

## Ecopetrol presenta sus resultados para el cuarto trimestre y el año 2011

- **Los resultados financieros y operativos de 2011 son los mejores en la historia de la empresa.**
- **La producción promedio año del Grupo Empresarial alcanzó 724,1 kbped<sup>1</sup>, con un crecimiento de 17,6 % frente al promedio de producción de 2010.**
- **Los ingresos, la utilidad operacional, el EBITDA<sup>2</sup> y la utilidad neta de Ecopetrol S.A. en 2011 crecieron 53,5%, 82,2%, 70,4% y 85,1% respectivamente, frente al 2010.**
- **La utilidad neta de Ecopetrol S.A. para el 2011 fue de COL\$15.448,4 millardos, equivalente a COL\$379,97 por acción.**

BOGOTÁ, 15 de febrero de 2012/ -- Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; BVL: EC; TSX: ECP) anunció hoy los resultados financieros no auditados (información en proceso de auditoría), tanto consolidados como no consolidados, para el cuarto trimestre de 2011 y para el año completo 2011, preparados y presentados en pesos colombianos (COL\$) de acuerdo con el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) de la Contaduría General de la Nación de Colombia.

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

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

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

(Millardos de COL\$)	IV trim. 11 *	IV trim. 10 *	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Ventas Totales	15.988,3	10.199,7	56,8%	56.277,1	36.661,1	53,5%
Utilidad Operacional	7.019,5	4.451,5	57,7%	24.061,0	13.208,6	82,2%
Utilidad Neta	4.432,7	2.742,1	61,7%	15.448,4	8.346,0	85,1%
Utilidad por acción (COL\$)	107,81	67,75		379,97	206,22	
EBITDA	7.463,9	4.664,2	60,0%	27.879,6	16.358,4	70,4%
Margen EBITDA	47%	46%		50%	45%	

#### Consolidado (Ecopetrol y Subordinadas)

(Millardos de COL\$)	IV trim. 11 *	IV trim. 10 *	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Ventas Totales	18.851,7	11.644,1	61,9%	65.752,3	41.968,3	56,7%
Utilidad Operacional	7.398,0	3.951,7	87,2%	25.691,0	12.878,8	99,5%
Utilidad Neta	4.437,8	2.701,8	64,3%	15.452,4	8.146,4	89,7%
EBITDA	7.952,0	4.632,2	71,7%	30.021,1	16.699,5	79,8%
Margen EBITDA	42%	40%		46%	40%	

\* No auditado, presentado únicamente para efectos ilustrativos

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

<sup>2</sup> Utilidad antes de impuestos, intereses, depreciaciones y amortizaciones

**INFORMACIÓN DE PRENSA**

En opinión del presidente de Ecopetrol S.A., Javier Gutiérrez: “Los resultados de 2011, históricamente altos tanto a nivel operativo como financiero, son una clara demostración del compromiso de la empresa en cumplir con la promesa de valor hecha a sus accionistas en su plan estratégico.

*En producción continuamos alcanzando niveles record sobre todo en la extracción de crudos pesados. El índice de reposición de reservas alcanzado de 164% es sobresaliente, considerando este incremento en la producción.*

*En exploración se destaca la tasa de éxito exploratorio en Colombia, principalmente en el bloque Caño Sur ubicado en los Llanos Orientales. Internacionalmente se destacan los cinco hallazgos de Savia en Perú, así como el hallazgo en una de nuestras participaciones en la costa del golfo en EE.UU.*

*El segmento de transporte de hidrocarburos continúa creciendo para responder al crecimiento de la producción de Ecopetrol y otras compañías que operan en el país. En 2011 este segmento registró un crecimiento de 13% en la capacidad total de transporte de crudos y un 27% en la capacidad total de transporte de productos.*

*El segmento de refinación presenta gran actividad por los proyectos de modernización tanto de la refinería de Cartagena como la de Barrancabermeja, los cuales están orientados a continuar incrementando la producción de combustibles y materias primas petroquímicas de alta calidad y a mejorar los retornos económicos del sector de Refinación y Petroquímica.*

*Los notables resultados financieros fueron consecuencia de la combinación de los factores antes mencionados, aunados a ciertas iniciativas de optimización de costos y a un muy favorable entorno de precios internacionales de crudo y productos refinados.*

*En medio de difíciles circunstancias del mercado financiero local e internacional, en 2011 se alcanzaron hitos tan importantes como la colocación de un 1,6% adicional de capital de la empresa en la segunda ronda de emisión de acciones, con lo que llegamos a tener más de 521 mil accionistas, así como el cierre de la financiación de uno de los proyectos más importantes del Grupo Empresarial como lo es el de la ampliación y modernización de Reficar por valor de US\$ 3.500 millones. Por otro lado, Ecopetrol fue incluida en el Índice Mundial de Sostenibilidad de Dow Jones (Dow Jones Sustainability Index – World) y obtuvo el grado de inversión por parte de las agencias calificadoras de riesgo Standard & Poors y Fitch Ratings, las cuales se sumaron al grado de inversión que ya había obtenido la empresa en 2009 de parte de la calificadora Moody’s Investors Services.*

*Adicionalmente en los avances relacionados con nuestra consolidación organizacional, se destaca el incremento en inversión social de 34%, ascendiendo a COL\$214 mil millones y la significativa reducción en accidentalidad en la operación de empleados y contratistas, la cual llegó a su mínimo histórico.*

*2011 también será un año para recordar por las difíciles situaciones que trajo consigo la fuerte ola invernal, como consecuencia del llamado “Cambio Climático” a nivel mundial, que dificultaron no solamente las operaciones de la empresa, sino que causaron eventos con afectación a la comunidad y pérdida de vidas humanas. Estos desafortunados acontecimientos nos han entristecido profundamente.*

*A pesar de las vicisitudes, Ecopetrol continúa avanzando y afianzando su compromiso con sus metas y con el bienestar de sus accionistas y la comunidad. Nuestra meta al año 2020 es la producción de 1,3 millones de barriles equivalentes limpios por día, esto es sin accidentes, sin incidentes ambientales, en armonía con nuestros grupos de interés y generando rentabilidad. Las dificultades son pruebas que nos fortalecen para poder enfrentar retos cada vez mayores en el futuro.”*

## Ecopetrol S.A presenta sus resultados para el cuarto trimestre y el año 2011

### Tabla de contenido

I. Resultados financieros y operativos.....	4
a. Disponibilidad de crudo y productos.....	4
b. Ventas volumétricas de Ecopetrol S.A. ....	5
c. Comportamiento de los precios de crudos y productos .....	7
d. Resultados financieros.....	7
e. Posición de caja de Ecopetrol S.A.....	10
f. Resultados por segmentos de Ecopetrol S.A.....	10
g. Balance general de Ecopetrol S.A.....	12
II. Aspectos del negocio .....	13
a. Plan de inversiones .....	13
b. Exploración.....	14
c. Producción .....	18
d. Refinación .....	20
e. Transporte.....	21
f. Biocombustibles .....	24
III. Consolidación organizacional, responsabilidad social empresarial y gobierno corporativo.....	24
a. Consolidación organizacional .....	24
b. Responsabilidad corporativa .....	25
c. Gobierno corporativo.....	26
IV. Resultados financieros consolidados.....	27
V. Presentación de los resultados.....	29
VI. Anexos.....	31
VII. Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias.....	37

## 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 de crudo y gas

KBPED	IV. trim. 11	IV. trim. 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Crudo	581,9	511,1	13,9%	569,8	481,9	18,2%
Gas natural	103,1	97,9	5,3%	100,3	97,6	2,8%
<b>Total</b>	<b>685,0</b>	<b>609,0</b>	<b>12,5%</b>	<b>670,1</b>	<b>579,5</b>	<b>15,6%</b>

##### (-) Regalías

KBPED	IV. trim. 11	IV. trim. 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Crudo	87,8	78,5	11,8%	86,8	73,2	18,6%
Gas natural	22,2	21,9	1,4%	21,4	20,1	6,5%
<b>Total</b>	<b>110,0</b>	<b>100,4</b>	<b>9,6%</b>	<b>108,2</b>	<b>93,3</b>	<b>16,0%</b>

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

KBPED	IV. trim. 11	IV. trim. 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Crudo	494,1	432,6	14,2%	483,0	408,7	18,2%
Gas natural	80,9	76,0	6,4%	78,9	77,4	1,9%
<b>Total</b>	<b>575,0</b>	<b>508,6</b>	<b>13,1%</b>	<b>561,9</b>	<b>486,1</b>	<b>15,6%</b>

##### Compras (kbped)\*

	IV. trim. 11	IV. trim. 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Crudo	201,6	169,0	19,3%	189,1	173,6	8,9%
Refinados	9,1	4,1	122,0%	7,3	4,9	49,0%
Gas natural	40,4	36,7	10,1%	38,3	37,6	1,9%
<b>Total compras</b>	<b>251,1</b>	<b>209,8</b>	<b>19,7%</b>	<b>234,7</b>	<b>216,1</b>	<b>8,6%</b>

##### Importaciones (kbped)

	IV. trim. 11	IV. trim. 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Productos	97,3	61,0	59,5%	80,1	59,9	33,7%

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

La principal fuente de hidrocarburos para la operación de Ecopetrol S.A. fue la producción neta de crudo y gas, la cual en 2011 se incrementó 15,6% frente al año anterior. La producción neta del cuarto trimestre de 2011 fue 13,1% mayor que la del cuarto trimestre del año anterior.

Durante el cuarto trimestre del año, siguiendo la tendencia que se traía, se realizaron mayores compras de crudos debido a la creciente producción en el país. Durante el último trimestre de 2011 fue necesario realizar compras de crudo diluyente de origen nacional para el transporte de crudo pesado, debido a la menor producción de nafta que se presentó en la refinería de Barrancabermeja por mantenimientos programados, así como a la continuación de la tendencia de incremento en la producción de crudos pesados.

Durante el último trimestre de 2011 se presentaron mayores compras de gas para la refinería de Barrancabermeja. Las compras de gas de propiedad de la ANH también se incrementaron debido a los mayores requerimientos para el mercado de exportación.

El incremento en el volumen de productos importados obedeció a la mayor cantidad de diluyente

requerido para mezclar con crudos pesados y al crecimiento en la demanda de diesel. Durante el último trimestre fue necesario realizar importaciones de gasolina debido al mantenimiento programado de una unidad de cracking en la refinería de Barrancabermeja.

## b. Ventas volumétricas de Ecopetrol S.A.

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

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

Volumen de venta local (kbped)	IV. trim. 11	IV. trim. 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Crudo	9,2	2,0	360,0%	5,2	3,2	62,5%
Gas Natural	71,6	73,4	(2,5%)	70,9	90,4	(21,6%)
Gasolinas	64,7	67,2	(3,7%)	65,0	63,2	2,8%
Destilados Medios	114,6	103,5	10,7%	109,7	102,0	7,5%
GLP y propano	16,3	17,1	(4,7%)	16,4	17,0	(3,5%)
Combustoleo	0,4	0,6	(33,3%)	0,6	1,0	(40,0%)
Industriales y Petroquímicos	16,1	15,4	4,5%	15,7	14,4	9,0%
<b>Total venta local</b>	<b>292,9</b>	<b>279,2</b>	<b>4,9%</b>	<b>283,5</b>	<b>291,2</b>	<b>(2,6%)</b>
Volumen de Exportación (kbped)	IV. trim. 11	IV. trim. 10	%	2011	2010	%
Crudo	454,2	363,6	24,9%	413,8	311,6	32,8%
Productos	50,8	55,1	(7,8%)	54,5	51,8	5,2%
Gas Natural	28,2	19,9	41,7%	25,4	6,7	279,1%
<b>Total venta de exportación</b>	<b>533,2</b>	<b>438,6</b>	<b>21,6%</b>	<b>493,7</b>	<b>370,1</b>	<b>33,4%</b>
Volumen Zona Franca (kbped)	IV. trim. 11	IV. trim. 10	%	2011	2010	%
Crudo	75,9	36,2	109,7%	76,0	67,1	13,3%
Productos	1,2	2,3	(47,8%)	1,8	2,3	(21,7%)
Gas Natural	2,5	1,7	47,1%	2,4	2,2	9,1%
<b>Total Zona Franca</b>	<b>79,6</b>	<b>40,2</b>	<b>98,0%</b>	<b>80,2</b>	<b>71,6</b>	<b>12,0%</b>
<b>Total volumen vendido</b>	<b>905,7</b>	<b>758,0</b>	<b>19,5%</b>	<b>857,4</b>	<b>732,9</b>	<b>17,0%</b>

*Mercado internacional (58% de las ventas en 2011, 67% incluyendo ventas a Zona Franca / Reficar S.A.):*

El aumento en el volumen exportado por Ecopetrol obedeció principalmente a:

- Crudo: 1) mayor producción y mejora en la capacidad de transporte de crudos Castilla y Magdalena (nuevo crudo que empezó a exportarse en el tercer trimestre de 2011). 2) cargue exitoso de tres buques de dos millones de barriles para exportación al Lejano Oriente.
- Gas natural: 1) mayor demanda de Venezuela y 2) mayor disponibilidad para exportación dado que en 2011 se eliminaron las restricciones regulatorias que estuvieron vigentes durante 2010 y que buscaban asegurar el suministro nacional para generación de energía durante la temporada invernal.
- Productos: 1) mayores exportaciones de fuel oil por el incremento en la producción en Barrancabermeja (debido a la dieta de crudos más pesados). 2) mayor disponibilidad de la flota fluvial para transportar el producto hasta Cartagena. 3) no obstante, en el cuarto trimestre se presentó un menor volumen exportado por baja carga en la refinería debido al mantenimiento programado en una unidad de cracking.

**INFORMACIÓN DE PRENSA**

A continuación se presenta el resumen de los principales destinos de las exportaciones de crudos y productos (no incluye Gas Natural) en los años 2010 y 2011:

Exportaciones por destino: Crudos			Exportaciones por destino: Productos		
Destino	2011	2010	Destino	2011	2010
Costa del Golfo EE.UU.	52,4%	60,3%	Caribe	34,3%	22,9%
Lejano Oriente	13,2%	16,5%	Costa del Golfo EE.UU.	32,9%	34,2%
Caribe	10,6%	2,5%	América Central	1,2%	4,4%
Costa Oeste EE.UU.	7,7%	4,5%	Costa Atlántica EE.UU.	19,4%	10,4%
Sur América	5,4%	5,7%	Lejano Oriente	9,2%	19,9%
Europa	5,2%	1,0%	Sur América	1,3%	3,1%
América Central	1,6%	6,1%	Europa	1,7%	4,5%
Costa Atlántica EE.UU.	2,3%	0,3%	Africa	0,0%	0,6%
Canadá	0,7%	1,3%			
Africa	0,9%	1,8%			
	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>		<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

En 2011 se diversificaron los destinos de las exportaciones, destacando los aumentos hacia otros destinos no tradicionales como el Caribe, la Costa Oeste de los Estados Unidos y Europa (para crudos). Estos aumentos compensaron las reducciones en las participaciones de la Costa del Golfo de Estados Unidos y el Lejano Oriente.

*Mercado en Colombia (42% de las ventas en 2011, 33% excluyendo las ventas a Zona Franca / Reficar S.A.):*

La reducción en el volumen de ventas locales en 2011 se explica principalmente por el efecto neto de:

1) Menores volúmenes de venta de los siguientes productos:

- Gas natural: Las ventas volvieron a sus niveles históricos debido a la normalización de la demanda que en 2010, por el Fenómeno del Niño, se había incrementado para la generación eléctrica en el país. Adicionalmente, en el cuarto trimestre de 2011 se presentó una restricción en las ventas hacia el occidente del país debido a derrumbes presentados en varios tramos del gasoducto Mariquita-Cali, ocasionados por la fuerte ola invernal.
- GLP y propano: La temporada invernal generó cierre de carreteras y vías secundarias, lo que no permitió transportar los volúmenes esperados.

2) Mayores volúmenes de venta de los siguientes productos:

- Gasolinas y destilados medios: Mayor demanda por el crecimiento en la industria automotriz, carbonera y petrolera. Adicionalmente, el incremento en las frecuencias aéreas incrementó las ventas de combustible Jet.
- Crudos: Mayor demanda de crudo para la sustitución de combustóleo y mayores ventas de crudo Jazmín.
- Industriales y petroquímicos: Incremento en ventas por la estrategia de importación de productos (polietilenos, bases lubricantes y parafinas) que permitió aumentar la participación de mercado en algunas categorías.



## INFORMACIÓN DE PRENSA

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

Precios	IV trim 2011	IV trim 2010	Cambio %	2011	2010	Cambio %
WTI (Promedio Periodo) (US\$/Bl)	94,0	85,2	10,3%	95,1	79,5	19,6%
Brent (Promedio Periodo) (US\$/Bl)	109,0	87,3	24,9%	110,9	80,3	38,1%
Canasta de Exportación de Crudos (US\$/Bl)	102,7	77,7	32,2%	99,1	72,0	37,6%
Canasta Ventas a Zona Franca* de Crudos (US\$/Bl)	112,0	85,3	31,3%	107,7	76,0	41,7%
Canasta de Exportación de Productos (US\$/Bl)	96,6	73,3	31,8%	96,1	70,0	37,3%
Canasta Ventas a Zona Franca* de Productos (US\$/Bl)	55,3	-	N/A	101,8	-	N/A
Canasta de Exportación de Gases (US\$/GBTU)	5,8	4,0	45,0%	5,0	3,9	28,2%
Canasta Ventas a Zona Franca* de Gases (US\$/GBTU)	5,8	4,0	45,0%	4,9	3,8	28,9%

\* Zona Franca = Reficar S.A.

Durante el año 2011 se presentó un crecimiento del precio de la canasta de exportación de crudos debido a los mejores precios internacionales y a la mejora en la cotización de los crudos pesados.

Los diferenciales fueron mejores principalmente por: 1) la indexación de un porcentaje mayor de las ventas a marcadores como el Brent y el Maya, cuyos precios se incrementaron en mayor proporción que el del crudo WTI y 2) la menor producción de crudo pesado en la región, lo cual favoreció las condiciones para la negociación de los crudos colombianos.

En el último trimestre del año no se realizaron exportaciones referenciadas al crudo WTI.

### d. Resultados financieros

#### Estado de Resultados No Consolidado

(Millardos de COL\$ )	IV trim. 11 *	IV trim. 10 *	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Ventas Locales	4.787,6	3.557,6	34,6%	17.704,9	13.428,6	31,8%
Ventas al Exterior	9.266,9	5.672,6	63,4%	31.475,7	18.164,3	73,3%
Ventas a Zona Franca	1.530,3	571,6	167,7%	5.613,2	3.695,1	51,9%
Ventas de Servicios	403,5	397,9	1,4%	1.483,3	1.373,1	8,0%
<b>Ventas Totales</b>	<b>15.988,3</b>	<b>10.199,7</b>	<b>56,8%</b>	<b>56.277,1</b>	<b>36.661,1</b>	<b>53,5%</b>
Costos Variables	6.034,0	3.235,8	86,5%	22.364,2	15.451,5	44,7%
Costos Fijos	2.327,6	1.818,6	28,0%	6.892,9	5.787,1	19,1%
<b>Costo de Ventas</b>	<b>8.361,6</b>	<b>5.054,4</b>	<b>65,4%</b>	<b>29.257,1</b>	<b>21.238,6</b>	<b>37,8%</b>
Utilidad Bruta	7.626,7	5.145,3	48,2%	27.020,0	15.422,5	75,2%
Gastos Operativos	607,2	693,8	(12,5%)	2.959,0	2.213,9	33,7%
Utilidad Operacional	7.019,5	4.451,5	57,7%	24.061,0	13.208,6	82,2%
Ingresos/Gastos No operacionales	(536,2)	(615,4)	(12,9%)	(1.246,0)	(1.782,7)	(30,1%)
Provisión Impuesto de Renta	2.050,6	1.094,0	87,4%	7.366,6	3.079,9	139,2%
<b>Utilidad Neta</b>	<b>4.432,7</b>	<b>2.742,1</b>	<b>61,7%</b>	<b>15.448,4</b>	<b>8.346,0</b>	<b>85,1%</b>
Utilidad por Acción (COP\$)	107,81	67,75	59,1%	379,97	206,22	84,3%
EBITDA	7.463,9	4.664,2	60,0%	27.879,6	16.358,4	70,4%
Margen EBITDA	47%	46%		50%	45%	

\* No auditado, presentado únicamente para efectos ilustrativos

El comportamiento de los **ingresos operacionales** del cuarto trimestre de 2011 frente al mismo periodo de 2010, los cuales en agregado presentaron un incremento de 56,8%, se explica principalmente por: 1) aumento en los precios de referencia internacional durante el cuarto trimestre de 2011, los cuales generaron aumentos de 32,2% en los precios de la canasta de

crudos exportados y de 31,8% en la de productos exportados; 2) crecimiento de 21,6% en los volúmenes exportados (sin incluir ventas en Zona Franca / Reficar S.A.); y 3) incremento de 4,9% en los volúmenes de ventas nacionales, principalmente en destilados medios.

En los resultados **acumulados a diciembre de 2011** frente al mismo periodo del año anterior, los ingresos operacionales presentaron un incremento de 53,5%, explicado principalmente por 1) mayores precios en la canasta de exportación de crudos de 37,6% y 2) crecimiento de 33,4% en los volúmenes exportados.

El **costo de ventas** en el cuarto trimestre de 2011 presentó un incremento neto del 65,4% frente al mismo trimestre de 2010. Esta variación obedeció principalmente al aumento neto del 86,5% en los **costos variables**, explicado por: 1) mayor volumen de crudo comprado a la ANH (1.569 kbls), combinado con un aumento de US\$24/Bl en el precio promedio de liquidación; 2) aumento de volúmenes y precios de referencia en las importaciones de los siguientes productos: naftas diluyentes para el transporte de crudo pesado (1.785 kbls), gasolinas (631 kbls) y diesel de bajo azufre (848 kbls) respecto al mismo trimestre de 2010; 3) incremento en el servicio de transporte a través de oleoductos y carrotanques; 4) mayor valor neto de las amortizaciones de inversiones en áreas petrolíferas, producto del ajuste del factor de amortización realizado con el recalcu de nuevas reservas a fin de año, nuevas capitalizaciones y mayores producciones en el cuarto trimestre de 2011. El aumento de la amortización del cuarto trimestre de 2011 se explica principalmente por la reestimación de los costos de amortización de los trimestres anteriores al aplicar el factor de amortización actualizado con base en el nuevo balance de reservas, que en este caso presentó un incremento. Adicionalmente se incrementaron las capitalizaciones de las inversiones petrolíferas.

El incremento del 28% en los **costos fijos** respecto al cuarto trimestre del año anterior está explicado principalmente por la mayor actividad operacional, así: 1) aumento en depreciaciones por nuevas capitalizaciones correspondientes al cuarto trimestre de 2011 por COL\$33,6 millardos, 2) ejecución de servicios contratados por COL\$131 millardos, principalmente en asociación por mayor participación derivada de la aplicación de cláusulas de precios altos, y de otra parte incremento en la ejecución, en línea con la mayor actividad que usualmente se presenta en el último trimestre del año; y 3) actividades de mantenimiento mayor y rutinario programado en las diferentes facilidades, plantas de refinación y sistemas de transporte por COL\$81,8 millardos.

En los resultados **acumulados a diciembre de 2011** frente al mismo periodo del año anterior, el **costo de ventas** se incrementó un 37,8% (COL\$8.018 millardos) principalmente por el comportamiento de los **costos variables** que presentaron una variación neta del 44,7% (COL\$6.913 millardos), explicada principalmente por: 1) compras de hidrocarburos a la ANH y a terceros por mayor volumen y a mayores precios por valor de COL\$3.586 millardos; 2) productos importados: COL\$2.346 millardos, representados principalmente en naftas diluyentes, gasolinas y diesel de bajo azufre; 3) amortización y agotamiento: COL\$251 millardos, explicado por mayor capitalización de inversiones en áreas petrolíferas y el aumento del factor de amortización; y 4) servicios de transporte de hidrocarburos: COL\$343 millardos, principalmente por incremento en el uso de carro tanques y por mayores volúmenes transportados.

Por su parte, los **costos fijos** para el año 2011, comparados con el año anterior se incrementaron en un 19,1% (COL\$1.106 millardos), derivado principalmente de: 1) depreciación: COL\$274 millardos por nuevas capitalizaciones, y 2) servicios contratados: COL\$373 millardos, por incremento en la producción y desarrollo de nuevos campos.



En el cuarto trimestre de 2011 los **gastos operacionales** tuvieron una disminución del 12,5% frente al mismo periodo de 2010. Esta variación se debió especialmente a reasignación en los gastos de exploración y proyectos por la compra de derechos de Caño Sur, la cual se capitalizó como proyectos en curso de exploración, compensado con un incremento en gastos de operación y comercialización por valor de COL\$238 millardos, principalmente por mayores gastos de transporte por oleoductos para exportación de crudos. El acumulado del año 2011 frente al año anterior creció COL\$746 millardos, principalmente por el aumento de los gastos de operación y comercialización COL\$464 millardos, y de los gastos de administración COL\$181 millardos.

Con estos resultados, el **margen operacional** del cuarto trimestre de 2011 se situó en 43,9%, frente a 43,6% del mismo periodo en 2010. Para el año 2011, el margen operativo fue de 42,8% comparado con 36,0% en 2010.

El resultado **no operativo** en el cuarto trimestre fue una pérdida por COL\$536 millardos, comparado con una pérdida por COL\$615 millardos en el cuarto trimestre de 2010. Los principales efectos de la variación provienen del gasto de provisiones por COL\$308 millardos, principalmente generadas en contratos de asociación y contingencias ambientales; gastos de jubilados por COL\$281 millardos principalmente por mayores gastos en salud de acuerdo a la actualización del cálculo actuarial, los cuales se compensaron con los mejores resultados en sociedades reconocidas por el método de participación por COL\$451 millardos, así como menores gastos principalmente por efecto del ajuste del crédito mercantil de OIG por COL\$ 288 millardos realizados en 2010.

Para el año completo 2011, la pérdida no operacional disminuyó en COL\$537 millardos frente al año anterior, la variación se generó especialmente por los resultados acumulados de las subordinadas por COL\$1.193 millardos y la utilidad por diferencia en cambio de COL\$280 millardos. Los anteriores resultados se vieron compensados parcialmente por las pérdidas en las operaciones de cobertura de diferencial de crudo por COL\$790 millardos y el mayor impuesto al patrimonio y sobretasa por COL\$174 millardos.

El crecimiento de la **provisión del impuesto de renta** se explica por: 1) el aumento de 69% en la utilidad antes de impuestos, y 2) la eliminación de la deducción especial del 30% de las inversiones en activos fijos reales productivos (Reforma Tributaria, Ley 1430 de 2010).

Los sólidos resultados operativos generados principalmente por los mejores precios, la mayor producción y la efectividad de ciertas iniciativas de costos, permitieron que la **utilidad neta** de Ecopetrol se incrementara en 61,7% en el cuarto trimestre de 2011 comparada con el mismo trimestre de 2010, alcanzando los COL\$4.432,7 millardos (COL\$107,81 por acción frente a COL\$67,75 por acción del mismo trimestre del año anterior). El **margen neto** fue de 27,7%, frente al 26,9% del cuarto trimestre de 2010. El **margen EBITDA** se incrementó, pasando de 46% en el cuarto trimestre de 2010, a 47% en el cuarto trimestre de 2011.

Respecto a los resultados **acumulados a diciembre de 2011**, la utilidad neta ascendió a COL\$15.448 millardos con un incremento de 85%, respecto al mismo periodo acumulado del año anterior. A su vez la **utilidad neta por acción** ascendió a COL\$379,97 comparado con COL\$206,22 en 2010. El margen neto fue de 27,5% frente a 22,8% del año anterior.

El **EBITDA** por valor de COL\$27,880 millardos presentó un incremento de 70,4% y el **margen EBITDA** pasó del 45% al 50% en 2011. Los resultados de utilidad y EBITDA se explican principalmente por el incremento en los márgenes operacionales.

**INFORMACIÓN DE PRENSA**
**e. Posición de caja de Ecopetrol S.A.**

Col\$ Millardos *	IV Trim 2011	IV Trim 2010	2011	2010
<b>Caja inicial</b>	8.360	6.798	5.479	4.840
<b>Caja generada por la operación (+)</b>	15.845	9.397	53.848	35.852
<b>Caja consumida en la operación (-)</b>	(10.331)	(7.666)	(34.751)	(24.806)
<b>Inversiones diferente de adquisiciones (-)</b>	(5.054)	(3.428)	(12.235)	(7.592)
<b>Adquisiciones (-)</b>			(769)	(1.161)
<b>Pago de dividendos (-)</b>	(1.974)	(1.214)	(5.899)	(3.683)
<b>Capitalización (+)</b>	1.960		2.195	
<b>Contratación de deuda (+)</b>		1.295		1.295
<b>Otros ingresos (+/-)</b>	357	171	1.178	1.139
<b>Diferencia en cambio (+)</b>	76	253	195	(279)
<b>Caja final</b>	<b>9.240</b>	<b>5.606</b>	<b>9.240</b>	<b>5.606</b>

\*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 31 de diciembre de 2011 Ecopetrol disponía de COL\$9.240 millardos en efectivo e inversiones de portafolio de relativamente fácil disponibilidad (62% denominados en dólares de los Estados Unidos). La posición de caja neta en dólares al cierre del año ascendió a US\$2.322 millones.

**f. Resultados por segmentos de Ecopetrol S.A.**
**Resultados Acumulados por Segmentos**

Millardos de COL\$	E&P		Refinación		Transporte		Suministro y Mercadeo	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
<b>Ventas Locales</b>	14.964,6	10.307,7	16.968,4	12.453,4	3.908,4	3.019,3	1.130,8	1.002,4
<b>Ventas de Exportación</b>	21.352,0	12.396,2	3.470,5	2.616,6	-	-	12.266,4	6.846,6
<b>Ventas Totales</b>	36.316,7	22.703,9	20.438,9	15.070,0	3.908,4	3.019,3	13.397,2	7.849,0
<b>Utilidad Operativa</b>	22.674,9	12.483,0	23,0	(552,3)	663,3	768,9	699,6	509,1
<b>Margen operativo</b>	62,4%	55,0%	0,1%	(3,7%)	17,0%	25,5%	5,2%	6,5%
<b>Utilidad Neta</b>	15.469,2	8.362,5	(601,1)	(783,1)	354,5	542,3	225,7	224,4
<b>Margen Neto</b>	42,6%	36,8%	(2,9%)	(5,2%)	9,1%	18,0%	1,7%	2,9%
<b>EBITDA</b>	25.675,8	15.034,2	507,2	(218,3)	990,7	1.033,9	705,8	508,6
<b>Margen Ebitda</b>	70,7%	66,2%	2,5%	(1,4%)	25,3%	34,2%	5,3%	6,5%

**INFORMACIÓN DE PRENSA**
**Resultados por Segmentos**

Millardos de COL\$	E&P		Refinación		Transporte		Suministro y Mercadeo	
	IV trim-11	IV trim-10	IV trim-11	IV trim-10	IV trim-11	IV trim-10	IV trim-11	IV trim-10
<b>Ventas Locales</b>	3.972,9	3.072,6	4.526,0	3.432,9	1.075,4	771,7	301,2	253,5
<b>Exportaciones</b>	6.516,9	3.551,5	844,2	721,1	-	-	3.436,1	1.971,6
<b>Ventas Totales</b>	10.489,7	6.624,1	5.370,3	4.154,0	1.075,4	771,7	3.737,3	2.225,1
<b>Utilidad Operativa</b>	6.999,1	4.088,4	(236,5)	(172,1)	116,7	212,9	140,1	322,4
<b>Margen operativo</b>	66,7%	61,7%	(4,4%)	(4,1%)	10,9%	27,6%	3,7%	14,5%
<b>Utilidad Neta</b>	4.817,9	2.692,5	(395,2)	(252,9)	(56,5)	114,8	66,4	187,8
<b>Margen Neto</b>	45,9%	40,6%	(7,4%)	(6,1%)	(5,3%)	14,9%	1,8%	8,4%
<b>EBITDA</b>	7.211,2	4.164,1	(98,1)	(87,5)	208,5	265,1	142,2	322,4
<b>Margen Ebitda</b>	68,7%	62,9%	(1,8%)	(2,1%)	19,4%	34,4%	3,8%	14,5%

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 2010 se hizo un ajuste por cambio en los crudos de referencia.

**Exploración y Producción:**

En 2011 las utilidades crecieron un 85% y el EBITDA 70,7% frente al año anterior. Estos resultados se debieron a los mayores volúmenes producidos y los mejores precios de venta. En el cuarto trimestre de 2011, la utilidad neta creció 79,0% y el EBITDA 73,2% frente al mismo trimestre del año anterior.

**Refinación:**

El resultado acumulado de 2011 presentó una pérdida neta de COL\$601 millardos, un 23,2% menor a la obtenida en el año 2010. Estos resultados obedecieron a los mejores diferenciales de la canasta de refinados de Ecopetrol frente al crudo obtenidos entre enero y octubre. El margen EBITDA acumulado fue 2,5% frente a -1,4% de 2010. En el cuarto trimestre de 2011 se registró una pérdida neta de COL\$395 millardos, mayor que la del mismo periodo del año anterior, principalmente por la caída en los márgenes de productos, los resultados no operacionales que reflejan pérdida en Reficar y el efecto de los mayores gastos de jubilados por ajuste en los gastos de salud ya mencionados. El margen EBITDA fue -1,8%, mejor que el del cuarto trimestre de 2010, por los mayores volúmenes vendidos de productos refinados con mejores diferenciales respecto al crudo.

**Transporte:**

En 2011 se generó una utilidad neta de COL\$354,5 millardos y un margen EBITDA de 25,3%. Durante el cuarto trimestre el segmento presentó una pérdida neta de COL\$56,5 millardos. Estos resultados, inferiores a los obtenidos en 2010, se explican por el incremento en los costos laborales, de mantenimiento de líneas, de servicios contratados y provisiones para la atención de los efectos de la ola invernal y de daños a la infraestructura.

**Suministro y Mercadeo:**

Los resultados acumulados al mes de diciembre de 2011 mostraron una utilidad neta de COL\$225,7 millardos con un margen EBITDA de 5,3%. Para el cuarto trimestre el segmento

generó una utilidad neta de COL\$66,4 millardos y un margen EBITDA de 3,8%, menores a los del mismo trimestre de 2010. Estos resultados obedecen a mayores costos en la compra de crudo a terceros, al incremento en la importación de diluyente para crudo pesado y al mayor uso de transporte por carroタンque por efecto de la ola invernal.

### g. Balance general de Ecopetrol S.A.

#### Balance General No Consolidado

Millardos de COL\$	Diciembre 31 de 2011	Diciembre 31 de 2010	Cambio %
Activos corrientes	15.824,1	9.497,2	66,6%
Activos no corrientes	69.427,1	55.628,8	24,8%
Total Activos	85.251,2	65.126,0	30,9%
Pasivos corrientes	13.818,3	9.288,6	48,8%
Pasivos no corrientes	16.421,8	14.309,5	14,8%
Total Pasivos	30.240,1	23.598,1	28,1%
Patrimonio	55.011,1	41.527,9	32,5%
Total Pasivo y Patrimonio	85.251,2	65.126,0	30,9%

Cuentas de orden deudoras	122.266	116.789
Cuentas de orden acreedoras	103.461	92.601

Las principales variaciones en el activo obedecieron a: 1) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo por mayores excedentes de tesorería originados en los altos precios de los hidrocarburos que se sostuvo durante todo el año; 2) aumento de inversiones permanentes en renta variable por COL\$4.927 millardos producto de capitalizaciones realizadas en Ecopetrol del Perú por COL\$38 millardos, Ecopetrol America Inc. por COL\$132 millardos, Andean Chemicals por COL\$1.193 millardos, ODL Finance por COL\$99 millardos, Oleoducto Bicentenario por COL\$95 millardos, y la inversión en Equión Energía Limited por COL\$ 1.132 millardos la cual no se tenía en 2010; y 3) incremento de propiedad planta y equipo por COL\$4.303 millardos, por capitalizaciones de plantas, ductos y redes. Por otra parte se destaca en cuentas por cobrar el diferencial de precios de combustibles durante el 2011 el cual cerró en COL\$483 millardos (sin incluir cuenta por cobrar largo plazo por COL\$77 millardos). En diciembre se recibieron pagos por parte del Ministerio de Minas y Energía por COL\$1.416 millardos, correspondientes a 1) la cuenta por cobrar del 2010 por COL\$74 millardos y 2) pagos de 2011 hasta septiembre por COL\$1.342 millardos.

Al cierre de 31 de diciembre de 2011, el **pasivo** representaba el 35,5% del total de los activos. Las cuentas por pagar se mantuvieron en línea con el valor de cierre de 2010 (COL\$4.171 millardos en 2011 y COL\$4.159 millardos en 2010, respectivamente). Se resalta el incremento en la provisión del impuesto de renta por COL\$3.972 millardos originado en la mayor utilidad del año.

Las obligaciones financieras representaban el 7,2% del activo total y el 20,4% del pasivo total. Se encuentran representadas en: 1) crédito financiero contraído en 2009 con 11 bancos nacionales por cuantía de COL\$2.043 millardos; 2) emisión de bonos en dólares de 2010 por US\$1.500 millones; 3) emisión y colocación de bonos de deuda pública interna por COL\$1.000 millardos con tasa variable, amortización al vencimiento, y pago de intereses semestrales. 4) contrato (BOMT) planta de gas Gibraltar con la unión temporal de gas Gibraltar cuyo objeto es la financiación, diseño, operación, compra de equipos, suministro, construcción y mantenimiento por 15 años. A diciembre el saldo de esta obligación ascendió a COL\$70,6 millardos.

El **patrimonio** alcanzó los COL\$55.011 millardos a diciembre de 2011. Las principales variaciones se explican por la utilidad de COL\$15.448 millardos obtenidas durante el 2011, y por el aumento del superávit por el método de participación, el cual se incrementó en COL\$2.199 millardos producto de la valorización de activos en Oleoducto Central S.A, y Oleoducto de Colombia S.A. Se destaca en septiembre la adjudicación de 644.185.868 acciones por COL\$2.383 millardos. El número de adjudicatarios en esta ronda fue de 219.054, incrementando el capital suscrito en COL\$161 millardos y originando una prima en colocación de acciones de COL\$2.222 millardos. Por otro lado se presenta desvalorización de inversiones por COL\$517 millardos por pérdida en valoración de la inversión en Empresa de Energía de Bogotá (EEB) por COL\$345 millardos y en ISA por COL\$172 millardos.

## II. Aspectos del negocio

### a. Plan de inversiones

*Inversiones realizadas en 2011:*

Segmento	Inversiones (US\$ millones)		
	2011	2010	Cambio %
Exploración	565,3	322,5	75%
Producción	3.626,5	3.069,5	18%
Refinación y Petroquímica	358,1	616,7	-42%
Transporte	1.055,6	814,3	30%
Suministro y mercadeo	1,8	2,9	-38%
Subordinadas	1.034,0	468,5	121%
Adquisiciones	450,3	614,7	-27%
Corporativo	122,1	121,9	0,1%
<b>Total</b>	<b>7.213,7</b>	<b>6.031,0</b>	<b>20%</b>

Las inversiones realizadas en 2011 ascendieron a US\$7.213,7 millones, siendo las más altas en la historia de la empresa, las cuales permitieron alcanzar los resultados operativos del año.

Del total invertido en el 2011, el 50% se destinó a producción (US\$3.626,5 millones), 15% a transporte (US\$1.055,6 millones), 14% a compañías subordinadas (US\$1.034,0 millones), 8% a exploración (US\$565,3 millones), 6% a adquisiciones (US\$450,3 millones), 5% a refinación y

**INFORMACIÓN DE PRENSA**

petroquímica (US\$358,1 millones), 2% al segmento corporativo (US\$122,1 millones) y el 0,02% a suministro y mercadeo (US\$1,8 millones).

El rubro de adquisiciones incluye los pagos pendientes de: 1) earn out Savia 2) earn out Hocol, y 3) saldo de la adquisición de Equión. El rubro de subordinadas incluye entre otros: 1) aportes de capital a filiales de exploración, 2) aportes de capital a filiales de transporte y, 3) aportes de capital a Bioenergy.

*Inversiones aprobadas para 2012:*

En noviembre de 2011 la junta directiva de Ecopetrol aprobó el plan de inversiones para el año 2012 y la actualización del Plan Estratégico del Grupo Empresarial para el período 2012-2020. Las inversiones aprobadas para el 2012 ascienden a US\$8.477 millones, de los cuales US\$7.452 millones serán invertidos directamente en Ecopetrol S.A. y US\$1.025 millones en compañías del Grupo.

*Plan estratégico 2012-2020:*

Con respecto al plan estratégico del Grupo Empresarial a 2020, la compañía ratificó las siguientes metas: 1) producir un millón de barriles limpios por día en 2015 y 1,3 millones de barriles limpios por día para el 2020, 2) aumentar la vida promedio de las reservas a 10 años, incorporando 6.200 millones de barriles a 2020, y 3) expandir la capacidad de refinación de 300 mil barriles a 415 mil barriles de procesamiento por día, entre otras. Para cumplir con las metas definidas en el plan a 2020, se invertirá un estimado de US\$80 mil millones en el período 2012 – 2020, de los cuales un 75% se financiarán con generación interna de caja, 16% con endeudamiento y 9% con emisión de nuevas acciones.

**b. Exploración***Firma de contratos:*

Como resultado de la gestión del año 2011 Ecopetrol firmó contratos por 11 bloques exploratorios de la ronda 2010 con la Agencia Nacional de Hidrocarburos: LLA 37, LLA 38, LLA 52, LLA 6, LLA 8, SAMICHAY A, SAMICHAY B, TUM OFF 3, UPAR, todos ellos con participación del 100% por parte de Ecopetrol y los contratos, SSJS-1 (participación de Ecopetrol del 70%) y VMM 32, (participación de Ecopetrol del 51%). Estos bloques se ubican principalmente en la región de los Llanos Orientales y el total del área exploratoria de dichos bloques asciende a 1,4 millones de hectáreas aproximadamente.

*Exploración en Colombia:*

En 2011 Ecopetrol S.A. perforó en total 40 pozos distribuidos así: 21 pozos exploratorios A3/A2, 10 pozos de delimitación A1 y 9 pozos estratigráficos. Se evidenció presencia de hidrocarburos en 9 pozos exploratorios A3 (Mito-1, Nunda-1, CSE-8 ST1, Rumero-1, Pinocho-1, Fauno-1, Trasgo-1, Azabache-1 y Opalo-1) y en 5 de los estratigráficos (Jaspe-3, Avila-1, El Valle-1, Akacias ES-2 y CSE-6).



**Perforación en Colombia de pozos A3/A2 y Estratigráficos en 2011  
Ecopetrol S.A.\***

Tipo de pozo	Total pozos	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
A3/A2	21	9	0	12
Estratigráficos	9	5	0	4

\* Esta tabla no incluye pozos delimitadores

En cuanto a las filiales, Hocol perforó durante el 2011 siete pozos A3 y trece pozos estratigráficos. En dos de los siete pozos A3 se encontró presencia de hidrocarburos, tres se encuentran en evaluación (Granate-1, Merlín-1 y Merlín-2) y dos fueron declarados secos. En once de los estratigráficos se evidenció presencia de hidrocarburos y dos fueron declarados secos.

**Perforación en Colombia de pozos A3/A2 y Estratigráficos en 2011  
Hocol S.A.**

Tipo de pozo	Total pozos	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
A3/A2	7	2	3	2
Estratigráficos	13	11	0	2

A continuación se presenta el detalle de los pozos exitosos:

**Pozos Exploratorios Exitosos**

Trimestre	Operador	Cuenca	Bloque	Nombre
1	Ecopetrol S.A.	Valle Medio Magdalena	Playón	RUMBERO-1
1	Ecopetrol S.A.	Valle Superior Magdalena	Cuisinde	NUNDA-1
2	Ecopetrol S.A.	Llanos	Caño Sur	MITO-1
2	Ecopetrol S.A.	Llanos	Caño Sur	PINOCHO-1
2	Ecopetrol S.A.	Llanos	Caño Sur	FAUNO-1
3	Ecopetrol S.A.	Llanos	Caño Sur	CSE-8 ST1
3	Ecopetrol S.A.	Llanos	Caño Sur	TRASGO
4	Metapetroleum	Llanos	Quifa	AZABACHE-1
4	Metapetroleum	Llanos	Quifa	OPALO-1
4	Hocol	Valle Inferior Magdalena	Saman	BONGA-1
4	Hocol	Llanos	Guarrojo	GUARROJO ESTE-1

## Pozos Estratigráficos Exitosos

Trimestre	Operador	Cuenca	Bloque	Nombre
1	Hocol	Llanos	CPO-17	CPO-17 EST-6
1	Metapetroleum	Llanos	Quifa	JASPE-3
2	Ecopetrol S.A.	Llanos	Caño Sur	EL VALLE-1
2	Hocol	Llanos	CPO-17	CPO-17 EST-5A
3	Ecopetrol S.A.	Llanos	Caño Sur	AVILA-1
3	Hocol	Llanos	CPO-17	CPO-17 EST-1
3	Hocol	Llanos	CPO-17	CPO-17 EST-3
3	Hocol	Llanos	CPO-17	CPO-17 EST-7
4	Ecopetrol S.A.	Llanos	CPO-9	AKACIAS ES-2
4	Ecopetrol S.A.	Llanos	Caño Sur	CSE-6
4	Hocol	Llanos	CPO-17	CPO-17 EST-2
4	Hocol	Llanos	CPO-17	CPO-17 EST-8
4	Hocol	Llanos	CPO-16	CPO-16 EST-1
4	Hocol	Llanos	CPO-16	CPO-16 EST-5
4	Hocol	Llanos	CPO-16	CPO-16 EST-3
4	Hocol	Llanos	CPO-16	CPO-16 EST-3A

Durante el cuarto trimestre se perforaron 7 pozos A3 (Embrujo-1ST, Kantaka-1, Opalo-1, Rubi-1, Trueno-1, Azabache-1 y Uturunco), de los cuales evidenció presencia de hidrocarburos en los pozos Opalo-1 y Azabache-1 ubicados en el bloque Quifa en el Departamento del Meta.

Adicionalmente, Ecopetrol perforó 3 pozos estratigráficos en el cuarto trimestre: dos en el bloque Caño Sur y el restante en el bloque CPO-9 en los Llanos Orientales. En dos de ellos se evidenció presencia de hidrocarburos.

Al cierre del cuarto trimestre de 2011, en desarrollo de la estrategia de exploración de hidrocarburos no convencionales, el pozo la Luna (ubicado en el Valle Medio del Magdalena) estaba en perforación y los resultados están siendo analizados por la compañía.

## Perforación en Colombia de pozos A3/A2 y Estratigráficos en 4o trim 2011\*

## Ecopetrol S.A.

Tipo de pozo	Total pozos	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
A3 / A2	7	2	0	5
Estratigráficos	3	2	0	1

\* Esta tabla no incluye exploración de hidrocarburos no convencionales

Durante el cuarto trimestre, Hocol perforó cuatro pozos A3 y siete pozos estratigráficos. Se evidenció presencia de hidrocarburos en dos de los pozos exploratorios y en seis de los estratigráficos.

## Perforación en Colombia de pozos A3/A2 y Estratigráficos en 4o trim 2011

## Hocol S.A.

Tipo de pozo	Total pozos	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
A3 / A2	4	2	2	0
Estratigráficos	7	6	0	1

Sin tener en cuenta los pozos en evaluación, la tasa de éxito exploratorio para Ecopetrol y Hocol en el 2011 fue de 44,0%. Los pozos exitosos se concentraron principalmente en el bloque Caño Sur ubicado en los Llanos Orientales.

*Exploración internacional:*

La meta de exploración de Ecopetrol S.A. para el 2011 sin incluir Savia y Hocol contemplaba 37 pozos entre exploratorios (A1, A2 y A3) y estratigráficos: 30 nacionales y 7 internacionales, de los cuales se perforaron 40 nacionales y 4 internacionales.

En el año, se perforaron once pozos exploratorios A3 y A2 a nivel internacional, distribuidos así: siete en la Costa Peruana por parte de Savia Perú, dos en la Costa del Golfo de los Estados Unidos y dos pozos en Brasil.

Se evidenció presencia de hidrocarburos en el pozo Logan-1 ubicado en la Costa del Golfo de los Estados Unidos y en cinco de los pozos de la costa afuera peruana operados por Savia.

## Perforación Internacional Pozos A3/A2

## 2011

Ubicación / Compañía	Total pozos	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
Costa del Golfo EU / ECP America	2	1	0	1
Perú / Savia	7	5	1	1
Brasil / Ecopetrol del Brasil	2	0	0	2

Durante el cuarto trimestre se culminó la perforación de los pozos Agua Viva-1 e Ilha Do Mel en los bloques BMS-73 y BMS-74 respectivamente, donde Ecopetrol del Brasil tiene participación. Ambos pozos fueron taponados y abandonados. Del mismo modo se culminó la evaluación de los resultados del pozo Logan-1, el cual fue perforado en el tercer trimestre de 2011 por Statoil en la Costa del Golfo de los Estados Unidos evidenciando presencia de hidrocarburos.

Por su parte, Savia Perú perforó durante el trimestre el pozo Punta Amarillo (PA1-1X), el cual a 31 de diciembre se encontraba en evaluación. Al cierre del trimestre se encontraba en perforación el pozo de delimitación Itauna-2 en Brasil.

## Perforación Internacional Pozos A3/A2

## 4o trim 2011

Ubicación / Compañía	Total pozos	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
Perú / Savia	1	0	1	0
Brasil / Ecopetrol del Brasil	2	0	0	2

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### c. Producción

#### Producción Grupo Empresarial:

El grupo empresarial alcanzó una producción bruta de 724,1 kbped en el año 2011, lo cual representó un crecimiento de 17,6% frente a la producción del grupo en el año anterior. La producción del grupo en el cuarto trimestre de 2011 ascendió a 741,7 kbped, un 13,9% mayor que en el cuarto trimestre de 2010. Durante el cuarto trimestre se continuaron presentando restricciones a la producción originadas en 1) la temporada invernal, 2) dificultades operacionales, y 3) limitaciones en la disponibilidad de transporte.

En el año 2011, la producción bruta de Ecopetrol S.A. representó el 92,5% de la producción del grupo, Hocol el 4,3%, Equión el 2,0%, Savia el 1,0% y Ecopetrol América el 0,3%.

#### Producción Bruta Grupo Empresarial

Ecopetrol S.A. (kbped)	IV trim. 11	IV. trim 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Crudo	581.9	511.1	13.9%	569.8	481.9	18.2%
Gas natural	103.1	100.3	2.8%	100.3	97.6	2.8%
<b>Total</b>	<b>685.0</b>	<b>611.4</b>	<b>12.0%</b>	<b>670.1</b>	<b>579.5</b>	<b>15.6%</b>

Hocol (kbped)	IV trim. 11	IV. trim 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Crudo	29.9	29.3	2.0%	30.3	25.9	17.0%
Natural Gas	0.6	1.0	-40.0%	0.5	1.1	-54.5%
<b>Total</b>	<b>30.5</b>	<b>30.3</b>	<b>0.7%</b>	<b>30.8</b>	<b>27.0</b>	<b>14.1%</b>

Savia (kbped)*	IV trim. 11	IV. trim 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Crudo	6.5	6.4	1.6%	6.0	6.4	-6.3%
Natural Gas	0.7	1.2	-41.7%	1.0	1.0	0.0%
<b>Total</b>	<b>7.2</b>	<b>7.6</b>	<b>-5.3%</b>	<b>7.0</b>	<b>7.4</b>	<b>-5.4%</b>

Equion (kbped)	IV trim. 11	IV. trim 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Crudo	10.3	-	N/A	8.2	-	N/A
Natural Gas	6.7	-	N/A	6.1	-	N/A
<b>Total</b>	<b>17.0</b>	<b>-</b>	<b>N/A</b>	<b>14.3</b>	<b>-</b>	<b>N/A</b>

Ecopetrol America - K2 (kbped)	IV trim. 11	IV. trim 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Crudo	1.8	1.8	0.0%	1.7	1.7	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>1.9</b>	<b>1.9</b>	<b>0.0%</b>

Grupo Empresarial	IV trim. 11	IV. trim 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Crudo	151.6	137.8	10.0%	146.5	131.6	11.3%
Gas Natural	693.2	613.8	12.9%	677.9	581.8	16.5%
<b>Total Grupo Empresarial</b>	<b>741.7</b>	<b>651.3</b>	<b>13.9%</b>	<b>724.1</b>	<b>615.8</b>	<b>17.6%</b>

\* La producción del cuarto trimestre y acumulada de 2010 fue revisada para reportar volúmenes producidos y no volúmenes vendidos

#### Producción Ecopetrol S.A.:

La producción bruta equivalente de crudo y gas de Ecopetrol S.A. en el 2011 ascendió a 670,1 kbped, lo cual representa un crecimiento del 15,6% frente al 2010. La producción bruta equivalente de crudo y gas de Ecopetrol S.A. en el cuarto trimestre de 2011 se incrementó en un

**INFORMACIÓN DE PRENSA**

12,0% comparada con el mismo periodo del año anterior, al pasar de 611,4 kbped en el cuarto trimestre del 2010 a 685,0 kbped en el cuarto trimestre de 2011.

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

	IV. trim. 11	IV. trim. 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
<b>Liviano</b>	63,3	53,3	18,8%	60,9	48,0	26,9%
<b>Medio</b>	227,3	222,4	2,2%	230,6	223,6	3,1%
<b>Pesado</b>	291,3	235,4	23,7%	278,3	210,4	32,3%
<b>Total</b>	<b>581,9</b>	<b>511,1</b>	<b>13,9%</b>	<b>569,8</b>	<b>482,0</b>	<b>18,2%</b>

\* No incluye filiales

En 2011 la producción de crudos pesados representó el 48,8% de la producción de crudo comparado con el 43,7% el año inmediatamente anterior. Durante el cuarto trimestre del 2011 la producción de crudos pesados representó el 50,1% de la producción de crudo comparado con el 46,1% del mismo periodo del 2010. En este tipo de hidrocarburo los activos más relevantes de la operación directa fueron Castilla y Chichimene, los cuales alcanzaron una producción anual promedio de 109,8 kbpd y 32,3 kbpd respectivamente en 2011. En la operación asociada los activos de mayor participación fueron Rubiales y Quifa (en asocio con Metapetroleum) que aportaron 113,2 kbpd de producción bruta de participación de Ecopetrol y Nare (en asocio con Mansarovar) cuya producción bruta para Ecopetrol fue de 16,1 kbpd.

Adicionalmente es importante mencionar los siguientes proyectos: 1) inicio de una prueba piloto de la tecnología STAR en el Campo Quifa, 2) inicio de una prueba piloto de inyección de aire en el Campo Chichimene y, 3) ampliación de facilidades de producción y tratamiento para crudos pesados en el área de los Llanos Orientales.

En cuanto a crudos livianos, durante el cuarto trimestre de 2011 se inició la inyección de agua en el campo Bonanza, completando así cuatro campos con recobro secundario en el área de Magdalena Medio. Por otra parte, en esta misma área durante el 2011 se iniciaron cuatro pilotos de inyección de agua.

Las ventas de gas en el 2011 crecieron 2,9% alcanzando una producción año de 100,3 kbped. Durante el cuarto trimestre de 2011 se presentó un incremento de 5,3% frente al mismo periodo del 2010, principalmente por un aporte promedio año del Campo Guajira de 63,7 kbped y Cusiana de 24,1 kbped. En este mismo periodo se incorporaron volúmenes con la entrada de la planta de gas de Gibraltar (1,3 kbped).

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

Región	Pozos de desarrollo (Total Año)			2010			Cambio %
	2011			Pozos directos	Pozos asociados	Total	
	Pozos directos	Pozos asociados	Total	Pozos directos	Pozos asociados	Total	%
Magdalena	120	366	<b>486</b>	58	322	<b>380</b>	27,9%
Central	171	202	<b>373</b>	121	200	<b>321</b>	16,2%
Nororiental	4	7	<b>11</b>	-	5	<b>5</b>	120,0%
Catatumbo Orinoquia	14	44	<b>58</b>	-	23	<b>23</b>	152,2%
Sur	4	22	<b>26</b>	12	40	<b>52</b>	(50,0%)
Campos Menores	-	3	<b>3</b>	-	-	-	N/A
<b>Total</b>	<b>313</b>	<b>644</b>	<b>957</b>	<b>191</b>	<b>590</b>	<b>781</b>	<b>22,5%</b>

Región	Pozos de desarrollo (Trimestre)						Cambio %
	IV trim 2011			IV trim 2010			
	Pozos directos	Pozos asociados	Total	Pozos directos	Pozos asociados	Total	
Magdalena	28	83	111	19	109	128	(13,3%)
Central	36	38	74	47	59	106	(30,2%)
Nororiental	1	1	2	-	1	1	100,0%
Catatumbo Orinoquia	4	12	16	-	12	12	33,3%
Sur	3	7	10	3	9	12	(16,7%)
Campos Menores	-	-	-	-	-	-	N/A
<b>Total</b>	<b>72</b>	<b>141</b>	<b>213</b>	<b>69</b>	<b>190</b>	<b>259</b>	<b>-17,8%</b>

#### Costos de levantamiento Ecopetrol S.A.:

El indicador de costo de levantamiento por barril producido para Ecopetrol S.A. fue de US\$10,28 por barril (basado en la metodología aprobada por la SEC, la cual no incluye las regalías en la estimación de costo por barril) para el año 2011, US\$0,80 por barril más que en el año anterior, como efecto neto de:

- Mayores costos en la operación asociada (por cláusulas de precios altos, ingreso de nuevas comercialidades y aumento en los volúmenes de manejo de aguas entre otros), compensado por menores costos en la operación directa por iniciativas de optimización. (US\$+2,14 por barril).
- Revaluación del peso frente al dólar (US\$+0,28 por barril).
- Mayor volumen producido (US\$-1,62 por barril).

#### d. Refinación

##### Refinería de Barrancabermeja:

##### Carga refinería Barrancabermeja\*

Kbdc	IV. trim. 11	IV trim. 10	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Barrancabermeja	217,6	234,6	(7,2%)	226,0	225,3	0,3%

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

La carga de crudo de la refinería se incrementó un 0,3% en el 2011 frente a 2010. No obstante, el factor de utilización se redujo de 78,2% a 77,0%, por el mantenimiento programado de una unidad de cracking en el último trimestre. Al comparar el cuarto trimestre de 2011 con el mismo período del año anterior, se observa una reducción en la carga del 7,2% que permitió el adecuado manejo de los inventarios de gasóleo durante la parada de la planta de cracking UOP II.

En cuanto al avance del proyecto de modernización, se destaca la aprobación del mismo por parte de la Junta Directiva de Ecopetrol, la formulación de los pilares del Gran Acuerdo Social de Barrancabermeja para asegurar las condiciones del entorno durante la ejecución del proyecto, la apertura de procesos de selección de contratistas para la preparación del sitio, la adjudicación de compras de equipos de larga entrega y el avance superior al 85% en obtención de permisos ambientales.

El plan maestro de servicios industriales alcanzó un avance del 41% al cierre del 2011.



**Costos y márgenes de la refinería de Barrancabermeja:**

El indicador de costo operativo de caja de la Refinería para el 2011 fue US\$5,89 por barril, US\$0,22 por barril más que en el 2010 (US\$5,67 por barril) como efecto neto de:

- Menor costo debido a la mayor carga (US\$-0,02 por barril).
- Mayores costos por: 1) mantenimiento debido a las paradas programadas, 2) costos de catalizadores (US\$+0,08 por barril).
- Mayor costo por efecto de la revaluación del peso (US\$+0,16 por barril).

El margen bruto de refinación acumulado a diciembre de 2011 fue de US\$11,22 por barril, que frente a los US\$8,01 por barril alcanzados durante 2010 representó una mejora de 40,1%. Este crecimiento obedeció a los mejores diferenciales de precio entre productos y el crudo utilizado como materia prima, los cuales fueron mucho más altos que los presentados durante el 2010.

**Reficar S.A. (Refinería de Cartagena):**
**Carga refinería Cartagena\***

<b>Kbdc</b>	<b>IV. trim. 11</b>	<b>IV trim. 10</b>	<b>Cambio %</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>Cambio %</b>
Cartagena	76,4	36,2	111,0%	76,8	67,0	14,6%

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

La carga de crudo de la refinería aumentó 14,6% en el 2011 frente al año anterior, y el factor de utilización pasó de 77,4% a 84,2%, debido a una mayor carga a la unidad viscorreductora en 2011 por el ahorro de una parada para mantenimiento. Al comparar el cuarto trimestre de 2011 con el mismo período del año anterior, se observa un crecimiento en la carga del 111,0% y el paso del factor de utilización de 57,1% al 84,0%, debido a un mantenimiento mayor en la unidad de crudo realizado en el cuarto trimestre de 2010.

El proyecto de ampliación y modernización de la refinería al finalizar diciembre tenía un avance físico del 53,7%. El 30 de diciembre se realizó el cierre de la financiación del proyecto con agencias de crédito de exportación (US Eximbank, SACE y EKN) y un grupo de bancos comerciales por valor de US\$3.500 millones. Ecopetrol S.A. otorgó a los acreedores una garantía contingente de pago de los eventuales montos faltantes para el servicio de la deuda que llegara a tener Reficar S.A.

**e. Transporte**
**Volúmenes transportados:**

En el cuarto trimestre de 2011 se transportaron en promedio 1.231,8 kbpd, que corresponden a 305,7 kbpd de productos refinados y 926,1 kbpd de crudos. Se evidenció un incremento de 178,5 kbpd (17%), comparado con el volumen promedio día transportado en el mismo trimestre del 2010 (1.053,3 kbpd), representado principalmente por el aumento en el transporte de crudos. El mayor volumen transportado en el periodo octubre – diciembre de 2011, en comparación con el mismo período en el 2010, obedeció principalmente a:

**Crudos:**

Incremento en la capacidad de transporte de los sistemas:

## INFORMACIÓN DE PRENSA

- Cusiana – El Porvenir – Coveñas (Ocensa).
- Vasconia – Coveñas ODC (210 kbpd en el cuarto trimestre de 2011 vs. 186 kbpd en el mismo periodo de 2010).
- Rubiales – Monterrey (ODL) a 340 kbpd (340 kbpd en el cuarto trimestre de 2011 vs. 160 kbpd del cuarto trimestre de 2010).
- Aumento del uso del descargadero de Vasconia para maximizar usos de ODC y corredores de Zona Norte.
- Uso del sistema Caño Limón – Coveñas en el sector Ayacucho – Coveñas con crudos pesados durante las reparaciones de los sistemas.

### Refinados:

- Optimización de la operación, mediante inyección de mejoradores de flujo, de las líneas Galán Salgar de 12" y 16".
- Incremento en la capacidad de transporte del poliducto Pozos Colorados – Galán a 90 kbpd, para cumplir con los mayores requerimientos de gasolina motor y diluyente al interior del país.

En el año 2011, se transportaron en promedio 1.204,5 kbpd, que corresponden a 288,9 kbpd de productos refinados y 915,6 kbpd de crudo. Se logró un incremento de 168,6 kbpd (16%) frente al volumen promedio día transportado en el año 2010 (1.035,8 kbpd). Los mayores volúmenes transportados correspondieron principalmente al aumento en el transporte de crudos debido al desarrollo de crudos pesados en el área de los Llanos Orientales, específicamente en los campos Chichimene, Castilla, Rubiales, Quifa y Piriri.

En cuanto a aumentos en capacidad, en el 2011 se lograron incrementos de 245 kbpd en oleoductos principales, 345 kbpd en oleoductos aferentes, 53 kbpd en poliductos, 65 kbpd en descargaderos, 300 kbpd en capacidad de exportación y 570 kb en almacenamiento, gracias al desarrollo de los siguientes proyectos:

### Oleoductos:

Incremento en la capacidad de evacuación de crudos en los siguientes sistemas:

- Caño Limón - Coveñas y Ayacucho – Coveñas a 240 kbpd.
- Araguaney - Monterrey – Porvenir en 55 kbpd.
- Castilla – Apiay en 105 kbpd.
- Apiay – Porvenir en 50 kbpd.
- Vasconia – Refinería de Barrancabermeja – Galán en 25 kbpd.
- Línea Galán – Ayacucho de 18" a 72 kbpd.

### Poliductos:

- Puesta en operación del Poliducto Andino con una capacidad de transporte de diluyente desde Sutamarchán hasta Apiay de 53 kbpd.

### Infraestructura de exportación:

- Incremento en la capacidad de exportación a 770 kbpd con el cambio y puesta en operación de las monoboyas TLU1 y TLU3 y optimización del sistema de bombeo en el Terminal Coveñas.
- Ampliación de la capacidad para atender buques de hasta 12.000 toneladas de peso muerto (DWT) o el equivalente de aproximadamente 120 Kbls de GLP/Butano en el Muelle Marítimo en Cartagena.

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### Almacenamiento:

- Construcción de dos tanques de almacenamiento en Banadía con capacidad de 50 kb cada uno.
- Incremento a 490 kb con la construcción de un tanque de 170 kb en Altos del Porvenir.
- Construcción de dos tanques de 150 kb cada uno para almacenamiento de refinados en Ayacucho.
- Rehabilitación de aproximadamente 600 kb equivalentes de almacenamiento.

### Descargaderos:

- Incremento capacidad descargadero Araguaey en 5 kbpd.
- Entrada en operación de las capacidades totales en los descargaderos en Ayacucho (20 kbpd) y en Banadía (40 kbpd).

### *Costos de transporte:*

El indicador del costo por Barril/Kilómetro transportado para el año 2011 fue de COL\$8,03/BKM, que al compararlo con el resultado para el mismo período del año anterior (COL\$8,41 /BKM) presentó un menor valor de COL\$0,38/BKM, el cual es debido a:

- Menores costos asociados a mayores volúmenes transportados respecto al año 2010 (COL\$-1,82/BKM).
- Mayores costos como efecto de: 1) mayores materiales de proceso, combustibles y energía requeridos para asegurar el mayor volumen de barriles transportados, 2) mantenimiento para asegurar la confiabilidad operativa de los sistemas, así como enfrentar a los mantenimientos geotécnicos derivados de la ola invernal, 3) contratos de operación asociados al mayor volumen transportado, 4) incremento de los costos al asumir el 100% de las operaciones del Oleoducto Caño Limón Coveñas y una mayor tarifa para cumplir con los requerimientos en política de seguridad. (COL\$+1,44/BKM).

### *Oleoducto Bicentenario:*

A 31 de diciembre de 2011 se había finalizado la construcción de la fase 0 (Descargadero Banadía) y se registraba un avance en la ejecución de la construcción de la fase I del proyecto (construcción de la línea Araguaey - Banadía) del 43,5%.

### *Incidentes ocurridos:*

Durante el último trimestre del 2011 la infraestructura de transporte fue afectada por la fuerte ola invernal que vive el país: el 11 y 23 de Diciembre se presentaron sendas roturas en el oleoducto Caño Limón - Coveñas y en el poliducto Salgar - Cartago respectivamente, las cuales fueron generadas por fuerzas sobre los ductos que son ocasionadas por movimientos de tierra debido a las abundantes lluvias que saturan el terreno.

Dichos incidentes generaron derrame de producto que afectó a los cuerpos de agua cercanos, así como viviendas y comunidades vecinas con pérdida de vidas humanas en el municipio de Dosquebradas (departamento de Risaralda) en el caso del poliducto Salgar - Cartago.

Dado que es necesario mantener esfuerzos técnicos, humanos y económicos para procurar anticipar potenciales eventos que puedan afectar las instalaciones de transporte y puedan llegar a

impactar las regiones en las que se tiene presencia, se creó un proyecto de gran escala y se fortalecerán dos programas existentes: Proyecto Dosquebradas, y los Programas de Integridad y de Contingencias.

El Proyecto Dosquebradas tiene como objetivo la estabilización física y el restablecimiento de las condiciones sociales de las personas afectadas en ese municipio por el evento previamente citado. El Programa de Integridad busca fortalecer el Modelo de Aseguramiento de Integridad existente en Ecopetrol, para llevarlo a ser un referente internacional. Por último, el Programa que fortalecerá el sistema de atención de contingencias busca minimizar potenciales impactos a personas y medio ambiente ante la ocurrencia de este tipo de eventos, acorde con el modelo de responsabilidad que corresponde a las comunidades y a las diferentes autoridades.

#### **f. Biocombustibles**

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

Se comercializaron un total de 99,9 mil toneladas de biodiesel durante el 2011 y 25,2 mil toneladas durante el cuarto trimestre, 15% superior al mismo periodo del año anterior. El 79% de la producción fue vendida a la Refinería de Barrancabermeja para su proceso de mezcla al 2% con diesel fósil, y el restante 21% fue vendida a mayoristas de la zona posicionando a Ecodiesel como un actor importante dentro de la cadena de suministro de biodiesel nacional. Las ventas de biodiesel y sus subproductos generaron ingresos por COL\$291 millones en el año 2011 y COL\$71,7 millones durante el cuarto trimestre, 27% por encima frente al mismo periodo del año anterior.

##### *Bioenergy S.A.:*

El proyecto de Bioenergy cerró el año con un 18,5% de avance (14,5% componente industrial y 29,8% componente agrícola). Durante el año se avanzó en la siembra de 1.407 hectáreas de caña de azúcar.

### **III. Consolidación organizacional, responsabilidad social empresarial y gobierno corporativo**

#### **a. Consolidación organizacional**

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

En el año 2011 el índice de frecuencia de accidentalidad con pérdida de tiempo fue el mejor en toda la historia de la compañía y se ubicó en 1,02 accidentes por millón de horas hombre, lo que representa una mejoría frente los 1,56 accidentes por millón de horas hombre del año anterior. En el último trimestre el resultado fue de 0,94 accidentes por millón de horas hombre laboradas. En el año se reportaron 147 accidentes, lo que representa una reducción del 34% frente al 2010. En el año 2011 se presentaron también 41 incidentes ambientales por causa operacional, el mismo resultado del año anterior.

Los proyectos denominados Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas y Sistema de Gestión de Aguas y Residuos continuaron su desarrollo acorde al modelo de maduración de proyectos, apalancando el cumplimiento de la estrategia ambiental en sus componentes Calidad de Aire y ECOEFICIENCIA.

Por otro lado, como parte de la estrategia ambiental en su componente de biodiversidad, con el apoyo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y una inversión de más de COL\$7.000 millones, se realizó la "Segunda Convocatoria Nacional de Biodiversidad" la cual cerró con un total de 12 iniciativas seleccionadas, 8 presentadas por fundaciones y 4 de instituciones educativas que buscan la preservación, restauración, manejo y uso sostenible de la diversidad biológica presente en los humedales Colombianos.

#### *Ciencia y tecnología:*

En 2011, por aplicación de las soluciones tecnológicas, se generaron beneficios económicos certificados por los negocios por US\$445 millones en iniciativas como la extensión del concepto exploratorio del piedemonte a otras áreas de Colombia y del Perú, el desarrollo de metodologías para la caracterización petrofísica con información obtenida de pozos horizontales y la aplicación de procesos de inyección de químicos en varios pilotos, entre otras.

En el año fueron otorgadas 3 nuevas patentes (completando 30 otorgadas y 24 vigentes) se registraron 7 derechos de autor (llegando a 127) y fueron otorgadas 2 nuevas marcas comerciales, completando así 33 marcas para Ecopetrol. Ecopetrol fue nominada por segundo año consecutivo al premio global MAKE (Most Admired Knowledge Enterprises) por su destacada labor en gestión del conocimiento.

También se destaca la implementación de metodologías para la evaluación de tecnologías de recobro químico y térmico, la consolidación de formulaciones de blend para transporte y producción de crudos pesados integrando factores de estabilidad coloidal a los parámetros de viscosidad y densidad, evaluación de aditivos para rompimiento de emulsiones en el tratamiento de crudos y aguas en los campos de producción de Ecopetrol.

Entre los aportes más destacados de Ecopetrol en 2011 para promover la ciencia y la tecnología en el país se encuentran el lanzamiento de las becas para formación de alto nivel y el apoyo para consolidación de los parques de ciencia y tecnología del país, Maloka y Neomundo con aportes de COL\$1.100 millones.

#### *Ahorros y costos dejados de incurrir:*

Como resultado de aplicar estrategias de abastecimiento se obtuvieron ahorros acumulados en el año por un valor de COL\$381 millardos equivalentes al 2,6% del total gestionado. Los ahorros logrados corresponden a la aplicación de: 1) opciones de negociación (40%), 2) agregación de demanda (40%), 3) ahorros por adquisición (11%), 4) exenciones arancelarias (7%) y, 5) renegociación de tarifas (2%).

### **b. Responsabilidad corporativa**

#### *Inversión social:*

En 2011 Ecopetrol invirtió COL\$214 millardos en proyectos de inversión social, 34% más que en 2010. Por cada COL\$1 que Ecopetrol invirtió, la empresa gestionó el aporte de COL\$6,14 por parte de otras entidades. Como parte del fortalecimiento de los procesos ciudadanos de seguimiento y control social a la inversión de regalías, la empresa asesoró la elaboración de los planes de trabajo de los comités de seguimiento a la inversión de regalías (CSIR) de Córdoba, Sucre, Huila, Magdalena Medio y Meta.

*Reconocimientos:*

El 22 de noviembre de 2011 se presentaron los resultados 2011 del monitor empresarial de reputación corporativa (MERCOSUR – Colombia) donde por cuarto año consecutivo, Ecopetrol ocupó el primer lugar en reputación corporativa en Colombia y fue escogida por primera vez como la empresa más responsable del país.

Al mismo tiempo, el presidente de Ecopetrol S.A. (señor Javier Gutiérrez), fue escogido como el líder con mejor reputación. La alta calificación, según MERCOSUR, se logró por variables como la calidad de la oferta comercial, los resultados económicos, la reputación interna, la dimensión internacional y la innovación. Se destaca, así mismo, la incidencia que tiene el valor de la marca en la percepción de los diferentes grupos encuestados.

*Grupos de interés:*

Durante el cuarto trimestre se destacan los siguientes hitos en la interacción con grupos de interés:

- Protocolos de relacionamiento con grupos de interés.
- Informes nacionales y regionales de monitoreo de grupos de interés.
- Segundo foro de derechos humanos y empresa en Colombia.
- Entrada en servicio de Teleiguanas (cabines telefónicas donde cualquier persona puede gratuitamente comunicarse con Ecopetrol).
- Audiencia pública de rendición de cuentas en Aguazul (Casanare).
- Sexto encuentro de proveedores.
- IV mesa de clientes marinos.
- Implementación del centro de servicios compartidos de Ecopetrol para la gestión de temas financieros, de compras y contratación, inmobiliarios, administrativos, de recursos humanos y tecnología de información.

**c. Gobierno corporativo***Asambleas extraordinarias de accionistas:*

Durante la asamblea realizada el día 12 de Octubre de 2011 el señor Roberto Steiner fue designado como representante de los accionistas minoritarios en la junta directiva, en reemplazo del señor Mauricio Cárdenas quien fue designado como Ministro de Minas y Energía. Igualmente, aprobó el nombramiento del señor Federico Rengifo como miembro no independiente de dicho órgano societario. En la Asamblea extraordinaria realizada el día 3 de Agosto de 2011 se eligió al señor Amilkar Acosta en reemplazo del señor David Rojas (Q.E.P.D.)



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

A continuación se presentan los estados financieros consolidados de Ecopetrol:

##### Estado de Resultados Consolidado

Millardos de COL\$	IV trim. 11 *	IV trim. 10 *	Cambio %	2011	2010	Cambio %
Ventas Locales	6.027,6	4.336,2	39,0%	21.577,3	16.136,6	33,7%
Ventas al Exterior	12.341,5	6.866,2	79,7%	42.412,9	23.883,9	77,6%
Ventas a Zona Franca	-	-		-	-	
Ventas de Servicios	482,6	441,7	9,3%	1.762,1	1.947,8	(9,5%)
<b>Ventas Totales</b>	<b>18.851,7</b>	<b>11.644,1</b>	<b>61,9%</b>	<b>65.752,3</b>	<b>41.968,3</b>	<b>56,7%</b>
Costos Variables	7.818,0	4.174,5	87,3%	28.047,1	18.613,7	50,7%
Costos Fijos	2.857,1	2.301,7	24,1%	8.618,0	7.345,3	17,3%
<b>Costo de Ventas</b>	<b>10.675,1</b>	<b>6.476,2</b>	<b>64,8%</b>	<b>36.665,1</b>	<b>25.959,0</b>	<b>41,2%</b>
Utilidad Bruta	8.176,6	5.167,9	58,2%	29.087,2	16.009,3	81,7%
Gastos Operativos	778,6	1.216,2	(36,0%)	3.396,2	3.130,5	8,5%
Utilidad Operacional	7.398,0	3.951,7	87,2%	25.691,0	12.878,8	99,5%
Ingresos/Gastos No operacionales	(607,3)	(147,5)	311,7%	(2.049,5)	(1.386,2)	47,9%
Provisión Impuesto de Renta	2.239,7	1.107,5	102,2%	7.955,7	3.238,7	145,6%
Interés minoritario	113,2	(5,1)	(2.319,6%)	233,4	107,5	117,1%
<b>Utilidad Neta</b>	<b>4.437,8</b>	<b>2.701,8</b>	<b>64,3%</b>	<b>15.452,4</b>	<b>8.146,4</b>	<b>89,7%</b>
EBITDA	7.952,0	4.632,2	71,7%	30.021,1	16.699,5	79,8%
Margen EBITDA	42%	40%		46%	40%	

\* No auditado, presentado únicamente para efectos ilustrativos

Para el año 2011 los mayores aportes en ventas totales de las subordinadas individualmente consideradas (sin el efecto de las eliminaciones) provinieron de la Refinería de Cartagena con COL\$7.647 millardos, Hocol con COL\$3.932 millardos y Equión con COL\$2.079 millardos.

Para el cuarto trimestre, las mayores contribuciones fueron nuevamente de la Refinería de Cartagena con COL\$2.596 millardos, Hocol con COL\$1.231 millardos y Equión con COL\$684 millardos.

Para el año 2011, las mayores utilidades netas fueron reportadas por Hocol con COL\$630 millardos, Equión con COL\$426 millardos y ODL con COL\$82 millardos. Por su parte, las mayores pérdidas netas fueron reportadas por Ecopetrol América Inc. por un total de COL\$197 millardos, debida principalmente a los gastos causados por el pozo seco Cobra y por sísmica y otros estudios realizados.

<sup>3</sup> Para efectos de la consolidación del cuarto trimestre del año 2011, se incluyeron, además de los resultados de Ecopetrol, los de las siguientes subordinadas: Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil, Ecopetrol América Inc, Ecopetrol del Perú 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 Global Capital SLU.

Los estados financieros consolidados para el cuarto trimestre de 2010 incluyen las siguientes compañías filiales: Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil, Ecopetrol América Inc, Ecopetrol del Perú 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. y Ecopetrol Transportation Investments Ltd.

**INFORMACIÓN DE PRENSA**

En el trimestre, las mayores utilidades netas fueron reportadas por Equión con COL\$266 millardos y Hocol con COL\$203 millardos. Las mayores pérdidas netas fueron las de Ecopetrol del Brasil con COL\$90 millardos y Ecopetrol América Inc. con COL\$47 millardos.

Ecopetrol del Perú, Ecopetrol de Brasil, Ecopetrol América y Bioenergy aún no reportan utilidades ya que se encuentran en etapa preoperativa o se encuentran realizando actividades exploratorias sin tener aún producción (con excepción de Ecopetrol América Inc. la cual tiene una producción aproximada de dos mil barriles por día). Del mismo modo, las filiales del negocio de transporte de crudo y productos reportan beneficios para el grupo vía menores costos de transporte.

En el acumulado del año 2011, por el método de participación patrimonial Offshore International Group (Savia Perú) aportó una utilidad neta de COL\$79 millardos, Invercolsa COL\$60 millardos y Transgas de Occidente COL\$3 millardos.

En el cuarto trimestre, mediante el método de participación patrimonial Offshore International Group (Savia Perú) aportó COL\$12,3 millardos, Invercolsa COL\$17,5 millardos y Transgas de Occidente COL\$23,6 millardos.

**Utilidad Neta Consolidada por segmento Total 2011**

Exploración y Producción	584,6
Refinación y Petroquímica	(173,0)
Transporte	58,4
Corporativo	82,0
<b>Total</b>	<b>552,0</b>

**Balance General Consolidado**

Millardos de COL\$	Diciembre 31 de 2011	Diciembre 31 de 2010	Cambio %
Activos corrientes	19.037,3	12.629,7	50,7%
Activos de largo plazo	73.240,1	56.139,7	30,5%
<b>Total Activos</b>	<b>92.277,4</b>	<b>68.769,4</b>	<b>34,2%</b>
Pasivos corrientes	15.752,4	10.042,6	56,9%
Pasivos de largo plazo	19.583,5	16.912,6	15,8%
<b>Total Pasivos</b>	<b>35.335,9</b>	<b>26.955,2</b>	<b>31,1%</b>
Patrimonio	54.688,9	41.328,2	32,3%
Interés minoritario	2.252,6	486,0	363,5%
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>92.277,4</b>	<b>68.769,4</b>	<b>34,2%</b>
Cuentas de orden deudoras	130.221,9	119.039,6	
Cuentas de orden acreedoras	111.784,6	96.981,0	

## V. Presentación de los resultados

El jueves 16 de febrero de 2012 la administración de Ecopetrol ofrecerá dos presentaciones en línea para repasar los resultados del cuarto trimestre y año 2011:

### Español

Febrero 16, 2012

1:30 p.m. Bogotá/Lima/Nueva York/Toronto

### Inglés

Febrero 16, 2012

3:00 p.m. Bogotá/Lima/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, Oensa 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 (88.5%), y sus acciones cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. (BVC) bajo el símbolo ECOPETROL, en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE), 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: 1) exploración y producción, 2) transporte, 3) refinación y 4) suministro y mercadeo.

Para mayor información sobre Ecopetrol visite la página de internet [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

### Declaraciones de proyección futura

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



## INFORMACIÓN DE 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	IV trim. 2011	IV trim. 2010	Cambio %	III trim. 2011	2011	2010	Cambio %
<b>Ingresos</b>							
Ventas Nacionales	4.787.573	3.557.612	34,6%	4.414.933	17.704.866	13.428.646	31,8%
Ventas al Exterior	9.266.890	5.672.627	63,4%	7.933.934	31.475.732	18.164.288	73,3%
Ventas a Zona Franca	1.530.298	571.559	167,7%	1.339.827	5.613.158	3.695.121	51,9%
Venta de Servicios	403.455	397.864	1,4%	379.099	1.483.320	1.373.116	8,0%
<b>Total Ingresos</b>	<b>15.988.216</b>	<b>10.199.662</b>	<b>56,8%</b>	<b>14.067.793</b>	<b>56.277.076</b>	<b>36.661.171</b>	<b>53,5%</b>
<b>Costo de Ventas</b>							
<b>Costos Variables:</b>							
Compras de hidrocarburos	3.563.405	2.038.064	74,8%	2.888.638	12.033.313	8.447.320	42,5%
Amortización y Agotamiento	15.495	(41.967)	136,9%	486.979	2.262.560	2.011.754	12,5%
Productos Importados	1.873.549	1.051.085	78,2%	1.581.397	6.265.906	3.919.466	59,9%
Servicios de Transporte de hidrocarburos	335.418	224.530	49,4%	301.364	1.121.932	779.412	43,9%
Variación de Inventarios	(363.333)	(154.077)	135,8%	94.394	(522.162)	(148.234)	252,3%
Otros	609.443	118.146	415,8%	147.519	1.202.700	441.764	172,2%
<b>Costos Fijos:</b>							
Depreciación	286.544	252.914	13,3%	288.993	1.132.520	858.538	31,9%
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	783.204	652.201	20,1%	589.389	2.395.713	2.023.103	18,4%
Mantenimiento	456.811	375.008	21,8%	267.359	1.198.449	963.137	24,4%
Costos laborales	364.886	302.953	20,4%	286.523	1.136.059	1.025.690	10,8%
Otros	436.189	235.563	85,2%	218.433	1.030.200	916.635	12,4%
<b>Total Costo de Ventas</b>	<b>8.361.611</b>	<b>5.054.420</b>	<b>65,4%</b>	<b>7.150.988</b>	<b>29.257.190</b>	<b>21.238.585</b>	<b>37,8%</b>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>7.626.605</b>	<b>5.145.242</b>	<b>48,2%</b>	<b>6.916.805</b>	<b>27.019.886</b>	<b>15.422.586</b>	<b>75,2%</b>
<b>Gastos Operacionales</b>							
Administración	178.794	116.649	53,3%	161.272	631.891	450.466	40,3%
Gastos de comercialización	481.289	242.954	98,1%	337.937	1.479.240	1.015.084	45,7%
Gastos de exploración y proyectos	(52.899)	334.160	(115,8%)	203.495	847.897	748.334	13,3%
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>7.019.421</b>	<b>4.451.479</b>	<b>57,7%</b>	<b>6.214.101</b>	<b>24.060.858</b>	<b>13.208.702</b>	<b>82,2%</b>
<b>Ingresos (gastos) No Operacionales:</b>							
Ingresos Financieros	1.447.046	1.166.450	24,1%	1.295.202	4.910.696	4.224.992	16,2%
Gastos Financieros	(1.319.596)	(1.133.341)	16,4%	(1.310.734)	(5.350.168)	(4.127.592)	29,6%
Gasto de intereses	(153.788)	(54.144)	184,0%	(55.532)	(278.636)	(64.396)	332,7%
Ingresos No Financieros	580.598	424.977	36,6%	354.042	1.478.225	929.404	59,1%
Egresos No Financieros	(1.069.442)	(547.089)	95,5%	(372.127)	(2.558.234)	(2.103.966)	21,6%
Resultados en sociedades	(21.033)	(472.223)	95,5%	134.341	552.148	(641.169)	186,1%
<b>Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta</b>	<b>6.483.206</b>	<b>3.836.109</b>	<b>69,0%</b>	<b>6.259.293</b>	<b>22.814.889</b>	<b>11.425.975</b>	<b>99,7%</b>
Provisión Impuesto de Renta	2.050.593	1.094.030	87,4%	2.062.581	7.366.556	3.079.878	139,2%
Interés minoritario							
<b>Ganancia Neta</b>	<b>4.432.613</b>	<b>2.742.079</b>	<b>61,7%</b>	<b>4.196.712</b>	<b>15.448.333</b>	<b>8.346.097</b>	<b>85,1%</b>
<b>EBITDA</b>	7.463.865	4.664.165	60,0%	7.092.306	27.879.620	16.358.448	70,4%
<b>MARGEN EBITDA</b>	47%	46%		50%	50%	45%	
<b>UTILIDAD POR ACCIÓN</b>	\$ 107,81	\$ 67,75	59,1%	\$ 103,68	\$ 379,97	\$ 206,22	84,3%

**Notas:**

En el año 2010 exclusivamente para propósitos comparativos, en el costo de ventas se realizan reclasificaciones internas entre los rubros de amortización y agotamiento -Costo variable y Otros -Costo fijo.

## INFORMACIÓN DE PRENSA

### Estado de Resultados Sin Auditar Ecopetrol Consolidado

Millones de pesos colombianos

	IV trim. 2011*	IV trim. 2010 *	Cambio %	III trim. 2011*	2011	2010	Cambio %
<b>Ingresos</b>							
Ventas Nacionales	6.027.645	4.336.171	39,0%	5.333.970	21.577.323	16.136.596	33,7%
Ventas al Exterior	12.341.453	6.866.213	79,7%	10.579.496	42.412.885	23.883.886	77,6%
Venta de Servicios	482.606	441.682	9,3%	381.206	1.762.060	1.947.829	(9,5%)
<b>Total Ingresos</b>	<b>18.851.704</b>	<b>11.644.066</b>	<b>61,9%</b>	<b>16.294.672</b>	<b>65.752.268</b>	<b>41.968.311</b>	<b>56,7%</b>
<b>Costo de Ventas</b>							
<b>Costos Variables:</b>							
Compras a Terceros	3.843.310	2.525.799	52,2%	3.757.229	14.750.481	10.365.306	42,3%
Amortización y Agotamiento	133.869	19.830	575,1%	616.134	2.767.615	2.301.086	20,3%
Productos Importados	2.716.832	1.585.325	71,4%	2.254.830	8.840.450	5.680.601	55,6%
Servicios de Transporte de hidrocarburos	300.704	194.220	54,8%	137.129	898.508	540.555	66,2%
Variación de Inventarios	(262.786)	(141.028)	86,3%	39.383	(551.718)	(251.431)	119,4%
Otros	1.086.107	(9.600)	(11.413,6%)	9.769	1.341.755	(22.439)	6.079,6%
<b>Costos Fijos:</b>							
Depreciación	464.916	466.498	(0,3%)	453.905	1.809.546	1.548.797	16,8%
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	810.402	630.560	28,5%	601.128	2.460.754	1.952.314	26,0%
Mantenimiento	567.779	502.217	13,1%	358.242	1.593.327	1.384.088	15,1%
Costos laborales	388.999	319.495	21,8%	308.669	1.219.219	1.084.149	12,5%
Otros	625.008	382.917	63,2%	336.179	1.535.119	1.375.975	11,6%
<b>Total Costo de Ventas</b>	<b>10.675.140</b>	<b>6.476.233</b>	<b>64,8%</b>	<b>8.872.597</b>	<b>36.665.056</b>	<b>25.959.001</b>	<b>41,2%</b>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>8.176.564</b>	<b>5.167.833</b>	<b>58,2%</b>	<b>7.422.075</b>	<b>29.087.212</b>	<b>16.009.310</b>	<b>81,7%</b>
<b>Gastos Operacionales</b>							
Administración	245.725	176.028	39,6%	227.910	1.018.917	603.523	68,8%
Gastos de comercialización	444.054	243.683	82,2%	256.736	1.123.916	739.828	51,9%
Gastos de exploración y proyectos	88.815	796.538	(88,8%)	311.640	1.253.416	1.787.117	(29,9%)
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>7.397.970</b>	<b>3.951.584</b>	<b>87,2%</b>	<b>6.625.789</b>	<b>25.690.963</b>	<b>12.878.842</b>	<b>99,5%</b>
<b>Ingresos (gastos) No Operacionales:</b>							
Ingresos Financieros	1.653.381	1.391.693	18,8%	4.191.432	8.322.362	4.706.491	76,8%
Gastos Financieros	(1.605.927)	(1.235.134)	30,0%	(4.255.793)	(8.811.442)	(4.522.792)	94,8%
Gasto de intereses	(178.840)	(8.584)	1.983,4%	(93.019)	(415.222)	(145.910)	184,6%
Ingresos No Financieros	679.167	430.893	57,6%	355.735	1.634.883	966.714	69,1%
Egresos No Financieros	(1.155.045)	(726.408)	59,01%	(403.036)	(2.780.112)	(2.390.728)	16,29%
<b>Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta</b>	<b>6.790.706</b>	<b>3.804.044</b>	<b>78,5%</b>	<b>6.421.108</b>	<b>23.641.432</b>	<b>11.492.617</b>	<b>105,7%</b>
Provisión Impuesto de Renta	2.239.731	1.107.502	102,2%	2.191.670	7.955.721	3.238.650	145,6%
Interés minoritario	113.214	(5.064)	(2.335,7%)	76.484	233.377	107.496	117,1%
<b>Ganancia Neta</b>	<b>4.437.761</b>	<b>2.701.606</b>	<b>64,3%</b>	<b>4.152.954</b>	<b>15.452.334</b>	<b>8.146.471</b>	<b>89,7%</b>
<b>EBITDA</b>	7.952.045	4.632.184	71,7%	7.627.677	30.021.133	16.699.494	79,8%
<b>MARGEN EBITDA</b>	42%	40%		47%	46%	40%	

#### 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



## Balance General

## No Auditado

Millones de pesos colombianos	Ecopetrol S.A.			Ecopetrol Consolidado		
	Dic. 31 de 2011	Dic. 31 de 2010	Cambio %	Dic. 31 de 2011	Dic. 31 de 2010	Cambio %
<b>Activos</b>						
<b>Activos corrientes:</b>						
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.303.043	1.592.083	170,3%	6.585.628	3.726.778	76,7%
Inversiones	1.263.937	264.765	377,4%	1.531.911	327.782	367,4%
Cuentas y documentos por cobrar	5.256.982	2.607.294	101,6%	4.635.834	2.736.592	69,4%
Inventarios	2.395.929	1.880.818	27,4%	2.761.605	2.192.088	26,0%
Otros	2.604.195	3.152.233	(17,4%)	3.522.335	3.646.398	(3,4%)
<b>Total activos corrientes</b>	<b>15.824.086</b>	<b>9.497.193</b>	<b>66,6%</b>	<b>19.037.313</b>	<b>12.629.638</b>	<b>50,7%</b>
<b>Activos no corrientes</b>						
Inversiones	17.353.028	12.336.060	40,7%	5.474.805	5.177.491	5,7%
Cuentas y documentos por cobrar	2.034.167	2.154.256	(5,6%)	407.929	372.273	9,6%
Propiedad, planta y equipo, neto	19.119.854	14.816.573	29,0%	30.033.380	22.266.258	34,9%
Recursos naturales y del medio ambiente, neto	13.753.201	11.003.159	25,0%	15.440.787	11.774.539	31,1%
Recursos entregados en administración	283.504	-				
Otros	16.883.334	15.318.756	10,2%	21.883.172	16.549.157	32,2%
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>69.427.088</b>	<b>55.628.804</b>	<b>24,8%</b>	<b>73.240.073</b>	<b>56.139.718</b>	<b>30,5%</b>
<b>Total activos</b>	<b>85.251.174</b>	<b>65.125.997</b>	<b>30,9%</b>	<b>92.277.386</b>	<b>68.769.356</b>	<b>34,2%</b>
<b>Pasivos y patrimonio</b>						
<b>Pasivos corrientes:</b>						
Obligaciones financieras	452.692	695.505	(34,9%)	831.594	1.079.169	(22,9%)
Cuentas por pagar y vinculados	4.171.148	4.159.469	0,3%	4.374.890	4.062.602	7,7%
Pasivos estimados y provisiones	1.199.646	932.883	28,6%	1.695.193	1.151.297	47,2%
Otros	7.994.837	3.500.769	128,4%	8.850.760	3.749.510	136,1%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>13.818.323</b>	<b>9.288.626</b>	<b>48,8%</b>	<b>15.752.437</b>	<b>10.042.578</b>	<b>56,9%</b>
<b>Pasivos de largo plazo</b>						
Obligaciones financieras	5.718.463	5.918.710	(3,4%)	7.969.978	7.833.715	1,7%
Obligaciones laborales a largo plazo	3.180.270	2.806.043	13,3%	3.190.229	2.814.021	13,4%
Pasivos estimados y provisiones	3.984.580	3.337.377	19,4%	4.084.829	3.398.603	20,2%
Otros	3.538.500	2.247.365	57,5%	4.338.427	2.866.307	51,4%
<b>Total pasivos de largo plazo</b>	<b>16.421.813</b>	<b>14.309.495</b>	<b>14,8%</b>	<b>19.583.463</b>	<b>16.912.646</b>	<b>15,8%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>30.240.136</b>	<b>23.598.121</b>	<b>28,1%</b>	<b>35.335.900</b>	<b>26.955.224</b>	<b>31,1%</b>
Interés minoritario				2.252.631	485.951	363,6%
<b>Patrimonio</b>	<b>55.011.038</b>	<b>41.527.876</b>	<b>32,5%</b>	<b>54.688.855</b>	<b>41.328.181</b>	<b>32,3%</b>
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>85.251.174</b>	<b>65.125.997</b>	<b>30,9%</b>	<b>92.277.386</b>	<b>68.769.356</b>	<b>34,2%</b>
<b>Cuentas de orden deudoras *</b>	<b>122.266.344</b>	<b>116.788.822</b>		<b>130.221.873</b>	<b>119.039.595</b>	
<b>Cuentas de orden acreedoras *</b>	<b>103.461.130</b>	<b>92.600.806</b>		<b>111.784.599</b>	<b>96.981.023</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.

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

Millones de pesos colombianos

	IV trim. 2011 *	IV trim. 2010 *	Cambio %	III trim. 2011 *	2011	2010	Cambio %
<b>Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación</b>							
<b>Excedente del Ejercicio</b>	4.432.613	2.742.078	61,7%	4.196.712	15.448.333	8.346.097	85,1%
<b>Movimiento de partidas que no involucran efectivo</b>							
Depreciación, agotamiento y amortización	927.255	250.834	269,7%	1.088.944	4.594.483	3.324.840	38,1%
Provisiones, neto	211.883	(95.310)	322,3%	(13.545)	150.854	(18.857)	900,0%
Baja en propiedades, planta y equipo	(2.320)	(168.913)	98,6%	1.921	-	38.945	(100,0%)
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	418	3.371	(87,6%)	-	418	3.395	(87,7%)
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	-	9.110	(100,0%)	-	-	39.668	(100,0%)
Pérdida en baja de otros activos	12	287.918	(100,0%)	20	300	287.918	(99,9%)
Utilidad (pérdida) método de participación	21.031	472.224	(95,5%)	(134.340)	(552.148)	641.168	(186,1%)
<b>Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:</b>							
Deudores	1.607.939	(781.745)	305,7%	(1.619.376)	(2.071.923)	(320.460)	546,5%
Inventarios	(375.343)	(160.200)	134,3%	59.917	(563.619)	(149.307)	277,5%
Diferidos y otros activos	132.934	(218.145)	160,9%	(169.525)	(1.579.232)	(793.658)	99,0%
Cuentas por pagar	(2.280.447)	(1.439.881)	58,4%	(366.410)	(133.719)	651.791	(120,5%)
Impuestos por pagar	1.919.131	1.016.996	88,7%	1.602.787	5.401.192	1.250.952	331,8%
Obligaciones laborales	(117.336)	(22.709)	416,7%	31.218	(97.256)	(29.661)	227,9%
Pasivos estimados y provisiones	50.384	(428.199)	111,8%	35.810	(7.496)	(293.100)	97,4%
<b>Efectivo generado por actividades de operación</b>	<b>6.528.154</b>	<b>1.467.429</b>	<b>344,9%</b>	<b>4.714.133</b>	<b>20.590.187</b>	<b>12.979.731</b>	<b>58,6%</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión:</b>							
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	-	(2.000)	100,0%	(55.809)	(868.954)	(1.163.131)	
Compra de inversiones	(2.027.495)	(4.369.467)	53,6%	(71.606)	(11.685.030)	(11.808.784)	1,0%
Redención y venta de inversiones	1.035.728	3.660.021	(71,7%)	(1.150.681)	8.420.670	9.604.385	(12,3%)
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	-	4.751	(100,0%)	-	-	4.751	0,0%
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1.386.313)	(1.329.834)	(4,2%)	(785.202)	(3.566.030)	(3.474.200)	2,6%
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(1.739.619)	(1.642.784)	5,9%	(1.808.792)	(6.109.240)	(4.341.012)	40,7%
<b>Efectivo neto generado por las actividades de inversión</b>	<b>(4.117.699)</b>	<b>(3.679.313)</b>	<b>11,9%</b>	<b>(3.872.090)</b>	<b>(13.808.585)</b>	<b>(11.177.991)</b>	<b>23,5%</b>
<b>Flujo de efectivo en actividades de financiación</b>							
Obligaciones financieras	(387.572)	1.601.477	(124,2%)	151.475	(440.939)	1.192.762	(137,0%)
Capitalizaciones	1.750.189	(31)		478.467	2.228.683	525	
Dividendos	(1.942.683)	(1.221.044)	59,1%	(1.994.449)	(5.858.386)	(3.689.940)	58,8%
<b>Efectivo neto usado en actividades de financiación</b>	<b>(580.066)</b>	<b>380.402</b>	<b>(252,5%)</b>	<b>(1.364.507)</b>	<b>(4.070.642)</b>	<b>(2.496.653)</b>	<b>63,0%</b>
<b>(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>1.830.389</b>	<b>(1.831.482)</b>	<b>199,9%</b>	<b>(522.464)</b>	<b>2.710.960</b>	<b>(694.913)</b>	<b>490,1%</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	2.472.654	3.423.565	(27,8%)	2.995.118	1.592.083	2.286.996	(30,4%)
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b>4.303.043</b>	<b>1.592.083</b>	<b>170,3%</b>	<b>2.472.654</b>	<b>4.303.043</b>	<b>1.592.083</b>	<b>170,3%</b>

**NOTAS:**

\* No auditado, se muestra para efectos ilustrativos

## INFORMACIÓN DE PRENSA

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

Millones de pesos colombianos	IV trim. 2011 *	IV trim. 2010 *	Cambio %	III trim. 2011 *	2011	2010	Cambio %
<b>Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación</b>							
<b>Excedente del Ejercicio</b>	4.437.761	2.701.607	64,3%	4.152.954	15.452.334	8.146.471	89,7%
<b>Movimiento de partidas que no involucran efectivo</b>							
Depreciación, agotamiento y amortización	1.270.254	869.922	46,0%	1.389.785	5.849.166	4.348.095	34,5%
Provisiones - neto	193.519	50.991	279,5%	(6.933)	141.137	179.916	(21,6%)
Baja en propiedades, planta y equipo	418	3.395	(87,7%)	1.921	418	3.395	(87,7%)
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	(2.320)	(168.937)	98,6%	-	-	38.945	(100,0%)
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	-	9.110	(100,0%)	-	-	39.668	(100,0%)
Pérdida en baja de otros activos	12	287.918	(100,0%)	20	300	287.918	(99,9%)
Utilidad en método de participación	(53.055)	(27.374)	93,8%	(8.675)	(141.275)	(82.772)	70,7%
<b>Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:</b>							
Deudores	1.861.684	1.789.258	(4,0%)	(1.256.620)	(1.263.731)	794.512	(259,1%)
Inventarios	(209.456)	(131.445)	59,3%	(28.881)	(620.874)	(129.823)	378,2%
Diferidos y otros activos	(1.674.074)	1.275.069	(231,3%)	55.058	(2.224.662)	698.423	(418,5%)
Cuentas por pagar	(2.394.614)	(937.795)	155,3%	(4.316)	219.486	1.248.736	(82,4%)
Impuestos por pagar	2.827.276	(1.856.199)	252,3%	1.821.745	5.090.247	(618.441)	923,1%
Obligaciones laborales	(108.374)	(19.631)	452,1%	47.036	(68.063)	(26.737)	154,6%
Pasivos estimados y provisiones	704.266	564.643	24,7%	(344.467)	956.692	(571.495)	267,4%
<b>Efectivo generado por actividades de operación</b>	<b>6.853.297</b>	<b>4.410.532</b>	<b>55,4%</b>	<b>5.818.627</b>	<b>23.391.175</b>	<b>14.356.811</b>	<b>62,9%</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión:</b>							
Pago por compra de compañías, neto del efectivo adquirido	-	-	-	(55.809)	(868.954)	(1.163.131)	25,3%
Compra de inversiones	(2.027.495)	(4.369.467)	(53,6%)	(71.606)	(11.685.030)	(11.808.784)	1,0%
Redención y venta de inversiones	1.604.767	4.415.408	(63,7%)	(879.199)	9.373.897	10.578.201	(11,4%)
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	-	4.751	(100,0%)	-	-	4.751	(100,0%)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1.503.637)	(1.501.324)	0,2%	(1.026.393)	(4.862.867)	(3.874.824)	25,5%
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(3.253.370)	(2.914.120)	11,6%	(2.969.425)	(10.478.657)	(6.445.151)	62,6%
<b>Efectivo neto usado en las actividades de inversión</b>	<b>(5.179.735)</b>	<b>(4.364.752)</b>	<b>(18,7%)</b>	<b>(5.002.432)</b>	<b>(18.521.611)</b>	<b>(12.708.938)</b>	<b>45,7%</b>
<b>Flujo de efectivo en actividades de financiación</b>							
Interés minoritario	1.032.299	(466.854)	321,1%	128.403	1.766.680	(455.360)	488,0%
Obligaciones financieras	(157.817)	1.638.974	(109,6%)	(117.505)	(109.191)	2.761.449	(104,0%)
Capitalizaciones	1.750.189	(31)	-	478.467	2.228.683	525	-
Dividendos	(1.981.183)	(1.320.932)	100,0%	(1.994.449)	(5.896.886)	(3.789.828)	55,6%
<b>Efectivo neto usado en actividades de financiación</b>	<b>643.488</b>	<b>(148.843)</b>	<b>532,3%</b>	<b>(1.505.084)</b>	<b>(2.010.714)</b>	<b>(1.483.214)</b>	<b>35,6%</b>
<b>(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>2.317.050</b>	<b>(103.063)</b>	<b>2.348,2%</b>	<b>(688.889)</b>	<b>2.858.850</b>	<b>164.659</b>	<b>1.636,2%</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	4.268.578	3.829.841	11,5%	4.957.467	3.726.778	3.562.119	4,6%
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b>6.585.628</b>	<b>3.726.778</b>	<b>76,7%</b>	<b>4.268.578</b>	<b>6.585.628</b>	<b>3.726.778</b>	<b>76,7%</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	IV trim. 2011*	IV trim. 2010 *	Cambio %	III trim. 2011 *	2011	2010	Cambio %
<b>CALCULO DEL EBITDA</b>							
Utilidad operacional	7.019.420	4.451.479	57,7%	6.214.100	24.060.858	13.208.702	82,2%
Más: Depreciación, agotamiento y amortizaciones	444.445	212.686	109,0%	878.206	3.818.762	3.149.746	21,2%
<b>EBITDA NO CONSOLIDADO</b>	<b>7.463.865</b>	<b>4.664.165</b>	<b>60,0%</b>	<b>7.092.306</b>	<b>27.879.620</b>	<b>16.358.448</b>	<b>70,4%</b>
<b>CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA</b>							
Utilidad neta	4.432.613	2.742.078	61,7%	4.196.712	15.448.333	8.346.097	85,1%
Depreciación, agotamiento y amortización	444.445	212.686	109,0%	878.206	3.818.762	3.149.746	21,2%
Ingresos financieros	(1.447.046)	(1.166.449)	24,1%	(1.295.202)	(4.910.696)	(4.224.992)	16,2%
Gastos financieros	1.473.384	1.187.485	24,1%	1.366.265	5.628.804	4.191.988	34,3%
Ingresos No Financieros	(580.597)	(424.977)	36,6%	(354.043)	(1.478.225)	(929.404)	59,1%
Egresos No Financieros	1.069.442	547.089	95,5%	372.127	2.558.234	2.103.966	21,6%
Resultados en sociedades	21.031	472.223	-95,5%	(134.340)	(552.148)	641.168	-186,1%
Provisión de renta	2.050.593	1.094.030	87,4%	2.062.581	7.366.556	3.079.879	139,2%
<b>EBITDA NO CONSOLIDADO</b>	<b>7.463.865</b>	<b>4.664.165</b>	<b>60,0%</b>	<b>7.092.306</b>	<b>27.879.620</b>	<b>16.358.448</b>	<b>70,4%</b>

## Ecopetrol Consolidado

COL\$ Millones	IV trim. 2011*	IV trim. 2010 *	Cambio %	III trim. 2011 *	2011	2010	Cambio %
<b>CALCULO DEL EBITDA</b>							
Utilidad operacional	7.397.969	3.951.585	87,2%	6.625.789	25.690.963	12.878.842	99,5%
Más: Depreciación, agotamiento y amortizaciones	751.784	813.812	-7,6%	1.178.258	5.033.025	4.185.799	20,2%
Interes minoritario	(197.708)	(133.214)	48,4%	(176.370)	(702.855)	(365.147)	92,5%
<b>EBITDA CONSOLIDADO</b>	<b>7.952.045</b>	<b>4.632.183</b>	<b>71,7%</b>	<b>7.627.677</b>	<b>30.021.133</b>	<b>16.699.494</b>	<b>79,8%</b>
<b>CONCILIACION UTILIDAD NETA VS EBITDA</b>							
Utilidad neta	4.437.761	2.701.607	64,3%	4.152.954	15.452.334	8.146.472	89,7%
Depreciación, agotamiento y amortización	751.784	813.812	-7,6%	1.178.258	5.033.025	4.185.799	20,2%
Ingresos financieros	(1.653.381)	1.560.803	-205,9%	(4.282.750)	(8.322.362)	(4.706.491)	76,8%
Gastos financieros	1.784.766	(1.708.778)	-204,4%	4.360.585	9.226.664	4.668.702	97,6%
Ingresos No Financieros	(679.168)	(430.893)	57,6%	(264.417)	(1.634.884)	(966.714)	69,1%
Egresos No Financieros	1.155.046	726.408	59,0%	391.263	2.780.113	2.390.728	16,3%
Interes minoritario de las utilidades	113.214	(5.065)	-2335,2%	76.484	233.377	107.495	117,1%
Provisión de renta	2.239.731	1.107.502	102,2%	2.191.670	7.955.721	3.238.650	145,6%
Interes minoritario del Ebitda	(197.708)	(133.213)	48,4%	(176.370)	(702.855)	(365.147)	92,5%
<b>TOTAL EBITDA</b>	<b>7.952.045</b>	<b>4.632.183</b>	<b>71,7%</b>	<b>7.627.677</b>	<b>30.021.133</b>	<b>16.699.494</b>	<b>79,8%</b>

\* No auditado, se muestra para propósitos ilustrativos

## VII. Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias

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

### Exploración y Producción

#### 1. Hocol:

<b>Estado de Resultados</b> <b>Millardos de COP\$</b>	<b>IV trim. 2011</b>	<b>IV trim. 2010</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Ventas locales	2,9	4,8	9,1	27,8
Ventas de exportación	1.228,1	652,2	3.922,5	2.446,4
Ventas de servicios				
<b>Ventas Totales</b>	<b>1.231,0</b>	<b>657,0</b>	<b>3.931,6</b>	<b>2.474,1</b>
Costos Variables	742,5	379,1	2.412,9	1.564,6
Costos Fijos	115,8	101,3	438,6	314,7
<b>Costo de Ventas</b>	<b>858,3</b>	<b>480,3</b>	<b>2.851,4</b>	<b>1.879,4</b>
Utilidad Bruta	372,7	176,6	1.080,2	594,8
Gastos Operativos	62,4	125,5	170,7	283,7
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>310,3</b>	<b>51,1</b>	<b>909,4</b>	<b>311,1</b>
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	280,9	50,2	915,2	268,8
Impuesto de renta	78,1	(0,3)	285,3	36,0
<b>Utilidad Neta</b>	<b>202,8</b>	<b>50,5</b>	<b>629,9</b>	<b>232,8</b>
EBITDA	359,2	73,3	1.179,5	503,3
Margen EBITDA	29%	11%	30%	20%

### Balance General

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>Dic. 31 de 2011</b>	<b>Dic. 31 de 2010</b>
Activos corrientes	1.400,7	931,2
Activos de largo plazo	1.613,5	1.417,2
<b>Total Activos</b>	<b>3.014,2</b>	<b>2.348,4</b>
Pasivos corrientes	557,2	566,8
Pasivos de largo plazo	178,4	145,3
Impuesto diferido		
<b>Total Pasivos</b>	<b>735,6</b>	<b>712,1</b>
Patrimonio	2.278,6	1.636,3
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>3.014,2</b>	<b>2.348,4</b>

## 2. Savia Perú

### Estado de Resultados

Millones de USD\$	IV trim 2011	IV trim 2010	2011	2010
Ventas locales	149,0	88,5	416,6	318,8
Ventas de servicios	6,1	1,2	11,5	1,8
Ventas Totales	155,0	89,7	428,1	320,6
Costos Variables	22,5	38,5	134,8	132,1
Costos Fijos	42,3	18,0	78,4	53,4
Costo de Ventas	64,7	56,5	213,2	185,5
Utilidad Bruta	90,3	33,2	214,9	135,1
Gastos Operativos	45,6	8,7	75,0	61,3
Utilidad Operacional	44,7	24,5	139,9	73,8
Utilidad (pérdida) Antes de Impuest	43,3	7,9	136,3	74,1
Impuesto de renta	4,0	1,8	16,6	18,2
Impuesto diferido	1,8	4,0	20,9	9,1
Utilidad Neta	37,5	2,1	98,8	46,8
EBITDA	87,5	42,4	212,2	117,2
Margen EBITDA	59%	48%	51%	37%

### Balance General

Millones de USD\$	Dic. 31 de 2011	Dic. 31 de 2010
Activos corrientes	237,5	221,7
Activos de largo plazo	583,7	399,9
Total Activos	821,2	621,6
Pasivos corrientes	254,2	65,6
Pasivos de largo plazo	79,8	126,8
Impuesto diferido	42,1	20,4
Total Pasivos	376,1	212,8
Patrimonio	445,2	408,8
Total Pasivo y Patrimonio	821,2	621,6



### 3. Equión

#### Estado de Resultados

Millardos de COP\$	IV trim 11	III trim. 11	2011
Ventas locales	53,4	43,3	150,3
Ventas de exportación	629,1	431,8	1.924,6
Ventas de servicios	1,3	1,0	3,9
<b>Ventas Totales</b>	<b>683,8</b>	<b>476,1</b>	<b>2.078,7</b>
Costos Variables	317,6	256,2	1.022,1
Costos Fijos	56,6	34,8	144,7
<b>Costo de Ventas</b>	<b>374,1</b>	<b>291,0</b>	<b>1.166,8</b>
Utilidad Bruta	309,7	185,1	911,9
Gastos Operativos	13,5	22,1	160,8
Utilidad Operacional	296,1	163,1	751,1
Utilidad (pérdida) antes de Impuestos	364,2	151,4	699,1
Impuesto de renta	98,0	63,9	272,6
<b>Utilidad Neta</b>	<b>266,2</b>	<b>87,5</b>	<b>426,5</b>

EBITDA	179,1	101,0	458,7
Margen EBITDA	26%	21%	22%

#### Balance General

Millardos de COP\$	Dic. 31 de 2011	Sep. 30 de 2011
Activos corrientes	1.061,1	850,9
Activos de largo plazo	2.112,1	1.126,7
<b>Total Activos</b>	<b>3.173,2</b>	<b>1.977,6</b>
Pasivos corrientes	800,1	763,7
Pasivos de largo plazo	154,4	159,5
<b>Total Pasivos</b>	<b>954,5</b>	<b>923,2</b>
Patrimonio	2.218,7	1.054,4
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>3.173,2</b>	<b>1.977,6</b>

**INFORMACIÓN DE PRENSA**
**Refinación y Petroquímica**
**1. Propilco**

<b>Ventas (toneladas)</b>	<b>IV. trim. 11</b>	<b>IV. trim. 10</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Polipropileno	93.646	101.755	376.707	404.759
Comercialización Polipropileno COMAI	4.397	2.319	13.019	9.782
<b>Total</b>	<b>98.043</b>	<b>104.073</b>	<b>389.726</b>	<b>414.542</b>

**Estado de Resultados**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>IV trim. 2011</b>	<b>IV trim. 2010</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Ventas locales	152,0	177,5	703,5	679,0
Ventas de exportación	186,4	162,6	778,2	652,3
Ventas de servicios				
<b>Ventas Totales</b>	<b>338,4</b>	<b>340,2</b>	<b>1.481,7</b>	<b>1.331,3</b>
Costos Variables	289,0	267,6	1.248,5	1.133,7
Costos Fijos	28,0	24,9	106,6	87,9
<b>Costo de Ventas</b>	<b>317,0</b>	<b>292,5</b>	<b>1.355,1</b>	<b>1.221,6</b>
Utilidad Bruta	21,4	47,6	126,6	109,6
Gastos Operativos	25,7	23,8	99,6	93,7
Utilidad Operacional	(4,2)	23,8	27,0	15,9
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	3,4	24,7	38,3	72,5
Provisión impuesto de renta	1,6	2,8	6,5	7,1
Interés minoritario				
<b>Utilidad Neta</b>	<b>1,8</b>	<b>21,9</b>	<b>31,8</b>	<b>65,4</b>
EBITDA	8,3	36,7	77,9	60,0
Margen EBITDA	2%	11%	5%	5%

**Balance General**

	<b>Dic. 31 de 2011</b>	<b>Dic. 31 de 2010</b>
<b>Millardos de COP\$</b>		
Activos corrientes	633,7	531,5
Activos de largo plazo	540,9	530,8
<b>Total Activos</b>	<b>1.174,6</b>	<b>1.062,3</b>
Pasivos corrientes	362,6	394,5
Pasivos de largo plazo	155,8	31,8
<b>Total Pasivos</b>	<b>518,4</b>	<b>426,3</b>
Patrimonio	656,2	636,0
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>1.174,6</b>	<b>1.062,3</b>

## 2. Reficar

Ventas (KBDC)	IV. trim. 11	IV. trim. 10	ene-dic 11	ene-Dic 10
Local	45,37	39,26	42,99	40,19
Exportación	55,60	23,28	55,47	42,40
<b>Total</b>	<b>100,97</b>	<b>62,54</b>	<b>98,46</b>	<b>82,59</b>

## Estado de Resultados

Millardos de COP\$	IV trim. 2011	IV trim. 2010	2011	2010
Ventas locales	1.226,6	839,4	3.518,9	2.551,3
Ventas de exportación	1.368,9	514,4	4.127,9	2.351,5
Ventas de servicios				
Ventas Totales	2.595,5	1.353,7	7.646,7	4.902,8
Costos Variables	2.569,2	1.274,2	7.299,1	4.628,5
Costos Fijos	103,0	150,8	272,9	315,6
Costo de Ventas	2.672,3	1.425,0	7.572,0	4.944,1
Utilidad Bruta	(76,8)	(71,2)	74,7	(41,3)
Gastos Operativos	31,8	20,8	128,2	61,3
Utilidad Operacional	(108,6)	(92,0)	(53,5)	(102,6)
Ingresos No Operacionales	109,3	28,8	247,0	79,2
Gastos No Operacionales	(203,3)	(193,5)	(350,5)	(273,7)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(202,5)	(256,7)	(157,1)	(297,1)
Provisión impuesto de renta	1,5	2,7	4,9	8,1
Interés minoritario				
Utilidad (Pérdida) Neta	(204,0)	(259,4)	(162,0)	(305,2)
EBITDA	(71,2)	(18,2)	65,9	50,3
Margen EBITDA	-3%	-1%	1%	1%

## Balance General

Millardos de COP\$	Dic. 31 de 2011	Dic. 31 de 2010
Activos corrientes	1.307,3	733,3
Activos de largo plazo	5.753,7	3.468,6
Total Activos	7.061,0	4.201,9
Pasivos corrientes	2.494,3	1.077,8
Pasivos de largo plazo	2.006,1	397,6
Total Pasivos	4.500,4	1.475,4
Patrimonio	2.560,6	2.726,5
Total Pasivo y Patrimonio	7.061,0	4.201,9

**Transporte****1. Ocensa**

<b>Volúmenes transportados (KBDC)</b>	<b>IV. trim. 11</b>	<b>IV. trim. 10</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Cusiana-Porvenir	129,3	51,6	152,3	52,3
Porvenir-Vasconia	573,8	471,9	563,3	458,1
Vasconia-Coveñas	393,8	268,2	367,7	272,0
Coveñas-Puerto Exp.	389,0	271,6	365,1	269,5

**Estado de Resultados**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>IV trim. 2011</b>	<b>IV trim. 2010</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Ventas de servicios	138,8	66,0	857,3	1.110,6
Ventas Totales	138,8	66,0	857,3	1.110,6
Costo de Ventas	199,6	193,4	716,8	679,8
Utilidad Bruta	(60,9)	(127,3)	140,5	430,8
Gastos Operativos	19,0	20,2	67,8	53,9
Utilidad Operacional	(79,9)	(147,6)	72,8	376,9
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(91,2)	(22,1)	5,3	366,6
Provisión impuesto de renta	1,3	(7,0)	5,3	89,1
Interés minoritario	-	-	-	-
Utilidad Neta	(92,5)	(15,1)	0,0	277,5

EBITDA	15,7	171,6	299,0	487,6
Margen EBITDA	11%	260%	35%	44%

**Balance General**

	<b>Dic. 31 de 2011</b>	<b>Dic. 31 de 2010</b>
<b>Millardos de COP\$</b>		
Activos corrientes	784,7	937,6
Activos de largo plazo	3.828,2	1.203,3
Total Activos	4.612,9	2.140,9
Pasivos corrientes	347,4	458,9
Pasivos de largo plazo	920,8	1.101,4
Total Pasivos	1.268,2	1.560,3
Patrimonio	3.344,7	580,6
Total Pasivo y Patrimonio	4.612,9	2.140,9

**INFORMACIÓN DE PRENSA**
**2. ODL**

	<b>IV. trim. 11</b>	<b>IV. trim. 10</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Volumenes transportados (KBDC)	220,5	146,6	208,1	137,9

**Estado de Resultados**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>IV trim. 2011</b>	<b>IV trim. 2010</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Ventas de servicios	122,7	58,6	380,5	180,3
Ventas Totales	122,7	58,6	380,5	180,3
Costos Variables	22,0	5,3	62,2	24,1
Costos Fijos	70,0	27,8	188,5	99,0
Costo de Ventas	92,0	33,1	250,7	123,1
Utilidad Bruta	30,6	25,5	129,8	57,2
Gastos Operativos	4,8	2,9	15,0	7,7
Utilidad Operacional	25,9	22,7	114,8	49,6
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	14,0	22,4	86,3	22,6
Provisión impuesto de renta	1,1	1,0	4,3	4,0
Interés minoritario				
Utilidad Neta	12,9	21,4	82,0	18,6
EBITDA	32,1	27,6	128,1	75,9
Margen EBITDA	26%	47%	34%	42%

**Balance General**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>Dic. 31 de 2011</b>	<b>Dic. 31 de 2010</b>
Activos corrientes	361,3	412,5
Activos de largo plazo	1.780,1	1.441,7
Total Activos	2.141,4	1.854,2
Pasivos corrientes	146,7	110,9
Pasivos de largo plazo	1.316,9	1.303,8
Total Pasivos	1.463,6	1.414,7
Patrimonio	677,8	439,5
Total Pasivo y Patrimonio	2.141,4	1.854,2

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

<b>Ventas (KBPED)</b>	<b>IV. trim. 11</b>	<b>IV. trim. 10</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Biodiesel	2,0	1,5	2,0	0,8
Glicerina	0,1	0,1	0,2	0,1
<b>Total</b>	<b>2,1</b>	<b>1,7</b>	<b>2,1</b>	<b>0,8</b>

**Estado de Resultados**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>IV trim 2011</b>	<b>IV trim 2010</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Ventas locales	98,0	56,7	290,9	94,9
Ventas de servicios	-	-	-	-
<b>Ventas Totales</b>	<b>98,0</b>	<b>56,7</b>	<b>290,9</b>	<b>94,9</b>
Costos Variables	91,4	50,5	269,8	85,4
Costos Fijos	-	-	-	-
<b>Costo de Ventas</b>	<b>91,4</b>	<b>50,5</b>	<b>269,8</b>	<b>85,4</b>
Utilidad Bruta	6,6	6,2	21,1	9,5
Gastos Operativos	4,1	0,7	13,1	1,5
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>2,6</b>	<b>5,5</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	-	3,8	-	3,7
Provisión impuesto de renta	-	-	-	-
Interés minoritario	-	-	-	-
<b>Utilidad Neta</b>	<b>-</b>	<b>3,8</b>	<b>-</b>	<b>3,7</b>
EBITDA Millardos de COP\$	6,4	5,5	20,8	8,0
Margen EBITDA	7%	10%	7%	8%

**Balance General**

<b>Millardos de COP\$</b>	<b>Dic. 31 de 2011</b>	<b>Dic. 31 de 2010</b>
Activos corrientes	47,9	26,0
Activos de largo plazo	90,3	102,7
<b>Total Activos</b>	<b>138,2</b>	<b>128,7</b>
Pasivos corrientes	54,9	47,2
Pasivos de largo plazo	61,9	56,5
<b>Total Pasivos</b>	<b>116,8</b>	<b>103,7</b>
Patrimonio	21,4	25,0
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>138,2</b>	<b>128,7</b>