

Ecopetrol S.A presenta sus resultados para el tercer trimestre y el período enero - septiembre del año 2011

- **La producción del Grupo Empresarial durante el período enero - septiembre fue 18,5% superior a la del mismo período de 2010. La producción del tercer trimestre del año superó en 15,7% la del tercer trimestre del año anterior.**
- **Los ingresos, la utilidad operacional, el ebitda y la utilidad neta de Ecopetrol S.A. durante el período enero - septiembre crecieron 52,3%, 94,6%, 74,6% y 96,6% respectivamente, frente al mismo período del año anterior.**
- **La utilidad neta de Ecopetrol S.A. durante el período enero - septiembre fue de COL\$11.015,7 millardos, equivalente a COL\$272,16 por acción.**

BOGOTÁ, 24 de octubre de 2011/ -- Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; BVL: EC; TSX: ECP) anunció hoy los resultados financieros no auditados, tanto consolidados como no consolidados, para el tercer trimestre y para el período enero - septiembre del año 2011, preparados y presentados de acuerdo con el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) de la Contaduría General de la Nación de Colombia y en pesos colombianos (COL\$).

Resultados financieros más relevantes de Ecopetrol S.A.

No consolidado (Ecopetrol S.A.)

(Millardos de COL\$)	III trim. 11 *	III trim. 10 *	%	Ene-sep 2011*	Ene-sep 2010*	%
Ventas Totales	14.067,7	8.586,6	63,8%	40.288,9	26.461,6	52,3%
Utilidad Operacional	6.214,0	2.865,8	116,8%	17.041,5	8.757,3	94,6%
Utilidad Neta	4.196,7	1.702,3	146,5%	11.015,7	5.604,1	96,6%
Utilidad por acción (COL\$)	103,68	42,06		272,16	138,46	
EBITDA	7.092,3	3.952,1	79,5%	20.415,8	11.694,3	74,6%
Margen EBITDA	50%	46%		51%	44%	

Consolidado (Ecopetrol y Subordinadas)

(Millardos de COL\$)	III trim. 11 *	III trim. 10 *	%	Ene-sep 2011*	Ene-sep 2010*	%
Ventas Totales	16.294,5	9.892,2	64,7%	46.900,6	30.324,2	54,7%
Utilidad Operacional	6.625,6	2.833,4	133,8%	18.292,9	8.927,3	104,9%
Utilidad Neta	4.152,8	1.789,6	132,1%	11.014,5	5.444,9	102,3%
EBITDA	7.627,7	4.033,0	89,1%	22.069,1	12.067,3	82,9%
Margen EBITDA	47%	41%		47%	40%	

* No auditado, presentado únicamente para efectos ilustrativos

El presidente de Ecopetrol, Javier Gutiérrez, declaró: "Tuvimos un tercer trimestre muy activo. En el período julio - septiembre la compañía nuevamente alcanzó resultados financieros y operativos históricamente altos. En los resultados operativos se destacan los éxitos exploratorios en el bloque Caño Sur, el nuevo record de producción, la ampliación de la infraestructura de transporte y el avance en los proyectos de modernización de las refinerías.



INFORMACIÓN DE PRENSA

Entre julio 27 y agosto 17 realizamos la segunda ronda de emisión de acciones del proceso de Capitalización, con excelentes resultados en una coyuntura económica difícil a nivel mundial. Obtuvimos recursos por COL\$2,4 billones para la financiación de nuestro plan de inversiones, los cuales fueron aportados por 219.054 colombianos. Con esto, hoy Ecopetrol es orgullosa de poder decir que es la empresa colombiana con mayor número de accionistas al haber alcanzado una cifra récord de 521.540.

Finalmente, quiero hacer mención a un importante hito alcanzado en septiembre en nuestra dimensión de Responsabilidad Corporativa. A partir de dicho mes, Ecopetrol hace parte del Índice de Sostenibilidad del Dow Jones Mundial (DJSIW), con lo cual se posiciona dentro del selecto grupo conformado por el 10% de las empresas que en el mundo tienen el mejor desempeño en sostenibilidad dentro de un universo de 2.500 compañías que cotizan en bolsa y que hace parte del indicador mundial del Dow Jones. Llegar a formar parte de este índice era una meta que nos habíamos trazado para el año 2015, pero la hemos logrado cuatro años antes, lo cual gratifica todo el trabajo realizado.”

Ecopetrol S.A presenta sus resultados para el tercer trimestre y el período enero - septiembre del año 2011

Tabla de contenido

I.	Resultados financieros y operativos	4
a.	Disponibilidad de crudo y productos	4
b.	Ventas volumétricas de Ecopetrol	5
c.	Comportamiento de los precios de crudos y productos	7
d.	Resultados financieros	7
e.	Posición de caja Ecopetrol S.A.	10
f.	Resultados por segmentos de Ecopetrol S.A	11
g.	Balance general (Ecopetrol S.A.)	12
II.	Aspectos del negocio	13
a.	Exploración	13
b.	Producción	16
c.	Refinación	19
d.	Transporte	20
e.	Biocombustibles	22
f.	Plan de inversiones	23
III.	Consolidación organizacional	23
a.	Consolidación organizacional	23
b.	Responsabilidad corporativa	24
c.	Gobierno corporativo	25
IV.	Resultados financieros de Ecopetrol y sus subordinadas (consolidados)	26
V.	Presentación de los resultados	28
VI.	Anexos	30
VII.	Resultados de las Subordinadas	36

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

KBPED	III. trim. 11	III. trim. 10	%	ene-sep. 11	ene-sep. 10	%
Crudo	575,2	498,9	15,3%	563,5	471,9	19,4%
Gas natural	102,3	98,4	4,0%	99,3	97,5	1,8%
Total	677,5	597,3	13,4%	662,8	569,4	16,4%

(-) Regalías

KBPED	III. trim. 11	III. trim. 10	%	ene-sep. 11	ene-sep. 10	%
Crudo	87,5	77,8	12,5%	86,4	71,3	21,2%
Gas natural	22,2	20,3	9,4%	21,1	19,1	10,5%
Total	109,7	98,1	11,8%	107,5	90,4	18,9%

(=) Producción neta de crudo y gas

KBPED	III. trim. 11	III. trim. 10	%	ene-sep. 11	ene-sep. 10	%
Crudo	487,7	421,1	15,8%	477,1	400,6	19,1%
Gas natural	80,1	78,1	2,6%	78,2	78,4	(0,3%)
Total	567,8	499,2	13,7%	555,3	479,0	15,9%

Compras (kbped)*

	III. trim. 11	III. trim. 10	%	ene-sep. 11	ene-sep. 10	%
Crudo	190,8	174,4	9,4%	184,9	175,1	5,6%
Productos	7,5	3,5	114,3%	6,7	5,2	28,8%
Gas natural	40,2	36,4	10,4%	37,5	37,9	(1,1%)
Total compras	238,5	214,3	11,3%	229,1	218,2	5,0%

Importaciones (kbped)

	III. trim. 11	III. trim. 10	%	ene-sep. 11	ene-sep. 10	%
Productos	80,3	48,1	66,9%	74,3	59,5	24,9%

*El volumen de compras incluye las regalías de Ecopetrol y otras compañías
No incluye variaciones de inventarios

La principal fuente de hidrocarburos para la operación de Ecopetrol S.A. fue la producción neta de crudo y gas, la cual en el período enero - septiembre de 2011 se incrementó 15,9% frente al mismo período de 2010. La producción neta del tercer trimestre de 2011 fue 13,7% mayor que en el tercer trimestre del año anterior.

Durante el tercer trimestre del año, así como para el acumulado a septiembre 30, los mayores volúmenes de compra reflejan el incremento en la producción de crudo en el país, en razón del convenio de compra de hidrocarburos de regalías que se mantiene con la ANH. Adicionalmente, durante el tercer trimestre se realizaron compras de Jet Fuel buscando asegurar el abastecimiento de la demanda local.

En cuanto al gas natural, el incremento de las compras de 10,4% entre el tercer trimestre de 2010 y el mismo período de 2011 está asociado a un aumento en la demanda de gas natural tanto en el mercado nacional como en el de exportación. Durante el tercer trimestre de 2011 se realizaron compras adicionales de gas Cusiana para atender esta demanda.

Por su parte, el incremento en el volumen de productos importados obedece al mayor volumen

requerido de diluyente para el bombeo de crudo pesado.

b. Ventas volumétricas de Ecopetrol

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

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

Volumen de venta local (kbped)	III. trim. 11	III. trim. 10	%	ene-sep. 11	ene-sep. 10	%
Crudo	5.1	4.8	6.3%	3.8	3.6	5.6%
Gas Natural	71.3	87.1	(18.1%)	70.7	96.1	(26.4%)
Gasolinas	63.5	59.3	7.1%	65.1	61.8	5.3%
Destilados Medios	110.5	99.9	10.6%	108.2	101.6	6.5%
GLP y propano	17.5	17.3	1.2%	16.4	16.9	(3.0%)
Combustoleo	0.5	0.5	0.0%	0.6	1.1	(45.5%)
Industriales y Petroquímicos	13.9	14.2	(2.1%)	15.6	14.1	10.6%
Total venta local	282.3	283.1	(0.3%)	280.4	295.2	(5.0%)
Volumen de Exportación (kbped)	III. trim. 11	III. trim. 10	%	ene-sep. 11	ene-sep. 10	%
Crudo	429.3	303.0	41.7%	400.0	293.9	36.1%
Productos	55.8	54.0	3.3%	55.8	50.7	10.1%
Gas Natural	28.2	5.6	403.6%	24.4	2.3	960.9%
Total venta de exportación	513.3	362.6	41.6%	480.2	346.9	38.4%
Volumen Zona Franca (kbped)	III. trim. 11	III. trim. 10	%	ene-sep. 11	ene-sep. 10	%
Crudo	74.1	75.9	(2.4%)	76.1	77.5	(1.8%)
Productos	1.0	2.9	(65.5%)	1.9	2.3	(17.4%)
Gas Natural	2.2	2.1	4.8%	2.4	2.4	0.0%
Total Zona Franca	77.3	80.9	(4.4%)	80.4	82.2	(2.2%)
Total volumen vendido	872.9	726.6	20.1%	841.0	724.3	16.1%

Mercado internacional (57% de las ventas en el período enero-septiembre de 2011, 67% incluyendo ventas a zonas francas):

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

- Crudo: Mayor producción de Crudo Castilla, así como del nuevo crudo Magdalena Blend (mezcla de crudos ácidos del Magdalena Medio con crudo Castilla).
- Productos: Mayor producción de combustóleo en la Refinería de Barrancabermeja debido a mayores volúmenes de crudos pesados procesados. Adicionalmente, las condiciones de navegabilidad del río Magdalena favorecieron el flujo de este producto para exportación.
- Gas natural: Se levantaron las restricciones legales presentadas en 2010 para asegurar el suministro nacional, y se fortaleció la gestión comercial para incrementar las exportaciones a Venezuela.

A continuación se presenta el resumen de los principales destinos de las exportaciones de crudos y productos en el período enero - septiembre de 2011:

INFORMACIÓN DE PRENSA
Exportaciones por destino: Crudos

Destino	ene-sep 2011	ene-sep 2010
Costa del Golfo EE.UU.	49.0%	58.3%
Lejano oriente	16.3%	18.3%
Caribe	12.4%	1.8%
Costa Oeste EE.UU.	8.5%	5.0%
Sur América	5.7%	5.6%
Europa	3.8%	0.0%
América Central	1.6%	6.1%
Costa Atlántica EE.UU.	1.3%	0.4%
Canada	0.9%	1.9%
Africa	0.5%	2.6%
	100%	100%

Exportaciones por destino: Productos

Destino	ene-sep 2011	ene-sep 2010
Caribe	32.5%	28.1%
Costa del Golfo EE.UU.	27.0%	26.5%
América Central	16.1%	11.3%
Costa Atlántica EE.UU.	12.7%	7.2%
Lejano oriente	3.9%	11.8%
Sur América	3.8%	8.8%
Europa	3.2%	4.4%
Africa	0.8%	1.1%
Costa Oeste EE.UU.	0.0%	0.8%
	100%	100%

Mercado local (43% de las ventas en el período enero - septiembre de 2011, 33% excluyendo las ventas a zonas francas):

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

- 1) Reducción de volúmenes de venta de los siguientes productos:
 - a. Gas natural: Durante el tercer trimestre de 2010 se realizaron ventas a un agente local, las cuales tenían como último destino el mercado de exportación. A partir de 2011 las ventas de exportación se han realizado directamente por parte de Ecopetrol.
 - b. Industriales y petroquímicos: Se presentó una reducción en septiembre por baja disponibilidad de producto proveniente de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.
- 2) Crecimiento en volúmenes de venta de los siguientes productos:
 - a. Crudos: Mayores entregas de crudos Jazmín y Moriche para el mercado marino (bunker).
 - b. Destilados medios: Mayor demanda por incremento en el parque automotor y en el consumo de grandes consumidores (industria carbonera).
 - c. Gasolinas y Jet: Crecimiento del parque automotor e incremento en las frecuencias aéreas de las aerolíneas locales e internacionales.

Las ventas de GLP y propano se recuperaron durante el tercer trimestre debido a la acumulación de inventarios por parte de algunos clientes. Sin embargo, el acumulado del año refleja el efecto de los problemas logísticos ocasionados por la ola invernal en el primer semestre.

INFORMACIÓN DE PRENSA
c. Comportamiento de los precios de crudos y productos

Precios	III trim 2011	III trim 2010	%	ene - sep 2011	ene - sep 2010	%
WTI (Promedio Periodo) (US\$/Bl)	89,8	76,2	17,8%	95,5	77,6	23,1%
Brent (Promedio Periodo) (US\$/Bl)	112,2	77,0	45,7%	111,6	77,9	43,3%
Canasta de Exportación de Crudos (US\$/Bl)	96,3	69,9	37,8%	96,6	70,7	36,6%
Canasta Ventas a Zona Franca de Crudos (US\$/Bl)	107,4	74,0	45,1%	104,3	74,6	39,8%
Canasta de Exportación de Productos (US\$/Bl)	98,8	68,1	45,1%	95,9	68,8	39,4%
Canasta Ventas a Zona Franca de Productos (US\$/Bl)	97,0	-	N/A	111,9	-	N/A
Canasta de Exportación de Gases (US\$/GBTU)	5,3	4,0	32,5%	4,7	3,8	23,7%
Canasta Ventas a Zona Franca de Gases (US\$/GBTU)	5,3	3,9	35,9%	4,5	3,8	18,4%

Los precios de la canasta de crudos y productos se situaron por encima del marcador WTI y fueron mayores a los del año anterior.

El incremento del precio del gas natural se presentó como consecuencia del incremento del índice Fuel Oil N°6 1%S USGC.

d. Resultados financieros
Estado de Resultados No Consolidado

(Millardos de COL\$)	III trim. 11 *	III trim. 10 *	%	Ene-sep 2011*	Ene-sep 2010*	%
Ventas locales	4.414,9	3.115,4	41,7%	12.917,3	9.871,0	30,9%
Ventas al Exterior	7.933,9	4.150,7	91,1%	22.208,8	12.491,7	77,8%
Ventas a Zona Franca	1.339,8	986,7	35,8%	4.082,9	3.123,6	30,7%
Ventas de servicios	379,1	333,8	13,6%	1.079,9	975,3	10,7%
Ventas Totales	14.067,7	8.586,6	63,8%	40.288,9	26.461,6	52,3%
Costos Variables	5.500,3	3.869,3	42,2%	16.330,3	12.215,7	33,7%
Costos Fijos	1.650,7	1.397,3	18,1%	4.565,3	3.968,5	15,0%
Costo de Ventas	7.151,0	5.266,6	35,8%	20.895,6	16.184,2	29,1%
Utilidad Bruta	6.916,7	3.320,0	108,3%	19.393,3	10.277,4	88,7%
Gastos Operativos	702,7	454,2	54,7%	2.351,8	1.520,1	54,7%
Utilidad Operacional	6.214,0	2.865,8	116,8%	17.041,5	8.757,3	94,6%
Ingresos/Gastos No operacionales	45,2	(556,4)	(108,1%)	(709,8)	(1.167,4)	(39,2%)
Provisión impuesto de renta	2.062,5	607,1	239,7%	5.316,0	1.985,8	167,7%
Utilidad Neta	4.196,7	1.702,3	146,5%	11.015,7	5.604,1	96,6%
Utilidad por acción (COP\$)	\$ 103,68	\$ 42,06	146,5%	\$ 272,16	\$ 138,46	96,6%
EBITDA	7.092,3	3.952,1	79,5%	20.415,8	11.694,3	74,6%
Margen EBITDA	50%	46%		51%	44%	

* No auditado, presentado únicamente para efectos ilustrativos

El comportamiento de las **ventas totales** del tercer trimestre de 2011 frente al mismo período de 2010, las cuales en agregado presentaron un incremento de 63,8%, se explica principalmente por: 1) aumento en los precios de referencia internacional durante 2011, los cuales generaron aumentos del 39,8% en los precios promedio de los crudos exportados y del 45,1% en los precios de los productos exportados; 2) crecimiento de 41,6% en los volúmenes exportados (sin incluir ventas en Zonas Francas); y 3) comportamiento de la tasa de cambio del peso colombiano frente al dólar.

En los resultados **acumulados a septiembre de 2011** frente al mismo período del año anterior, las ventas totales presentaron un incremento de 52,3%, explicado principalmente por 1) mayores precios en la canasta de exportación de crudos de 38,6% y 2) crecimiento de 38,4% en los volúmenes exportados (sin incluir ventas en Zonas Francas).

El **costo de ventas** en el tercer trimestre de 2011 presentó un incremento neto del 35,8% frente al mismo trimestre de 2010. Esta variación obedeció principalmente al aumento neto del 42,2% en los **costos variables**, explicado principalmente por: 1) mayor disponibilidad de crudos de la ANH producto del incremento en la producción de otros campos en Colombia (1,5 millones de barriles). Estos crudos son comprados por Ecopetrol en virtud del convenio suscrito entre la empresa y la ANH y en el período presentaron adicionalmente un aumento de USD/bl \$20 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 (aumentaron 1,8 millones de barriles), turbocombustible (aumentó 106 KBLS), gasolinas (aumentaron 186 KBLS) y diesel de bajo azufre (aumentó 713 KBLS) respecto al mismo trimestre de 2010; 3) incremento en el servicio de transporte de hidrocarburos por mayores volúmenes disponibles para ser transportados por ductos y carrotanques; y 4) El recalcular del factor de amortización de inversiones petrolíferas del Campo Chichimene en mayores volúmenes de reservas, con un efecto neto de disminución acumulada de las amortizaciones.

Por otra parte, los **inventarios finales** de crudo y productos al cierre del tercer trimestre de 2011 disminuyeron en neto COL\$25,9 millardos, principalmente en volumen de destilados medios por mayores ventas a distribuidores mayoristas, compensado con el efecto generalizado en el mayor costo de valoración, con relación al mismo trimestre del año anterior.

El incremento de 18,1% en los **costos fijos** respecto al mismo trimestre del año anterior está explicado principalmente por la mayor actividad operacional, así: 1) aumento en depreciaciones de propiedad, planta y equipo por nuevas capitalizaciones correspondientes al tercer trimestre de 2011 por COL\$76,8 millardos, 2) Mayor ejecución en servicios contratados por COL\$ 102,8 millardos, tanto en operación asociada (relacionados con incrementos en porcentajes de costos derivados de la aplicación de cláusulas de precios altos), como en operación directa (por servicios industriales) y, 3) actividades de mantenimiento mayor y rutinario programado en las diferentes facilidades y en los sistemas de transporte por COL\$39,7 millardos.

En los resultados **acumulados a septiembre de 2011** frente al mismo período del año anterior, el **costo de ventas** se incrementó un 29,1% (COL\$4.711 millardos) principalmente por el comportamiento de los **costos variables** que presentaron una variación neta del 33,7% (COL\$4.115 millardos), explicada por: 1) Compras de hidrocarburos a la ANH y terceros por valor de COL\$2.061 millardos; 2) Productos importados: COL\$1.524 millardos, representados principalmente en naftas diluyentes y diesel de bajo azufre; 3) Amortización y agotamiento: COL\$193 millardos, explicado por mayor producción y capitalización de inversiones en áreas petrolíferas; y 4) Servicios de transporte de hidrocarburos: COL\$232 millardos.

Por su parte, los **costos fijos** acumulados a septiembre de 2011, comparados con el mismo período del año anterior se incrementaron en un 15% (COL\$ 596,8 millardos), explicados principalmente por: 1) Mayores depreciaciones: COL\$240 millardos por nuevas capitalizaciones, y

2) Mayores servicios contratados: COL\$ 242 millardos por mayor participación de Ecopetrol en los contratos de asociación por incremento en la producción y desarrollo de nuevos campos.

En el tercer trimestre de 2011 los **gastos operacionales** tuvieron un incremento del 54,7% frente al mismo período de 2010. Esta variación se debió especialmente a los gastos de exploración y proyectos por estudios de sísmica, exploraciones no exitosas e inversiones en nuevos bloques exploratorios. El acumulado del 2011 frente al año anterior presenta un incremento de COL\$832 millardos, principalmente por los gastos de operación y comercialización COL\$226 millardos y gastos exploratorios y de proyectos por COL\$487 millardos.

Con estos resultados, el **margen operacional** del tercer trimestre de 2011 se situó en 44,2%, frente a 33,4% del mismo período en 2010. El margen operacional para el período enero septiembre de 2011 fue de 42,3% mientras que había sido de 33,1% en el mismo período del año anterior.

El resultado **no operativo** en el tercer trimestre fue una utilidad por COL\$45 millardos, mientras en el tercer trimestre de 2010 había sido pérdida por COL\$-556 millardos. Los principales efectos provienen de 1) ganancias por diferencia en cambio COL\$455 millardos, 2) mejores resultados en sociedades reconocidos por el método de participación por COL\$427 millardos, 3) las operaciones de cobertura de diferenciales de crudo por COL\$-289 millardos.

Acumulado a septiembre, la pérdida no operacional disminuyó COP\$457 millardos frente al año anterior, especialmente por 1) los resultados acumulados de las empresas del Grupo por COP\$742 millardos, 2) ganancia por diferencia en cambio por COP\$299 millardos, 3) ingresos de ejercicios anteriores por COP\$245 millardos y recuperación de provisiones legales (Foncoeco) por COP\$148 millardos. Lo anterior se compensa con las operaciones de cobertura de diferencial de crudo por COP\$-823 millardos e impuesto al patrimonio y sobretasa por COP\$-174 millardos.

El crecimiento de 239,7% en la **provisión del impuesto de renta** entre el tercer trimestre de 2010 y el mismo periodo de 2011 se explica por: 1) el aumento de 171% en la utilidad antes de impuestos, y 2) la eliminación a partir de 2011 de la deducción especial del 30% por inversiones en activos fijos reales productivos (Reforma Tributaria, Ley 1430 de 2010).

Todo lo anterior, resaltando los buenos resultados operativos generados por precios favorables y la mayor producción, permitieron que la **utilidad neta** de Ecopetrol se incrementara en 146,5% en el tercer trimestre de 2011, comparada con el mismo trimestre de 2010, alcanzando los COL\$4,2 billones, equivalentes a COL\$103,68 por acción, frente a COL\$42,06 por acción del mismo trimestre del año anterior. El **margen neto** fue de 29,8%, frente al 19,8% del tercer trimestre de 2010. El **margen Ebitda** se incrementó, pasando de 46% en el tercer trimestre de 2010, a 50% en el tercer trimestre de 2011.

Respecto a los resultados **acumulados a septiembre de 2011**, la utilidad neta ascendió a COL\$11,0 billones, con un incremento de 97%, respecto al mismo período acumulado del año anterior. A su vez la **utilidad neta por acción** ascendió a COL\$272,16 por acción, mientras el año anterior fue de COL\$138,46. El margen neto fue de 27,2%.

El ebitda fue de COL\$20,4 billones, con un incremento de 74,6% y el **margen ebitda** pasó del 44% al 51%. Los resultados de utilidad y ebitda se explican principalmente por el incremento en los márgenes operacionales.

e. Posición de caja Ecopetrol S.A.

Col\$ Millardos *	III Trim 2011	III Trim 2010	ene-sep 2011
Caja inicial	7.917	8.018	5.479
Caja generada por la operación (+)	13.268	8.736	38.002
Caja consumida en la operación (-)	(9.219)	(6.133)	(24.420)
Capex diferente de adquisiciones (-)	(2.549)	(1.449)	(7.182)
Adquisiciones (-)	-	(1.161)	(769)
Pago de dividendos (-)	(1.943)	(1.214)	(3.926)
Capitalización** (+)	235		235
Contratación de deuda (+)	-	-	-
Otros ingresos (+/-)	236	358	822
Diferencia en cambio (+)	163	(362)	(133)
Caja final	8.108	6.793	8.108

*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.

** Incluye solamente el recaudo de las cuotas iniciales a través de bancos.

A 30 de septiembre de 2011 Ecopetrol registró un saldo de COL\$8,4 billones en su portafolio total de excedentes de liquidez (el 75% de los mismos denominados en dólares de los Estados Unidos), equivalentes a efectivo e inversiones (incluyen aquellas denominadas para mantener al vencimiento por COP\$111 millardos). A septiembre 30 de 2011 la posición de caja neta en dólares ascendió a US\$4.915 millones.

f. Resultados por segmentos de Ecopetrol S.A

Resultados por Segmentos Acumulados

Resultados Acumulados por Segmentos

Millardos de COP\$

	E&P		Refinación		Transporte		Suministro y Mercadeo	
	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2010
Ventas Locales	10,991.8	7,234.8	12,442.4	9,020.9	2,833.0	2,247.6	829.6	748.9
Ventas de Exportación	14,835.2	8,844.9	2,626.2	1,895.6	-	-	8,830.3	4,875.0
Ventas Totales	25,827.0	16,079.7	15,068.6	10,916.5	2,833.0	2,247.6	9,659.9	5,623.9
Utilidad Operativa	15,675.8	8,390.8	259.5	(377.8)	546.6	556.1	559.5	186.1
Margen operativo	60.7%	52.2%	1.7%	-3.5%	19.3%	24.7%	5.8%	3.3%
Utilidad Neta	10,656.4	5,667.8	(208.9)	(530.7)	408.9	430.4	159.3	34.2
Margen Neto	41.3%	35.2%	-1.4%	-4.9%	14.4%	19.1%	1.6%	0.6%
Ebitda	18,464.0	10,876.0	605.4	(152.8)	782.2	767.8	564.2	187.1
Margen Ebitda	71.5%	67.6%	4.0%	-1.4%	27.6%	34.2%	5.8%	3.3%

Resultados por Segmentos Tercer Trimestre

Millardos de COL\$

	E&P		Refinación		Transporte		Suministro y Mercadeo	
	III trim-11	III trim-10	III trim-11	III trim-10	III trim-11	III trim-10	III trim-11	III trim-10
Ventas Locales	3,761.0	2,579.3	4,429.0	2,881.5	984.4	791.5	214.6	232.6
Exportaciones	5,242.8	2,861.5	886.2	650.8	-	-	3,144.7	1,625.2
Ventas Totales	9,003.8	5,440.8	5,315.3	3,532.3	984.4	791.5	3,359.3	1,857.8
Utilidad Operativa	5,649.5	2,774.4	146.9	(177.7)	165.5	175.4	252.2	93.7
Margen operativo	62.7%	51.0%	2.8%	-5.0%	16.8%	22.2%	7.5%	5.0%
Utilidad Neta	4,020.5	1,754.9	(57.0)	(166.5)	146.5	36.0	86.7	77.9
Margen Neto	44.7%	32.3%	-1.1%	-4.7%	14.9%	4.5%	2.6%	4.2%
EBITDA	6,328.5	3,697.6	264.5	(84.6)	245.6	246.1	253.7	93.1
Margen Ebitda	70.3%	68.0%	5.0%	-2.4%	24.9%	31.1%	7.6%	5.0%

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:

El segmento de Exploración y Producción presentó una utilidad neta de COL\$4.021 millardos en el tercer trimestre de 2011, 129% superior a la del mismo período del año anterior. Este resultado se explica por los mayores volúmenes producidos y vendidos, así como por el mayor uso del referente Brent para las ventas de crudo. El margen Ebitda del segmento acumulado al mes de septiembre fue de 71,5%.

Refinación:

En el tercer trimestre de 2011 el segmento de Refinación y Petroquímica presentó una pérdida neta de COL\$57 millardos, menor en COL\$109,5 millardos respecto de la del mismo periodo del año anterior. Los ingresos del trimestre fueron superiores en 50% en razón de mayores volúmenes vendidos de productos refinados con mejores diferenciales de precio respecto del crudo. Sin embargo, debido a las condiciones de mercado, el segmento ahora adquiere la materia prima a mayor costo, US\$4,1 por encima de WTI, mientras que históricamente se compraba en promedio entre US\$8 y US\$9 por debajo de WTI.

El resultado acumulado presenta una pérdida neta de COL\$208,9 millardos, 61% menor a la obtenida en el mismo periodo del año 2010 gracias a los mejores diferenciales de la canasta de refinados, aprovechando la coyuntura de los mercados internacionales.

Transporte:

Durante el tercer trimestre de 2011, el segmento de transporte presentó una utilidad neta de COL\$146,5 millardos, superior en COL\$110,5 millardos a la presentada en el tercer trimestre del año anterior, en razón de los mayores volúmenes transportados de crudo tanto por ductos como por carrotanques. El margen Ebitda del tercer trimestre de 2011 fue de 24,9% frente a 31,1% en el mismo trimestre del año 2010 principalmente por 1) mayores costos de mantenimiento para

atención de requerimientos adicionales por la ola invernal, 2) por el incremento en el costo de seguridad física para cumplimiento de política de seguridad aérea y 3) por las mayores cantidades de horas de vuelo para atención de emergencias.

El resultado acumulado presentó una utilidad neta de COL\$408,9 millardos, un 5% menor a la obtenida en el mismo período del año 2010, principalmente por las erogaciones como consecuencia de gastos de mantenimiento a monoboyas, del impuesto al patrimonio pagado en el primer trimestre del año y mayores mantenimientos y reparaciones a los ductos como consecuencia de la ola invernal que se presentó en el país.

Suministro y Mercadeo:

Para el tercer trimestre de 2011, el segmento de Suministro y Mercadeo generó una utilidad neta de COL\$86,7 millardos, 11% superior frente al mismo período del 2010. Los resultados obedecieron a mayores volúmenes exportados y negociaciones más favorables en los contratos de compra de crudo y gas, con lo que se incrementaron los márgenes de comercialización durante este trimestre. El margen Ebitda del tercer trimestre de 2011 alcanzó 7,6%, mientras que para el mismo período del año anterior fue de 5,0%.

Los resultados acumulados al mes de septiembre presentaron una utilidad neta de COL\$159,3 millardos, frente a COL\$34,2 millardos a septiembre de 2010.

g. Balance general (Ecopetrol S.A.)

Balance General No Consolidado (Ecopetrol S.A.)			
Millardos de COL\$	Septiembre 30 de 2011	Junio 30 de 2011	%
Activos corrientes	15.609,8	14.365,4	8,7%
Activos no corrientes	62.936,5	59.666,5	5,5%
Total Activos	78.546,3	74.031,9	6,1%
Pasivos corrientes	15.589,0	16.287,3	(4,3%)
Pasivos no corrientes	16.186,2	15.600,9	3,8%
Total Pasivos	31.775,2	31.888,2	(0,4%)
Patrimonio	46.771,1	42.143,7	11,0%
Total Pasivo y Patrimonio	78.546,3	74.031,9	6,1%

Cuentas de orden deudoras	126.839	120.817
Cuentas de orden acreedoras	103.964	99.269

Durante el tercer trimestre de 2011 las principales variaciones en el **activo** obedecieron a: 1) Aumento en cuentas por cobrar a clientes por mayores precios y volúmenes vendidos por COL\$760 millardos; 2) Incremento en cuentas por cobrar por valor de COL\$383 millardos, por acumulación del diferencial de precios de combustibles que se encuentran pendientes de pago por parte del Ministerio de Minas; 3) Aumento neto en el portafolio de inversiones de tesorería, por COL\$1.491 millardos originado en la mayor disponibilidad de recursos provenientes de la

operación; y 4) Incremento de propiedad planta y equipo por COL\$1.471 millardos, por ejecución de proyectos y capitalizaciones.

El **pasivo** ascendió a COL\$31.775,2 millardos (40.5% del total de activos). La principal variación se presentó en las cuentas por pagar por COL\$1.942,6 millardos, por la disminución correspondiente al pago de la segunda cuota de dividendos realizada en el mes de julio, la cual se compensa con el incremento en la provisión para el pago del impuesto de renta por COL\$1.904,7 millardos.

Las obligaciones financieras representaron el 8,4% del activo total y el 20,6% del pasivo total.

El **patrimonio** alcanzó los COL\$46.771,1 millardos a septiembre de 2011 frente a COL\$42.143,7 millardos al cierre de junio. El tercer trimestre ha sido el de mayores utilidades en el año por COL\$4.196 millardos. Se destaca en septiembre la adición al patrimonio de 644.185.868 acciones por valor de COL\$2.383 millardos, correspondientes a la adjudicación de la segunda ronda del proceso de Capitalización de Ecopetrol. El número de adjudicatarios en esta ronda fue de 219.054.

II. Aspectos del negocio

a. Exploración

Firma de contratos:

Ecopetrol y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) suscribieron el contrato de exploración y producción para el bloque UPAR, ubicado al sur del país, con una participación Ecopetrol del 100% y una extensión aproximada de 97.250 hectáreas. En la actividad internacional, Ecopetrol Perú recibió la adjudicación del Lote 179 como producto de la Ronda licitatoria Perú 2010 que llevó a cabo la entidad oficial Perupetro.

Exploración en Colombia:

En el período enero-septiembre de 2011 se perforaron en total 15 pozos exploratorios y 6 estratigráficos. Se evidenció presencia de hidrocarburos en 8 pozos exploratorios (Mito-1, Nunda-1, CSE-8, CSE-8 ST1, Rumbero-1, Pinocho-1, Fauno-1 y Trasgo-1) y en 3 de los estratigráficos (Jaspe-3, Avila-1 y El Valle-1). No se incluye el pozo Tinkhana 1 que fue perforado en 2010 pero reportado con presencia de hidrocarburos en febrero de 2011.

Perforación local Ecopetrol S.A. ene - sep 2011

Tipo de pozo	Total pozos	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
A3/A2	15	8	1	6
Estratigráficos	6	3	1	2

En cuanto a las filiales, Hocol perforó durante el período enero - septiembre seis pozos estratigráficos (todos ellos en el bloque CPO17) y tres pozos A3/A2 (Clariner Sur en los llanos orientales, Granate-1 en el valle inferior del Magdalena y Balcanes en el valle superior del Magdalena). En cinco de los seis pozos estratigráficos se encontró presencia de hidrocarburos en

INFORMACIÓN DE PRENSA

diferentes niveles de saturación, mientras que dos de los A3 fueron taponados y abandonados y el pozo Granate-1 se encuentra en evaluación.

Perforación local Hocol
ene - sep 2011

Tipo de pozo	Total pozos	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
A3/A2	3	0	1	2
Estratigráficos	6	5	0	1

A continuación se presenta el detalle de los pozos exitosos:

Exploratorios

Trimestre	Compañía	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
3	Ecopetrol S.A.	Llanos	Caño Sur	CSE-8 ST1
3	Ecopetrol S.A.	Llanos	Caño Sur	TRASGO

Estratigráficos

Trimestre	Compañía	Cuenca	Bloque	Nombre
1	Ecopetrol S.A.	Llanos	Quifa	JASPE-3
2	Ecopetrol S.A.	Llanos	Caño Sur	EL VALLE-1
3	Ecopetrol S.A.	Llanos	Caño Sur	AVILA-1
1	Hocol	Llanos	CPO-17	CPO-17 EST-6
2	Hocol	Llanos	CPO-17	CPO-17 EST-5A
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

Durante el tercer trimestre, Ecopetrol perforó 6 pozos incluyendo A3 y A2 (Tingua-1, CSE-8, CSE-8ST1, Trasgo, Tarabita-1 y Azabache-1), de los cuales evidenció presencia de hidrocarburos en los pozos CSE-8, CSE-8 ST1 y Trasgo ubicados en el bloque Caño Sur en el Departamento del Meta, con interés 100% de la compañía. El pozo Azabache-1, ubicado en el bloque Quifa en el Departamento del Meta, con una participación del 30% de Ecopetrol se encontraba en etapa de evaluación a 30 de septiembre de 2011.

Adicionalmente, Ecopetrol perforó dos pozos estratigráficos en el bloque Caño Sur. En uno de ellos, Ávila-1, evidenció presencia de hidrocarburos. El pozo Chacao-1 se encontraba en evaluación. Al cierre del tercer trimestre de 2011 estaban en perforación los pozos La Luna (Estratigráfico), ubicado en el bloque Magdalena Medio; Trueno-1 (A3), en el bloque Uribante; Embrujo-1 (A3) y Prados-1 (Estratigráfico) ubicados en el bloque Caño Sur.

**Perforación local Ecopetrol S.A.
3er trim 2011**

Tipo de pozo	Total pozos	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
A3 / A2	6	3	1	2
Estratigráficos	2	1	1	-

Durante el tercer trimestre, Hocol perforó el pozo Granate-1 y tres de los pozos estratigráficos antes mencionados

**Perforación local Hocol
3er trim 2011**

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

Exploración internacional:

En el período enero - septiembre de 2011, se perforaron cinco pozos exploratorios en la costa peruana por parte de Savia Perú, cuatro de los cuales evidenciaron presencia de hidrocarburos y el restante fue declarado seco; y dos pozos en la Costa del Golfo de los Estados Unidos los cuales se encontraban en evaluación a 30 de septiembre.

**Perforación Internacional
ene - sep 2011**

Ubicación / Compañía	Total pozos	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
Costa del Golfo EU / ECP America	2		2	
Perú / Savia	5	4		1

Durante el tercer trimestre, Ecopetrol America culminó la perforación de los pozos Logan y Cobra en la Costa del Golfo de los Estados Unidos antes mencionados. El operador de los pozos es Statoil y Ecopetrol America tiene una participación del 20% en el pozo Logan y del 30% en el pozo Cobra. A 30 de septiembre de 2011, estaban en perforación en Brasil los pozos Agua Viva-1, operado por ONGC, e Ilha do Mel-1, operado por Petrobras. En ambos, Ecopetrol del Brasil tiene una participación del 13%.

INFORMACIÓN DE PRENSA

Por su parte, Savia Perú perforó durante el trimestre dos de los pozos antes mencionados, encontrando presencia de hidrocarburos. Los dos pozos están ubicados en la formación Lobitos Sur y ya se encuentran produciendo.

**Perforación Internacional
3er trim 2011**

Ubicación / Compañía	Total pozos	Presencia de		
		hidrocarburos	En evaluación	Secos
Costa del Golfo EU / ECP America	2		2	
Perú / Savia	2	2		

b. Producción
Producción Grupo Empresarial:

El grupo empresarial alcanzó una producción bruta de 716,4 KBPED en el período enero - septiembre de 2011, lo cual representó un crecimiento de 18,5% frente a la producción del grupo en el mismo período del año anterior. La producción del grupo en el tercer trimestre de 2011 ascendió a 731,5 KBPED, 15,7% más que en el tercer trimestre de 2010.

En el período enero - septiembre de 2011, la producción directa 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%. La producción de las filiales en su conjunto presentó un incremento del 53,8% cuando se compara el tercer trimestre de 2011 con el mismo período de 2010 y de 52,7% cuando se compara el período enero - septiembre de 2011 con el mismo período de 2010.

INFORMACIÓN DE PRENSA
PRODUCCIÓN BRUTA GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A. (kbped)	III trim. 11	III. trim 10	%	ene - sep. 11	ene - sep 10	%
Crudo	575,2	498,9	15,3%	563,5	471,9	19,4%
Gas natural	102,3	98,4	4,0%	99,3	97,5	1,8%
Total	677,5	597,3	13,4%	662,8	569,4	16,4%

Hocol (kbped)	III trim. 11	III. trim 10		ene - sep. 11	ene - sep 10	
Crudo	30,5	25,4	20,1%	30,4	24,8	22,6%
Natural Gas	0,6	-	N/A	0,5	1,1	-54,5%
Total	31,1	25,4	22,4%	30,9	25,9	19,3%

Savia (kbped)*	III trim. 11	III. trim 10		ene - sep. 11	ene - sep 10	
Crudo	5,7	6,7	-14,9%	5,8	6,4	-9,4%
Natural Gas	1,1	1,1	0,0%	1,1	0,9	22,2%
Total	6,8	7,8	-12,8%	6,9	7,3	-5,5%

Equion (kbped)	III trim. 11	III. trim 10		ene - sep. 11	ene - sep 10	
Crudo	8,2	-	100,0%	7,8	-	100,0%
Natural Gas	6,4	-	100,0%	6,2	-	100,0%
Total	14,6	-	100,0%	14,0	-	100,0%

Ecopetrol America - K2 (kbped)	III trim. 11	III. trim 10		ene - sep. 11	ene - sep 10	
Crudo	1,4	1,7	-17,6%	1,7	1,7	0,0%
Natural Gas	0,1	0,2	-50,0%	0,1	0,2	-50,0%
Total	1,5	1,9	-21,1%	1,8	1,9	-5,3%

Total Grupo Empresarial	731,5	632,4	15,7%	716,4	604,5	18,5%
--------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Producción Ecopetrol S.A.:

La producción bruta equivalente de crudo y gas de Ecopetrol S.A. en el tercer trimestre de 2011 se incrementó 13,4% comparada con el mismo período del año anterior, al pasar de 597,3 KBPED en el tercer trimestre de 2010 a 677,5 KBPED en el tercer trimestre del 2011 (85% crudo y 15% gas). La producción bruta equivalente de crudo y gas de Ecopetrol S.A. en el período enero - septiembre de 2011 ascendió a 662,8 KBPED, lo cual representa un crecimiento del 16,4% frente al mismo período de 2010.

PRODUCCIÓN CRUDO - Por tipo de crudo

	III trim. 11	III. trim. 10	%	ene - sep. 11	ene - sep. 10	%
Liviano	60.4	55.8	8.2%	60.0	46.0	30.4%
Medio	226.6	227.3	-0.3%	231.6	224.0	3.4%
Pesado	288.2	215.8	33.5%	271.9	201.9	34.7%
Total	575.2	498.9	15.3%	563.5	471.9	19.4%

* No incluye filiales

Durante el período enero - septiembre de 2011, la producción de crudos pesados representó el 48,3% de la producción de crudo comparado con el 42,8% en el mismo período de 2010. En este tipo de hidrocarburo los activos más relevantes de la operación directa fueron Castilla y Chichimene, los cuales alcanzaron una producción promedio para los nueve meses de 111,3 KBPD y 29,7 KBPD, respectivamente. En la operación asociada, los activos de mayor participación fueron Rubiales y Quifa (en asocio con Pacific Rubiales), que aportaron 107,5 KBPD de producción bruta para Ecopetrol y Nare (en asocio con Mansarovar), que aportó 15,6 KBPED a la producción de la compañía. En el tercer trimestre de 2011 Castilla aportó 112,3 KBPD, Chichimene 39,8

INFORMACIÓN DE PRENSA

KBPD, Rubiales y Quifa 111,6 KBPD y Nare 16,7 KBPD.

Las ventas de gas durante el tercer trimestre presentaron una leve alza (1%) frente al mismo período del 2010. Durante el trimestre se culminó la construcción de la planta de gas de Gibraltar, por lo cual se espera la incorporación de volúmenes para comercialización (36 MPCD) para el último trimestre del año.

Si se compara la perforación de desarrollo del período enero - septiembre del año 2011 con la del mismo período del año anterior se registra un crecimiento de 44,1%. En dicho período se perforaron un total de 752 pozos, de los cuales el 32% correspondieron a la operación directa. En el tercer trimestre se perforaron 225 pozos, lo que representa un incremento en la actividad de 4,7% frente al mismo período del 2010.

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

Región	Pozos de desarrollo - acumulados						Variación %
	ene - sep. 11			ene - sep. 10			
	Pozos directos	Pozos asociados	Total	Pozos directos	Pozos asociados	Total	
Magdalena	92	283	375	39	213	252	48,8%
Central	135	164	299	74	141	215	39,1%
Nororiental	3	6	9	-	4	4	125,0%
Catatumbo Orinoquia	10	32	42	-	8	8	425,0%
Sur	1	26	27	9	31	40	(32,5%)
Campos menores	-	-	-	-	3	3	(100,0%)
Total	241	511	752	122	400	522	44,1%

Región	Pozos de desarrollo - trimestre						Variación %
	III. trim 11			III. trim 10			
	Pozos directos	Pozos asociados	Total	Pozos directos	Pozos asociados	Total	
Magdalena	30	82	112	15	80	95	17,9%
Central	44	43	87	42	55	97	(10,3%)
Nororiental	1	2	3	-	1	1	200,0%
Catatumbo Orinoquia	4	8	12	-	5	5	140,0%
Sur	-	11	11	3	11	14	(21,4%)
Campos menores	-	-	-	-	3	3	(100,0%)
Total	79	146	225	60	155	215	4,7%

Costos de levantamiento Ecopetrol S.A.:

El indicador de costo de levantamiento por barril producido para Ecopetrol S.A. fue de US\$9,50 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 período enero - septiembre de 2011, US\$0,95 por barril más que en el mismo período del año anterior, como efecto neto de:

- Mayor volumen producido (US\$-1,45 por barril).
- Devaluación del peso frente al dólar (US\$0,44 por barril).
- Mayores costos de mantenimiento, manejo y disposición de aguas y operación asociada (US\$ 1,96 por barril).

c. Refinación

Refinería de Barrancabermeja:

Carga refinería Barrancabermeja*

Kbdc	III. trim. 11	III trim. 10	%	ene - sep. 11	ene - sep. 10	%
Barrancabermeja	226.8	232.3	(2.4%)	228.8	222.1	3.0%

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

La carga de crudo de la refinería aumentó 3,0% en el período enero - septiembre de 2011 frente al mismo período del año anterior, al igual que el factor de utilización, el cual pasó de 78,5% a 81,3%, principalmente por la disponibilidad de la planta de hidrotratamiento desde agosto del año pasado. Al comparar el tercer trimestre de 2011 con el mismo período del año anterior, se observa una reducción en la carga del 2,4% y el paso del factor de utilización de 81,6% a 78,5% como resultado de la optimización económica de la refinería.

De otro lado, se inició la parada para mantenimiento mayor de la planta de cracking UOP II y el tren de Poliolefinas (Etileno II, Polietileno I/II).

En cuanto al avance del proyecto de modernización, se destaca la expedición de las resoluciones de aprobación de los permisos ambientales por parte de la Corporación Autónoma de Santander (CAS), la presentación de la propuesta para el reasentamiento de las comunidades cercanas y el avance en los procesos de contratación para adecuaciones del sitio, modernización de unidades de crudo y compra de nuevas unidades.

Por otro lado, el plan maestro de servicios industriales alcanzó un avance del 38% al cierre del tercer trimestre. Se destaca la aprobación para iniciar la ejecución del sistema de energía y vapor en septiembre de 2011.

Costos de la refinería de Barrancabermeja:

El indicador de costo operativo de caja para la Refinería de Barrancabermeja para el período enero - septiembre del 2011 fue US\$5,34 por barril, US\$0,15 por barril menos que en el mismo período del año anterior (US\$5,49 por barril) como efecto neto de:

- Mayor costo debido a la mayor carga (US\$+0,02 por barril).
- Menores costos por 1) menor consumo de combustibles, 2) mayor eficiencia en los servicios industriales, 3) optimización de servicios contratados y mantenimientos y; 4) optimización en los servicios de HSE, abastecimiento e ICP (US\$-0,20 por barril)
- Mayor costo por efecto de la devaluación del peso (US\$0,33 por barril)

INFORMACIÓN DE PRENSA

Reficar S.A. (Refinería de Cartagena):

Carga refinería Cartagena*

Kbdc	III. trim.	III trim.	%	ene - sep.	ene - sep.	%
	11	10		11	10	
Cartagena	76.8	75.7	1.5%	76.9	77.7	(1.0%)

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

La carga de crudo de la refinería disminuyó 1,0% en el período enero - septiembre de 2011 frente al mismo período del año anterior, al mismo tiempo que el factor de utilización se mantuvo en 84,3%, de acuerdo con parámetros de optimización económica. Al comparar el tercer trimestre de 2011 con el mismo período del año anterior, se observa un crecimiento en la carga del 1,5% y el paso del factor de utilización de 81,1% a 83,0% por los mismos criterios de optimización.

El Proyecto de Ampliación y Modernización de la refinería al finalizar septiembre tenía un avance físico del 44,5%.

d. Transporte

Volúmenes transportados:

Durante el período enero - septiembre del año 2011 se transportaron en promedio 1.195,2 KBPD, de los cuales el 76,3% correspondió a crudos (912 KBPD) y el 23,7% a refinados (283,2 KBPD), lo cual representó un crecimiento del 16% respecto al período enero - septiembre del 2010.

Durante el tercer trimestre del año se presentó un crecimiento de 175,4 Kbpd (16,7%) respecto del volumen promedio día transportado en el tercer trimestre del año 2010 (1.048,0 kbdp), alcanzando los 1.223,4 Kbpd: 292,4 Kbpd (23,9%) de productos refinados y 930,9 Kbpd (76,1%) de crudos. Este crecimiento corresponde principalmente al incremento en el transporte de crudos.

El mayor volumen transportado en el período julio - septiembre de 2011, en comparación con el mismo período de 2010, obedece principalmente a:

Crudos:

- Incremento en la capacidad de bombeo en el sistema Castilla - Apiay y Vasconia - Refinería de Barrancabermeja con la optimización del sistema de bombeo.
- Incremento en la capacidad de transporte de los oleoductos Vasconia-Coveñas ODC, Apiay - Porvenir, Rubiales - Monterrey y Galán - Ayacucho de 18".
- Incremento de la capacidad de inyección de crudo mezcla en Ayacucho y la reversión de la línea Ayacucho - Refinería de Barrancabermeja de 14".

Refinados:

- Aumento en la capacidad de los sistemas Galán - Salgar de 12" y 16" por inyección de agente reductor de viscosidad.
- Terminación mecánica y puesta en operación de 98% de longitud del poliducto Pozos Galán de 14" de diámetro.

INFORMACIÓN DE PRENSA*Avance otros proyectos:*

Se llevaron a cabo los siguientes adelantos en los proyectos durante el período comprendido entre Julio y Septiembre de 2011:

Licenciamiento Ambiental Oleoductos:

- El 30 de septiembre de 2011 se expidió la resolución de aprobación del Plan de Manejo Ambiental, PMA, para realizar la construcción de la planta Páramo, dando vía libre al proyecto de incremento de la Capacidad de Transporte del Oleoducto Trasandino, OTA.
- El 9 de agosto el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial aprobó la licencia ambiental del tramo Apiay - Monterrey, dando vía libre al Proyecto San Fernando - Monterrey.

Almacenamiento:

- Puesta en operación de los tanques de almacenamiento de crudo 170 KBLS en Altos del Porvenir, y de nafta de 50 Kbls en Apiay.
- Rehabilitación de capacidad de almacenamiento en la planta Sebastopol (40 KBLS).
- Entrega tanque de la Planta Puerto Salgar rehabilitado, con capacidad de 75 KBLS.

Descargaderos:

- Puesta en operación de dos unidades de bombeo para incrementar la capacidad de recibo de nafta en el descargadero de Castilla, logrando un incremento de 7,2 KBPD y alcanzando una capacidad total de 16 KBPD.

Eventos destacados:

- Realización de prueba de manejo de crudo pesado con menor dilución en el sector Rubiales - El Viento Cusiana, para optimizar el uso de diluyente en el área de los llanos.
- Disposición del crudo liviano propiedad de Equión, sin cambio de propiedad para aumentar flexibilidad operacional para evacuación de crudos pesados.
- Incremento de inventarios de combustibles en los principales centros para abastecer demanda.

Oleoducto Bicentenario:

Al cierre del tercer trimestre de 2011, el proyecto registró un avance en su fase I de 38,7%. La licencia ambiental en firme fue expedida el 28 de julio de 2011.

Durante el tercer trimestre los principales avances que se llevaron a cabo fueron: 1) el desarrollo de 62 talleres de socialización de lineamientos de inversión social con las comunidades en el área de influencia del tramo Araguañey - Banadía; 2) transporte de la totalidad de la tubería de 42" al centro de acopio en Yopal (Casanare); 3) selección del contratista y adjudicación y firma del contrato de construcción el cual inició el 8 de septiembre de 2011; 4) Movimiento de tierra para la construcción de dos tanques nuevos en Coveñas; 5) Adquisición total de los predios sobre el derecho de vía del oleoducto (100% en Casanare y 98% en Arauca); y 6) inicio de la construcción del oleoducto (km 0 a 50) el 16 de Septiembre en los municipios de Yopal, Nuchía y Pore.

Costos de transporte:

El indicador del Barril/Kilometro transportado para el período enero–septiembre 2011 fue de COL\$7,07/BKM, que al compararlo con el resultado para el mismo período del año anterior (COL\$7,95 /BKM) presenta un menor valor de - COL\$0,88/BKM, el cual es debido a:

- Menores costos asociados a mayores volúmenes transportados (+12%) respecto al mismo período del año 2.010 (-COL\$1,56/BKM).
- Mayores costos (+COL\$0,68 /BKM) como efecto neto de: 1) mayores costos variables asociados la logística del manejo de mayores volúmenes, 2) mayores costos de mantenimiento para atención de requerimientos adicionales por ola invernal, 3) pago de almacenamiento de GLP según nuevas regulaciones, 4) alquiler de unidades de bombeo en la línea Castilla – Apiay, 5) asunción de costo total de operación de la línea Caño Limón – Coveñas, 6) incremento en el costo de seguridad física para cumplimiento de política de seguridad aérea y 7) mayores cantidades de horas de vuelo para atención de emergencias.

Adicionalmente, también se registraron menores costos de energía por reducción en las tarifas, así como por la implementación de esquemas de bombeo en franjas horarias económicas.

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

En el período enero - septiembre de 2011 se vendieron 75 mil toneladas de biodiesel, de las cuales el 80% se destinaron a la Refinería de Barrancabermeja y el restante se destinó a abastecer la demanda de las empresas mayoristas del área de influencia. Durante el tercer trimestre de 2011 se comercializaron 20 mil toneladas de biodiesel equivalentes a 142 mil barriles.

Bioenergy S.A.:

Bioenergy cerró el trimestre con 282 hectáreas sembradas (propias y de terceros), llegando a un acumulado de 1.754 hectáreas entre 2010 y 2011. A diciembre se espera que el plan de siembra del año 2011 llegue a las 2.511 hectáreas. Adicionalmente, la empresa avanzó y culminó el movimiento de tierras necesario para iniciar las obras de construcción de la planta y empezó el proceso de estructuración de la ingeniería de detalle de esta.

f. Plan de inversiones

A continuación se presenta el resumen de las inversiones realizadas por Ecopetrol en el período enero - septiembre de 2011:

Inversiones (USD millones)			
Segmento	ene-sep 2011	ene-sep 2010	%
Exploración	430,7	235,7	83%
Producción	2.337,9	1.827,2	28%
Refinación y Petroquímica	211,4	395,1	-46%
Transporte	602,6	436,5	38%
Suministro y mercadeo	0,9	2,2	-59%
Subordinadas	684,1	272,2	151%
Adquisiciones	451,7	635,5	-29%
Corporativo	57,2	59,7	-4%
Total	4.776,5	3.864,1	24%

Del total invertido en el período enero - septiembre del año 2011, el 49,0% se destinó a producción (US\$2.337,9 millones), 14,3% a compañías subordinadas (US\$684,1 millones), 12,6% a transporte (US\$602,6 millones), 9,5% a adquisiciones (US\$451,7 millones), 9,0% a exploración (US\$430,7 millones), 4,4% a refinación y petroquímica (US\$211,4 millones), el 1,2% a corporativo (US\$57,2 millones) y el 0,02% a suministro y mercadeo (US\$0,9 millones).

En el rubro de adquisiciones se incluyen los pagos pendientes de: 1) earn out Savia 2) earn out Hocol, y 3) saldo de la adquisición de Equion.

En el rubro de subordinadas se incluyen 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.

III. Consolidación organizacional, responsabilidad social empresarial y gobierno corporativo

a. Consolidación organizacional

Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

En el tercer trimestre del 2011 se reportaron 34 accidentes y acumulado a septiembre se habían presentado 115, lo que es inferior a los 54 que se presentaron en el tercer trimestre de 2010 y a los 145 acumulados entre enero y septiembre de 2010. El índice de frecuencia de accidentalidad con pérdida de tiempo se ubicó en 0,88 accidentes por millón de horas hombre durante el tercer trimestre de 2011 y en 1,06 accidentes por millón de horas hombre en el período enero-septiembre del año 2011. Este resultado representa una mejoría con respecto al 1,66 registrado en el tercer trimestre de 2010 y el 1,54 del período enero - septiembre de ese año.

En el tercer trimestre del año se presentaron 13 incidentes ambientales por causa operacional y se acumularon 30 en el período enero - septiembre, lo cual se compara con 14 incidentes presentados en el tercer trimestre de 2010 y 41 acumulados en el período enero-septiembre de ese año.

Durante el trimestre se llevaron a cabo cursos de liderazgo y cultura en los niveles estratégicos, tácticos y operativos de HSE, se realizaron mensualmente comités directivos en vivo con énfasis en los indicadores HSE y se hicieron reuniones con las filiales para generar cultura en todos los temas relacionados. Igualmente, se estableció una estructura de control de gestión HSE única para la compañía.

Ciencia y tecnología

La Superintendencia de Industria y Comercio otorgó la patente de invención a la tecnología "herramienta para el retiro seguro de válvulas instaladas en tuberías de fluidos" a Ecopetrol. Es la séptima patente otorgada a la compañía en los dos últimos años y la tercera en Colombia en el 2011. Ecopetrol completa 24 patentes vigentes siendo la empresa nacional que más patentes posee.

Ahorros y costos dejados de incurrir

Como resultado de aplicar estrategias de abastecimiento, se obtuvieron ahorros acumulados a septiembre por un valor de COL\$261 millones equivalentes al 2,8% del total gestionado. Los ahorros logrados corresponden a la aplicación de: 1) opciones de negociación (48%), 2) ahorros por adquisición (21%), 3) agregación de demanda (20%), 4) exenciones arancelarias (8%) y, 5) renegociación de tarifas (3%).

b. Responsabilidad corporativa

Inversión social

Entre enero y septiembre de 2011 se invirtieron COL\$60 millones en proyectos de educación y cultura, competitividad regional y ciudadanía y democracia, en las diferentes regiones de interés de la empresa. Los hitos más relevantes del trimestre fueron:

- Ceremonia de premiación Bachilleres por Colombia: En esta ocasión, en el marco de la celebración de los 60 años de la empresa, se duplicó el número de beneficiarios de 70 a 140.
- Lanzamiento del programa "Cero Analfabetismo" en alianza con el Ministerio de Educación Nacional y la Organización de Estados Iberoamericanos - OEI, para alfabetizar a 60.000 colombianos. Ecopetrol invertirá COL\$65 millones en un lapso de tres años.

Reconocimientos

Índice de Sostenibilidad Dow Jones: El 8 de septiembre de 2011 Ecopetrol ingresó al Índice de Sostenibilidad del Dow Jones, uno de los principales indicadores mundiales para monitorear el desempeño financiero de compañías líderes en términos de sostenibilidad corporativa en tres dimensiones: económica, social y ambiental.

INFORMACIÓN DE PRENSA

Ranking revista Forbes: Ecopetrol ocupó la posición 179 dentro del ranking de las empresas más grandes del mundo de acuerdo con el listado de Forbes, con base en sus ventas, utilidades, activos y valor de mercado.

Por otro lado, de acuerdo con los resultados del estudio realizado por la firma Interbrand, la marca Ecopetrol S.A. se constituyó como la marca de mayor valor en Colombia.

Grupos de interés

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

- Día del Inversionista (Nueva York).
- Audiencia Pública de Rendición de Cuentas en Acacías (Meta).
- Segundo Foro de Responsabilidad Corporativa (Bogotá).
- IV Convención de Clientes (Bogotá).

c. Gobierno corporativo

Asamblea extraordinaria de accionistas de agosto 3 de 2011: La asamblea designó por unanimidad al doctor Amílcar Acosta Medina en calidad de miembro independiente de la Junta Directiva, representante de los departamentos productores de hidrocarburos, luego del lamentable fallecimiento del doctor David Rojas Castro.

Asamblea extraordinaria de accionistas de octubre 12 de 2011: De manera subsecuente al cierre del trimestre, la asamblea designó al doctor Roberto Steiner (en reemplazo del Dr. Mauricio Cárdenas quien fue designado como Ministro de Minas y Energía) como representante de los accionistas minoritarios en la Junta Directiva. Igualmente, aprobó el nombramiento de Federico Rengifo como miembro no independiente de dicho órgano societario.

IV. Resultados financieros de Ecopetrol y sus subordinadas (consolidados)¹

A continuación se presentan los estados financieros consolidados de Ecopetrol:

Estado de Resultados Consolidado

Millardos de COL\$	III trim. 11 *	III trim. 10 *	%	Ene-Sep 2011*	Ene-Sep 2010*	%
Ventas locales	5.333,9	3.816,9	39,7%	15.549,7	11.800,4	31,8%
Ventas al Exterior	10.579,4	5.694,3	85,8%	30.071,4	17.017,7	76,7%
Ventas a Zona Franca	-	-	-	-	-	-
Ventas de servicios	381,2	381,0	0,1%	1.279,5	1.506,1	(15,0%)
Ventas Totales	16.294,5	9.892,2	64,7%	46.900,6	30.324,2	54,7%
Costos Variables	6.814,5	4.676,4	45,7%	20.229,1	14.439,1	40,1%
Costos Fijos	2.058,1	1.778,1	15,7%	5.760,9	5.043,6	14,2%
Costo de Ventas	8.872,6	6.454,5	37,5%	25.990,0	19.482,7	33,4%
Utilidad Bruta	7.421,9	3.437,7	115,9%	20.910,6	10.841,5	92,9%
Gastos Operativos	796,3	670,4	18,8%	2.617,7	1.914,2	36,8%
Utilidad Operacional	6.625,6	2.767,3	139,4%	18.292,9	8.927,3	104,9%
Ingresos/Gastos No operacionales	(204,7)	(435,5)	(53,0%)	(1.442,3)	(1.238,7)	16,4%
Provisión impuesto de renta	2.191,7	599,7	265,5%	5.716,0	2.131,1	168,2%
Interés minoritario	76,4	8,6	788,4%	120,1	112,6	6,7%
Utilidad Neta	4.152,8	1.723,5	141,0%	11.014,5	5.444,9	102,3%
EBITDA	7.627,7	4.033,0	89,1%	22.069,1	12.067,3	82,9%
Margen EBITDA	47%	41%	-	47%	40%	-

* No auditado, presentado únicamente para efectos ilustrativos

En los nueve primeros meses del 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\$ 5.051 millardos, Hocol con COL\$ 2.700 millardos y Equión con COL\$ 1.395 millardos.

Para el tercer trimestre, las mayores contribuciones fueron nuevamente de la Refinería de Cartagena con COL\$1.931 millardos, Hocol con COL\$909 millardos y Equión con COL\$476 millardos.

¹ Para efectos de la consolidación del tercer trimestre del año 2011, se incluyeron, además de los resultados de Ecopetrol, los de las siguientes subordinadas:

Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil, Ecopetrol America Inc, Ecopetrol del Peru S.A., Hocol, Bioenergy S.A., Andean Chemicals Limited, ECP Global Energy, Propilco S.A., Comai, ODL Finance S.A., Black Gold Re Ltd., Ecopetrol Transportation Company, Oleoducto de Colombia, Ocesa S.A., Reficar S.A., Oleoducto Bicentenario, Ecopetrol Capital A.G., Ecopetrol Transportation Investments Ltd., Equión Energía Limited (desde el 24 de enero de 2011) y Ecopetrol Global Capital SLU.

Los estados financieros consolidados para el tercer trimestre de 2010 incluyen las siguientes compañías filiales: Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil, Ecopetrol America Inc, Ecopetrol del Peru S.A., Hocol, Bioenergy S.A., Andean Chemicals Limited, ECP Global Energy, Propilco S.A., Comai, ODL Finance S.A., Black Gold Re Ltd., Ecopetrol Transportation Company, Oleoducto de Colombia, Ocesa S.A., Reficar S.A., Oleoducto Bicentenario.

Entre enero y septiembre de 2011, las mayores **utilidades netas** fueron reportadas por Hocol con COL\$427 millardos, Equión con COL\$160 millardos y Ocensa S.A. con COL\$93 millardos. Por su parte, las mayores pérdidas netas fueron reportadas por Ecopetrol America Inc. por un total de COL\$150 millardos.

En el trimestre, las mayores **utilidades netas** fueron reportadas por Hocol con COL\$114 millardos, Equión con COL\$88 millardos y Ocensa S.A. con COL\$61 millardos. Las mayores pérdidas netas fueron las de Ecopetrol America Inc. con COL\$55 millardos y Ecopetrol del Brasil con COL\$31 millardos.

Ecopetrol del Perú, Ecopetrol de Brasil, Ecopetrol America 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 America). 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 a septiembre de 2011, por el método de participación patrimonial Offshore International Group (Savia Perú) aportó una utilidad neta de COL\$66 millardos e Invercolsa COL\$42 millardos, mientras que Transgas de Occidente generó una pérdida de COL\$21 millardos.

En el tercer trimestre, mediante el método de participación patrimonial Offshore International Group (Savia Perú) aportó COL\$14,8 millardos e Invercolsa COL\$2,6 millardos, mientras que Transgas de Occidente generó una pérdida de COL\$8,8 millardos.

Balance General Consolidado

Millardos de COL\$	Septiembre 30 de 2011	Junio 30 de 2011	%
Activos corrientes	19.445,5	16.457,6	18,2%
Activos de largo plazo	64.935,5	63.069,7	3,0%
Total Activos	84.381,0	79.527,3	6,1%
Pasivos corrientes	18.980,5	18.363,5	3,4%
Pasivos de largo plazo	17.625,5	18.177,4	(3,0%)
Total Pasivos	36.606,0	36.540,9	0,2%
Patrimonio	46.554,6	41.894,6	11,1%
Interés minoritario	1.220,4	1.091,8	11,8%
Total Pasivo y Patrimonio	84.381,0	79.527,3	6,1%
Cuentas de orden deudoras	129.206,7	123.225,6	
Cuentas de orden acreedoras	108.964,0	94.294,5	

V. Presentación de los resultados

El miércoles 26 de octubre de 2011 la gerencia de Ecopetrol ofrecerá dos presentaciones en línea para repasar los resultados del primer trimestre de 2011:

Español

Octubre 26, 2011

1:30 p.m. Bogotá-Lima

2:30 p.m. Nueva York-Toronto

Inglés

Octubre 26, 2011

3:00 p.m. Bogotá-Lima

4:00 p.m. Nueva York-Toronto

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

Por favor acceder al sitio 10 minutos antes a fin de descargar el software necesario. Una copia del webcast se encontrará disponible durante un año después del evento en vivo.

Acerca de Ecopetrol S.A.

Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; BVL: EC; TSX: ECP) es la mayor compañía de Colombia en ingresos, utilidad, activos y patrimonio neto. Ecopetrol es la única compañía colombiana de petróleo crudo y gas natural verticalmente integrada, con operaciones en Colombia, Brasil, Perú y la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Sus subordinadas incluyen a las siguientes compañías: Propilco, Black Gold Re Ltd., Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda., Ecopetrol America Inc., Ecopetrol del Perú S.A., Hocol, Equión Energía Limited, Andean Chemicals Limited, COMAI, Bioenergy S.A., ODL Finance S.A., ECP Global Energy, Ecopetrol Transportation Company, Ocesa S.A., Oleoducto de Colombia, Refinería de Cartagena, Ecopetrol Transportation Investment, Ecopetrol Capital AG y Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. Ecopetrol S.A. es una de las 40 compañías petroleras más grandes del mundo y una de las cuatro principales compañías petroleras en América Latina. La empresa es de propiedad mayoritaria de la República de Colombia (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 exploración y producción, transporte, refinación y suministro y mercadeo.

Para mayor información sobre Ecopetrol visite el sitio web www.ecopetrol.com.co

Declaraciones de proyección futura

Este comunicado contiene declaraciones de proyección futura relacionadas con las perspectivas del negocio, estimados para los resultados operativos y financieros, y con las perspectivas de crecimiento de Ecopetrol. Se trata de proyecciones y, como tal, están basadas únicamente en las expectativas de los directivos con relación al futuro de la empresa y su continuo acceso a capital para financiar el plan de negocios de la Compañía. Dichas declaraciones a futuro dependen,

INFORMACIÓN DE PRENSA

básicamente, de cambios en las condiciones de mercado, regulaciones de gobierno, presiones de la competencia, el desempeño de la economía colombiana y la industria, entre otros factores; por lo tanto, están sujetas a cambios sin aviso previo.

Información de Contacto:**Director de Relaciones con el Inversionista**

Alejandro Giraldo

Teléfono: +571-234-5190

Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co**Relaciones con los Medios (Colombia)**

Jorge Mauricio Tellez

Teléfono: + 571-234-4329

Correo electrónico: mauricio.tellez@ecopetrol.com.co

VI. Anexos

Estado de Resultados Sin Auditar
Ecopetrol S.A.

Millones de pesos colombianos	III trim. 2011	III trim. 2010	%	II trim. 2011	Ene-sep 2011	Ene - sep 2010	%
Ingresos							
Ventas Nacionales	4.414.933	3.115.437	41,7%	4.412.864	12.917.292	9.871.035	30,9%
Ventas al Exterior	7.933.934	4.150.740	91,1%	7.617.575	22.208.842	12.491.660	77,8%
Ventas a Zona Franca	1.339.827	986.740	35,8%	1.440.546	4.082.861	3.123.562	30,7%
Venta de Servicios	379.099	333.802	13,6%	350.885	1.079.865	975.252	10,7%
Total Ingresos	14.067.793	8.586.719	63,8%	13.821.870	40.288.860	26.461.509	52,3%
Costo de Ventas							
Costos Variables:							
Compras de crudo a Terceros	2.888.638	1.994.944	44,8%	3.092.681	8.469.908	6.409.256	32,2%
Amortización y Agotamiento	486.979	777.592	(37,4%)	1.009.901	2.247.065	2.053.721	9,4%
Productos Importados	1.581.397	710.195	122,7%	1.475.373	4.392.357	2.868.381	53,1%
Servicios de Transporte de hidrocarburos	301.364	197.153	52,9%	243.412	786.514	554.882	41,7%
Variación de Inventarios	94.394	68.526	37,7%	159.738	(158.829)	5.843	(2.818,3%)
Otros	147.519	120.907	22,0%	37.218	593.257	323.618	83,3%
Costos Fijos:							
Depreciación	288.993	212.186	36,2%	285.343	845.976	605.624	39,7%
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	589.389	486.627	21,1%	607.249	1.612.509	1.370.902	17,6%
Mantenimiento	267.359	227.622	17,5%	267.929	741.638	588.129	26,1%
Costos laborales	286.523	238.700	20,0%	255.577	771.173	722.737	6,7%
Otros	218.433	232.186	(5,9%)	214.827	594.011	681.072	(12,8%)
Total Costo de Ventas	7.150.988	5.266.638	35,8%	7.649.248	20.895.579	16.184.165	29,1%
Utilidad Bruta	6.916.805	3.320.081	108,3%	6.172.622	19.393.281	10.277.344	88,7%
Gastos Operacionales							
Administración	161.272	120.343	34,0%	163.716	453.097	333.817	35,7%
Gastos de comercialización	337.937	246.404	37,1%	352.221	997.950	772.130	29,2%
Gastos de exploración y proyectos	203.495	87.480	132,6%	206.131	900.797	414.174	117,5%
Utilidad Operacional	6.214.101	2.865.854	116,8%	5.450.554	17.041.437	8.757.223	94,6%
Ingresos (gastos) No Operacionales:							
Ingresos Financieros	1.295.202	888.412	45,8%	1.153.622	3.463.650	3.058.543	13,2%
Gastos Financieros	(1.310.734)	(914.672)	43,3%	(1.634.603)	(4.030.572)	(2.994.252)	34,6%
Gasto de intereses	(55.532)	(5.583)	894,7%	(50.340)	(124.848)	(10.252)	1.117,8%
Ingresos No Financieros	354.042	138.474	155,7%	277.948	897.628	504.426	78,0%
Egresos No Financieros	(372.127)	(370.007)	0,6%	(319.180)	(1.488.791)	(1.556.877)	4,4%
Resultados en sociedades	134.341	(292.978)	145,9%	102.141	573.179	(168.944)	439,3%
Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta	6.259.293	2.309.500	171,0%	4.980.142	16.331.683	7.589.867	115,2%
Provisión Impuesto de Renta	2.062.581	607.144	239,7%	1.565.811	5.315.963	1.985.847	167,7%
Interés minoritario	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia Neta	4.196.712	1.702.356	146,5%	3.414.331	11.015.720	5.604.020	96,6%
EBITDA	7.092.305	3.952.142	79,5%	6.834.155	20.415.755	11.694.283	74,6%
MARGEN EBITDA	50%	46%		49%	51%	44%	
UTILIDAD POR ACCIÓN	\$ 103,68	\$ 42,06	146,5%	\$ 84,36	\$ 272,16	\$ 138,46	96,6%

Notas:

A partir de 2011 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.

Estado de Resultados Sin Auditar
Ecopetrol Consolidado

Millones de pesos colombianos

	III trim. 2011*	III trim. 2010 *	%	II trim. 2011 *	Ene-Sep 2011*	Ene-Sep 2010*	%
Ingresos							
Ventas Nacionales	5.333.970	3.816.906	39,7%	5.515.062	15.549.678	11.800.425	31,8%
Ventas al Exterior	10.579.496	5.694.256	85,8%	10.219.869	30.071.432	17.017.673	76,7%
Venta de Servicios	381.206	380.969	0,1%	483.278	1.279.454	1.506.147	(15,1%)
Total Ingresos	16.294.672	9.892.131	64,7%	16.218.209	46.900.564	30.324.245	54,7%
Costo de Ventas							
Costos Variables:							
Compras a Terceros	3.757.229	2.203.762	70,5%	3.679.313	10.907.171	7.839.507	39,1%
Amortización y Agotamiento	616.134	854.272	(27,9%)	1.137.885	2.633.746	2.281.256	15,5%
Productos Importados	2.254.830	1.542.964	46,1%	2.077.996	6.123.618	4.095.276	49,5%
Servicios de Transporte de hidrocarburos	137.129	104.535	31,2%	275.333	597.804	346.335	72,6%
Variación de Inventarios	39.383	(7.520)	(623,7%)	169.587	(288.932)	(110.403)	161,7%
Otros	9.769	(21.645)	(145,1%)	(40.575)	255.648	(12.839)	2.091,2%
Costos Fijos:							
Depreciación	453.905	432.652	4,9%	463.758	1.344.630	1.082.299	24,2%
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	601.128	486.868	23,5%	620.204	1.650.352	1.321.754	24,9%
Mantenimiento	358.242	333.852	7,3%	377.131	1.025.548	881.871	16,3%
Costos laborales	308.669	252.127	22,4%	275.084	830.220	764.654	8,6%
Otros	336.178	272.568	23,3%	297.460	910.111	993.058	(8,4%)
Total Costo de Ventas	8.872.596	6.454.435	37,5%	9.333.176	25.989.916	19.482.768	33,4%
Utilidad Bruta	7.422.076	3.437.696	115,9%	6.885.033	20.910.648	10.841.477	92,9%
Gastos Operacionales							
Administración	227.910	145.654	56,5%	324.507	773.192	427.495	80,9%
Gastos de comercialización	256.736	143.882	78,4%	236.117	679.862	496.143	37,0%
Gastos de exploración y proyectos	311.640	380.893	(18,2%)	336.049	1.164.601	990.579	17,6%
Utilidad Operacional	6.625.790	2.767.267	139,4%	5.988.360	18.292.993	8.927.260	104,9%
Ingresos (gastos) No Operacionales:							
Ingresos Financieros	4.191.432	916.345	357,4%	1.334.302	6.668.981	3.314.798	101,2%
Gastos Financieros	(4.255.792)	(1.012.194)	320,5%	(1.766.418)	(7.205.515)	(3.287.658)	119,2%
Gasto de intereses	(93.019)	(50.857)	82,9%	(90.628)	(236.382)	(137.326)	72,1%
Ingresos No Financieros	355.735	126.044	182,2%	305.599	955.716	535.821	78,4%
Egresos No Financieros	(403.036)	(414.887)	(2,86%)	(392.242)	(1.625.067)	(1.664.320)	2,36%
Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta	6.421.110	2.331.718	175,4%	5.378.973	16.850.726	7.688.575	119,2%
Provisión Impuesto de Renta	2.191.670	599.658	265,5%	1.700.145	5.715.990	2.131.148	168,2%
Interés minoritario	76.484	8.590	790,4%	(72.471)	120.163	112.560	6,8%
Ganancia Neta	4.152.956	1.723.470	141,0%	3.751.299	11.014.573	5.444.867	102,3%
EBITDA	7.627.677	4.032.956	89,1%	7.571.045	22.069.087	12.067.310	82,9%
MARGEN EBITDA	47%	41%		47%	47%	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

INFORMACIÓN DE PRENSA

Millones de pesos colombianos	Balance General No Auditado			Ecopetrol Consolidado		
	Ecopetrol S.A.			Ecopetrol Consolidado		
	A 30 de septiembre de 2011	A 30 de junio 2011	%	A 30 de septiembre de 2011	A 30 de junio de 2011	%
Activos						
Activos corrientes:						
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.472.654	2.995.118	(17,4%)	4.268.578	4.957.467	(13,9%)
Inversiones	2.380.798	2.173.309	9,5%	2.464.587	2.226.850	10,7%
Cuentas y documentos por cobrar	5.783.446	4.374.300	32,2%	6.497.777	3.392.426	91,5%
Inventarios	2.039.714	2.136.330	(4,5%)	2.570.918	2.583.062	(0,5%)
Otros	2.933.224	2.686.344	9,2%	3.643.689	3.297.832	10,5%
Total activos corrientes	15.609.836	14.365.401	8,7%	19.445.549	16.457.637	18,2%
Activos no corrientes						
Inversiones	13.044.572	11.761.018	10,9%	4.967.356	4.034.524	23,1%
Cuentas y documentos por cobrar	2.850.446	2.816.057	1,2%	251.911	2.267.769	(88,9%)
Propiedad, planta y equipo, neto	18.051.370	16.579.532	8,9%	27.668.607	25.317.326	9,3%
Recursos naturales y del medio ambiente, neto	11.546.977	11.029.354	4,7%	13.191.152	12.549.054	5,1%
Otros	17.443.172	17.480.556	(0,2%)	18.856.441	18.901.043	(0,2%)
Total activos no corrientes	62.936.537	59.666.517	5,5%	64.935.467	63.069.716	3,0%
Total activos	78.546.373	74.031.918	6,1%	84.381.016	79.527.353	6,1%
Pasivos y patrimonio						
Pasivos corrientes:						
Obligaciones financieras	787.056	832.591	(5,5%)	1.198.077	1.191.631	0,5%
Cuentas por pagar y vinculados	8.271.168	10.569.004	(21,7%)	8.644.602	9.861.940	(12,3%)
Pasivos estimados y provisiones	954.068	941.701	1,3%	1.506.042	1.483.517	1,5%
Otros	5.576.760	3.944.043	41,4%	7.631.806	5.826.368	31,0%
Total pasivos corrientes	15.589.052	16.287.339	(4,3%)	18.980.527	18.363.456	3,4%
Pasivos de largo plazo						
Obligaciones financieras	5.773.792	5.576.782	3,5%	7.763.433	7.887.384	(1,6%)
Obligaciones laborales a largo plazo	2.991.761	2.927.645	2,2%	3.001.594	2.936.134	2,2%
Pasivos estimados y provisiones	3.597.845	3.591.150	0,2%	3.769.975	3.863.821	(2,4%)
Otros	3.822.807	3.505.346	9,1%	3.090.517	3.490.049	(11,4%)
Total pasivos de largo plazo	16.186.205	15.600.923	3,8%	17.625.519	18.177.388	(3,0%)
Total pasivos	31.775.257	31.888.262	(0,4%)	36.606.046	36.540.844	0,2%
Interés minoritario				122.033.200,0%	1.091.929	11,8%
Patrimonio	46.771.116	42.143.656	11,0%	46.554.638	41.894.580	11,1%
Total pasivos y patrimonio	78.546.373	74.031.918	6,1%	84.381.016	79.527.353	6,1%
Cuentas de orden deudoras *	126.838.960	120.817.260		129.206.704	123.225.614	
Cuentas de orden acreedoras *	103.963.753	99.269.488		108.963.993	94.294.499	

Notas

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

INFORMACIÓN DE PRENSA

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

Millones de pesos colombianos	III trim. 2011 *	III trim. 2010 *	%	II trim. 2011 *	Ene-sep 2011	Ene-sep 2010	%
Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación							
Excedente del Ejercicio	4.196.712	1.702.356	146,5%	3.414.331	11.015.720	5.604.020	96,6%
Movimiento de partidas que no involucran efectivo							
Depreciación, agotamiento y amortización	1.088.944	1.057.693	3,0%	1.412.863	3.667.228	3.074.006	19,2%
Provisiones, neto	(13.545)	25.600	(152,9%)	(141.010)	(61.029)	76.453	(179,8%)
Baja en propiedades, planta y equipo	1.921	(21.364)	109,0%	-	2.320	207.858	(98,9%)
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	-	20	(100,0%)	-	-	24	(100,0%)
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	-	4.072	(100,0%)	-	-	30.558	(100,0%)
Pérdida en baja de otros activos	20	-	-	209	288	-	-
Utilidad (pérdida) método de participación	(134.340)	292.978	(145,9%)	(102.141)	(573.179)	168.944	(439,3%)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:							
Deudores	(1.619.376)	147.301	(1.199,4%)	(758.540)	(3.679.862)	461.285	(897,7%)
Inventarios	59.917	72.862	(17,8%)	145.495	(188.276)	10.893	(1.828,4%)
Diferidos y otros activos	(167.905)	(152.998)	9,7%	(1.777)	(1.712.166)	(575.513)	197,5%
Cuentas por pagar	(366.410)	108.703	(437,1%)	1.131.315	2.146.728	2.091.672	2,6%
Impuestos por pagar	1.602.787	551.299	190,7%	(1.537.495)	3.482.061	233.956	1.388,3%
Obligaciones laborales	31.218	20.021	55,9%	3.388	20.080	(6.952)	388,8%
Pasivos estimados y provisiones	35.810	(125.466)	128,5%	45.545	(57.880)	135.098	(142,8%)
Efectivo generado por actividades de operación	4.715.753	3.683.077	28,0%	3.612.183	14.062.033	11.512.302	22,1%
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:							
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	(55.809)	(1.161.131)	-	-	(868.954)	(1.161.131)	-
Compra de inversiones	(71.606)	(1.821.683)	96,1%	(5.073.296)	(9.657.535)	(7.439.317)	29,8%
Redención y venta de inversiones	(1.150.681)	2.556.857	(145,0%)	5.334.833	7.384.942	5.944.364	24,2%
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	(1.620)	-	-	198	-	-	0,0%
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(785.202)	(922.366)	(14,9%)	(981.219)	(2.179.718)	(2.144.366)	1,6%
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(1.808.792)	(916.915)	97,3%	(1.408.428)	(4.369.621)	(2.698.228)	61,9%
Efectivo neto generado por las actividades de inversión	(3.873.710)	(2.265.238)	71,0%	(2.127.912)	(9.690.886)	(7.498.678)	29,2%
Flujo de efectivo en actividades de financiación							
Obligaciones financieras	151.475	(207.574)	173,0%	(144.560)	(53.367)	(408.715)	86,9%
Capitalizaciones	478.467	219	218.378,1%	70	478.494	556	85.960,1%
Dividendos	(1.994.449)	(1.214.260)	64,3%	(1.983.151)	(3.915.703)	(2.468.896)	58,6%
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(1.364.507)	(1.421.615)	4,0%	(2.127.641)	(3.490.576)	(2.877.055)	21,3%
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(522.464)	(3.776)	13.736,4%	(643.370)	880.571	1.136.569	(22,5%)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	2.995.118	3.427.341	(12,6%)	3.638.488	1.592.083	2.286.996	(30,4%)
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	2.472.654	3.423.565	(27,8%)	2.995.118	2.472.654	3.423.565	(27,8%)

NOTAS:

* No auditado, se muestra para efectos ilustrativos

INFORMACIÓN DE PRENSA

Estado de Flujos de Efectivo sin Auditar Ecopetrol Consolidado

Millones de pesos colombianos

	III trim. 2011 *	III trim. 2010 *	%	II trim. 2011 *	Ene-Sep 2011*	Ene-Sep 2010*	%
Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación							
Excedente del Ejercicio	4.152.954	1.723.470	141,0%	3.751.299	11.014.573	5.444.867	102,3%
Movimiento de partidas que no involucran efectivo							
Depreciación, agotamiento y amortización	1.389.785	1.237.322	12,3%	1.732.731	4.578.912	3.478.173	31,6%
Provisiones - neto	(6.933)	42.491	(116,3%)	(92.407)	(52.382)	128.924	(140,6%)
Baja en propiedades, planta y equipo	-	-	-	-	-	-	-
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	1.921	(21.344)	109,0%	-	2.320	207.882	(98,9%)
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	-	4.072	(100,0%)	-	-	30.558	(100,0%)
Pérdida en baja de otros activos	20	-	-	209	288	-	-
Utilidad en método de participación	(8.675)	(13.577)	36,1%	(36.021)	(88.220)	(55.398)	59,2%
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:							
Deudores	(1.256.620)	(1.681.163)	(25,3%)	(642.710)	(3.125.414)	(994.746)	214,2%
Inventarios	(28.881)	86.979	(133,2%)	102.836	(411.419)	1.622	(25.464,9%)
Diferidos y otros activos	55.058	(2.322.012)	102,4%	(172.610)	(550.588)	(576.646)	4,5%
Cuentas por pagar	(4.316)	(129.893)	96,7%	1.607.185	2.614.100	2.186.531	19,6%
Impuestos por pagar	1.821.745	1.865.143	(2,3%)	(1.739.661)	2.262.971	1.237.757	82,8%
Obligaciones laborales	47.036	23.959	96,3%	6.236	40.311	(7.106)	667,3%
Pasivos estimados y provisiones	(344.467)	(69.897)	392,8%	149.305	252.426	(1.136.139)	122,2%
Efectivo generado por actividades de operación	5.818.627	745.550	680,4%	4.666.392	16.537.878	9.946.279	66,3%
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:							
Pago por compra de compañías, neto del efectivo adquirido	(55.809)	(1.163.131)	-	-	(868.954)	(1.163.131)	-
Compra de inversiones	(71.606)	(1.821.683)	(96,1%)	(5.073.296)	(9.657.535)	(7.439.317)	29,8%
Redención y venta de inversiones	(879.199)	3.056.545	(128,8%)	5.028.631	7.769.130	6.162.793	26,1%
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	-	-	#iDIV/0!	-	-	-	-
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1.026.393)	(1.165.021)	11,9%	(1.153.444)	(3.359.230)	(2.373.500)	41,5%
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(2.969.425)	(163.527)	1.715,9%	(2.341.292)	(7.225.287)	(3.531.031)	104,6%
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(5.002.432)	(1.256.817)	(298,0%)	(3.539.401)	(13.341.876)	(8.344.186)	59,9%
Flujo de efectivo en actividades de financiación							
Interés minoritario	128.403	(15.987)	903,2%	(137.268)	734.381	11.494	6.289,3%
Obligaciones financieras	(117.505)	707.342	(116,6%)	244.422	48.626	1.122.475	(95,7%)
Capitalizaciones	478.467	219	#####	70	478.494	556	85.960,1%
Dividendos	(1.994.449)	(1.217.770)	100,0%	(1.983.151)	(3.915.703)	(2.468.896)	58,6%
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(1.505.084)	(526.196)	186,0%	(1.875.927)	(2.654.202)	(1.334.371)	98,9%
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(688.889)	(1.037.463)	33,6%	(748.936)	541.800	267.722	102,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	4.957.467	4.867.304	1,9%	5.706.403	3.726.778	3.562.119	4,6%
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	4.268.578	3.829.841	11,5%	4.957.467	4.268.578	3.829.841	11,5%

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	III trim. 2011*	III trim. 2010 *	%	II trim. 2011 *	Ene-sep 2011	Ene-sep 2010	%
CALCULO DEL EBITDA							
Utilidad operacional	6.214.101	2.865.854	116,8%	5.450.554	17.041.437	8.757.223	94,6%
Mas: Depreciación, agotamiento y amortizaciones	878.204	1.086.288	-19,2%	1.383.601	3.374.318	2.937.060	14,9%
EBITDA NO CONSOLIDADO	7.092.305	3.952.142	79,5%	6.834.155	20.415.755	11.694.283	74,6%
CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA							
Utilidad neta	4.196.712	1.702.356	146,5%	3.414.331	11.015.720	5.604.020	96,6%
Depreciación, agotamiento y amortización	878.204	1.086.288	-19,2%	1.383.600	3.374.318	2.937.060	14,9%
Ingresos financieros	(1.295.202)	(888.412)	45,8%	(1.153.622)	(3.463.650)	(3.058.543)	13,2%
Gastos financieros	1.366.265	920.255	48,5%	1.684.943	4.155.420	3.004.504	38,3%
Ingresos No Financieros	(354.043)	(138.474)	155,7%	(277.949)	(897.628)	(504.426)	78,0%
Egresos No Financieros	372.128	370.007	0,6%	319.181	1.488.791	1.556.876	-4,4%
Resultados en sociedades	(134.340)	292.978	-145,9%	(102.141)	(573.179)	168.944	-439,3%
Provisión de renta	2.062.581	607.144	239,7%	1.565.811	5.315.963	1.985.848	167,7%
EBITDA NO CONSOLIDADO	7.092.305	3.952.142	79,5%	6.834.154	20.415.755	11.694.283	74,6%

Ecopetrol Consolidado

COL\$ Millones	III trim. 2011*	III trim. 2010 *	%	II trim. 2011 *	Ene-sep 2011	Ene-sep 2010	%
CALCULO DEL EBITDA							
Utilidad operacional	6.625.789	2.767.267	139,4%	5.988.360	18.292.992	8.927.257	104,9%
Más: Depreciación, agotamiento y amortizaciones	1.178.258	1.296.201	-9,1%	1.698.842	4.281.241	3.371.987	27,0%
Interes minoritario	(176.370)	(30.512)	478,0%	(116.157)	(505.146)	(231.934)	117,8%
EBITDA CONSOLIDADO	7.627.677	4.032.956	89,1%	7.571.045	22.069.087	12.067.310	82,9%
CONCILIACION UTILIDAD NETA VS EBITDA							
Utilidad neta	4.152.954	1.723.470	141,0%	3.751.299	11.014.570	5.444.865	102,3%
Depreciación, agotamiento y amortización	1.178.258	1.296.201	-9,1%	1.698.842	4.281.241	3.371.987	27,0%
Ingresos financieros	(4.282.750)	(2.272.761)	88,4%	(1.301.682)	(6.668.981)	(6.267.294)	6,4%
Gastos financieros	4.360.585	2.419.468	80,2%	1.860.447	7.441.898	6.377.480	16,7%
Ingresos No Financieros	(264.417)	(126.044)	109,8%	(338.218)	(955.716)	(535.821)	78,4%
Egresos No Financieros	391.263	414.886	-5,7%	388.841	1.625.068	1.664.320	-2,4%
Interes minoritario de las utilidades	76.484	8.590	790,4%	(72.472)	120.163	112.560	6,8%
Provisión de renta	2.191.670	599.658	265,5%	1.700.145	5.715.990	2.131.148	168,2%
Interes minoritario del Ebitda	(176.370)	(30.512)	478,0%	(116.157)	(505.146)	(231.934)	117,8%
TOTAL EBITDA	7.627.677	4.032.956	89,1%	7.571.045	22.069.087	12.067.310	82,9%

* No auditado, se muestra para propósitos ilustrativos

VII. Resultados de las Subordinadas

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

Exploración y Producción
1. Hocol:
Estado de Resultados

	III trim. 2011	III trim. 2010	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2010
Millardos de COP\$				
Ventas locales	3,3	5,6	6,2	22,9
Ventas de exportación	905,9	675,2	2.694,4	1.794,2
Ventas de servicios				
Ventas Totales	909,2	680,8	2.700,6	1.817,1
Costos Variables	574,5	458,0	1.670,4	1.185,6
Costos Fijos	117,9	65,8	322,8	213,5
Costo de Ventas	692,4	523,8	1.993,1	1.399,0
Utilidad Bruta	216,8	157,1	707,4	418,1
Gastos Operativos	53,3	111,5	108,3	158,1
Utilidad Operacional	163,5	45,6	599,1	259,9
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	171,5	29,5	634,3	218,5
Impuesto de renta	57,2	(6,1)	207,2	36,4
Utilidad Neta	114,3	35,6	427,1	182,1

EBITDA	\$ 243	101,7	820,39	430,0
Margen EBITDA	27%	15%	30%	24%

Balance General

Millardos de COP\$	A Septiembre 30	A junio 30 de
	de 2011	2011
Activos corrientes	1.125,9	1.078,6
Activos de largo plazo	1.473,9	1.478,1
Total Activos	2.599,8	2.556,7
Pasivos corrientes	440,1	547,6
Pasivos de largo plazo	144,8	150,7
Impuesto diferido		
Total Pasivos	584,9	698,3
Patrimonio	2.014,9	1.858,4
Total Pasivo y Patrimonio	2.599,8	2.556,7

2. Savia Perú

Estado de Resultados

Millones de USD\$	III trim. 2011	III trim. 2010*	Ene-ago 2011	Ene-ago 2010*
Ventas locales	66,9	51,0	267,6	199,2
Ventas de exportación		-		
Ventas de servicios	(0,1)	7,3	5,5	8,9
Ventas Totales	66,7	58,3	273,1	208,1
Costos Variables	27,8	28,1	112,3	99,4
Costos Fijos	9,9	7,0	36,2	29,0
Costo de Ventas	37,7	35,1	148,5	128,4
Utilidad Bruta	29,0	23,2	124,6	79,7
Gastos Operativos	4,5	14,3	29,5	16,3
Utilidad Operacional	24,5	9,0	95,1	63,5
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	22,4	20,1	93,0	63,1
Impuesto de renta	1,8	2,0	12,6	13,7
Distribucion de utilidades a empleados		-		
Impuesto diferido	11,1	2,0	19,1	4,0
Interés minoritario				
Utilidad Neta	9,4	16,1	61,3	45,4
Utilidad por acción (USD\$)				
EBITDA	36,0	14,3	124,6	85,8
Margen EBITDA	54%	28%	47%	43%

* Dado que a partir de 2011 se presenta información de Savia Perú, los datos que se presentan a 2010 fueron reexpresados para incluir solamente Savia Perú y no OIG

Balance General

Millones de USD\$	A Agosto 30 de 2011	A junio 30 de 2011
Activos corrientes	235,4	227,7
Activos de largo plazo	471,6	434,0
Total Activos	707,0	661,7
Pasivos corrientes	192,7	165,8
Pasivos de largo plazo	66,5	68,5
Impuesto diferido	40,3	29,1
Total Pasivos	299,4	263,5
Patrimonio	407,6	398,2
Total Pasivo y Patrimonio	707,0	661,7

3. Equión

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	III trim 11	II trim. 11	Ene-sep 11
Ventas locales	43,3	29,1	96,9
Ventas de exportación	431,8	447,7	1.295,5
Ventas de servicios	1,0	0,9	2,6
Ventas Totales	476,1	477,7	1.394,9
Costos Variables	256,2	280,2	704,6
Costos Fijos	34,8	29,0	88,1
Costo de Ventas	291,0	309,2	792,7
Utilidad Bruta	185,1	168,5	602,2
Gastos Operativos	22,1	119,6	147,3
Utilidad Operacional	163,0	48,9	454,9
Utilidad (pérdida) antes de Impuestos	151,4	(76,1)	334,9
Impuesto de renta	63,9	62,6	174,6
Utilidad Neta	87,5	(138,7)	160,3
EBITDA	101,0	40	279,6
Margen EBITDA	21%	8%	20%

Balance General

Millardos de COP\$	A septiembre 30 de 2011	A junio 30 de 2011
Activos corrientes	850,89	702,72
Activos de largo plazo	1.126,72	1.107,75
Total Activos	1.977,61	1.810,5
Pasivos corrientes	763,72	702,5
Pasivos de largo plazo	159,50	147,3
Total Pasivos	923,22	849,8
Patrimonio	1.054,39	960,7
Total Pasivo y Patrimonio	1.977,61	1.810,5

Refinación y Petroquímica

1. Propilco

Ventas (toneladas)	III. trim. 11	III. trim. 10	ene-sep 11	ene-sep 10
Polipropileno	95,591	104,655	283,061	303,005
Comercialización Polipropileno COMAI	3,549	2,493	8,622	7,464
Total	99,140	107,148	291,684	310,469

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	III trim. 2011	III trim. 2010	ene-sep 2011	ene-sep 2010
Ventas locales	189,4	161,8	551,5	501,4
Ventas de exportación	190,7	157,3	591,8	489,7
Ventas de servicios				
Ventas Totales	380,2	319,1	1.143,3	991,1
Costos Variables	326,5	278,9	959,5	866,1
Costos Fijos	26,5	21,7	78,6	63,0
Costo de Ventas	352,9	300,6	1.038,1	929,1
Utilidad Bruta	27,2	18,5	105,2	62,0
Gastos Operativos	25,3	23,9	74,0	69,9
Utilidad Operacional	1,9	(5,4)	31,2	(7,9)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	8,0	10,9	34,9	48,0
Provisión impuesto de renta	1,2	1,6	4,9	4,4
Interés minoritario				
Utilidad Neta	6,8	9,3	30,0	43,6
EBITDA	14,7	5,7	69,5	23,3
Margen EBITDA	4%	2%	6%	2%

Balance General

Millardos de COP\$	A septiembre 30 de 2011	A junio 30 de 2011
Activos corrientes	686,0	599,2
Activos de largo plazo	505,5	506,3
Total Activos	1.191,5	1.105,5
Pasivos corrientes	383,3	303,5
Pasivos de largo plazo	159,7	160,0
Total Pasivos	543,0	463,5
Patrimonio	648,5	642,0
Total Pasivo y Patrimonio	1.191,5	1.105,5

2. Reficar

Ventas (KBDC)	III. trim. 11	III. trim. 10	ene-sep 11	ene-sep 10
Local	43.4	37.2	42.2	40.4
Exportación	57.1	50.3	55.4	48.8
Total	100.5	87.5	97.6	89.2

INFORMACIÓN DE PRENSA
Estado de Resultados

	III trim. 2011	III trim. 2010	Ene - sep 2011	Ene - sep 2010
Millardos de COP\$				
Ventas locales	871,3	618,7	2.292,3	1.711,9
Ventas de exportación	1.060,0	695,9	2.758,9	1.837,1
Ventas de servicios				
Ventas Totales	1.931,2	1.314,5	5.051,2	3.549,0
Costos Variables	1.820,0	1.274,4	4.729,8	3.354,3
Costos Fijos	61,2	39,3	169,9	164,8
Costo de Ventas	1.881,2	1.313,7	4.899,7	3.519,1
Utilidad Bruta	50,0	0,9	151,5	29,9
Gastos Operativos	25,6	11,7	96,4	40,5
Utilidad Operacional	24,4	(10,8)	55,1	(10,6)
Ingresos No Operacionales	46,0	19,6	137,6	50,4
Gastos No Operacionales	(41,5)	(48,6)	(147,3)	(80,2)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	28,9	(39,8)	45,4	(40,4)
Provisión impuesto de renta	1,3	2,0	3,5	5,4
Interés minoritario				
Utilidad (Pérdida) Neta	27,6	(41,8)	42,0	(45,8)
EBITDA	50,8	66,2	137,1	68,5
Margen EBITDA	3%	5%	3%	2%

Balance General

Millardos de COP\$	A septiembre 30	A junio 30 de
	de 2011	2011
Activos corrientes	1.319,3	1.058,5
Activos de largo plazo	4.686,5	4.009,5
Total Activos	6.005,8	5.068,0
Pasivos corrientes	2.098,1	1.188,0
Pasivos de largo plazo	1.143,6	1.143,5
Total Pasivos	3.241,7	2.331,5
Patrimonio	2.764,1	2.736,5
Total Pasivo y Patrimonio	6.005,8	5.068,0

Transporte
1. Ocensa

Volúmenes transportados (KBDC)	III. trim. 11	III. trim. 10	ene-sep 11	ene-sep 10
Cusiana-Porvenir	177.1	53.3	145,085.5	53.3
Porvenir-Vasconia	574.1	463.7	554,686.7	451.0
Vasconia-Coveñas	381.1	269.2	356,214.9	272.2
Coveñas-Puerto Exp.	367.6	227.6	344,357.0	255.2

INFORMACIÓN DE PRENSA
Estado de Resultados

	III trim. 2011	III trim. 2010	Ene - sep 2011	Ene - sep 2010
Millardos de COP\$				
Ventas de servicios	226,0	234,2	718,6	1.044,6
Ventas Totales	226,0	234,2	718,6	1.044,6
Costo de Ventas	176,4	172,9	517,1	486,4
Utilidad Bruta	49,6	61,3	201,4	558,2
Gastos Operativos	14,4	12,4	48,7	33,7
Utilidad Operacional	35,2	48,9	152,7	524,5
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	62,7	(25,9)	96,4	388,7
Provisión impuesto de renta	1,3	(8,5)	4,0	96,1
Interés minoritario	-	-	-	-
Utilidad Neta	61,3	(17,4)	92,5	292,6
EBITDA	84,5	30,0	283,3	316,0
Margen EBITDA	37%	13%	39%	30%

Balance General

Millardos de COP\$	A septiembre 30 de 2011	A junio 30 de 2011
Activos corrientes	794,4	834,8
Activos de largo plazo	1.063,2	1.115,3
Total Activos	1.857,6	1.950,1
Pasivos corrientes	267,7	321,4
Pasivos de largo plazo	916,9	1.017,0
Total Pasivos	1.184,6	1.338,4
Patrimonio	673,0	611,7
Total Pasivo y Patrimonio	1.857,6	1.950,1

2. ODL

	III. trim. 11	III. trim. 10	ene-sep 11	ene-sep 10
Volumenes transportados(KBDC)	213.9	146.6	203.9	134.9

INFORMACIÓN DE PRENSA
Estado de Resultados

	III trim. 2011	III trim. 2010	Ene - sep 2011	Ene - sep 2010
Millardos de COP\$				
Ventas de servicios	121,3	50,8	257,8	121,7
Ventas Totales	121,3	50,8	257,8	121,7
Costos Variables	16,1	7,6	40,2	18,8
Costos Fijos	50,9	37,6	118,5	71,2
Costo de Ventas	67,0	45,3	158,6	90,0
Utilidad Bruta	54,3	5,6	99,2	31,7
Gastos Operativos	3,7	2,0	10,2	4,8
Utilidad Operacional	50,6	3,6	88,9	26,9
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	53,5	(5,4)	72,4	0,1
Provisión impuesto de renta	1,1	1,0	3,2	3,0
Interés minoritario				
Utilidad Neta	52,5	(6,4)	69,1	(2,9)
EBITDA	44,9	19,2	95,9	48,2
Margen EBITDA	37%	38%	37%	40%

Balance General

Millardos de COP\$	A septiembre 30	A junio 30 de
	de 2011	2011
Activos corrientes	400,7	259,2
Activos de largo plazo	1.679,7	1.622,5
Total Activos	2.080,4	1.881,7
Pasivos corrientes	112,3	121,8
Pasivos de largo plazo	1.303,8	1.303,8
Total Pasivos	1.416,1	1.425,6
Patrimonio	664,3	456,1
Total Pasivo y Patrimonio	2.080,4	1.881,7

Biocombustibles
1. Ecodiesel

Ventas (KBPED)	jul-ago 2011	jul-ago 2010	ene-ago 2011	ene-ago 2010
Biodiesel	2,2	1,5	2,0	1,6
Glicerina	0,2	0,1	0,2	0,1
Total	2,3	1,7	2,1	1,7

INFORMACIÓN DE PRENSA
Estado de Resultados

Millardos de COP\$	Jul-ago 2011	Jul-ago 2010	Ene-ago 2011	Ene-ago 2010
Ventas locales	49,5	26,5	192,9	26,5
Ventas de servicios	-	-	-	-
Ventas Totales	49,5	26,5	192,9	26,5
Costos Variables	46,4	24,5	178,5	24,5
Costos Fijos	-	-	-	-
Costo de Ventas	46,4	24,5	178,5	24,5
Utilidad Bruta	3,1	2,0	14,4	2,0
Gastos Operativos	2,1	0,5	9,1	0,6
Utilidad Operacional	1,0	1,5	5,3	1,4
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	-	(1,3)	0,00	(0,5)
Provisión impuesto de renta	-	-	-	-
Interés minoritario	-	-	-	-
Utilidad Neta	-	(1,3)	0,00	(0,5)
EBITDA Millardos de COP\$	1,0	1,5	14,3	1,4
Margen EBITDA	2%	6%	7%	5%

Balance General

Millardos de COP\$	A Agosto 30 de	
	2011	A junio 30 de 2011
Activos corrientes	44,8	48,2
Activos de largo plazo	94,1	94,5
Total Activos	138,9	142,7
Pasivos corrientes	58,5	60,1
Pasivos de largo plazo	59,0	61,3
Total Pasivos	117,5	121,3
Patrimonio	21,4	21,4
Total Pasivo y Patrimonio	138,9	142,7