	15,6%	21,0%	3,0%	-4,4%
Utilidad Neta	3.403,3	2.030,0	(105,0)	(230,0)	153,0	177,0	(37,0)	(172,0)
Margen Neto	38,9%	37,2%	-2,0%	-6,1%	16,0%	24,1%	-1,0%	-9,8%
EBITDA	6.441,8	3.601,3	54,8	(66,1)	228,9	178,0	108,6	(77,5)
Margen Ebitda	73,6%	66,0%	1,1%	-1,8%	23,9%	24,2%	3,1%	-4,4%

Nota: El reporte por segmentos se calcula con base en precios de transferencia entre unidades de negocio, tomando como referencia precios de paridad exportación. Para efectos de comparación, en el 2010 se hizo un ajuste por cambio en los crudos de referencia.

*Exploración y Producción:*

El segmento de Exploración y Producción presentó una utilidad neta de COL\$3.403 millardos en el segundo trimestre de 2011, un 68% superior al del mismo período del año anterior. Este resultado se explica por la mayor producción que se refleja en los mayores volúmenes vendidos a mejores precios, aprovechando el comportamiento del mercado internacional del WTI y el Brent. El margen Ebitda del segmento fue de 73,6% durante el segundo trimestre muy superior al mismo trimestre del año anterior.

En el semestre se presentó la misma tendencia con una utilidad neta superior en 69% respecto a la del año 2010, como consecuencia del crecimiento sostenido de la producción de crudo, la buena gestión de los costos y el aprovechamiento de las condiciones de mercado.

*Refinación:*

En el segundo trimestre el segmento de Refinación y Petroquímica generó una pérdida neta de COL\$105 millardos, menor en COL\$125 millardos con respecto al mismo período del año anterior. Los mayores ingresos del 37% se originaron en un mayor volumen vendido a mejores diferenciales con respecto al WTI, que se mantuvieron muy fuertes en el trimestre, mejorando los diferenciales de la canasta de Ecopetrol. Por otro lado, se observó una materia prima muy costosa que estuvo en niveles cercanos a WTI cuando históricamente se compraba con descuento frente

al indicador de referencia. El margen operacional fue de -1,1% y el margen Ebitda de 1,1%, frente a un margen Ebitda de -1,8% del segundo trimestre del 2010.

El resultado acumulado arrojó una menor pérdida neta de COL\$220 millardos respecto a junio del año anterior gracias a los mejores diferenciales de canasta de productos refinados de Ecopetrol, originados en la coyuntura favorable de precios del mercado internacional. Los resultados no operacionales presentan un impacto negativo producto del pago del impuesto al patrimonio por COL\$117.7 millardos.

#### *Transporte:*

Durante el segundo trimestre el segmento de transporte presentó una utilidad neta de COL\$ 153 millardos, un 13% menor a la del mismo período del 2010 (COL\$177). Se presentó un incremento en los ingresos asociados a los mayores volúmenes transportados como consecuencia de la mayor producción, a la puesta en marcha del Poliducto Andino y a la ampliación de la capacidad de transporte en Ocesa a 560 KBDC. En los costos y gastos se presentó un incremento importante, principalmente por las erogaciones como consecuencia del mantenimiento de las monoboyas TLU1 y TLU3 por COL\$26 millardos que se encuentran en concesión en Coveñas, y a los mayores mantenimientos y reparaciones a los ductos como consecuencia de la ola invernal que se presentó en el país. El margen Ebitda del segundo trimestre de 2011 fue de 23,9% y la del mismo periodo del 2010 del 24,2%. El resultado del semestre arrojó una utilidad neta que ascendió a COL\$ 262,5 millardos y un margen Ebitda de 29%.

#### *Suministro y Mercadeo:*

En el segundo trimestre de 2011 se vendieron mayores volúmenes a precios más favorables gracias a las negociaciones de los contratos de compra de crudo. No obstante, los menores márgenes en la comercialización de productos refinados y el impacto no operacional por efecto de la revaluación del peso colombiano frente al dólar (el principal destino de los productos es el mercado externo) tuvieron un mayor peso relativo e hicieron que el segmento generara una pérdida neta de COL\$37 millardos en el segundo trimestre de 2011. El margen Ebitda del trimestre alcanzó el 3,1%, mientras que para el mismo periodo del año anterior fue de -4,4%.

Los resultados acumulados al mes de junio presentaron una utilidad neta de COL\$ 72,4 millardos, frente a una pérdida acumulada de COL\$50,7 millardos a junio de 2010.

**g. Balance general****Balance General No Consolidado**

<b>Millardos de COL\$</b>	<b>Junio 30 de 2011</b>	<b>Diciembre 31 de 2010</b>	<b>%</b>
Activos corrientes	14,365.4	9,497.2	51.3%
Activos no corrientes	59,666.5	55,628.8	7.3%
<b>Total Activos</b>	<b>74,031.9</b>	<b>65,126.0</b>	<b>13.7%</b>
Pasivos corrientes	16,287.3	9,288.6	75.3%
Pasivos no corrientes	15,600.9	14,309.5	9.0%
<b>Total Pasivos</b>	<b>31,888.2</b>	<b>23,598.1</b>	<b>35.1%</b>
Patrimonio	42,143.7	41,527.9	1.5%
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>74,031.9</b>	<b>65,126.0</b>	<b>13.7%</b>
Cuentas de orden deudoras	120,817	116,789	
Cuentas de orden acreedoras	99,269	92,601	

A junio 30 de 2011 los activos totales de Ecopetrol S.A., ascendieron a COL\$74,0 billones, con un incremento del 13,7% con respecto al año anterior.

Durante el primer semestre de 2011 las principales variaciones en el **activo** obedecieron a: 1) Aumento en el portafolio de inversiones, originado por mayor disponibilidad de recursos por incremento de los ingresos en las ventas; 2) Incremento en cuentas por cobrar en 67.8%, por valor de COL\$1.767 millardos, principalmente por acumulación del diferencial de precios de combustibles que se encuentran pendientes de pago por parte del Ministerio de Minas; 3) Incremento en cuentas por cobrar por el préstamo de COL\$ 605 millardos otorgado como facilidad de liquidez de corto plazo a Reficar; 4) Incremento en Activos No Corrientes por compra de BP Colombia (ahora Equión Energía Limited) realizada por US\$1,750 millones donde Ecopetrol S.A. tiene el 51% de la nueva sociedad y Talisman el restante 49%. 5) Incremento de propiedad planta y equipo por COL\$1.763 millardos, por ejecución de proyectos y capitalizaciones.

El **pasivo** ascendió a COL\$31,9 billones, equivalente al 43.1% del total de activos. La principal variación se presenta en: 1) cuentas por pagar por COL\$6,4 billones, los cuales incluyen COL\$3,9 billones de dividendos por pagar. 2) Pasivo por impuesto al patrimonio y sobretasa por pagar por COL\$1,7 billones entre 2011 y 2014.

Las obligaciones financieras representaron el 8,7% del activo total y el 20,1% del pasivo total.

El **patrimonio** alcanzó los COL\$42,1 billones a junio de 2011 frente a COL\$41,5 billones al cierre de 2010. Esta variación obedeció a la distribución de utilidades de 2010 y compensado con las utilidades generadas en el semestre.

## II. Aspectos del negocio

### a. Exploración

#### *Firma de contratos con la ANH:*

Durante el primer semestre de 2011, Ecopetrol y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) suscribieron en total diez nuevos contratos por 1.167.000 hectáreas. Estos diez bloques incluyen los contratos de exploración y producción para los bloques denominados Samichay A y Samichay B que fueron suscritos en el segundo trimestre, los cuales están ubicados al sur del país con una participación Ecopetrol del 100% en los dos bloques y una extensión aproximada de 231.000 y 216.000 hectáreas respectivamente.

#### *Exploración en Colombia:*

En los primeros seis meses de 2011 se perforaron en total 9 pozos exploratorios, 4 estratigráficos y un pozo de delimitación. Se evidenció presencia de hidrocarburos en dos pozos exploratorios (Mito-1 y Nunda-1) y en uno de los estratigráficos (Jaspe-3).

No se incluye el pozo Fauno-1 ubicado en el bloque Caño Sur (Departamento del Meta) que se encontraba en etapa de evaluación al cerrar el segundo trimestre y fue reportado con presencia de hidrocarburos el 5 de julio. Tampoco se incluye el pozo Tinkhana 1 que fue perforado en 2010 pero reportado con presencia de hidrocarburos en febrero de 2011.

#### Perforación local

##### 1er sem 2011

Tipo de pozo	Total pozos	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
A3/A2	9	2*	5	2
Estratigráficos	4	1	1	2

\* No incluye el pozo Fauno 1 aparece en evaluación ya que se reportó con presencia de hidrocarburos hasta el 5 de Julio

En cuanto a las filiales, Hocol perforó durante el semestre el pozo Clarinero Sur (contrato Clarinero 1) ubicado en los llanos orientales que fue declarado seco y el pozo Granate 1 (Contrato perdices) ubicado en el Valle Inferior del Magdalena que se encuentra en etapa de pruebas. Adicionalmente, perforó tres pozos estratigráficos en el bloque CPO17 en los llanos orientales que están igualmente en evaluación.

Durante el segundo trimestre, Ecopetrol perforó cinco pozos entre A3 y A2 (Mito-1, Pinocho-1, Fauno-1, Fontana-1 y Rio Zulia West 4st) de los cuales evidenció presencia de hidrocarburos en el pozo Mito-1 ubicado en el bloque Caño Sur en el Departamento del Meta que es propiedad 100% de la compañía y en el pozo Fauno-1 antes mencionado donde Ecopetrol es el operador y titular de todos los derechos. Los demás pozos se encontraban en etapa de evaluación a 30 de junio de 2011.

Adicionalmente, Ecopetrol participó en la perforación de un pozo estratigráfico (El valle-1) en el Bloque Caño Sur que se encontraba en evaluación a 30 de junio. Al cierre del segundo trimestre de 2011 estaban en perforación los pozos CSE-8 (A3) y Avila-1 (Estratigráfico) también ubicados en el Bloque Caño Sur.

**Perforación local****2do trim 2011**

Tipo de pozo	Total pozos	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
A3 / A2	5	1*	4	0
Estratigráficos	1	0	1	0

\* No incluye el pozo Fauno 1 aparece en evaluación ya que se reportó con presencia de hidrocarburos hasta el 5 de Julio

*Exploración internacional:*

En el primer semestre de 2011, se perforaron tres pozos exploratorios A3 en la costa peruana por parte de Savia Perú, en dos de ellos se encontró presencia de hidrocarburos (Santa Teresa y Santa Catalina) y uno fue declarado seco (Lobitos).

**Perforación Internacional****1er sem 2011**

Compañía	Total pozos	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
Savia Perú	3	2	0	1

Durante el segundo trimestre no se perforaron pozos exploratorios, solamente dos pozos confirmatorios en la misma zona, el confirmatorio Santa Catalina y el confirmatorio Santa Teresa. A 30 de junio de 2011 estaban en perforación el pozo Agua Viva en Brasil y el pozo Logan en la costa del Golfo de Estados Unidos.

**b. Producción***Producción Grupo Empresarial:*

El grupo empresarial alcanzó una producción bruta de 707,3 KBPED en el primer semestre de 2011, lo cual representó un crecimiento de 19,9% frente a la producción del grupo en el primer semestre del año anterior. La producción del grupo en el segundo trimestre de 2011 ascendió a 727,2 KBPED, un 22,3% más que en el segundo trimestre de 2010.

En el primer semestre de 2011, la producción directa bruta de Ecopetrol representó el 92,5% de la producción del grupo, Hocol el 4,4%, Equión el 1,8%, Savia el 1,0% y Ecopetrol América el 0,3%. La producción de las filiales en su conjunto presentó un incremento del 35,4% cuando se compara el segundo trimestre de 2011 con el mismo periodo de 2010 y de 37,6% cuando se compara el primer semestre de 2011 con el mismo periodo de 2010.

**INFORMACIÓN DE PRENSA**
**PRODUCCIÓN BRUTA GRUPO EMPRESARIAL**

Ecopetrol S.A. (kbped)	II trim. 11	II. trim 10	%	I. sem. 11	I. sem 10	%
Crudo	577.7	464.4	24.4%	557.4	458.3	21.6%
Gas natural	96.7	94.9	1.9%	97.7	97.1	0.6%
<b>Total</b>	<b>674.4</b>	<b>559.3</b>	<b>20.6%</b>	<b>655.1</b>	<b>555.4</b>	<b>18.0%</b>

Hocol (kbped)	II trim. 11	II. trim 10		I. sem. 11	I. sem 10	
Crudo	30.2	25.1	20.3%	30.4	24.5	24.1%
Natural Gas	-	1.1	-100.0%	0.4	1.1	-63.6%
<b>Total</b>	<b>30.2</b>	<b>26.2</b>	<b>15.3%</b>	<b>30.8</b>	<b>25.6</b>	<b>20.3%</b>

Savia (kbped)*	II trim. 11	II. trim 10		I. sem. 11	I. sem 10	
Crudo	5.7	6.1	-6.6%	5.9	6.2	-4.8%
Natural Gas	1.1	0.8	37.5%	1.0	0.9	11.1%
<b>Total</b>	<b>6.8</b>	<b>6.9</b>	<b>-1.4%</b>	<b>6.9</b>	<b>7.1</b>	<b>-2.8%</b>

Equion (kbped)	II trim. 11	II. trim 10		I. sem. 11	I. sem 10	
Crudo	7.2	-	N/A	6.7	-	N/A
Natural Gas	6.6	-	N/A	5.8	-	N/A
<b>Total</b>	<b>13.8</b>	<b>-</b>	<b>N/A</b>	<b>12.5</b>	<b>-</b>	<b>N/A</b>

Ecopetrol America - K2 (kbped)	II trim. 11	II. trim 10		I. sem. 11	I. sem 10	
Crudo	1.8	1.8	0.0%	1.8	1.8	0.0%
Natural Gas	0.2	0.2	0.0%	0.2	0.2	0.0%
<b>Total</b>	<b>2.0</b>	<b>2.0</b>	<b>0.0%</b>	<b>2.0</b>	<b>2.0</b>	<b>0.0%</b>

<b>Total Grupo Empresarial</b>	<b>727.2</b>	<b>594.4</b>	<b>22.3%</b>	<b>707.3</b>	<b>590.1</b>	<b>19.9%</b>
--------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

\* La producción del segundo trimestre y del primer semestre de 2010 fue revisada para mostrar los datos en campo

**Producción Ecopetrol S.A.:**

La producción bruta equivalente de crudo y gas de Ecopetrol S.A. en el segundo trimestre de 2011 se incrementó en un 20,6% comparada con el mismo periodo del año anterior al pasar de 559,3 KBPED en el segundo trimestre de 2010 a 674,4 KBPED en el segundo trimestre del 2011 (85% crudo y 15% gas). La producción bruta equivalente de crudo y gas de Ecopetrol S.A. en el primer semestre de 2011 ascendió a 655,1 KBPED lo cual representa un crecimiento del 18% frente al mismo periodo de 2010.

**PRODUCCIÓN CRUDO - Por tipo de crudo**

	II. trim. 11	II. trim. 10	%	I. sem. 11	I. sem. 10	%
<b>Liviano</b>	59,7	40,2	48,5%	59,9	41,0	46,1%
<b>Medio</b>	238,4	224,4	6,2%	234,3	222,5	5,3%
<b>Pesado</b>	279,6	199,8	39,9%	263,2	194,8	35,1%
<b>Total</b>	<b>577,7</b>	<b>464,4</b>	<b>24,4%</b>	<b>557,4</b>	<b>458,3</b>	<b>21,6%</b>

\* No incluye filiales

Durante el primer semestre de 2011 la producción de crudos pesados representó el 47,2% de la

**INFORMACIÓN DE PRENSA**

producción de crudo comparado con el 42,5% en el mismo periodo de 2010. En este tipo de hidrocarburo los activos más relevantes de la operación directa fueron Castilla y Chichimene, los cuales alcanzaron una producción semestral promedio de 110,7 KBPD y 24,5 KBPD respectivamente. En la operación asociada, los activos de mayor participación fueron Rubiales y Quifa (en asocio con Pacific Rubiales) que aportaron 105,4 KBPD de producción bruta para Ecopetrol y Nare (en asocio con Mansarovar) que aportó 15,0 KBPD a la producción de la compañía. En el segundo trimestre de 2011 Castilla aportó 115,4 KBPD, Chichimene 28,3 KBPD, Rubiales y Quifa 112,9 KBPD y Nare 15,5 KBPD.

Por otra parte, durante el segundo trimestre fue aprobada la Comercialidad de la Fase I del desarrollo del Campo Abarco del activo Nare operado por la Asociación Mansarovar, con la cual se busca incrementar la producción de crudo pesado en la operación asociada durante los próximos trimestres. Abarco es un campo ubicado en el municipio de Puerto Boyacá donde se adelantará un plan de perforación en los próximos dos años.

Si se compara la perforación de desarrollo del primer semestre del año con la del mismo periodo del año anterior se registra un crecimiento del 71,7%. En dicho periodo se perforaron un total de 527 pozos, de los cuales el 31% correspondieron a la operación directa. En el segundo trimestre se perforaron 256 pozos lo que representa un incremento en la actividad de 47,4% frente al mismo periodo del 2010.

A continuación se detalla la perforación de desarrollo de producción por zonas del país:

**Pozos de desarrollo - semestre**

Región	I. sem. 11			I. sem. 10			Variación
	Pozos directos	Pozos asociados	Total	Pozos directos	Pozos asociados	Total	%
Magdalena	62	201	<b>263</b>	24	133	<b>157</b>	67,5%
Central	91	121	<b>212</b>	32	86	<b>118</b>	79,7%
Nororiental	2	4	<b>6</b>	-	3	<b>3</b>	100,0%
Catatumbo Orinoquia	6	24	<b>30</b>	-	3	<b>3</b>	900,0%
Sur	1	15	<b>16</b>	6	20	<b>26</b>	(38,5%)
<b>Total</b>	<b>162</b>	<b>365</b>	<b>527</b>	<b>62</b>	<b>245</b>	<b>307</b>	<b>72%</b>

**Pozos de desarrollo - trimestre**

Región	II. trim 11			II. trim 10			Variación
	Pozos directos	Pozos asociados	Total	Pozos directos	Pozos asociados	Total	%
Magdalena	29	101	<b>130</b>	11	79	<b>90</b>	44,4%
Central	43	58	<b>101</b>	23	45	<b>68</b>	48,5%
Nororiental	1	1	<b>2</b>		2	<b>2</b>	0,0%
Catatumbo Orinoquia	5	11	<b>16</b>		2	<b>2</b>	700,0%
Sur		7	<b>7</b>	3	8	<b>11</b>	(36,4%)
<b>Total</b>	<b>78</b>	<b>178</b>	<b>256</b>	<b>37</b>	<b>136</b>	<b>173</b>	<b>48%</b>

## INFORMACIÓN DE PRENSA

*Costos de levantamiento Ecopetrol S.A.:*

El indicador de costo de Levantamiento por barril producido para Ecopetrol S.A., sin tener en cuenta regalías, fue de US\$9,05/BL para el periodo Enero – Junio de 2011. Al compararlo con el mismo periodo del 2010, US\$8,45 /BL, el indicador presenta un mayor valor de US\$0,60 /BL como efecto neto de:

- US\$0,52 /BL de mayores costos por la revaluación de peso frente al dólar.
- -US\$1,49 BL de menores costos por mayor volumen producido.
- US\$1,57 /BL de mayores costos en la operación asociada por aplicación de las cláusulas de precios altos definidas en los contratos, por el ingreso de nuevos campos, y por costos relacionados con la disposición de aguas de acuerdo a la nueva reglamentación ambiental.

**c. Refinación***Refinería de Barrancabermeja:***Carga refinería Barrancabermeja\***

Kbdc	II. trim. 11	II trim. 10	%	I. sem. 11	I. sem. 10	%
Barrancabermeja	230,1	215,9	6,6%	229,8	216,9	5,9%

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

La carga de crudo de la refinería aumentó un 5,9% en el primer semestre de 2011 frente al mismo periodo del año anterior al igual que el factor de utilización, el cual pasó de 77% a 82,7%, principalmente por la disponibilidad de la planta de hidrot ratamiento y por una mayor carga a cracking. Al comparar el segundo trimestre de 2011 con el mismo periodo del año anterior se observa un crecimiento en la carga del 6,6% y el aumento del factor de utilización de 73,5% a 82,7%.

El caso de negocio de la fase 3 del Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja (PMRB) fue aprobado por la Junta Directiva de Ecopetrol con una inversión total estimada de US\$3.386 millones. El objetivo de largo plazo (2016) de este proyecto es elevar el factor de conversión hasta el 95%, obteniendo más productos valiosos, como gasolina y diesel, e incrementando la capacidad de procesar mayor cantidad de crudos pesados, cuya producción ha venido creciendo en el país en los últimos años.

En cuanto al avance del proyecto, se destaca el hito de la firma del acuerdo de entendimiento con el área de influencia de Barrancabermeja relacionado con entrenamiento de la fuerza laboral, la productividad y el empleo (Gran Acuerdo Social) sucedido el 13 de abril de 2011.

Por otro lado, el plan maestro de servicios industriales tenía un avance del 37% al cierre del trimestre, con 91% de avance del sistema de aire y 75% de avance del sistema de agua.

*Costos y márgenes de la refinería de Barrancabermeja:*

El indicador de costo operativo de caja para la Refinería de Barrancabermeja para el período Enero – Junio del 2011 arrojó un resultado de US\$5,28 BL, que al compararlo con el mismo periodo del

2010 de US\$5,49 /BL presentó una mejoría de - US\$0.21 /BL como efecto neto de:

- US\$0,30 /BL de mayores costos por efecto de la revaluación del peso frente al dólar.
- -US\$0,31 /BL de menores costos por mayor carga.
- -US\$0,20 /BL de menores costos unitarios en la autogeneración de los servicios de energía, agua y vapor, en materiales de proceso, en costos indirectos de operación y en los procesos de soporte operativo y regional.

El margen financiero de la refinería de Barrancabermeja (Precio promedio de venta menos precio promedio de compra) acumulado a Junio de 2011 fue de US\$6,96 por barril vendido, que frente a los US\$3,85 alcanzados durante el mismo periodo de 2010 evidencia una mejoría de 80,9% para el período. Este crecimiento se debe a que el diferencial de productos frente al WTI aumentó en US\$12,01 por barril, en tanto que el diferencial de la materia prima aumentó en US\$8,9 por barril.

*Reficar S.A. (Refinería de Cartagena):*

**Carga refinería Cartagena\***

<b>Kbdc</b>	<b>II. trim. 11</b>	<b>II trim. 10</b>	<b>%</b>	<b>I. sem. 11</b>	<b>I. sem. 10</b>	<b>%</b>
Cartagena	77,4	78,4	(1,3%)	77,8	78,6	(1,0%)

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

La carga de crudo de la refinería disminuyó un 1,0% en el primer semestre de 2011 frente al mismo periodo del año anterior al igual que el factor de utilización pasó de 86% a 85%, principalmente por los altos precios de materia prima en la unidad de crudo. Al comparar el segundo trimestre de 2011 con el mismo periodo del año anterior se observa el mismo comportamiento, un decrecimiento en la carga del 1,3% y el factor de utilización pasó de 86,5% a 86,3% por la misma razón. Por otro lado, la refinería ha tenido en 2011 un mejor rendimiento en la producción de destilados medios tanto en el semestre como en el segundo trimestre, debido a una mayor eficiencia en torres atmosféricas como resultado del exitoso plan de mantenimiento mayor realizado en 2010.

#### **d. Transporte**

*Volúmenes transportados:*

Durante el primer semestre del año 2011 se transportaron en promedio 1,180.9 KBPD, de los cuales el 76.4% corresponde a crudos (902.4KBPD) y el 23.6% a refinados (278.5KBPD), lo cual representó un crecimiento del 16% respecto al primer semestre del 2010. En el segundo trimestre del año 2011 se transportaron en promedio 1.221,8 KBPD (278,6 KBPD de productos refinados y 943,2 KBPD de crudos). Se logró un incremento de 178,3 KBPD (17%) frente al volumen promedio día transportado en el segundo trimestre del año 2010 (1.043,4 KBPD, 263,0 KBPD de productos y 780,4 KBPD de crudo), representado principalmente en ambos periodos por el incremento en el transporte de crudos.

El mayor volumen transportado en el periodo Abril – Junio de 2011, en comparación con el mismo período en el 2010, obedeció principalmente a:

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### Crudos:

- Incremento en la capacidad de transporte de los oleoductos Apiay – Porvenir y Rubiales - Monterrey, por la instalación de unidades de bombeo en Apiay, Rubiales y Monterrey, mayor capacidad de evacuación aguas abajo y continuidad en la inyección de reductores de fricción (DRA).

### Refinados:

- Puesta en operación del Poliducto Andino con una capacidad de transporte de diluyente desde Sutamarchán hasta Apiay de 53 KBD. Este proyecto incluyó la construcción de 132,5 km de la línea de 12" entre Sutamarchán y Monterrey y la conversión a poliducto del Oleoducto de 121km Apiay – Monterrey de 16".

### *Avance otros proyectos:*

Además de los proyectos mencionados anteriormente, se realizaron las siguientes ampliaciones:

### Puertos:

- Se terminó la instalación mecánica la línea submarina de retorno de Pozos Colorados

### Almacenamiento:

- Se rehabilitó la capacidad de almacenamiento en la planta Sebastopol (40 KBLS)
- Se rehabilitó un tanque en la Planta Araguaneý, con capacidad de 50 KBLS.

### *Eventos destacados:*

- Se realizó el cargue exitoso de un buque de dos millones de barriles de crudo para exportación en el mes de junio. Esta misma condición se repetirá en los meses de Julio, Agosto y Septiembre.
- Se inició la oferta de buques de crudo Magdalena Blend en el Terminal Coveñas con capacidad de 300 KBLS. Esto permitirá segregar los crudos ácidos de la mezcla Castilla y mejorar su cotización por disminución del contenido de acidez. Las primeras exportaciones se materializarán en Agosto de 2011.
- Se recuperaron los niveles de inventario objetivo para el suministro de combustibles líquidos en el país, alcanzando un promedio de 8 días de inventarios estratégicos.

### *Costos de Transporte:*

El indicador del Barril/Kilometro Transportado presentó un resultado real para el periodo Enero – Junio 2011 de COL\$7,32 /BKM, que al compararlo con el resultado para el mismo período del año anterior COL\$7,93 /BKM presenta un menor valor de -COL\$0,61/BKM, el cual fue el producto de:

- -COL\$1,79 /BKM de menores costos por mayores volúmenes transportados.
- COL\$1,18 /BKM como efecto neto de: 1) mayores costos variables por la mayor operación, 2) mayores costos de mantenimiento adicionales por la ola invernal, 3) mayores costos por pago de almacenamiento de GLP según nuevas regulaciones, 4)

**INFORMACIÓN DE PRENSA**

alquiler de unidades de bombeo en la línea Castilla - Apiay y 5) Asunción de costo total de operación de la línea Caño Limón – Coveñas.

- Todo lo anterior se vio compensado favorablemente por los menores costos de energía por reducción en las tarifas.

*Oleoducto Bicentenario:*

Al cierre del segundo trimestre de 2011, el proyecto registró un avance en su fase I de 9.91%.

*Ocensa:*

Como resultado del Open Season en donde participaron 22 compañías, se recibieron ofertas en la modalidad "Ship or Pay" (transporte o pague) por sólo 32,8 KBPD, con lo cual no se alcanzó el mínimo requerido de 80 KBPD como se tenía estructurado inicialmente en la primera etapa del proyecto. Se espera para el tercer trimestre de 2011 estructurar un nuevo esquema de negocio que viabilice el proyecto de ampliación a 660 KBPD.

**e. Biocombustibles***Ecodiesel Colombia S.A.:*

En el primer semestre de 2011 se vendieron 47 mil toneladas de biodiesel, de las cuales el 86% fueron para abastecer el suministro de la Refinería de Barrancabermeja y el restante se destinó a abastecer la demanda de las empresas mayoristas del área de influencia. Durante el segundo trimestre de 2011 se comercializaron 24.502 toneladas de biodiesel equivalentes a 176,1 KB.

*Bioenergy S.A.:*

Bioenergy cerró el primer semestre de 2011 con 1.450 hectáreas de caña de azúcar sembradas y con el FEED (Front-End Engineering Design) terminado. Adicionalmente se inició el movimiento de tierras dentro de la zona franca para comenzar la construcción de las oficinas agrícolas. Se pusieron órdenes de compra de equipos mayores de la planta y se aseguró el 100% de las tierras necesarias para el cultivo planeado del 2011.

**f. Plan de inversiones**

A continuación se presenta el resumen de las inversiones realizadas por Ecopetrol en el segundo trimestre y el primer semestre de 2011:

Segmento	Inversiones (USD millones)					
	II.trim 2011	II.trim 2010	%	I.sem 2011	I.sem 2010	%
Exploración	92,4	58,0	59%	157,4	114,9	37%
Producción	821,1	628,4	31%	1.530,3	1.075,5	42%
Refinación y Petroquímica	52,4	134,8	-61%	134,9	224,2	-40%
Transporte	211,5	117,4	80%	347,4	251,4	38%
Suministro y mercadeo	0,2	0,8	-75%	0,3	1,5	-80%
Subordinadas	503,8	152,3	231%	531,7	186,0	186%
Adquisiciones	0,3	1,2	-75%	433,0	1,2	35983%
Nuevos negocios	0,3	4,2	-93%	245,3	36,2	578%
Corporativo	23,5	31,2	-25%	37,5	42,1	-11%
<b>Total</b>	<b>1.706</b>	<b>1.128</b>	<b>51%</b>	<b>3.418</b>	<b>1.933</b>	<b>77%</b>

Del total invertido en el primer semestre del año, el 44% se destinó a producción (US\$1.530 millones), 16% a compañías subordinadas (US\$531 millones), el 13% a adquisiciones (US\$433 millones), 10% a transporte (US\$347 millones), 7% a nuevos negocios (US\$245 millones), 5% a exploración (US\$157 millones), 4% a refinación y petroquímica (US\$137 millones), el 1% a corporativo (US\$37,5 millones) y el 0,01% a suministro y mercadeo (US\$0,3 millones).

En los rubros de adquisiciones y nuevos negocios se incluyen entre otros: 1) pago de los earn outs acordados en las compras de Hocol y OIG; 2) pago del saldo final de la adquisición Equión; 3) compra de la participación en el bloque Caño Sur; y 4) compra de los derechos sobre el oleoducto Caño Limón – Coveñas.

**g. Calificación de riesgo**

Durante el primer semestre de 2011 las agencias calificadoras de riesgo Standard & Poor's y Fitch otorgaron calificaciones de riesgo de grado de inversión a Ecopetrol. Standard & Poor's aumentó la calificación corporativa de crédito de Ecopetrol y la de su deuda de BB+ a BBB- con perspectiva ("outlook") estable. Por su parte, Fitch aumentó la calificación de riesgo del emisor ("Issuer Default Ratings" o "IDRs" en inglés) de moneda extranjera y local, de 'BB+' y 'BBB-' a 'BBB-' y 'BBB', respectivamente.

Las nuevas calificaciones de la compañía van en línea con las de la República de Colombia. Estas calificaciones se suman a la calificación Baa2 de grado de inversión que tiene asignada a la empresa la firma Moody's Investors Services desde 2009.

### III. Consolidación organizacional y responsabilidad social empresarial (RSE)

#### a. Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

En el segundo trimestre del 2011 se reportaron 36 accidentes y acumulado a junio se habían presentado 87, lo que es inferior a los 48 que se presentaron en el segundo trimestre de 2010 y a los 91 acumulados entre enero y junio de 2010. El índice de frecuencia de accidentalidad con pérdida de tiempo se ubicó en 1,03 durante el segundo trimestre de 2011 y en 1,25 en los primeros 6 meses del año, lo cual representa una mejoría con respecto al 1,52 registrado en el segundo trimestre de 2010 y el 1,47 del primer semestre de ese año.

En el segundo trimestre del año se presentaron 6 incidentes ambientales por causa operacional y se acumularon 17 en el primer semestre, lo cual se compara con 10 incidentes presentados en el segundo trimestre de 2010 y 19 acumulados en los primeros seis meses de ese año.

Durante el trimestre se puso en marcha el proyecto de "Excelencia HSE" con el fin de incorporar las mejores prácticas en el gerenciamiento HSE, se participó en el Carbon Disclosure Project y el Water Disclosure Project para presentar la gestión de la empresa en la materia y se lanzó la segunda convocatoria nacional a la Biodiversidad de manera conjunta con otras entidades.

#### b. Ciencia y tecnología

Durante el primer semestre de 2011 la Superintendencia de Industria y Comercio-SIC le otorgó a Ecopetrol la patente de invención "Aditivo anti-coquizante y estabilizante de asfalteno y procedimiento para su obtención", completando 22 patentes vigentes y convirtiendo a Ecopetrol en la empresa nacional que más patentes posee. La SIC también le concedió el registro de la marca comercial EcoAQUABAL<sup>1</sup> por 10 años.

#### c. Ahorros y costos dejados de incurrir

Como resultado de aplicar estrategias de abastecimiento, se obtuvieron ahorros acumulados a Junio por un valor de COL\$188 Millardos frente a COL\$6.213 Millardos del total gestionado (3%), correspondientes a la aplicación de: 1) opciones de negociación, 2) ahorros por adquisición, 3) agregación de demanda, 4) exenciones arancelarias y, 5) renegociación de tarifas.

Sobresale la implementación de la estrategia de negociación en la contratación del servicio integral de tratamientos químicos para la Superintendencia de Operaciones de Castilla y Chichimene, generando un ahorro de COL\$53 millardos (23%) frente a un valor presupuestado de COL\$239 millardos.

#### d. Inversión social

Entre enero y junio de 2011 se ejecutaron COP\$9,8 millardos en proyectos de inversión social divididos en convenios de gestión social y apoyo a proyectos de exploración y producción. Del mismo modo, como resultado de los proyectos productivos que desarrolla la empresa con comunidades en diferentes regiones se consolidaron 108 unidades productivas y cinco empresas.

<sup>1</sup> Herramienta informática que le permite a Ecopetrol gerenciar en tiempo real el agua que utilizan más de 40 plantas de proceso de la Refinería de Barrancabermeja.

Adicionalmente se adelantaron dos diálogos interculturales con varias comunidades indígenas del Putumayo y con las comunidades Sicuani y Piapoco del Vichada.

En junio fue aprobado por la Junta Directiva el programa de "Erradicación del Analfabetismo Ecopetrol 60 años", con motivo de la celebración de los 60 años de la empresa. El programa tiene el objetivo de sacar del analfabetismo a 60.000 personas.

Como parte del acompañamiento que realiza la empresa a algunas administraciones municipales para el mejoramiento de la gestión pública, se acompañó la formulación y viabilización de 31 proyectos, se acompañó el desarrollo de nueve procesos de contratación y se asesoraron tres procesos de rendición de cuentas en Barrancabermeja, San Antero y Villavicencio.

#### **e. Grupos de interés y reconocimientos**

En el primer semestre, se alcanzó un cumplimiento del 100% en el indicador de posiciones ocupadas con el talento humano competente. Así mismo, en relación con el mejoramiento del ambiente laboral se avanzó en el cumplimiento de los planes diseñados para el efecto.

En el primer semestre de 2011 se destacan los siguientes avances y reconocimientos: 1) Orden del Dragón como alta distinción por parte del Gobierno de China por haber sido la compañía colombiana que más exportó a este país durante 2010; 2) ingreso al ranking de las 100 empresas más respetadas del mundo que realiza la revista Barron's (publicación especializada en finanzas del grupo Wall Street Journal); 3) posicionamiento como la compañía más admirada y la mejor administrada según encuesta realizada a los presidentes y ejecutivos de empresas colombianas y; 4) adhesión a Guías Colombia, una iniciativa creada para aportar al mejoramiento de la situación de Derechos Humanos y Derecho Internacional Humanitario en el país.

Adicionalmente, en el ranking de las 500 empresas más grandes del mundo publicado por la revista Fortune el 9 de Julio, Ecopetrol se posicionó como la número 444 y es la primera empresa colombiana en figurar en este listado.

#### IV. Resultados financieros de Ecopetrol y sus subordinadas (consolidados)<sup>2</sup>

A continuación se presentan los estados financieros consolidados de Ecopetrol:

##### Estado de Resultados Consolidado

Millardos de COL\$	II trim. 11 *	II trim. 10 *	%	I sem 11	I sem 10	%
Ventas locales	5.515,0	4.102,4	34,4%	10.215,7	7.983,5	28,0%
Ventas de exportación	10.219,9	5.783,2	76,7%	19.491,9	11.323,4	72,1%
Ventas a Zona Franca	-	-		-	-	
Ventas de servicios	483,3	328,8	47,0%	898,2	1.125,2	(20,2%)
<b>Ventas Totales</b>	<b>16.218,2</b>	<b>10.214,4</b>	<b>58,8%</b>	<b>30.605,8</b>	<b>20.432,1</b>	<b>49,8%</b>
Costos Variables	7.299,5	5.332,2	36,9%	13.414,6	9.762,8	37,4%
Costos Fijos	2.033,6	1.590,7	27,8%	3.702,7	3.265,6	13,4%
<b>Costo de Ventas</b>	<b>9.333,1</b>	<b>6.922,9</b>	<b>34,8%</b>	<b>17.117,3</b>	<b>13.028,4</b>	<b>31,4%</b>
Utilidad Bruta	6.885,1	3.291,5	109,2%	13.488,5	7.403,7	82,2%
Gastos Operativos	896,7	748,0	19,9%	1.821,4	1.243,8	46,4%
Utilidad Operacional	5.988,4	2.543,4	135,4%	11.667,1	6.159,9	89,4%
Pérdida No Operacional	(609,5)	(159,8)	281,4%	(1.237,6)	(803,1)	54,1%
Interés minoritario	(72,5)	(2,2)	3.195,5%	43,6	104,0	(58,1%)
<b>Utilidad Neta</b>	<b>3.751,3</b>	<b>1.767,1</b>	<b>112,3%</b>	<b>6.861,6</b>	<b>3.721,3</b>	<b>84,4%</b>
EBITDA	7.571,0	3.579,6	111,5%	14.441,4	8.034,4	79,7%
Margen EBITDA	47%	35%		47%	39%	

\* No auditado, presentado únicamente para efectos ilustrativos

<sup>2</sup> Para efectos de la consolidación del segundo trimestre del año 2011, se incluyeron, además de los resultados de Ecopetrol, los de las siguientes subordinadas:

Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil, Ecopetrol America Inc, Ecopetrol del Peru S.A., Hocol, 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 S.A., Oleoducto Bicentenario, Ecopetrol Capital A.G., Ecopetrol Transportation Investments Ltd., Equión Energía Limited (desde el 24 de enero de 2011) y Ecopetrol Capital SLU.

Los estados financieros consolidados para el segundo trimestre de 2010 incluyen las siguientes compañías filiales: Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil, Ecopetrol America Inc, Ecopetrol del Peru S.A., Hocol, 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 S.A.

**INFORMACIÓN DE PRENSA**
**Balance General Consolidado**

<b>Millardos de COL\$</b>	<b>Junio 30 de 2011</b>	<b>Marzo 31 de 2011</b>	<b>%</b>
Activos corrientes	16.457,6	17.984,9	(8,5%)
Activos de largo plazo	63.069,7	60.230,6	4,7%
<b>Total Activos</b>	<b>79.527,3</b>	<b>78.215,5</b>	<b>1,7%</b>
Pasivos corrientes	18.363,5	21.373,1	(14,1%)
Pasivos de largo plazo	18.177,4	16.852,5	7,9%
<b>Total Pasivos</b>	<b>36.540,9</b>	<b>38.225,6</b>	<b>(4,4%)</b>
Patrimonio	41.894,6	38.760,8	8,1%
Interés minoritario	1.091,9	1.229,2	(11,2%)
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>79.527,4</b>	<b>78.215,6</b>	<b>1,7%</b>
Cuentas de orden deudoras	123.225,6	123.225,5	
Cuentas de orden acreedoras	94.294,5	100.058,9	

Los mayores aportes en **ventas totales** de las subordinadas individualmente consideradas (sin el efecto de las eliminaciones) provinieron de la Refinería de Cartagena COL\$ 3.120 millardos, Hocol COL\$ 1.791,4 millardos, Equión COL\$ 918,9 millardos, Propilco S.A. COL\$ 763,1 millardos y Ocesa S.A. COL\$ 492,6 millardos.

A su vez, **las mayores utilidades** netas fueron las de Hocol con COL\$312,8 millardos, Equión con COL\$72,8 millardos, Ocesa S.A. con COL\$31,1 millardos, Propilco con COL\$ 23,3 millardos y ODL Finance con COL\$16,7 millardos. Las mayores pérdidas netas fueron reportadas por Ecopetrol America Inc. por COL\$95,3 millardos.

Ecopetrol del Perú, Ecopetrol de Brasil, Ecopetrol America 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 America). Del mismo modo, las filiales del negocio de transporte de crudo y productos reportan beneficios para el grupo vía menores costos de transporte.

Mediante método de participación patrimonial Offshore International Group (Savia Perú) aportó COL\$51,6 millardos e Invercolsa COL\$39,6 millardos; sin embargo Transgas de Occidente generó una pérdida de COL\$11,8 millardos.

El **Ebitda** del segundo trimestre de 2011 fue de COL\$7.571,0 millardos, superior un 10% al Ebitda del primer trimestre, lo que representa un **margen Ebitda** del 47%, generado principalmente por los resultados operacionales.

## V. Presentación de los resultados

El martes 26 de julio de 2011 la gerencia de Ecopetrol ofrecerá dos presentaciones en línea para discutir los resultados del primer trimestre de 2011:

### En Español

Julio 26, 2011

1:30 p.m. Bogotá-Lima

2:30 p.m. Nueva York-Toronto

### En Inglés

Julio 26, 2011

3:00 p.m. Bogotá-Lima

4:00 p.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; BVL: 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: Propilco, Black Gold Re Ltd., Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda., Ecopetrol America Inc., Ecopetrol del Perú S.A., Hocol, Equión Energía Limited, Andean Chemicals Limited, COMAI, Bioenergy S.A., ODL Finance S.A., ECP Global Energy, Ecopetrol Transportation Company, Ocesa S.A., Oleoducto de Colombia, Refinería de Cartagena, Ecopetrol Transportation Investment, Ecopetrol Capital AG y Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. Ecopetrol S.A. es una de las 40 compañías petroleras más grandes del mundo y una de las cuatro principales compañías petroleras en América Latina. La empresa es de propiedad mayoritaria de la República de Colombia (89.9%), 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), la Bolsa de Valores de Lima (BVL) bajo el símbolo EC y la Bolsa de Valores de Toronto (TSX) bajo el símbolo ECP. La compañía divide sus operaciones en cuatro segmentos de negocio que incluyen exploración y producción, transporte, refinación y suministro y mercadeo.

Para mayor información sobre Ecopetrol visite el sitio web [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

## Declaraciones de proyección futura

Este comunicado contiene declaraciones de proyección futura relacionadas con las perspectivas del negocio, estimados para los resultados operativos y financieros, y con las perspectivas de crecimiento de Ecopetrol. Se trata de proyecciones y, como tal, están basadas únicamente en las expectativas de los directivos 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 PRENSA

### 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 (Colombia)**

Jorge Mauricio Tellez

Teléfono: + 571-234-4329

Correo electrónico: [mauricio.tellez@ecopetrol.com.co](mailto:mauricio.tellez@ecopetrol.com.co)

## VI. Anexos

Estado de Resultados Sin Auditar  
Ecopetrol S.A.

Millones de pesos colombianos	II trim. 2011	II trim. 2010	%	I trim. 2011	I sem. 2011	I sem. 2010	%
<b>Ingresos</b>							
Ventas Nacionales	4.412.864	3.372.841	30,8%	4.089.496	8.502.360	6.755.598	25,9%
Ventas al Exterior	7.617.575	3.996.948	90,6%	6.657.333	14.274.908	8.340.920	71,1%
Ventas a Zona Franca	1.440.546	1.440.547	(0,0%)	1.302.488	2.743.034	2.136.822	28,4%
Venta de Servicios	350.885	322.847	8,7%	349.881	700.766	641.450	9,2%
<b>Total Ingresos</b>	<b>13.821.870</b>	<b>9.133.183</b>	<b>51,3%</b>	<b>12.399.198</b>	<b>26.221.068</b>	<b>17.874.790</b>	<b>46,7%</b>
<b>Costo de Ventas</b>							
<b>Costos Variables:</b>							
Compras de crudo a Terceros	3.092.681	2.247.894	37,6%	2.488.589	5.581.270	4.414.312	26,4%
Amortización y Agotamiento	1.009.901	657.562	53,6%	750.185	1.760.086	1.276.129	37,9%
Productos Importados	1.475.373	1.148.515	28,5%	1.335.587	2.810.960	2.158.186	30,2%
Servicios de Transporte de hidrocarburos	243.412	162.254	50,0%	241.738	485.150	357.729	35,6%
Variación de Inventarios	159.738	223.804	(28,6%)	(412.961)	(253.223)	(62.683)	304,0%
Otros	37.218	68.833	(45,9%)	408.520	445.738	202.711	119,9%
<b>Costos Fijos:</b>							
Depreciación	285.343	199.801	42,8%	271.640	556.983	393.438	41,6%
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	607.249	465.077	30,6%	415.871	1.023.120	884.275	15,7%
Mantenimiento	267.929	213.664	25,4%	206.350	474.279	360.507	31,6%
Costos laborales	255.577	232.742	9,8%	229.073	484.650	484.037	0,1%
Otros	214.827	246.562	(12,9%)	160.751	375.578	448.886	(16,3%)
<b>Total Costo de Ventas</b>	<b>7.649.248</b>	<b>5.866.708</b>	<b>30,4%</b>	<b>6.095.343</b>	<b>13.744.591</b>	<b>10.917.527</b>	<b>25,9%</b>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>6.172.622</b>	<b>3.266.475</b>	<b>89,0%</b>	<b>6.303.855</b>	<b>12.476.477</b>	<b>6.957.263</b>	<b>79,3%</b>
<b>Gastos Operacionales</b>							
Administración	163.716	120.311	36,1%	128.109	291.825	213.474	36,7%
Gastos de comercialización	352.221	306.721	14,8%	307.792	660.013	525.726	25,5%
Gastos de exploración y proyectos	206.131	146.284	40,9%	491.171	697.302	326.694	113,4%
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>5.450.554</b>	<b>2.693.159</b>	<b>102,4%</b>	<b>5.376.783</b>	<b>10.827.337</b>	<b>5.891.369</b>	<b>83,8%</b>
<b>Ingresos (gastos) No Operacionales:</b>							
Ingresos Financieros	1.153.622	1.207.951	(4,5%)	1.014.826	2.168.448	2.170.131	(0,1%)
Gastos Financieros	(1.634.603)	(1.073.701)	52,2%	(1.085.237)	(2.719.840)	(2.079.580)	30,8%
Gasto de intereses	(50.340)	(4.669)	978,2%	(18.975)	(69.315)	(4.669)	1.384,6%
Ingresos No Financieros	277.948	173.142	60,5%	265.637	543.585	365.952	48,5%
Egresos No Financieros	(319.180)	(474.533)	32,7%	(797.484)	(1.116.664)	(1.186.870)	5,9%
Resultados en sociedades	102.141	(113.914)	189,7%	336.698	438.839	124.034	253,8%
<b>Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta</b>	<b>4.980.142</b>	<b>2.407.435</b>	<b>106,9%</b>	<b>5.092.248</b>	<b>10.072.390</b>	<b>5.280.367</b>	<b>90,8%</b>
Provisión Impuesto de Renta	1.565.811	602.437	159,9%	1.687.571	3.253.382	1.378.703	136,0%
Interés minoritario	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ganancia Neta</b>	<b>3.414.331</b>	<b>1.804.998</b>	<b>89,2%</b>	<b>3.404.677</b>	<b>6.819.008</b>	<b>3.901.664</b>	<b>74,8%</b>
<b>EBITDA</b>	6.834.155	3.635.691	88,0%	6.489.294	13.323.449	7.742.141	72,1%
<b>MARGEN EBITDA</b>	49%	40%	-	52%	51%	43%	-
<b>UTILIDAD POR ACCIÓN</b>	\$ 84,36	\$ 44,60	89,1%	\$ 84,12	\$ 168,48	\$ 96,40	74,8%

## Notas:

A partir de 2011 exclusivamente para propósitos comparativos, en el costo de ventas realizan reclasificaciones internas entre los rubros de amortización y agotamiento -Costo variable y Otros -Costo fijo.

**INFORMACIÓN DE PRENSA**
**Estado de Resultados  
Ecopetrol Consolidado**

Millones de pesos colombianos	II trim. 2011*	II trim. 2010 *	%	I trim. 2011 *	I sem. 2011	I sem. 2010	%
<b>Ingresos</b>							
Ventas Nacionales	5.515.062	4.102.371	34,4%	4.700.646	10.215.708	7.983.519	28,0%
Ventas al Exterior	10.219.869	5.783.161	76,7%	9.272.067	19.491.936	11.323.417	72,1%
Ventas a Zona Franca							
Venta de Servicios	483.278	328.811	47,0%	414.970	898.248	1.125.178	(20,2%)
<b>Total Ingresos</b>	<b>16.218.209</b>	<b>10.214.343</b>	<b>58,8%</b>	<b>14.387.683</b>	<b>30.605.892</b>	<b>20.432.114</b>	<b>49,8%</b>
<b>Costo de Ventas</b>							
<b>Costos Variables:</b>							
Compras a Terceros	3.679.313	2.863.218	28,5%	3.470.629	7.149.942	5.635.745	26,9%
Amortización y Agotamiento	1.137.885	786.369	44,7%	879.727	2.017.612	1.426.984	41,4%
Productos Importados	2.077.996	1.445.074	43,8%	1.790.792	3.868.788	2.552.312	51,6%
Servicios de Transporte de hidrocarburos	275.333	95.154	189,4%	185.342	460.675	241.800	90,5%
Variación de Inventarios	169.587	176.537	(3,9%)	(497.902)	(328.315)	(102.883)	219,1%
Otros	(40.575)	(34.138)	18,9%	286.454	245.879	8.806	2.692,2%
<b>Costos Fijos:</b>							
Depreciación	463.758	277.516	67,1%	426.967	890.725	649.647	37,1%
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	620.204	431.152	43,8%	429.020	1.049.224	834.886	25,7%
Mantenimiento	377.131	322.235	17,0%	290.175	667.306	548.019	21,8%
Costos laborales	275.084	247.139	11,3%	246.467	521.551	512.527	1,8%
Otros	297.460	312.690	(4,9%)	276.473	573.933	720.490	(20,3%)
<b>Total Costo de Ventas</b>	<b>9.333.176</b>	<b>6.922.946</b>	<b>34,8%</b>	<b>7.784.144</b>	<b>17.117.320</b>	<b>13.028.333</b>	<b>31,4%</b>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>6.885.033</b>	<b>3.291.397</b>	<b>109,2%</b>	<b>6.603.539</b>	<b>13.488.572</b>	<b>7.403.781</b>	<b>82,2%</b>
<b>Gastos Operacionales</b>							
Administración	324.507	156.738	107,0%	220.775	545.282	281.842	93,5%
Gastos de comercialización	236.117	200.008	18,1%	187.009	423.126	352.264	20,1%
Gastos de exploración y proyectos	336.049	391.249	(14,1%)	516.912	852.961	609.686	39,9%
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>5.988.360</b>	<b>2.543.402</b>	<b>135,4%</b>	<b>5.678.843</b>	<b>11.667.203</b>	<b>6.159.989</b>	<b>89,4%</b>
<b>Ingresos (gastos) No Operacionales:</b>							
Ingresos Financieros	1.334.302	1.355.804	(1,6%)	1.143.247	2.477.549	2.398.456	3,3%
Gastos Financieros	(1.766.418)	(1.167.160)	51,3%	(1.183.305)	(2.949.723)	(2.275.464)	29,6%
Gasto de intereses	(90.628)	(46.076)	96,7%	(52.735)	(143.363)	(86.469)	65,8%
Ingresos No Financieros	305.599	203.010	50,5%	294.382	599.981	409.777	46,4%
Egresos No Financieros	(392.242)	(505.388)	(22,39%)	(829.789)	(1.222.031)	(1.249.433)	2,19%
<b>Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta</b>	<b>5.378.973</b>	<b>2.383.592</b>	<b>125,7%</b>	<b>5.050.643</b>	<b>10.429.616</b>	<b>5.356.856</b>	<b>94,7%</b>
Provisión Impuesto de Renta	<b>1.700.145</b>	<b>618.731</b>	<b>174,8%</b>	<b>1.824.175</b>	<b>3.524.320</b>	<b>1.531.490</b>	<b>130,1%</b>
Interés minoritario	(72.471)	(2.205)	3.186,7%	116.151	43.679	103.970	(58,0%)
<b>Ganancia Neta</b>	<b>3.751.299</b>	<b>1.767.066</b>	<b>112,3%</b>	<b>3.110.317</b>	<b>6.861.617</b>	<b>3.721.396</b>	<b>84,4%</b>
<b>EBITDA</b>	7.571.045	3.579.622	111,5%	6.870.364	14.441.409	8.034.354	79,7%
<b>MARGEN EBITDA</b>	47%	35%		48%	47%	39%	

**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 no están auditados y se incluyen únicamente para efectos ilustrativos.

Para efectos comparativos se realizaron reclasificaciones en el 1 trimestre-10 en los ingresos y gastos financieros relacionados con la diferencia en cambio en OCENSA

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### Balance General No Auditado

Millones de pesos colombianos	Ecopetrol S.A.			Ecopetrol Consolidado		
	A 30 de junio de 2011	A 31 de marzo de 2011	%	A 30 de junio de 2011	A 31 de marzo de 2011	%
<b>Activos</b>						
<b>Activos corrientes:</b>						
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.995.118	3.637.777	(17,7%)	4.957.467	5.706.403	(13,1%)
Inversiones	2.173.309	1.574.285	38,1%	2.226.850	1.717.685	29,6%
Cuentas y documentos por cobrar	4.374.300	3.986.025	9,7%	3.392.426	4.589.625	(26,1%)
Inventarios	2.136.330	2.272.006	(6,0%)	2.583.062	2.675.282	(3,4%)
Otros	2.686.344	2.386.035	12,6%	3.297.832	3.295.952	0,1%
<b>Total activos corrientes</b>	<b>14.365.401</b>	<b>13.856.128</b>	<b>3,7%</b>	<b>16.457.637</b>	<b>17.984.947</b>	<b>(8,5%)</b>
<b>Activos no corrientes</b>						
Inversiones	11.761.018	12.682.253	(7,3%)	4.034.524	4.954.518	(18,6%)
Cuentas y documentos por cobrar	2.816.057	2.743.968	2,6%	2.267.769	547.894	313,9%
Propiedad, planta y equipo, neto	16.579.532	15.482.710	7,1%	25.317.326	23.504.587	7,7%
Recursos naturales y del medio ambiente, neto	11.029.354	10.709.079	3,0%	12.549.054	12.148.932	3,3%
Otros	17.480.556	17.753.049	(1,5%)	18.901.043	19.074.705	(0,9%)
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>59.666.517</b>	<b>59.371.059</b>	<b>0,5%</b>	<b>63.069.716</b>	<b>60.230.636</b>	<b>4,7%</b>
<b>Total activos</b>	<b>74.031.918</b>	<b>73.227.187</b>	<b>1,1%</b>	<b>79.527.353</b>	<b>78.215.583</b>	<b>1,7%</b>
<b>Pasivos y patrimonio</b>						
<b>Pasivos corrientes:</b>						
Obligaciones financieras	832.591	774.538	7,5%	1.191.631	1.152.707	3,4%
Cuentas por pagar y vinculados	10.569.004	11.412.369	(7,4%)	9.861.940	11.195.462	(11,9%)
Pasivos estimados y provisiones	941.701	925.128	1,8%	1.483.517	1.361.711	8,9%
Otros	3.944.043	6.905.900	(42,9%)	5.826.368	7.663.186	(24,0%)
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>16.287.339</b>	<b>20.017.935</b>	<b>(18,6%)</b>	<b>18.363.456</b>	<b>21.373.066</b>	<b>(14,1%)</b>
<b>Pasivos de largo plazo</b>						
Obligaciones financieras	5.576.782	5.779.395	(3,5%)	7.887.384	7.681.886	2,7%
Obligaciones laborales a largo plazo	2.927.645	2.866.654	2,1%	2.936.134	2.875.143	2,1%
Pasivos estimados y provisiones	3.591.150	3.343.600	7,4%	3.863.821	3.709.709	4,2%
Otros	3.505.346	2.205.605	58,9%	3.490.049	2.585.747	35,0%
<b>Total pasivos de largo plazo</b>	<b>15.600.923</b>	<b>14.195.254</b>	<b>9,9%</b>	<b>18.177.388</b>	<b>16.852.485</b>	<b>7,9%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>31.888.262</b>	<b>34.213.189</b>	<b>(6,8%)</b>	<b>36.540.844</b>	<b>38.225.551</b>	<b>(4,4%)</b>
Interés minoritario				1.091.929	1.229.197	(11,2%)
<b>Patrimonio</b>	<b>42.143.656</b>	<b>39.013.998</b>	<b>8,0%</b>	<b>41.894.580</b>	<b>38.760.835</b>	<b>8,1%</b>
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>74.031.918</b>	<b>73.227.187</b>	<b>1,1%</b>	<b>79.527.353</b>	<b>78.215.583</b>	<b>1,7%</b>
<b>Cuentas de orden deudoras *</b>	<b>120.817.260</b>	<b>116.879.683</b>		<b>123.225.614</b>	<b>123.225.499</b>	
<b>Cuentas de orden acreedoras *</b>	<b>99.269.488</b>	<b>91.333.034</b>		<b>94.294.499</b>	<b>100.058.948</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.

**INFORMACIÓN DE PRENSA**
**Estado de Flujos de Efectivo sin Auditar  
Ecopetrol S.A.**

Millones de pesos colombianos	II trim. 2011 *	II trim. 2010 *	%	I trim. 2011 *	I sem 2011	I sem 2010	%
<b>Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación</b>							
<b>Excedente del Ejercicio</b>	3.414.331	1.804.998	89,2%	3.404.677	6.819.008	3.901.664	74,8%
<b>Movimiento de partidas que no involucran efectivo</b>							
Depreciación, agotamiento y amortización	1.412.863	985.227	43,4%	1.165.421	2.578.284	2.016.313	27,8%
Provisiones, neto	(141.010)	36.142	(490,2%)	47.740	(93.270)	50.853	(283,4%)
Baja en propiedades, planta y equipo	-	229.222	(100,0%)	399	399	229.222	(99,8%)
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	-	4	(100,0%)	-	-	4	(100,0%)
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	-	26.486	(100,0%)	-	-	26.486	(100,0%)
Pérdida en baja de otros activos	209	-		59	268	-	
Utilidad (pérdida) método de participación	(102.141)	113.914	(189,7%)	(336.698)	(438.839)	(124.034)	253,8%
<b>Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:</b>							
Deudores	(758.540)	934.554	(181,2%)	(1.301.946)	(2.060.486)	313.984	(756,2%)
Inventarios	145.495	219.192	(33,6%)	(393.688)	(248.193)	(61.969)	300,5%
Diferidos y otros activos	(1.777)	(458.962)	99,6%	(1.542.484)	(1.544.261)	(422.515)	265,5%
Cuentas por pagar	1.131.315	831.951	36,0%	1.381.823	2.513.138	1.982.969	26,7%
Impuestos por pagar	(1.537.495)	(470.553)	226,7%	3.416.769	1.879.274	(317.343)	692,2%
Obligaciones laborales	3.388	(12.210)	127,7%	(14.526)	(11.138)	(26.973)	58,7%
Pasivos estimados y provisiones	45.545	336.121	(86,4%)	(93.448)	(47.903)	260.564	(118,4%)
<b>Efectivo generado por actividades de operación</b>	<b>3.612.183</b>	<b>4.576.086</b>	<b>(21,1%)</b>	<b>5.734.098</b>	<b>9.346.281</b>	<b>7.829.225</b>	<b>19,4%</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión:</b>							
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	-	-		(813.145)	(813.145)	-	
Compra de inversiones	(5.073.296)	(2.025.193)	150,5%	(4.512.633)	(9.585.929)	(5.617.634)	70,6%
Redención y venta de inversiones	5.334.833	1.219.327	337,5%	3.200.789	8.535.622	3.387.507	152,0%
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	198	-		711	1.620	-	
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(981.219)	(759.920)	(29,1%)	(413.297)	(1.394.516)	(1.222.000)	14,1%
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(1.408.428)	(1.030.436)	36,7%	(1.152.401)	(2.560.829)	(1.781.313)	43,8%
<b>Efectivo neto generado por las actividades de inversión</b>	<b>(2.127.912)</b>	<b>(2.596.222)</b>	<b>18,0%</b>	<b>(3.689.976)</b>	<b>(5.817.177)</b>	<b>(5.233.440)</b>	<b>11,2%</b>
<b>Flujo de efectivo en actividades de financiación</b>							
Obligaciones financieras	(144.560)	6.129	(2.458,6%)	(60.282)	(204.842)	(201.141)	1,8%
Capitalizaciones	70	(826)	108,5%	(43)	27	337	(92,0%)
Dividendos	(1.983.151)	(1.254.644)	58,1%	61.897	(1.921.254)	(1.254.636)	53,1%
<b>Efectivo neto usado en actividades de financiación</b>	<b>(2.127.641)</b>	<b>(1.249.341)</b>	<b>70,3%</b>	<b>1.572</b>	<b>(2.126.069)</b>	<b>(1.455.440)</b>	<b>46,1%</b>
<b>(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>(643.370)</b>	<b>730.523</b>	<b>(188,1%)</b>	<b>2.045.694</b>	<b>1.403.035</b>	<b>1.140.345</b>	<b>23,0%</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	3.638.488	2.696.818	34,9%	1.592.083	1.592.083	2.286.996	(30,4%)
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b>2.995.118</b>	<b>3.427.341</b>	<b>(12,6%)</b>	<b>3.637.777</b>	<b>2.995.118</b>	<b>3.427.341</b>	<b>(12,6%)</b>

**NOTAS:**

\* No auditado, se muestra para efectos ilustrativos

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

Miliones de pesos colombianos	II trim. 2011 *	II trim. 2010 *	%	I trim. 2011 *	I sem 2011	I sem 2010	%
<b>Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación</b>							
<b>Excedente del Ejercicio</b>	3.751.302	1.767.065	112,3%	3.110.317	6.861.619	3.721.395	84,4%
<b>Movimiento de partidas que no involucran efectivo</b>							
Depreciación, agotamiento y amortización	1.732.731	1.099.026	57,7%	1.456.396	3.189.127	2.240.851	42,3%
Provisiones - neto	(138.193)	67.232	(305,5%)	46.958	(91.235)	86.433	(205,6%)
Baja en propiedades, planta y equipo				-			
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo		229.226	(100,0%)	399	399	229.226	(99,8%)
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente		26.486	(100,0%)	-	-	26.486	(100,0%)
Pérdida en baja de otros activos	209			59	268		
Utilidad en método de participación	(36.021)	(25.396)	41,8%	(43.524)	(79.545)	(41.821)	90,2%
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:							
Deudores	(642.710)	1.506.742	142,7%	(1.226.084)	(1.868.794)	686.418	(372,3%)
Inventarios	102.836	178.967	(42,5%)	(485.373)	(382.537)	(85.357)	348,2%
Diferidos y otros activos	(173.519)	1.636.041	(110,6%)	(433.747)	(607.266)	1.745.366	(134,8%)
Cuentas por pagar	1.607.185	848.588	89,4%	1.011.231	2.618.416	2.316.424	13,0%
Impuestos por pagar	(1.739.661)	(2.066.133)	15,8%	2.180.887	441.226	(627.386)	170,3%
Obligaciones laborales	6.236	(9.731)	164,1%	(12.961)	(6.725)	(31.065)	78,4%
Pasivos estimados y provisiones	195.085	440.586	(55,7%)	447.590	642.679	(1.066.242)	160,3%
<b>Efectivo generado por actividades de operación</b>	<b>4.665.480</b>	<b>5.698.699</b>	<b>(18,1%)</b>	<b>6.052.148</b>	<b>10.717.631</b>	<b>9.200.728</b>	<b>16,5%</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión:</b>							
Pago por compra de compañías, neto del efectivo adquirido				(813.145)	(813.145)		
Compra de inversiones	(5.073.296)	(2.025.193)	(150,5%)	(4.512.633)	(9.585.929)	(5.617.634)	70,6%
Redención y venta de inversiones	5.028.631	1.029.078	388,7%	3.619.698	8.648.329	3.106.248	178,4%
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	909	-	#DIV/0!	711	1.620	-	
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1.153.444)	(746.399)	54,5%	(1.179.393)	(2.332.837)	(1.208.479)	93,0%
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(2.341.292)	(2.448.817)	4,4%	(1.914.570)	(4.255.862)	(3.367.504)	26,4%
<b>Efectivo neto usado en las actividades de inversión</b>	<b>(3.538.492)</b>	<b>(4.191.331)</b>	<b>(15,6%)</b>	<b>(4.799.332)</b>	<b>(8.337.824)</b>	<b>(7.087.369)</b>	<b>17,6%</b>
<b>Flujo de efectivo en actividades de financiación</b>							
Interés minoritario	(137.268)	(83.424)	64,5%	743.246	605.978	27.481	2.105,1%
Obligaciones financieras	244.422	335.307	(27,1%)	(78.291)	166.131	415.133	(60,0%)
Capitalizaciones	70	(826)	108,5%	(43)	27	337	(92,0%)
Dividendos	(1.983.151)	(1.254.628)	100,0%	61.897	(1.921.254)	(1.251.126)	53,6%
<b>Efectivo neto usado en actividades de financiación</b>	<b>(1.875.927)</b>	<b>(1.003.571)</b>	<b>86,9%</b>	<b>726.809</b>	<b>(1.149.118)</b>	<b>(808.175)</b>	<b>42,2%</b>
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	<b>(748.939)</b>	<b>503.798</b>	<b>(248,7%)</b>	<b>1.979.625</b>	<b>1.230.689</b>	<b>1.305.185</b>	<b>(5,7%)</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	5.703.406	4.363.506	30,7%	3.726.778	3.726.778	3.562.119	4,6%
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b>4.954.467</b>	<b>4.867.304</b>	<b>1,8%</b>	<b>5.706.403</b>	<b>4.957.467</b>	<b>4.867.304</b>	<b>1,9%</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 de períodos intermedios que se presentan en este informe no están auditadas ni constituyen una consolidación formal de los estados financieros de Ecopetrol, pero se ajustan a la metodología definida para tal efecto.

## Cálculo y Conciliación del Ebitda

## Ecopetrol S.A.

COL\$ Millones	II trim. 2011*	II trim. 2010 *	%	I trim. 2011 *	I sem 2011	I sem 2010	%
<b>CALCULO DEL EBITDA</b>							
Utilidad operacional	5.450.555	2.693.160	102,4%	5.376.783	10.827.338	5.891.370	83,8%
Más: Depreciación, agotamiento y amortizaciones	1.383.600	942.531	46,8%	1.112.511	2.496.111	1.850.771	34,9%
<b>EBITDA NO CONSOLIDADO</b>	<b>6.834.155</b>	<b>3.635.691</b>	<b>88,0%</b>	<b>6.489.294</b>	<b>13.323.449</b>	<b>7.742.141</b>	<b>72,1%</b>
<b>CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA</b>							
Utilidad neta	3.414.331	1.804.998	89,2%	3.404.677	6.819.008	3.901.664	74,8%
Depreciación, agotamiento y amortización	1.383.600	942.531	46,8%	1.112.511	2.496.111	1.850.771	34,9%
Ingresos financieros	(1.153.622)	(1.207.951)	-4,5%	(1.014.826)	(2.168.448)	(2.170.131)	-0,1%
Gastos financieros	1.684.943	1.078.370	56,2%	1.104.212	2.789.155	2.084.249	33,8%
Ingresos No Financieros	(277.948)	(173.142)	60,5%	(265.637)	(543.585)	(365.952)	48,5%
Egresos No Financieros	319.181	474.533	-32,7%	797.484	1.116.665	1.186.870	-5,9%
Resultados en sociedades	(102.141)	113.914	-189,7%	(336.698)	(438.839)	(124.034)	253,8%
Provisión de renta	1.565.811	602.438	159,9%	1.687.571	3.253.382	1.378.704	136,0%
<b>EBITDA NO CONSOLIDADO</b>	<b>6.834.155</b>	<b>3.635.691</b>	<b>88,0%</b>	<b>6.489.294</b>	<b>13.323.449</b>	<b>7.742.141</b>	<b>72,1%</b>

## Ecopetrol Consolidado

COL\$ Millones	II trim. 2011*	II trim. 2010 *	%	I trim. 2011 *	I sem 2011	I sem 2010	%
<b>CALCULO DEL EBITDA</b>							
Utilidad operacional	5.988.361	2.543.402	135,4%	5.678.843	11.667.204	6.159.989	89,4%
Más: Depreciación, agotamiento y amortizaciones	1.698.842	1.056.806	60,8%	1.404.141	3.102.983	2.075.786	49,5%
Interes minoritario	(116.158)	(20.586)	464,3%	(212.620)	(328.778)	(201.421)	63,2%
<b>EBITDA CONSOLIDADO</b>	<b>7.571.045</b>	<b>3.579.622</b>	<b>111,5%</b>	<b>6.870.364</b>	<b>14.441.409</b>	<b>8.034.354</b>	<b>79,7%</b>
<b>CONCILIACION UTILIDAD NETA VS EBITDA</b>							
Utilidad neta	3.751.302	1.767.065	112,3%	3.110.317	6.861.619	3.721.395	84,4%
Depreciación, agotamiento y amortización	1.698.842	1.056.806	60,8%	1.404.141	3.102.983	2.075.786	49,5%
Ingresos financieros	(1.301.682)	(2.410.906)	-46,0%	(1.084.549)	(2.386.231)	(3.994.533)	-40,3%
Gastos financieros	1.860.447	2.268.340	-18,0%	1.220.866	3.081.313	3.958.012	-22,1%
Ingresos No Financieros	(338.219)	(203.011)	66,6%	(353.079)	(691.299)	(409.778)	68,7%
Egresos No Financieros	388.840	505.388	-23,1%	844.963	1.233.803	1.249.433	-1,3%
Interes minoritario de las utilidades	(72.472)	(2.205)	3186,7%	116.150	43.679	103.970	-58,0%
Provisión de renta	1.700.145	618.731	174,8%	1.824.175	3.524.320	1.531.490	130,1%
Interes minoritario del Ebitda	(116.158)	(20.586)	464,3%	(212.620)	(328.778)	(201.421)	63,2%
<b>TOTAL EBITDA</b>	<b>7.571.045</b>	<b>3.579.622</b>	<b>111,5%</b>	<b>6.870.364</b>	<b>14.441.409</b>	<b>8.034.354</b>	<b>79,7%</b>

\* No auditado, se muestra para propósitos ilustrativos

## VII. Resultados de las Subordinadas

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

### Exploración y Producción

#### 1. Hocol:

##### Estado de Resultados

Millardos de COP\$	II trim. 2011	II trim. 2010	I sem. 2011	I sem. 2010
Ventas locales	0,8	8,7	2,9	17,3
Ventas de exportación	898,9	533,6	1.788,5	1.119,0
Ventas de servicios				
Ventas Totales	899,7	542,3	1.791,4	1.136,3
Costos Variables	570,6	391,6	1.095,9	727,5
Costos Fijos	114,5	41,0	204,9	147,6
Costo de Ventas	685,1	432,6	1.300,8	875,1
Utilidad Bruta	214,6	109,7	490,6	261,2
Gastos Operativos	46,3	40,7	55,0	46,6
Utilidad Operacional	168,2	69,0	435,6	214,6
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	187,0	47,6	462,8	189,2
Impuesto de renta	60,2	1,4	150,1	42,4
Utilidad Neta	126,9	46,2	312,8	146,8
EBITDA	\$ 241	197,10	577,31	328,40
Margen EBITDA	27%	33%	32%	29%

##### Balance General

Millardos de COP\$	A Junio 30 de 2011	A marzo 31 de 2011
Activos corrientes	\$ 1.078,6	1.015,4
Activos de largo plazo	\$ 1.478,1	1.447,8
Total Activos	2.556,7	2.463,2
Pasivos corrientes	\$ 547,6	532,7
Pasivos de largo plazo	\$ 150,7	120,3
Impuesto diferido		
Total Pasivos	698,3	653,0
Patrimonio	\$ 1.858,4	1.810,2
Total Pasivo y Patrimonio	2.556,7	2.463,2

## 2. Savia Perú

### Estado de Resultados

Millones de USD\$	II trim. 2011	II trim. 2010	I sem. 2011	I sem. 2010
Ventas locales	102,1	74,5	200,8	148,2
Ventas de exportación				
Ventas de servicios	3,1		5,6	1,6
<b>Ventas Totales</b>	<b>105,2</b>	<b>74,5</b>	<b>206,4</b>	<b>149,8</b>
Costos Variables	46,5	40,4	84,5	71,3
Costos Fijos	13,9	11,1	26,3	22,0
<b>Costo de Ventas</b>	<b>60,4</b>	<b>51,5</b>	<b>110,8</b>	<b>93,3</b>
Utilidad Bruta	44,8	23,0	95,6	56,5
Gastos Operativos	15,0	0,7	25,0	2,0
Utilidad Operacional	29,8	22,3	70,6	54,5
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	29,8	16,3	70,6	45,0
Impuesto de renta	3,3	4,0	10,8	11,7
Distribucion de utilidades a empleados			-	
Impuesto diferido	3,1	1,1	8,0	2,0
Interés minoritario			-	
<b>Utilidad Neta</b>	<b>23,4</b>	<b>10,5</b>	<b>51,8</b>	<b>29,3</b>
Utilidad por acción (USD\$)				
EBITDA	17,1		49,3	
Margen EBITDA	16%		24%	

### Balance General

Millones de USD\$	A Junio 30 de 2011	A marzo 31 de 2011
Activos corrientes	150,1	211,3
Activos de largo plazo	225,2	390,2
<b>Total Activos</b>	<b>375,3</b>	<b>601,5</b>
Pasivos corrientes	49,5	92,9
Pasivos de largo plazo	15,9	103,6
Impuesto diferido		30,2
<b>Total Pasivos</b>	<b>65,4</b>	<b>226,7</b>
Patrimonio	309,9	374,8
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>375,3</b>	<b>601,5</b>

### 3. Equión

#### Estado de Resultados

Millardos de COP\$	II trim 11	I trim. 11	I. sem 11
Ventas locales	29,1	24,5	53,6
Ventas de exportación	447,7	415,9	863,6
Ventas de servicios	0,9	0,8	1,6
Ventas Totales	477,7	441,2	918,8
Costos Variables	280,2	168,2	448,4
Costos Fijos	29,0	24,3	53,3
Costo de Ventas	309,2	192,5	501,7
Utilidad Bruta	168,5	248,7	417,1
Gastos Operativos	119,6	5,7	125,2
Utilidad Operacional	48,9	243,0	291,9
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(76,1)	259,6	183,4
Impuesto de renta	62,6	48,0	110,6
Utilidad Neta	(138,7)	211,6	72,8
EBITDA	40,1	138,5	178,6
Margen EBITDA	8%	31%	19%

#### Balance General

Millardos de COP\$	A junio 30 de 2011	A marzo 31 de 2011
Activos corrientes	\$ 702,7	983,9
Activos de largo plazo	\$ 1.107,8	1.183,6
Total Activos	\$ 1.810,5	2.167,5
Pasivos corrientes	\$ 702,5	830,4
Pasivos de largo plazo	\$ 147,3	235,0
Total Pasivos	\$ 849,8	1.065,4
Patrimonio	\$ 960,7	1.102,1
Total Pasivo y Patrimonio	\$ 1.810,5	2.167,5

## Refinación y Petroquímica

### 1. Propilco

#### Ventas (toneladas)

	II. trim. 11	II. trim. 10	I. sem. 11	I. sem. 10
Polipropileno	91.955	89.513	187.470	198.350
Comercialización Polipropileno COMAI	2.461	2.497	5.074	4.971
<b>Total</b>	<b>94.416</b>	<b>92.010</b>	<b>192.543</b>	<b>203.321</b>

#### Estado de Resultados

Millardos de COP\$	II trim. 2011	II trim. 2010	I sem. 2011	I sem. 2010
Ventas locales	189,0	141,8	362,0	285,6
Ventas de exportación	200,6	174,8	401,1	386,4
Ventas de servicios	-	-	-	-
<b>Ventas Totales</b>	<b>389,7</b>	<b>316,6</b>	<b>763,1</b>	<b>672,0</b>
Costos Variables	330,2	275,3	633,1	577,3
Costos Fijos	25,8	26,7	52,2	51,3
<b>Costo de Ventas</b>	<b>356,0</b>	<b>302,0</b>	<b>685,2</b>	<b>628,6</b>
Utilidad Bruta	33,7	14,6	77,9	43,5
Gastos Operativos	24,3	22,9	48,7	46,0
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>9,4</b>	<b>(8,3)</b>	<b>29,2</b>	<b>(2,6)</b>
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	12,0	19,2	26,9	37,0
Provisión impuesto de renta	1,3	0,7	3,6	2,7
Interés minoritario	-	-	-	-
<b>Utilidad Neta</b>	<b>10,7</b>	<b>18,5</b>	<b>23,3</b>	<b>34,3</b>
EBITDA	22,2	1,4	54,8	16,8
Margen EBITDA	6%	0%	7%	2%

#### Balance General

Millardos de COP\$	A junio 30 de 2011	A marzo 31 de 2011
Activos corrientes	599,2	586,1
Activos de largo plazo	506,3	507,1
<b>Total Activos</b>	<b>1.105,5</b>	<b>1.093,2</b>
Pasivos corrientes	303,5	346,0
Pasivos de largo plazo	160,0	116,1
<b>Total Pasivos</b>	<b>463,5</b>	<b>462,1</b>
Patrimonio	642,0	631,1
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>1.105,5</b>	<b>1.093,2</b>

## 2. Reficar

<b>Ventas (KBDC)</b>	<b>II. trim. 11</b>	<b>II. trim. 10</b>	<b>I. sem. 11</b>	<b>I. sem. 10</b>
Local	41,5	39,1	41,6	42,3
Exportación	53,0	50,8	54,6	48,4
<b>Total</b>	<b>94,6</b>	<b>89,9</b>	<b>96,1</b>	<b>90,7</b>

### Estado de Resultados

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>II trim. 2011</b>	<b>II trim. 2010</b>	<b>I sem. 2011</b>	<b>I sem. 2010</b>
Ventas locales	909,8	730,4	1.421,0	1.093,2
Ventas de exportación	1.099,2	653,9	1.699,0	1.141,3
Ventas de servicios	-	-	-	-
<b>Ventas Totales</b>	<b>2.009,0</b>	<b>1.384,3</b>	<b>3.120,0</b>	<b>2.234,5</b>
Costos Variables	1.895,7	-	2.909,8	-
Costos Fijos	71,0	1.398,9	108,7	2.205,5
<b>Costo de Ventas</b>	<b>1.966,7</b>	<b>1.398,9</b>	<b>3.018,5</b>	<b>2.205,5</b>
Utilidad Bruta	42,3	(14,6)	101,5	29,0
Gastos Operativos	23,1	15,8	70,8	28,8
Utilidad Operacional	19,2	(30,4)	30,7	0,2
Ingresos No Operacionales	66,4	22,8	91,7	30,8
Gastos No Operacionales	(76,0)	(13,9)	(105,8)	(31,6)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	9,6	(21,5)	16,6	(0,5)
Provisión impuesto de renta	1,3	2,0	2,2	3,4
Interés minoritario	-	-	-	-
<b>Utilidad (Pérdida) Neta</b>	<b>8,3</b>	<b>(23,5)</b>	<b>14,4</b>	<b>(4,0)</b>
EBITDA	55,6	(20,2)	86,3	2,3
Margen EBITDA	2,8%	1,5%	2,8%	0,1%

### Balance General

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>A junio 30 de 2011</b>	<b>A marzo 31 de 2011</b>
Activos corrientes	1.058,5	1.056,2
Activos de largo plazo	4.009,5	3.625,0
<b>Total Activos</b>	<b>5.068,0</b>	<b>4.681,2</b>
Pasivos corrientes	1.188,0	1.096,9
Pasivos de largo plazo	1.143,5	851,7
<b>Total Pasivos</b>	<b>2.331,5</b>	<b>1.948,6</b>
Patrimonio	2.736,5	2.732,6
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>5.068,0</b>	<b>4.681,2</b>

## Transporte

### 1. Ocensa

<b>Volúmenes transportados (KBDC)</b>	<b>II. trim. 11</b>	<b>II. trim. 10</b>	<b>I sem. 11</b>	<b>I sem. 10</b>
Cusiana-Porvenir	168,8	52,5	130,9	53,3
Porvenir-Vasconia	575,1	464,2	546,8	447,2
Vasconia-Coveñas	369,2	286,4	346,6	277,9
Coveñas-Puerto Exp.	336,2	253,6	325,9	260,3

### Estado de Resultados

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>II trim. 2011</b>	<b>II trim. 2010</b>	<b>I sem. 2011</b>	<b>I sem. 2010</b>
Ventas de servicios	258,6	217,9	492,6	810,4
Ventas Totales	258,6	217,9	492,6	810,4
Costo de Ventas	184,9	155,9	340,8	313,5
Utilidad Bruta	73,6	62,0	151,8	496,9
Gastos Operativos	13,2	13,1	34,3	21,3
Utilidad Operacional	60,4	48,9	117,5	475,6
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	5,2	48,2	33,8	414,6
Provisión impuesto de renta	1,3	15,6	2,7	104,6
Interés minoritario	-	-	-	-
Utilidad Neta	3,9	32,6	31,1	310,0
EBITDA	102,2	29,2	198,8	286,0
Margen EBITDA	40%	-8%	40%	35%

### Balance General

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>A junio 30 de 2011</b>	<b>A marzo 31 de 2011</b>
Activos corrientes	834,8	822,6
Activos de largo plazo	1.115,3	1.179,7
Total Activos	1.950,1	2.002,3
Pasivos corrientes	321,4	369,4
Pasivos de largo plazo	1.017,0	1.025,1
Total Pasivos	1.338,4	1.394,5
Patrimonio	611,7	607,8
Total Pasivo y Patrimonio	1.950,1	2.002,3

**INFORMACIÓN DE PRENSA**
**2. ODL**

	<b>II. trim. 11</b>	<b>II. trim. 10</b>	<b>I. sem. 11</b>	<b>I. sem. 10</b>
Volumenes transportados(KBDC)	216,5	141,5	198,9	129,1

**Estado de Resultados**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>II trim. 2011</b>	<b>II trim. 2010</b>	<b>I sem. 2011</b>	<b>I sem. 2010</b>
Ventas de servicios	66,6	37,8	136,5	70,9
Ventas Totales	66,6	37,8	136,5	70,9
Costos Variables	17,6	4,9	24,0	11,2
Costos Fijos	38,3	20,2	67,6	33,5
Costo de Ventas	55,9	25,1	91,6	44,7
Utilidad Bruta	10,7	12,7	44,9	26,2
Gastos Operativos	3,5	1,5	6,5	2,8
Utilidad Operacional	7,2	11,2	38,4	23,4
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	5,1	5,3	18,8	5,6
Provisión impuesto de renta	2,2	2,0	2,2	2,0
Interés minoritario	-	-	-	-
Utilidad Neta	2,9	3,3	16,6	3,6
EBITDA	17,9	14,3	51,1	29,0
Margen EBITDA	27%	38%	37%	41%

**Biocombustibles****1. Ecodiesel****Estado de Resultados**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>II trim. 2011</b>	<b>I. sem 2011</b>
Ventas locales	72,8	143,4
Ventas de servicios		
<b>Ventas Totales</b>	<b>72,8</b>	<b>143,4</b>
Costos Variables	67,6	132,1
Costos Fijos		
<b>Costo de Ventas</b>	<b>67,6</b>	<b>132,1</b>
Utilidad Bruta	5,2	11,3
Gastos Operativos	3,0	7,0
Utilidad Operacional	2,1	4,2
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	-	-
Provisión impuesto de renta		
Interés minoritario		
<b>Utilidad Neta</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
EBITDA Millardos de COP\$	4,0	7,2
Margen EBITDA	5,5%	5,0%

**Balance General**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>A junio 30 de 2011</b>	<b>A marzo 31 de 2011</b>
Activos corrientes	48,2	45,6
Activos de largo plazo	94,5	96,8
<b>Total Activos</b>	<b>142,7</b>	<b>142,4</b>
Pasivos corrientes	60,1	65,0
Pasivos de largo plazo	61,3	56,0
<b>Total Pasivos</b>	<b>121,3</b>	<b>121,00</b>
Patrimonio	21,4	21,40
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>142,7</b>	<b>142,40</b>