

FE DE ERRATAS EN EL REPORTE DE RESULTADOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y TOTAL AÑO 2010 DE ECOPETROL S.A.

Por equivocación en el reporte de resultados del cuarto trimestre y año 2010 de Ecopetrol S.A., publicado el pasado 28 de febrero de 2011, se presentaron cifras parciales en la tabla de "Volúmenes de ventas de Ecopetrol S.A." (Pg. 6 del reporte original). Este error no tiene implicaciones sobre los resultados financieros reportados para el cuarto trimestre de 2010 y total año 2010 por Ecopetrol S.A., ya que el error se presentó en la transcripción de cifras volumétricas y no en las financieras. Las cifras corregidas, así como las explicaciones correspondientes, son las siguientes:

Volúmenes de exportación de productos: El volumen de exportación de productos en 2010 fue de 51,9 KBPD (no 37,5 KBPD). En consecuencia, se aclara que el total de ventas de exportación ascendió a 370,2 KBPD (no 355,8 KBPD) y el volumen total vendido fue de 733,0 KBPD (no 718,5 KBPD).

La variación entre 2010 y 2009 se explica por mayores volúmenes exportados de fuel oil, nafta craqueada y diesel de alto azufre (este último antes de la entrada en funcionamiento de la planta de Hidrotratamiento en la Refinería de Barrancabermeja en agosto de 2010). La variación del cuarto trimestre de 2010 frente al mismo periodo de 2009 obedece a mayores volúmenes exportados de fuel oil y nafta craqueada.

Volúmenes de venta local: Para el cuarto trimestre del año 2009, así como para el año completo, 15 KBPD fueron erróneamente clasificados en la tabla como gasolinas cuando en realidad eran destilados medios.

Al realizar la corrección se observa que el crecimiento en volúmenes de ventas de gasolina en el mercado local para el trimestre y el año fue de 6.9% y 13.5% respectivamente frente a los mismos periodos del 2009. Los crecimientos se explican por las restricciones en el abastecimiento de etanol utilizado para la mezcla, debido a la fuerte temporada invernal.

A continuación se presenta la tabla corregida de "Volúmenes de ventas de Ecopetrol S.A." (pg. 6):

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

Volúmenes de venta local (kbped)	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Crudo	2,0	2,3	(13,0%)	3,2	0,8	300,0%
Gas Natural	73,4	101,3	(27,5%)	90,4	76,3	18,5%
Gasolinas	67,2	59,2	13,5%	63,2	59,1	6,9%
Destilados Medios	103,4	101,1	2,3%	102,1	95,7	6,7%
GLP y combustóleo	15,4	18,4	(16,3%)	15,3	19,3	(20,7%)
Industriales y Petroquímicos	17,8	14,7	21,1%	17,0	13,3	27,8%
Total venta local	279,2	297,0	(6,0%)	291,2	264,5	10,1%
Volúmenes de Exportación (kbped)	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Crudo	363,6	281,2	29,3%	311,6	232,8	33,8%
Productos	55,7	45,4	22,7%	51,9	49,4	5,1%
Gas Natural	19,3	7,5	157,3%	6,7	19,9	(66,3%)
Total venta de exportación	438,6	334,1	31,3%	370,2	302,1	22,5%
Volúmenes Zona Franca (kbped)	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Crudo	36,2	78,7	(54,0%)	67,1	79,3	(15,4%)
Productos	1,7	2,1	(19,0%)	2,2	2,0	10,0%
Gas Natural	2,3	1,5	53,3%	2,3	1,9	21,1%
Total Zona Franca	40,2	82,3	(51,2%)	71,6	83,2	(13,9%)
Total volumen vendido	758,0	713,4	6,3%	733,0	649,8	12,8%

Ecopetrol S.A presenta sus resultados para el cuarto trimestre y el año 2010

- **La producción del grupo empresarial alcanzó 615,9 KBPED en 2010, con un crecimiento del 18,3% frente a 2009. La producción de Ecopetrol S.A. fue 579,5 KBPED, un 16,2% mayor que en 2009.**
- **Las ventas de Ecopetrol S.A. fueron de COP\$ 36,7 billones, 32,5% mayores que en 2009.**
- **La utilidad de Ecopetrol S.A. alcanzó COP\$8,3 billones en 2010 con un crecimiento de 58,8% frente a 2009. La utilidad por acción fue de COP\$206,22 por acción en 2010 frente a COP\$129,87 en 2009.**
- **El margen EBITDA de Ecopetrol S.A. fue 45% en 2010 frente a 38% en el año anterior.**

BOGOTA, 28 de febrero de 2011/ -- Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; BVL: EC; TSX: ECP) anunció hoy los resultados financieros para el cuarto trimestre y el año 2010 auditados, 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 (COP\$).

Resultados más relevantes de Ecopetrol S.A.

(Millardos de COP\$)	No consolidado						Consolidado					
	IV trim. 10 *	IV trim. 09 *	%	2010	2009	%	IV trim. 10 *	IV trim. 09 *	%	2010	2009	%
Ventas Totales	10.199,7	8.505,7	19,9%	36.661,1	27.674,0	32,5%	11.644,1	8.986,0	29,6%	41.968,3	30.404,4	38,0%
Utilidad Operacional	4.451,5	2.706,1	64,5%	13.208,7	8.083,5	63,4%	3.951,6	2.379,5	66,1%	12.878,8	7.873,3	63,6%
Utilidad Neta	2.742,1	1.691,4	62,1%	8.346,1	5.256,2	58,8%	2.701,6	1.721,4	56,9%	8.146,5	5.132,0	58,7%
Utilidad por acción (COL)	67,75	41,79		206,22	129,87							
EBITDA	4.664,2	2.963,6	57,4%	16.358,4	10.438,0	56,7%	4.632,2	3.327,8	39,2%	16.699,5	11.429,9	46,1%
Margen EBITDA	46%	35%		45%	38%		40%	37%		40%	38%	

* No auditado, presentado únicamente para efectos ilustrativos

El presidente de Ecopetrol, Javier Gutiérrez, declaró:

"2010 fue un año de grandes retos, pero también de grandes satisfacciones. La actividad exploratoria arrojó la presencia de hidrocarburos en 10 pozos en Colombia y uno en Brasil, nuestros programas de desarrollo permitieron que la producción del grupo empresarial alcanzara 615,9 KBPED, en línea con lo previsto en nuestro plan estratégico y logramos un destacado aumento de 11,4% en las reservas probadas, alcanzando 1.714 millones de barriles equivalentes. Todos estos hechos fortalecen nuestro segmento de exploración y producción y lo hacen cada vez más robusto para alimentar la cadena empresarial aguas abajo. La reciente adquisición de las inversiones de BP en Colombia, realizada en asocio con Talisman, se suma desde 2011 bajo el nuevo nombre de Equión a nuestro Grupo Empresarial para continuar fortaleciendo el segmento.

En refinación nuestro gran avance fue lograr el completamiento de la planta de hidrotreatmento de la refinería de Barrancabermeja para asegurar la mejor calidad de los combustibles que se refinan en el país. Este no es sólo un gran logro industrial, sino que simboliza nuestro interés genuino por el ambiente y por las personas, quienes desde enero de 2010, respiramos un aire más limpio en nuestras ciudades.

COMUNICADO DE PRENSA



Crecer la red de transporte de hidrocarburos al compás de los extraordinarios aumentos en producción del país ha sido todo un reto. Nos llena de orgullo haber sido capaces de ampliar la capacidad de evacuación de crudos del grupo empresarial en 420 mil barriles por día en 2010 y continuamos en nuestro esfuerzo, junto con otras compañías productoras en Colombia, para hacer realidad el Oleoducto Bicentenario, que dará un respiro mediante la oferta de 120 mil barriles de mayor capacidad en 2011.

Los buenos resultados operativos no son otra cosa que la materialización de todos estos esfuerzos, que acompañados de un entorno favorable en materia de precios, se reflejan en mayores ventas, utilidad, ebitda y mejores márgenes frente a 2009.

Finalmente, con orgullo podemos decir que haber visto hacer realidad nuestras metas hasta 2010 nos dio la confianza para extender nuestro plan estratégico hasta el año 2020, fijando objetivos ambiciosos para cada uno de los segmentos de negocio, con un presupuesto de inversiones de 80 mil millones de dólares entre 2011 y 2020. Estoy seguro que esas metas también las lograremos”.



Ecopetrol S.A presenta sus resultados para el cuarto trimestre y el año 2010

Tabla de contenido

I. Resultados financieros y operativos	5
a. Disponibilidad de crudo y productos.....	5
b. Ventas volumétricas de Ecopetrol	6
c. Comportamiento de los precios de crudos y productos	7
d. Resultados financieros	9
e. Flujo y posición de caja	11
f. Resultados por segmentos.....	11
g. Balance general	13
II. Aspectos del negocio	14
a. Exploración	14
b. Producción	16
c. Refinación	18
d. Transporte	20
e. Biocombustibles	22
f. Plan de inversiones 2010.....	22
g. Listado del ADR en la Bolsa de Toronto:	23
III. Responsabilidad social empresarial (RSE).....	23
a. Grupos de interés y reconocimientos	23
b. Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)	23
c. Ciencia y tecnología.....	24
d. Inversión social.....	24
IV. Resultados financieros de Ecopetrol y sus subordinadas (consolidados)	25
V. Presentación de los resultados	26
VI. Anexos.....	28
VII. Estados Financieros de las Subordinadas.....	34

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, comprados e importados:

Ecopetrol S.A. (no incluye filiales) Producción bruta

KBPED	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Crudo	511,1	440,0	16,2%	481,9	405,8	18,8%
Gas natural	97,9	100,3	-2,4%	97,6	92,9	5,1%
Total	609,0	540,3	12,7%	579,5	498,7	16,2%

(-) Regalías

KBPED	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Crudo	78,5	66,2	18,6%	72,6	61,7	17,7%
Gas natural	21,9	19,8	10,6%	25,7	18,5	38,9%
Total	100,4	86,0	16,7%	98,3	80,2	22,6%

(=) Producción neta de crudo y gas

KBPED	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Crudo	432,6	373,8	15,7%	409,3	344,1	18,9%
Gas natural	76,0	80,5	-5,6%	71,9	74,4	-3,4%
Total	508,6	454,3	12,0%	481,2	418,5	15,0%

Compras (kbped)*	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Crudo	169,0	182,6	-7,4%	173,6	168,0	3,3%
Refinados	4,1	8,7	-52,9%	4,9	8,3	-41,0%
Gas natural	36,7	39,8	-7,8%	37,6	37,7	-0,3%
Total compras	209,8	231,1	-9,2%	216,1	214,0	1,0%

Importaciones (kbped)	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Productos	61,0	42,5	43,5%	59,9	38,8	54,4%

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

La principal fuente de suministro para atender la operación de la Empresa durante el 2010 fue la producción neta de crudo y gas, la cual creció 15,0% frente al año anterior. Al comparar el cuarto trimestre de 2010 frente al mismo período de 2009 el incremento fue de 12%.

El crecimiento en las importaciones entre 2009 y 2010 se debe a la compra de diesel con bajo contenido de azufre antes de la entrada de las unidades de hidrotreatmento de la refinería de Barrancabermeja (lo cual sucedió en agosto de 2010). Al comparar el cuarto trimestre de 2010 frente al mismo período de 2009 se observa un incremento en las importaciones de gasolina, debido a la disminución en la oferta de etanol por el fuerte invierno y en jet fuel debido al crecimiento en las frecuencias aéreas ante el cierre de algunas vías terrestres por la ola invernal que afectó al país.

Las compras de crudo bajaron con respecto al último trimestre de 2009 debido a la terminación de algunos contratos de compra que no se renovaron, principalmente en la región de los Llanos, y a la finalización de los contratos Teca y Tibú.

b. Ventas volumétricas de Ecopetrol

Ecopetrol S.A. (sin consolidar)

Volumen de ventas

Volumen de venta local (kbped)	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Crudo	2,0	2,3	(13,0%)	3,2	0,8	300,0%
Gas Natural	73,4	101,3	(27,5%)	90,4	76,3	18,5%
Gasolinas	67,2	59,2	13,5%	63,2	59,1	6,9%
Destilados Medios	103,4	101,1	2,3%	102,1	95,7	6,7%
GLP y combustóleo	15,4	18,4	(16,3%)	15,3	19,3	(20,7%)
Industriales y Petroquímicos	17,8	14,7	21,1%	17,0	13,3	27,8%
Total venta local	279,2	297,0	(6,0%)	291,2	264,5	10,1%
Volumen de Exportación (kbped)	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Crudo	363,6	281,2	29,3%	311,6	232,8	33,8%
Productos	55,7	45,4	22,7%	51,9	49,4	5,1%
Gas Natural	19,3	7,5	157,3%	6,7	19,9	(66,3%)
Total venta de exportación	438,6	334,1	31,3%	370,2	302,1	22,5%
Volumen Zona Franca (kbped)	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Crudo	36,2	78,7	(54,0%)	67,1	79,3	(15,4%)
Productos	1,7	2,1	(19,0%)	2,2	2,0	10,0%
Gas Natural	2,3	1,5	53,3%	2,3	1,9	21,1%
Total Zona Franca	40,2	82,3	(51,2%)	71,6	83,2	(13,9%)
Total volumen vendido	758,0	713,4	6,3%	733,0	649,8	12,8%

El crecimiento en las ventas que se observa en la tabla se explica principalmente por:

Mercado local (49,5% de las ventas):

El volumen de ventas nacionales durante 2010 (no incluye el volumen de zonas francas que desde 2010 se clasifica como exportaciones) fue 10,1% mayor que en 2009 como consecuencia del crecimiento en ventas en los siguientes productos:

- Gas natural: mayor demanda en los primeros meses del año para la generación de electricidad, originada por el fenómeno del Niño.
- Destilados medios: mayor demanda por el incremento en el número de vehículos que funcionan con diesel. La mayor distribución de diesel de bajo contenido de azufre desde enero en Bogotá y desde julio en Medellín, desplazó el consumo de diesel regular. Adicionalmente, se observa un incremento en las ventas de jet fuel por el incremento en las frecuencias aéreas antes mencionado.
- Gasolinas: Debido al fuerte invierno se presentaron restricciones en el abastecimiento de etanol, lo cual incrementó las ventas de gasolina a nivel nacional al entregar el combustible sin mezcla. Dicho efecto se presentó durante el último trimestre pero hizo que el promedio de ventas anuales se incrementara un 6.9%.
- Productos petroquímicos e industriales: mayores ventas asociadas a la mayor actividad económica en el país.

No obstante el crecimiento total en ventas, se registraron caídas en ventas de los siguientes productos:

- GLP: menores ventas por la escasez de producto frente a las nominaciones presentadas por los clientes y por la temporada invernal que afectó el transporte de producto a nivel país.

Las ventas nacionales cayeron un 6% en el cuarto trimestre de 2010 frente al mismo período del año anterior, debido principalmente a la reducción en las ventas de gas natural por disminución en la generación térmica tras la finalización del fenómeno del Niño.

Mercado internacional (50,5% de las ventas):

El volumen de crudos exportados en 2010 fue un 33,8% superior al volumen registrado en 2009. Durante el año los mayores volúmenes exportados de crudos Castilla y South Blend, compensaron la reducción en crudo Vasconia. Los mercados que más crecieron fueron Centroamérica, Canadá y Europa.

El volumen exportado de gas natural a Venezuela en 2010 fue un 66,3% inferior al del 2009 debido a la obligación de atender la demanda interna durante el fenómeno del Niño (primer semestre de 2010).

En noviembre de 2010 se rompió el récord volumétrico de exportaciones, alcanzando 449 KBPED. La tendencia creciente en las exportaciones se deriva del incremento en la producción de crudos que genera excedentes que pueden ser colocados en otros mercados.

Los principales destinos de las exportaciones de Ecopetrol durante 2010 fueron los siguientes:

Exportaciones por destino - Crudos			Exportaciones por destino - Productos		
Destino	2010	2009	Destino	2010	2009
Costa del Golfo EE.UU.	59.7%	59.2%	Costa del Golfo EE.UU.	35.7%	42.4%
Lejano oriente	17.1%	15.9%	Caribe	23.0%	10.7%
América Central	6.1%	1.6%	Lejano oriente	20.0%	16.8%
Sur América	5.7%	5.4%	Costa Atlántica EE.UU.	12.0%	4.4%
Costa Oeste EE.UU.	4.5%	4.2%	Europa	4.5%	17.6%
Caribe	2.5%	10.5%	Sur América	2.8%	1.8%
Africa	1.8%	1.3%	América Central	2.0%	6.3%
Canada	1.3%	0.6%			
Europa	1.0%	0.6%		100.0%	100.0%
Costa Atlántica EE.UU.	0.3%	0.7%			
	100.0%	100.0%			

El volumen de ventas a la zona franca de Cartagena, donde opera Reficar, se redujo debido al mantenimiento programado de la unidad de crudo de esta refinería en los meses de octubre y noviembre.

c. Comportamiento de los precios de crudos y productos

Precios	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
WTI (Promedio Periodo) (US\$/Bl)	85,2	76,2	11,8%	79,5	61,8	28,6%
Canasta de Exportación de Crudos (US\$/Bl)	78,4	69,2	13,3%	72,6	56,2	29,2%
Canasta de Exportación de Productos (US\$/Bl)	73,3	68,4	7,2%	69,9	52,5	33,1%
Canasta Gas Natural (US\$/MBTU)	4,0	2,3	73,9%	3,8	3,3	15,2%

Durante el año el **precio de la canasta de exportación de crudos** aumentó un 29,2% principalmente debido a:

- Mayor valor del crudo Brent frente al WTI en el segundo semestre del año, lo cual tuvo un efecto positivo en el resultado de las negociaciones para la venta de los crudos de la canasta de la Compañía.
- Mayor volumen de crudo Castilla exportado al Lejano Oriente, con mejores precios.
- Menores márgenes de refinación en Estados Unidos que presionaron a las refinerías a utilizar una dieta más rica en crudo pesado, incrementando la demanda por el mismo y por ende propiciando su apreciación en el mercado.
- Mayor valor del crudo South Blend debido a 1) la menor disponibilidad de crudo de Alaska por menor producción y continuas rupturas en sus oleoductos que permitió tomar esta oportunidad de mercado, y 2) el incremento en las entregas a Chile.

Durante el cuarto trimestre del año el precio de la canasta de exportación de crudos de Ecopetrol aumentó 13,3%, incremento superior al del WTI frente al mismo período de 2009. El aumento en el precio de los crudos se explica por 1) la reactivación de las compras de crudo Castilla por parte de las principales refinerías de China e India y, 2) la exportación de 100 KBPD más de crudo liviano (Caño Limón y South Blend) frente al cuarto trimestre de 2009.

El comportamiento de la **canasta de exportación de productos** en 2010 se caracterizó por la debilidad en el precio del fuel oil frente al WTI en los mercados internacionales en comparación con años anteriores. Las principales tendencias observadas durante el año fueron:

- Indexación de las exportaciones de Ecopetrol a los indicadores de Singapur y de Rotterdam, que tuvieron un mejor desempeño.
- Incremento en el volumen de los cargamentos para exportación al Lejano Oriente, pasando de 320 KBP a 420 KBP, optimizando los costos de transporte. Como resultado, casi el 45% del fuel oil tuvo como destino final a Singapur (directa e indirectamente).

En el cuarto trimestre del año se observaron las siguientes tendencias:

- Mayor volumen de exportación de fuel oil debido a la estrategia de disminuir inventarios en la refinería de Barrancabermeja para poder procesar más crudo pesado (lo cual contribuyó a la estrategia de evacuación de crudos).
- Cese de exportaciones de diesel de alto azufre ante la entrada en operación de la planta de hidrot ratamiento.

El **precio de la canasta de gas natural** se incrementó como consecuencia del aumento en los índices de precios a los cuales está indexado el precio del gas regulado.

d. Resultados financieros

Estado de Resultados No Consolidado

(Millardos de COP\$)	IV trim. 10 *	IV trim. 09 *	%	2010	2009	%
Ventas locales	3.557,6	4.113,0	(13,5%)	13.428,6	14.441,8	(7,0%)
Ventas de exportación	6.244,2	4.124,1	51,4%	21.859,4	12.248,4	78,5%
Ventas de servicios	397,9	268,6	48,1%	1.373,1	983,8	39,6%
Ventas Totales	10.199,7	8.505,7	19,9%	36.661,1	27.674,0	32,5%
Costos Variables	3.247,0	3.129,5	3,8%	15.416,7	12.138,6	27,0%
Costos Fijos	1.807,4	1.993,8	(9,3%)	5.821,8	5.292,1	10,0%
Costo de Ventas	5.054,4	5.123,3	(1,3%)	21.238,5	17.430,7	21,8%
Utilidad Bruta	5.145,3	3.382,4	52,1%	15.422,6	10.243,3	50,6%
Gastos Operativos	693,8	676,3	2,6%	2.213,9	2.159,8	2,5%
Utilidad Operacional	4.451,5	2.706,1	64,5%	13.208,7	8.083,5	63,4%
Utilidad (pérdida) No Operacional	(615,4)	(455,5)	35,1%	(1.782,7)	(881,1)	102,3%
Provisión impuesto de renta	(1.094,0)	(559,2)	95,6%	(3.079,9)	(1.946,2)	58,3%
Utilidad Neta	2.742,1	1.691,4	62,1%	8.346,1	5.256,2	58,8%
Utilidad por acción (COP\$)	\$ 67,75	\$ 41,79	62,1%	\$ 206,22	\$ 129,87	58,8%
EBITDA	4.664,2	2.963,6	57,4%	16.358,4	10.438,0	56,7%
Margen EBITDA	46%	35%		45%	38%	

* No auditado, presentado únicamente para efectos ilustrativos

El aumento en las **ventas totales** del cuarto trimestre y de 2010 frente a los mismos períodos de 2009 se debió a: 1) al incremento en las exportaciones de crudo y 2) a los mejores precios de crudos y productos.

En el acumulado del año 2010, el **costo de ventas** se incrementó en 21,8%, debido principalmente al crecimiento de 27% en los costos variables. La variación en este rubro se debió a: 1) el aumento en las compras de crudo por 5,6 KBD e importaciones de productos por 21,1 KBD, principalmente de diesel con bajo contenido de azufre y nafta diluyente para transporte de crudos pesados y, 2) a los mayores niveles de amortización y agotamiento generados por el incremento en la producción entre 2009 y 2010 por valor de COP\$622 millardos, como resultado de la capitalización de las nuevas inversiones petrolíferas. Por su parte los costos fijos presentaron un incremento de 10% por mayores depreciaciones, servicios contratados, mantenimiento y costos laborales asociados a los mayores niveles de producción.

El **costo de ventas** en el cuarto trimestre de 2010 presentó una disminución de 1,3% frente al cuarto trimestre de 2009. Esto es el resultado neto de: 1) una disminución de 9,3% en los **costos fijos** debido principalmente a la disminución de la amortización del cálculo actuarial, impuestos y contribuciones y a los costos de proyectos no capitalizables y 2) un incremento en los **costos variables** del 3,8%, debido a las mayores importaciones de nafta diluyente para transporte de crudo pesado, a las mayores importaciones de gasolinas y al incremento en el servicio de transporte de hidrocarburos derivado de los mayores volúmenes.

La variación de los **inventarios finales** de crudo y productos a lo largo de 2010 tuvo un efecto neto favorable, ya que parte de los costos incurridos quedaron capitalizados en el inventario originando un menor costo de ventas por valor de COP\$21 millardos. Para el cuarto trimestre el menor valor del costo de ventas por este efecto fue de COP\$44 millardos.

Los **gastos operacionales** en el acumulado del año aumentaron 2,5%, debido principalmente a: 1) Reconocimiento de mayores gastos de comercialización por ayudas a la comunidad donde se destaca COL\$70 millardos para la protección de las riberas del río Magdalena por efecto invernal,

2) pago de compensaciones a clientes por la no entrega de gas natural durante el fenómeno del Niño por COL\$56 millardos, 3) mayores gastos no capitalizables de proyectos por COP\$133 millardos y, 4) la amortización del crédito mercantil de las compañías Propilco S.A., Offshore International Group, Ocesa y Hocol S.A. por COL\$33 millardos. Estos incrementos fueron compensados por: 1) una disminución en los gastos de administración de COL\$78 millardos por reasignación hacia costos ya que se determinó que son soporte a la producción y, 2) por menores **gastos de exploración** por COL\$37 millardos originado en un mayor éxito exploratorio (menor reconocimiento de pozos secos).

En el cuarto trimestre de 2010 los **gastos operacionales** tuvieron un incremento de 2,6% frente al mismo trimestre de 2009. Esta variación se debe al incremento de los gastos no capitalizables en 1) sísmica, 2) modernización de la refinería de Barrancabermeja, 3) sistemas de transporte y, 4) mejora en el factor de recobro y caracterización de campos menores.

En relación con la cadena de abastecimiento, durante el año 2010 se realizó una gestión activa en términos de iniciativas para generar mayores ahorros los cuales ascendieron a COP\$1.0 billón, un 68,7% superior a los ahorros registrados en 2009.

Con estos resultados, el **margen operacional** de 2010 se ubicó en 35,7% frente a 29,2% en 2009. El mismo indicador para el cuarto trimestre de 2010 se situó en 43,6%, frente a 31,8% en el mismo periodo de 2009.

En el acumulado anual, el resultado **no operativo** correspondió a una pérdida de COP\$1.782,7 millardos frente a COP\$881 millardos del año 2009, principalmente por los resultados en sociedades que generaron una pérdida acumulada de COP\$641 millardos. Los mayores efectos provienen de Ecopetrol America Inc por el reconocimiento de un pozo seco (Krakatoa) por COP\$-226 millardos, Ecopetrol Óleo e Gas do Brasil con COP\$-211 millardos, Ecopetrol Global Energy por COP\$-318 millardos, Reficar S.A. por COP\$-150 millardos, así como del incremento en el gasto no operacional por deterioro del crédito mercantil (Goodwill) en Offshore International Group, de COP\$-288 millardos. La principal fuente de compensación positiva provino de Hocol, que generó una utilidad de COP\$233 millardos.

En el cuarto trimestre, el resultado **no operativo** arrojó una pérdida neta de COP\$615,4 millardos debido a:

- Pérdida en sociedades registradas por el método de participación: COP\$473 millardos.
- Provisiones netas: COP\$96 millardos.
- Gastos financieros netos, correspondientes a intereses y desvalorización de portafolios de inversión: COP\$49 millardos
- Gastos de actualización del cálculo actuarial del año 2010: COP\$78 millardos.
- Otros gastos por COP\$310 millardos (Incluye la reducción del crédito mercantil de Offshore International Group por COP\$288 millardos)
- Utilidad neta por diferencia en cambio por el efecto de la devaluación del peso sobre el portafolio financiero y el efectivo denominados en dólares por COP\$42 millardos. (La posición neta activa en dólares a 31 de diciembre de 2010 fue de US\$819 millones).

En el acumulado anual, la **utilidad neta** alcanzó COP\$8.346,1 millardos, equivalentes a COP\$206,22 por acción, con un incremento de 58,8% frente a 2009. El **margen neto** fue de 22,8%, frente a 19,0% en el cuarto trimestre de 2009. El **margen EBITDA** pasó de 38% en 2009 a 45% en 2010.

Los mejores resultados operativos y los precios, permitieron que la **utilidad neta** de Ecopetrol se incrementara en 62,1% en el cuarto trimestre de 2010 comparada con el mismo trimestre de

2009, alcanzando COP\$2.742 millardos. El **margen neto** fue de 26,9%, frente a 19,9% en el cuarto trimestre de 2009. El margen **EBITDA** pasó de 35% en el cuarto trimestre de 2009 a 46% en el cuarto trimestre de 2010.

e. Flujo y posición de caja

Col\$ Millardos *	IV Trim 2010	IV Trim 2009	2010	2009
Caja inicial	6,798.5	7,794.4	4,840.3	12,065.5
Caja generada por la operación (+)	9,396.6	9,850.8	35,852.4	32,038.5
Caja consumida en la operación (-)	(7,665.6)	(7,036.1)	(24,805.8)	(22,831.3)
Capex diferente de adquisiciones (-)	(3,428.0)	(3,278.6)	(7,591.7)	(7,546.2)
Adquisiciones (-)	-	-	(1,161.0)	(5,150.2)
Pago de dividendos (-)	(1,214.2)	(2,938.2)	(3,683.0)	(8,902.5)
Contratación de deuda (+)	1,000.0	-	1,000.0	5,273.8
Otros ingresos (+/-)	466.1	406.7	1,434.1	1,166.8
Diferencia en cambio (+)	252.7	120.8	(279.2)	(1,194.6)
Caja final	5,606.1	4,919.8	5,606.1	4,919.8

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

A 31 de diciembre de 2010 Ecopetrol tenía COP\$5,6 billones en equivalentes a efectivo e inversiones, incluyendo inversiones en portafolios al vencimiento que ascendieron a COP\$ 124,2 millardos.

f. Resultados por segmentos

Resultados por Segmentos

Millardos de COP\$

	E&P		Refinación		Transporte		Suministro y Mercadeo	
	IV trim-10	Total 2010	IV trim-10	Total 2010	IV trim-10	Total 2010	IV trim-10	Total 2010
Ventas Locales	3.072,6	10.307,7	3.432,9	12.453,4	771,7	3.019,3	253,5	1.002,4
Exportaciones	3.551,5	12.396,2	721,1	2.616,6	-	-	1.971,6	6.846,6
Ventas Totales	6.624,1	22.703,9	4.154,0	15.070,0	771,7	3.019,3	2.225,1	7.849,0
Utilidad Operativa	4.088,4	12.483,0	(172,1)	(552,3)	212,9	768,9	322,4	509,1
Margen operativo	61,7%	55,0%	(4,1%)	(3,7%)	27,6%	25,5%	14,5%	6,5%
Utilidad Neta	2.692,5	8.362,5	(252,9)	(783,1)	114,8	542,3	187,8	224,4
Margen Neto	40,6%	36,8%	(6,1%)	(5,2%)	14,9%	18,0%	8,4%	2,9%
EBITDA	4.164,2	15.034,2	(87,5)	(218,3)	265,1	1.033,9	322,4	508,6
Margen Ebitda	62,9%	66,2%	(2,1%)	(1,4%)	34,4%	34,2%	14,5%	6,5%

Nota: El reporte por segmentos se calcula con base en precios de transferencia entre unidades de negocio, tomando como referencia precios de paridad exportación.

Exploración y Producción:

El segmento de **Exploración y Producción** presentó una utilidad neta de COP\$8.362,5 millardos en el año 2010, gracias a los mayores volúmenes producidos y a los mejores precios de la canasta de productos frente al año anterior. En el cuarto trimestre de 2010 este segmento aportó COP\$2.692,5 millardos a la utilidad neta de la Empresa. El margen Ebitda del segmento fue de 66,2% en el año 2010 y de 62,9% en el cuarto trimestre del año.

El menor margen Ebitda del segmento en el último trimestre del año se explica por: 1) mayores servicios contratados, servicios de asociación y mantenimiento producto de la mayor actividad, 2) mayores importaciones de nafta, 3) mayores gastos de proyectos de adquisición de sísmica, mejora del recobro en la Gerencia Sur, caracterización de campos menores y ampliación de la planta de GLP en Cupiagua.

Refinación:

En 2010 el segmento de **Refinación** tuvo una pérdida neta de COP\$783,1 millardos, de los cuales COP\$252,9 millardos corresponden al cuarto trimestre. A lo largo del año, se presentó un alto costo de materia prima frente a los ingresos, mientras que en el cuarto trimestre se presentaron pérdidas no operacionales relacionadas con los resultados de las subordinadas y provisiones e impuesto al patrimonio. El margen Ebitda de 2010 fue de -1,4%, con un margen de -2,1% en el cuarto trimestre.

Ecopetrol está implementando una estrategia integrada de optimización de costos que permite: 1) mejorar los procesos de contratación para obtener menores costos en mantenimiento, 2) reducir los consumos de energía así como de químicos y catalizadores, 3) optimizar tiempos y costos de las paradas de planta, 4) adquirir una mejor dieta de crudos a mejores precios y, 5) disminuir las importaciones como resultado de la entrada de la planta de Hidrotratamiento.

Transporte:

El segmento de **transporte** presentó una utilidad neta acumulada en 2010 de COP\$542,3 millardos explicada en los mayores volúmenes de crudo transportados tanto por oleoductos y poliductos como por carrotanques. Se presentó una mayor ejecución de costos fijos frente al año anterior, principalmente en el rubro de mantenimiento debido a la atención de emergencias por la ola invernal de los últimos meses. En el cuarto trimestre del año la utilidad fue de COP\$114,8 millardos. El margen Ebitda del segmento fue de 34,2% acumulado de 2010 y 34,4% en el cuarto trimestre.

Suministro y Mercadeo:

En 2010 el segmento tuvo una utilidad neta acumulada de COP\$224,4 millardos, de los cuales COP\$187,8 millardos corresponden al cuarto trimestre. La utilidad se generó principalmente en los mayores volúmenes exportados y precios más favorables en la compra de crudos, especialmente durante el último trimestre. El margen Ebitda del año fue de 6,5% mientras que en el cuarto trimestre alcanzó 14,5%.

g. Balance general

Balance General No Consolidado

Millardos de COP\$	A diciembre 31 de 2010	A diciembre 31 de 2009	%
Activos corrientes	9.497,2	9.596,5	(1,0%)
Activos de largo plazo	55.628,8	43.495,9	27,9%
Total Activos	65.126,0	53.092,4	22,7%
Pasivos corrientes	9.288,6	6.772,0	37,2%
Pasivos de largo plazo	14.309,5	13.617,2	5,1%
Total Pasivos	23.598,1	20.389,2	15,7%
Patrimonio	41.527,9	32.703,2	27,0%
Total Pasivo y Patrimonio	65.126,0	53.092,4	22,7%
Cuentas de orden deudoras	116.788,8	86.806,5	
Cuentas de orden acreedoras	92.600,8	50.092,7	

A diciembre 31 de 2010 los **activos totales** de Ecopetrol S.A. ascendieron a COP\$65,1 billones, un incremento de 22,7% respecto al mismo período del 2009.

Dicho incremento se observa principalmente en los activos no corrientes, y se ve explicado por: 1) aumento en el portafolio de inversiones, 2) reconocimiento del método de participación en sociedades, 3) incremento en la propiedad planta y equipo de 26,7% y, 4) incremento en valorizaciones de 67% en los activos fijos por el ajuste del avalúo general efectuado durante 2010 en la toma física de activos y en la terminación y extensión de contratos de asociación.

El **pasivo** ascendió a COP\$23,5 billones, equivalente al 36% del total de activos. Las obligaciones financieras ascendieron a COP\$6,6 billones y están representadas por: 1) crédito financiero con 11 bancos nacionales por cuantía de COP\$2,2 billones, 2) bonos de deuda externos por US\$1,5 billones (COP\$2,8 billones) y, 3) bonos de deuda internos por COP\$1,0 billón emitidos en diciembre de 2010. Las obligaciones financieras representan el 28% del total del pasivo y el 10% del activo total.

El aumento del **pasivo** por COP\$3,2 billones (15,7%) con relación al año 2009 obedece principalmente a: 1) incremento de la deuda financiera por COP\$ 1.2 billones, 2) mayor provisión para el impuesto de renta de COP\$ 1.1 billones por el incremento en las utilidades del año, 3) cuentas por pagar a proveedores y acreedores por COP\$ 738 millardos y, 4) incremento del pasivo actuarial por salud y educación por COP\$ 145 millardos.

El **patrimonio** ascendió a COP\$41,5 billones a diciembre de 2010 frente a COP\$32,7 billones al cierre del 2009. Este incremento es el efecto neto principalmente de: 1) reconocimiento del superávit por valorización por COP\$3,9 billones, 2) mayor utilidad del año 2010 de COP\$3,1 billones, 3) incremento de COP\$0,5 billones por superávit por método de participación y 4) desvalorizaciones de propiedad, planta y equipo por COP\$0,4 billones.

II. Aspectos del negocio

a. Exploración

Exploración en Colombia:

En 2010 se realizó la siguiente perforación exploratoria en Colombia:

Perforación de Ecopetrol S.A. en 2010

Tipo de pozo	Cantidad	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
A-3	13	4	2	7
Estratigraficos	10	6	0	4

De los 13 pozos exploratorios A-3 perforados en el año en el país con participación de Ecopetrol, 4 fueron clasificados como productores (Rio Zulia West-3; Quifa-6; Oripaya-1 y Akacias-1) y dos más (Tinkhana-1 y Ambar-1) estaban pendientes a 31 de diciembre de 2010 de culminar su evaluación para establecer la presencia de acumulaciones de hidrocarburos. Sin contar éstos últimos 2 pozos la relación éxito-fracaso fue de 36,4%.

En cuanto a los pozos estratigráficos, se perforaron 10 durante el año y en 6 de ellos se evidenció la presencia de hidrocarburos (Mago 1x y Draco 1x en el campo Caño Sur; Quifa 26X, Quifa 24X, Quifa 22X y Quifa 20X en el bloque Quifa).

Perforación 4to Trim 2010

Tipo de pozo	Cantidad	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
A-3	4	1	2	1
Estratigráficos	2	2	0	0

Durante el cuarto trimestre de 2010 Ecopetrol concluyó la perforación de 4 pozos exploratorios, 3 de los cuales fueron operados directamente por la Empresa. De éstos proyectos, el pozo Akacias-1, ubicado en el Bloque CPO-9 en los Llanos Orientales y con una participación de Ecopetrol del 55%, resultó productor. Por su parte, el pozo Tinkhana-1 (100% de Ecopetrol) localizado en el bloque Área Occidental en el Putumayo se encontraba en evaluación a 31 de diciembre de 2010. En febrero de 2011, Ecopetrol informó que había comprobado la presencia de hidrocarburos en este pozo.

El pozo Serrana-1 en el Bloque Caño Sur, con un 50% de participación de Ecopetrol, fue taponado y abandonado. El cuarto pozo del trimestre fue el pozo Ambar-1 en el Bloque Quifa, en el cual Ecopetrol participó en calidad de no operador, con un 30% de las inversiones. Los resultados de este pozo están en evaluación.

Ecopetrol perforó, en asocio con Shell, dos pozos estratigráficos en el bloque Caño Sur denominados Mago y Draco, y la información obtenida permitió evidenciar la presencia de hidrocarburos.

Al cierre del cuarto trimestre de 2010 Ecopetrol se encontraba perforando (como operador) tres pozos exploratorios en Colombia: Rumbero-1 en el Bloque Playón, Kaxán Norte-1 en el Bloque San Gabriel y Puertos-1 en el Bloque Caño Sur. Así mismo, como no operador participaba en la perforación de los pozos Rio Zulia West-4 en el bloque Gonzalez, operado por la firma TPIC y el pozo estratigráfico Ambar-3 en el Bloque Quifa operado por Meta Petroleum.

Hocol S.A., filial de Ecopetrol, perforó 9 pozos durante el año 2010, 3 de ellos en el último trimestre, sin evidenciar presencia de hidrocarburos en ninguno de ellos.

Exploración internacional:

En el año 2010, seis pozos exploratorios fueron perforados en el exterior a través de filiales de Ecopetrol. De esos seis, cinco fueron taponados y abandonados y el pozo Itauna ubicado en el bloque BM-C-29 en Brasil, operado por Anadarko, con una participación de Ecopetrol del 50%, evidenció presencia de hidrocarburos y se encuentra actualmente en evaluación.

Perforación internacional en 2010

Tipo de pozo	Cantidad	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
Internacional	6	1	0	5

Durante el cuarto trimestre, Ecopetrol participó en la perforación de 3 pozos exploratorios. El primero de ellos fue el pozo Runtusapa en el Bloque 101 (participación 30%) en Perú, en asocio con el operador Talisman, el cual fue declarado seco. El segundo fue el pozo Itauna antes mencionado. Finalmente se perforó el pozo Krakatoa en la costa del Golfo de EE.UU. (con 30% de participación de Ecopetrol) el cual fue declarado seco por el operador Statoil.

**Perforación
4to Trim 2010**

Tipo de pozo	Cantidad	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
Internacional	3	1	0	2

Savia Perú, compañía en la cual Ecopetrol posee el 50% de la propiedad, perforó durante el cuarto trimestre el pozo exploratorio RC16XD en el cual se probó presencia de hidrocarburos.

Sísmica:

El total de información sísmica adquirida por el grupo empresarial en 2010 (25.120 Km Eq.) presentó un incremento del 59,5% frente a 2009 (15.751 Km Eq), principalmente por la adquisición de información sísmica en la Costa del Golfo de EE.UU.

Durante el cuarto trimestre de 2010 se adquirieron 1.701 kilómetros equivalentes de sísmica en Colombia, particularmente en los Llanos Orientales y en el Valle Medio del Magdalena. A nivel internacional se adquirieron 2.116 kilómetros equivalentes, la mayor parte de ellos a través de Savia en Perú.

Sísmica Participación Ecopetrol (KM Eq)

	4 trim 10	4 trim 09	%	2010	2009	%
Directo	670	1,652	(59.4%)	1,965	3,095	(36.5%)
Riesgo compartido	89	1,208	(92.6%)	2,850	1,338	113.0%
Hocol	942	680	38.5%	1,676	799	109.8%
Internacional	123	4,562	(97.3%)	11,146	4,810	131.7%
Savia	1,993	1,714	16.3%	7,483	5,709	31.1%
Total	3,817	9,816	(61.1%)	25,120	15,751	59.5%

b. Producción*Producción Grupo Empresarial:*

El grupo empresarial alcanzó una producción de 615,9 KBPED en 2010 lo cual representó un crecimiento de 18,3% frente a la producción del grupo en 2009.

En 2010, la producción directa de Ecopetrol representó el 94,1% de la producción del grupo, Hocol el 4,4%, Savia el 1,2% y Ecopetrol América el 0,3%. La producción de las filiales en su conjunto presentó un incremento del 66,2% con respecto al año anterior (La producción de Savia y de Hocol fue integrada en el primer y el segundo trimestre de 2009 respectivamente).

PRODUCCIÓN BRUTA GRUPO EMPRESARIAL

Ecopetrol S.A. (kbped)	IV trim. 10	IV. trim 09	%	2010	2009	%
Crudo	511.1	440.0	16.2%	481.9	405.8	18.8%
Gas natural	97.9	100.3	-2.4%	97.6	92.9	5.1%
Total	609.0	540.3	12.7%	579.5	498.7	16.2%

Hocol (kbped)	IV trim. 10	IV. trim 09		2010	2009	
Crudo	29.3	24.4	20.1%	25.9	13.8	87.7%
Natural Gas	1.0	2.0	-50.0%	1.1	0.9	22.2%
Total	30.3	26.4	14.8%	27.0	14.7	83.7%

Savia (kbped)	IV trim. 10	IV. trim 09		2010	2009	
Crudo	6.4	6.3	1.6%	6.4	5.3	20.8%
Natural Gas	1.4	1.2	16.7%	1.1	0.9	22.2%
Total	7.8	7.5	4.0%	7.5	6.2	21.0%

Ecopetrol America INC (K2)	IV trim. 10	IV. trim 09		2010	2009	
Crudo	1.8	1.7	5.9%	1.7	0.9	88.9%
Natural Gas	0.2	0.2	0.0%	0.2	0.1	100.0%
Total	2.0	1.9	5.3%	1.9	1.0	90.0%

Total Grupo Empresarial	649.1	576.1	12.7%	615.9	520.6	18.3%
--------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Producción Ecopetrol S.A.:

Los resultados anuales de producción superaron las expectativas al cerrar el año 2010 con una producción bruta equivalente de 579,5 KBPED, 481,9 KBPD de crudo y 97,6 KBPED de gas, lo que representa un incremento del 16,2% con relación a la producción del año anterior. La producción trimestral bruta equivalente de crudo y gas de Ecopetrol S.A. se incrementó en un 12,7% al pasar de 540,3 KBPED en el cuarto trimestre de 2009 a 609 KBPED en el mismo periodo de 2010 con una proporción de crudo del 83,9%.

PRODUCCIÓN CRUDO - Por tipo de crudo

	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Liviano	53.3	43.9	21.4%	48.0	44.2	8.6%
Medio	222.4	220.7	0.8%	223.5	214.7	4.1%
Pesado	235.4	175.4	34.2%	210.4	146.9	43.2%
Total	511.1	440.0	16.2%	481.9	405.8	18.8%

* No incluye filiales

Durante 2010 la producción de crudos pesados representó el 43,7% de la producción total de crudo comparado con el 36,2% de 2009. En este tipo de hidrocarburo los activos Castilla y Chichimene alcanzaron una producción promedio año de 98,4 KBPED y 19,1 KBPED respectivamente. En la operación asociada, los activos Rubiales y Quifa aportaron 71,8 KBPED de producción bruta de participación de Ecopetrol.

La producción de gas tuvo en 2010 un crecimiento del 5,1% frente a 2009. Este resultado fue apalancado por los activos Chuchupa y Ballena operados por Chevron, los cuales alcanzaron una producción promedio de 67,9 KBPED para Ecopetrol. Igualmente se resalta la incorporación de

volúmenes de gas disponible para comercialización con las plantas de gas de LTO II (70 MPCD) y Gibraltar (36 MPCD) las cuales podrán despachar estos volúmenes en 2011.

En octubre Ecopetrol declaró la comercialidad del Campo Casabe Sur, con una producción esperada de 5,5 KBPED para 2012.

Durante el cuarto trimestre se perforaron 259 pozos de desarrollo, 27% de los cuales corresponden a operación directa de Ecopetrol. Durante 2010 se perforaron 781 pozos, lo que representa un incremento de 194 pozos en comparación con 2009. En operación directa se incrementó la perforación en 34 pozos, lo que representó un crecimiento del 22% en relación al año anterior. A continuación se detalla la perforación por zonas del país.

Región	2010			2009		2009 - 2010	
	Pozos directos	Pozos asociados	Total	Pozos directos	Pozos asociados	Total	%
Magdalena	58	322	380	100	249	349	9,0%
Central	121	200	321	46	115	161	99,0%
Nororiental	-	5	5	-	6	6	(17,0%)
Catatumbo Orinoquia	-	18	18	4	12	16	13,0%
Sur	12	40	52	7	48	55	(5,0%)
Campos Menores	-	5	5	-	-	-	0,0%
Total	191	590	781	157	430	587	33%

Costos de levantamiento Ecopetrol S.A.:

El indicador de costo de levantamiento por barril equivalente producido por Ecopetrol S.A. fue de US\$7,99/BL en 2010, lo cual representó un incremento de US\$0,76/BL respecto al 2009, el cual se explica por:

- Aumento en el costo de mantenimiento y operación principalmente por el mayor número de trabajos a pozos (US\$0,87/BL)
- Revaluación del peso frente al dólar (US\$0,94/BL)
- Mayor volumen de producción (US\$-1,05/BL).

c. Refinación

Refinería de Barrancabermeja:

El factor de utilización promedio en 2010 de la refinería fue del 81,8% frente a un 80,7% en 2009. La carga se incrementó un 3,8% gracias a la entrada en operación de la planta de hidrotreamiento en agosto.

Durante el cuarto trimestre de 2010 la carga de la refinería fue 3,3% superior a la del mismo período del año anterior, con un factor de utilización del 93% frente a un 81% en el cuarto trimestre de 2009.

Carga refinería						
Kbdc	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Barrancabermeja	236,7	229,2	3,3%	225,4	217,1	3,8%

El Plan de Modernización de la refinería de Barrancabermeja, continúa con su proceso de evaluación y aprobación interna. Adicionalmente, el Plan Maestro de Servicios Industriales alcanzó un avance de 29,3%, con la llegada de la Planta de Agua UF/RO (Ultra Filtración / Ósmosis Inversa).

Costos y márgenes de la refinería de Barrancabermeja:

El costo de caja por barril de refinación fue US\$5,67/BL en 2010, US\$0,28/BL menos que en 2009 como efecto neto de: 1) la mayor carga (US\$-0,23/BL), 2) iniciativas de optimización de costos (US\$-0,72/BL) y 3) el efecto de la revaluación del peso frente al dólar (US\$0,67/BL).

El margen bruto de la refinería de Barrancabermeja (precio promedio de venta menos precio promedio de compra) acumulado a diciembre de 2010 fue de US\$7.70/BL, comparado con US\$4.41/BL en 2009. El crecimiento en el margen se dio por el mayor diferencial en los productos, el cual creció en US\$4,97/BL, mientras que la materia prima solo creció en US\$1,68/BL.

Reficar S.A. (Refinería de Cartagena):

El factor de utilización en el acumulado de 2010 fue del 77,4% frente al 92,3% en el año 2009. La carga se redujo un 15,5% debido a un mantenimiento mayor en las unidades de crudo y viscorreductora que se llevó a cabo en el mes de octubre. Adicionalmente, se presentó una parada técnica de la unidad de cracking en noviembre.

Durante el cuarto trimestre de 2010, el factor de utilización de la refinería fue de 57% frente al 90,8% en el cuarto trimestre de 2009. Esta reducción se debió a los mantenimientos mencionados anteriormente.

Carga refinería

Kbdc	IV trim. 10	IV trim. 09	%	2010	2009	%
Cartagena	36,2	78,3	(53,8%)	67,0	78,8	(15,0%)

En cuanto al Plan Maestro de Desarrollo de la refinería de Cartagena, se iniciaron los trabajos relacionados con las facilidades de recibo de materias primas y venta de productos, con lo que el avance general del proyecto alcanza un 17,5%.

Petroquímica:

Como parte del desarrollo del negocio petroquímico del Grupo Empresarial Ecopetrol, Propilco finalizó el proyecto de ampliación de su capacidad hasta 500 mil toneladas por año. Adicionalmente, se completó la ampliación de la torre de purificación de propileno de COMAI (Subordinada 100% controlada por Propilco), la cual pasó de una capacidad de 180 mil toneladas por año a 330 mil toneladas por año.

Adicionalmente, finalizó la fase de ingeniería conceptual del Programa de Crecimiento de la Infraestructura Petroquímica (PCIP) y se prepara el caso de negocio para su evaluación económica.

d. Transporte

Volúmenes transportados:

En 2010 se transportaron en promedio 1.035,8 KBPD (74,4% crudos y 25,6% productos refinados), lo cual representó un crecimiento del 29.6% frente a los 799,5 KBPD transportados en 2009. Los mayores volúmenes transportados correspondieron principalmente a 1) crudos para exportación, 2) JET-A1, 3) diesel ecológico (mezcla con el 2% de biodiesel) para abastecer mayor demanda en el país y, 4) nafta con destino al área de los Llanos Orientales para ser empleado en la evacuación de crudos pesados.

En el cuarto trimestre de 2010 se transportaron en promedio 1.053,3 KBPD, lo cual representó un incremento del 18,3% frente al volumen promedio día transportado en el mismo trimestre de 2009.

Ampliación de infraestructura de transporte:

Los proyectos de mayor impacto que culminaron en 2010 fueron:

- Oleoductos
 - Castilla – Apiay: Incremento de la capacidad de bombeo de 80 a 140 KBPD con el montaje y puesta en marcha de la unidad diesel en Castilla y el incremento en la velocidad de los motores eléctricos.
 - Apiay – Monterrey: Incremento en la capacidad de bombeo en la línea de 20” de 160 a 210 KBPD.
 - Ocesa (Segmento II): Incremento en la capacidad de bombeo de 460 KBPD a 530 KBPD.
 - El Viento - Cusiana (ODL): Terminación mecánica de la tubería de 24”.
 - Caño Limón - Coveñas: Montaje y puesta en operación del sistema de inyección en Ayacucho que permitió incrementar la capacidad de transporte en 40 KBPD.
 - Vasconia – Barrancabermeja: Incremento en la capacidad de bombeo en la línea de 20” de 140 KBPD a 160 KBPD.
 - Galán – Ayacucho: Incremento en la capacidad operativa de la línea de 18” de 52 KBPD a 72 KBPD.
- Poliductos
 - Pozos Colorados-Galán: Incremento de la capacidad de bombeo de 45 KBPD a 70 KBPD. Empalme y puesta en operación de 87 km de tubería que se reemplazó en el sector de Ayacucho e inicio del tendido de la nueva línea submarina de retorno en el terminal de Pozos Colorados. En la actualidad se encuentran 152 Km de ese sector están en operación.
- Almacenamiento
 - Estación de Vasconia: Incremento de capacidad de almacenamiento con la puesta en servicio de dos tanques de 120 KBP cada uno.
 - Estación Altos del Porvenir: Finalización del montaje mecánico de un tanque de almacenamiento de 170 KBP.
 - Capacidad de almacenamiento: Rehabilitación de la capacidad de almacenamiento de 160 KBP en Orito en 2010 y 80 adicionales en 2011, 50 KBP en Araguaney y 45 KBP en Puerto Salgar.

- Otros
 - Descargaderos Ayacucho y Banadía: Optimización de los descargaderos existentes ampliando su capacidad (Ayacucho de 8 a 10 KBPD y Banadía de 3 a 10 KBPD). Se adelantó la construcción de nuevos descargaderos en las mismas plantas, dejando facilidades que permitirán incrementar las capacidades en 20 KBPD en Ayacucho y 40 KBPD en Banadía.

Los proyectos que siguen en ejecución durante 2011 son:

- Oleoductos
 - Castilla – Apiay: Incremento de la capacidad de bombeo de 140 a 210 KBPD.
 - Ocesa (Segmento II): Incremento de la capacidad de bombeo de 530 KBPD a 560 KBPD.
 - Vasconia – Barrancabermeja: Incremento en la capacidad de bombeo en la línea de 20" de 160 KBPD a 220 KBPD.
- Poliductos
 - Pozos Colorados-Galán: Incremento de la capacidad de bombeo de 70 KBPD a 120 KBPD.
 - Poliducto Andino: La construcción de la línea logró a un avance de 80 kilómetros (incluyendo derecho de vía, tendido de tubería, alineación y soldadura, zanjado, bajado y tapado) respecto a los 132 kilómetros proyectados. Adicionalmente se finalizó la obtención de todos permisos para la realización de cruces de vías requeridas ante diferentes entidades (Gobernación de Boyacá, Inco, Fenoco e Invías).
- Almacenamiento
 - Estación Altos del Porvenir: Entrada en operación del tanque de almacenamiento.
- Otros
 - Descargaderos Ayacucho y Banadía: Entrada en operación de las capacidades totales en 2011 (Ayacucho a 20 KBD y Banadía a 40 KBD).

Costos de Transporte:

El indicador de costo por barril/Kilómetro transportado fue de COP\$8,41/BKM en 2010, lo que representa una reducción de COP\$ 0,72/BKM frente al año anterior debido al mayor volumen transportado en el año (COP\$ -1,42/BKM), que fue contrarrestado por la mayor actividad operativa para asegurar los mayores volúmenes transportados (COP\$ 0,68/BKM).

Oleoducto Bicentenario:

En agosto de 2010 se constituyó la sociedad Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S., con la participación de siete accionistas: Ecopetrol (55%), Pacific Rubiales Energy (32,9%), Petrominerales Colombia Ltd. (9,65%), Hocol S.A. (0,96%), Rancho Hermoso S.A. (0,50%), C&C Energía Ltd. (0,50%) y Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. (0,50%).

A 31 de diciembre de 2010 se habían realizado los siguientes avances en el proyecto: 1) suscripción del marco de inversión en el cual las partes, incluyendo Ecopetrol, se comprometieron a realizar el fondeo de capital para las fases iniciales del proyecto. 2) radicación de la información complementaria a la solicitud de licencia ante el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT), 3) finalización de la Ingeniería Básica de Arguaney-Banadía, y 4) evaluación de la estrategia de contratación de la ingeniería de detalle de las estaciones Arguaney-Banadía.

e. Biocombustibles

Ecodiesel Colombia S.A.:

Ecodiesel inició operaciones en junio de 2010. Durante el segundo semestre comercializó aproximadamente 38.050 toneladas de biodiesel, de los cuales 30.500 toneladas tuvieron como destino la Refinería de Barrancabermeja, para el proceso de mezcla al 2% con diesel regular.

Bioenergy S.A.:

Ecopetrol incrementó su participación en Bioenergy del 79,9% a 88,6%, producto de una capitalización por más de US\$25,2 millones. Adicionalmente se realizó el cierre financiero del proyecto con la obtención de cupos de crédito con la banca local y la estructuración de operaciones de arrendamiento financiero.

En resumen, se lograron los siguientes avances: 1) siembra de más de 1.000 hectáreas de caña de azúcar, 2) firma de contratos de suministro por el 30% de la materia prima requerida por la planta una vez inicie operaciones, 3) obtención de la adjudicación del régimen de zona franca y 4) suscripción del contrato de ingeniería, compras y construcción (Contrato EPC).

f. Plan de inversiones 2010

Las inversiones totales en 2010 ascendieron a US\$6.031 millones, de los cuales US\$5.416 millones correspondieron a inversiones orgánicas, lo cual representó un incremento del 37,4% frente a las inversiones orgánicas realizadas en 2009. Adicionalmente se anunció la adquisición del 51% de BP Exploration Company Colombia Limited cuyo cierre efectivo se produjo en enero de 2011, posterior a la aprobación de la Superintendencia de Industria y Comercio.

La inversión total realizada se distribuyó de la siguiente manera:

50,9% se destinó a producción (US\$3.069,5 millones), 13,5% a transporte (US\$814,3 millones), 10,2% a refinación y petroquímica (US\$616,7 millones), 10,2% a adquisiciones (US\$614,7 millones), 8,7% a compañías subordinadas y otros (US\$521,7 millones), 4,5% a exploración (US\$272,2 millones) y el 2,0% restante se destinó al segmento corporativo y otros (US\$121,9 millones).

Inversiones			
Segmento	Inversión 2010	Inversión 2009	2010 VS 2009
Producción	3.069,5	2.188,7	40%
Exploración	272,2	472,8	-42%
Refinación y Petroquímica	616,7	516,9	19%
Transporte	814,3	613,5	33%
Corporativo	121,9	143,4	-15%
Adquisiciones	614,7	2.398,4	-74%
Subordinadas y otros	521,7	7,9	6504%
Total	6.031,0	6.341,6	-5%

g. Listado del ADR en la Bolsa de Toronto:

En el mes de Agosto se listó el ADR (American Depositary Receipt) en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo "ECP". El ADR es un instrumento idóneo para que los inversionistas canadienses, con creciente interés en Colombia y en Ecopetrol, puedan hacer un seguimiento más cercano de los resultados de la empresa y su estrategia e invertir en ella. El listado en esa Bolsa de Valores de Toronto es un importante paso para el posicionamiento de Ecopetrol en los mercados de capitales. El ADR también se negocia en las bolsas de Nueva York y Lima.

III. Responsabilidad social empresarial (RSE)

a. Grupos de interés y reconocimientos

Ecopetrol desarrolló durante el 2010 las siguientes actividades tendientes a fortalecer las relaciones con sus grupos de interés: 1) Asamblea General de Accionistas; 2) Audiencias públicas en Yopal, El Centro y Neiva; 3) Primer Foro de Responsabilidad Corporativa de Ecopetrol; 4) Segunda evaluación de desempeño de sostenibilidad de acuerdo con el índice de sostenibilidad Dow Jones, donde Ecopetrol se ubicó en el 20% más alto de las empresas evaluadas del sector; 5) Consolidación del comité de derechos humanos y definición del plan táctico en ese sentido; 6) Ampliación de la cobertura de las oficinas de participación ciudadana en la región caribe y nororiente; 7) Participación en la Mesa Redonda Latinoamericana de Gobierno Corporativo; 8) Divulgación de la estrategia de RSE con cubrimiento regional a través de talleres y módulos interactivos y; 9) Primer Reporte de Sostenibilidad de Ecopetrol de acuerdo con el estándar GRI G3.

Los principales reconocimientos que Ecopetrol obtuvo durante 2010 fueron: 1) Primer puesto en el índice de transparencia nacional (Transparencia por Colombia); 2) Mejor empresa para trabajar en Colombia (Merco); 3) Empresa más admirada por los líderes colombianos (Cifras y Conceptos); 4) Empresa más admirada y mejor gerenciada de Colombia (Datexco); 5) Mejor página Web del país (Asociación Colombiana de Usuarios de Internet).

b. Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

En el 2010 y como parte de su responsabilidad corporativa se resaltó el compromiso ambiental en el marco estratégico empresarial articulando sus programas de entorno a la biodiversidad, cambio climático y ecoeficiencia. Así mismo se logró un importante mejoramiento en el desempeño ambiental al reducir los incidentes con afectación al aire, al suelo y al agua de 116 a 41 en este período.

En relación con el índice de frecuencia de accidentalidad ocupacional se cerró el año con un indicador de 1,56 (incidentes por millón de horas hombre trabajadas) frente a un 1,24 registrado en el 2009. De esta forma y con el fin de asegurar el logro de las metas propuestas ante los nuevos retos ambientales y mejorar el desempeño frente al cuidado de la salud de nuestros trabajadores y la integridad de sus procesos, la empresa continuará fortaleciendo en el 2011 las siguientes iniciativas: 1) Ajuste del modelo operativo relacionado con el esquema de gobierno y direccionamiento, control operativo y evaluación del desempeño HSE, acorde con las nuevas dimensiones de su operación y proyectos, 2) Desarrollo del pilar "Compromiso con la Vida" como componente integral de la cultura organizacional, 3) Gestión de competencias críticas para personal directo y contratistas, 4) Fortalecimiento del esquema de gestión HSE para sus actividades contratadas, 5) Desarrollo de la segunda fase del programa para el mejoramiento de

la seguridad industrial y sus procesos, adoptando las mejores prácticas de industria para la gestión de sus riesgos.

c. Ciencia y tecnología

Como resultado de la aplicación de 22 soluciones tecnológicas entre el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo) y las áreas operativas de la empresa, se generaron beneficios económicos certificados por los negocios por una suma de US\$ 707.3 millones.

En el 2010 los resultados obtenidos en gestión de conocimiento fueron sobresalientes. La empresa fue nominada como finalista al premio MAKE (Most Admired Knowledge Enterprises) categoría global, honor que en Latinoamérica únicamente comparte con Petrobras y a nivel mundial con otras 48 empresas. Es la primera vez que una Empresa Colombiana es nominada a este reconocimiento.

En el 2010 cuatro patentes de invención fueron concedidas a Ecopetrol (dos en Nigeria y dos en Colombia) para un total de 21 patentes otorgadas vigentes. Igualmente se registraron 15 derechos de autor para un total de 117 registros y fueron otorgadas nueve marcas comerciales para un total de 31 marcas de titularidad de Ecopetrol a la fecha.

d. Inversión social

La inversión social de Ecopetrol durante 2010 fue de COP\$159 millones, comparado con COP\$135 millones en 2009. La inversión fue realizada en las diferentes regiones donde la empresa hace presencia mediante proyectos de operación responsable y de desarrollo territorial. Los primeros alcanzaron la suma de COP\$56 millones y fueron adelantados en zonas aledañas a la ejecución de los proyectos de inversión de la compañía. Los segundos tienen el propósito de impactar el desarrollo de los territorios donde la empresa hace presencia con foco en tres líneas de acción (Educación y Cultura, Competitividad Regional, y Ciudadanía y Democracia). Buscando la construcción de alianzas y el trabajo en redes sociales e institucionales, durante 2010, Ecopetrol gestionó recursos con otras entidades a razón de COP\$4,3 por cada peso invertido por la empresa en proyectos de desarrollo territorial.

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 COP\$	IV trim. 10*	IV trim. 09*	%	2010	2009	%
Ventas locales	4.336,2	2.896,5	49,7%	16.136,6	12.945,5	24,7%
Ventas de exportación	6.866,2	5.691,8	20,6%	23.883,9	16.345,9	46,1%
Ventas de servicios	441,7	397,7	11,1%	1.947,8	1.113,1	75,0%
Ventas Totales	11.644,1	8.986,0	29,6%	41.968,3	30.404,4	38,0%
Costos Variables	4.174,5	3.096,2	34,8%	18.613,7	13.394,2	39,0%
Costos Fijos	2.301,7	2.295,6	0,3%	7.345,3	6.511,9	12,8%
Costo de Ventas	6.476,2	5.391,8	20,1%	25.959,0	19.906,1	30,4%
Utilidad Bruta	5.167,8	3.594,2	43,8%	16.009,3	10.498,3	52,5%
Gastos Operativos	1.216,2	1.214,7	0,1%	3.130,5	2.625,0	19,3%
Utilidad Operacional	3.951,6	2.379,5	66,1%	12.878,8	7.873,3	63,6%
Utilidad (pérdida) No Operacional	(147,5)	(38,4)	284,2%	(1.386,2)	(622,5)	122,7%
Provisión impuesto de renta	1.107,5	606,3	82,7%	3.238,7	2.114,0	53,2%
Interés minoritario	(5,1)	13,4	(137,8%)	107,5	4,8	2.139,5%
Utilidad Neta	2.701,6	1.721,4	56,9%	8.146,5	5.132,0	58,7%
EBITDA	4.632,2	3.327,8	39,2%	16.699,5	11.429,9	46,1%
Margen EBITDA	40%	37%		40%	38%	

* No auditado, presentado únicamente para efectos ilustrativos

Además de Ecopetrol, las **ventas totales** del año 2010 del Grupo Empresarial fueron generadas principalmente por las siguientes subordinadas (individualmente consideradas, sin tener en cuenta el efecto de las eliminaciones): Refinería de Cartagena COP\$ 4,9 billones, Hocol COP\$ 2.5 billones, Propilco S.A. COP\$1.3 billones y Ocesa S.A. COP\$ 1.1 billones.

Las mayores utilidades netas fueron las de Ocesa S.A. COP\$277,5 millardos, Hocol COP\$232,8 millardos y Propilco S.A. COP\$65,4 millardos. Las mayores pérdidas netas fueron reportadas por Ecopetrol America Inc. COP\$543,2 millardos, Refinería de Cartagena COP\$305,2 millardos y Ecopetrol de Brasil COP\$211,5 millardos.

Ecopetrol del Perú, Ecopetrol de Brasil, Ecopetrol America y Bioenergy no reportaron utilidad ya que se encuentran todavía en etapa preoperativa o se encuentran realizando actividades exploratorias sin tener aún producción (excepto Ecopetrol America con 1,9 KBPED de producción). Del mismo modo, las filiales del negocio de transporte de crudo y productos reportan beneficios para el grupo vía menores costos de transporte.

¹ Para efectos de la consolidación del cuarto trimestre del año 2010, 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. y Ecopetrol Transportation Investments Ltd.

Los estados financieros consolidados para el cuarto trimestre de 2009 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., y Reficar S.A.

Mediante método de participación, Offshore International Group aportó una utilidad neta de COP\$54,6 millardos e Invercolsa COP\$27,9 millardos.

El EBITDA de 2010 del grupo fue de COP\$16,7 billones, lo que representa un margen de EBITDA del 40%, efecto dado principalmente por los resultados operacionales.

Para el cuarto trimestre de 2010 las mayores utilidades fueron las de Hocol, COP\$50,5 millardos, Propilco COP\$21,9 millardos y ODL COP\$21,4 millardos. Las mayores pérdidas fueron registradas por Ecopetrol America Inc COP\$276,3 millardos y Refinería de Cartagena COP\$259,4 millardos.

El EBITDA del cuarto trimestre de 2010 fue de COP\$4,6 billones, lo que representa un margen de EBITDA del 40%, manteniéndose constante frente al tercer trimestre.

Balance General Consolidado

Millardos de COP\$	A diciembre 31 de 2010	A diciembre 31 de 2009	%
Activos corrientes	12.629,7	12.117,8	4,2%
Activos de largo plazo	56.139,7	43.441,7	29,2%
Total Activos	68.769,4	55.559,5	23,8%
Pasivos corrientes	10.042,6	7.470,2	34,4%
Pasivos de largo plazo	16.912,6	14.578,0	16,0%
Total Pasivos	26.955,2	22.048,2	22,3%
Patrimonio	41.328,2	32.570,0	26,9%
Interés minoritario	486,0	941,3	(48,4%)
Total Pasivo y Patrimonio	68.769,4	55.559,5	23,8%
Cuentas de orden deudoras	119.039,6	87.959,5	
Cuentas de orden acreedoras	96.981,0	50.925,3	

V. Presentación de los resultados

El martes 1 de marzo la gerencia de Ecopetrol ofrecerá dos presentaciones en línea para discutir los resultados del cuarto trimestre y acumulados de 2010:

En Español

Marzo 1, 2011

2:00 p.m. Bogotá-Lima

2:00 p.m. Nueva York-Toronto

En Inglés

Marzo 1, 2011

3:30 p.m. Bogotá-Lima

3:30 p.m. Nueva York-Toronto

El webcast 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 que tiene operaciones en Colombia, Brasil, Perú y la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Sus subordinadas incluyen a Propilco, así como las compañías Black Gold Re Ltd., Ecopetrol Oleo e Gas do Brazil Ltda., Ecopetrol America Inc., Ecopetrol del Perú S.A., Hocol, 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 y Ecopetrol Capital AG y Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S, Ecopetrol es una de las mayores 40 compañías petroleras del mundo y una de las cuatro principales compañías petroleras en América Latina. Es de propiedad mayoritaria de la República de Colombia (89.9%), y sus acciones cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. (BVC) bajo el símbolo ECOPETROL, en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) a través de su ADR, 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 meras proyecciones y, como tales, están basadas únicamente en las expectativas de los directivos con relación al futuro de la empresa y su continuo acceso a capital para financiar el plan de negocios de la Compañía. Dichas declaraciones a futuro dependen, básicamente, de cambios en las condiciones de mercado, regulaciones de gobierno, presiones de la competencia, el desempeño de la economía colombiana y la industria, entre otros factores; por lo tanto, están sujetas a cambios sin aviso previo.

Información de 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
Ecopetrol S.A.

Millones de pesos colombianos	IV trim. 10 *	IV trim. 09 *	%	III trim. 10 *	2010	2009 (2)	%
Ingresos							
Ventas Nacionales	3.557.612	4.113.008	(13,5%)	3.115.437	13.428.646	14.441.804	(7,0%)
Ventas al Exterior	6.244.186	4.124.082	51,4%	5.137.480	21.859.409	12.248.369	78,5%
Venta de Servicios	397.864	268.618	48,1%	333.802	1.373.116	983.818	39,6%
Total Ingresos	10.199.662	8.505.708	19,9%	8.586.719	36.661.171	27.673.991	32,5%
Costo de Ventas							
Costos Variables:							
Compras de crudo a Terceros	2.087.078	2.410.852	(13,4%)	2.085.145	8.612.295	7.506.985	14,7%
Amortización y Agotamiento	(30.726)	783	(4.024,1%)	759.901	1.977.012	1.354.674	45,9%
Productos Importados	1.051.085	677.132	55,2%	710.195	3.919.466	2.251.983	74,0%
Servicios de Transporte de hidrocarburos (1)	224.530	173.548	29,4%	197.153	779.412	723.209	7,8%
Variación de Inventarios	(154.077)	(110.048)	40,0%	68.524	(148.234)	(126.642)	17,0%
Otros	69.132	(22.745)	403,9%	30.707	276.789	428.354	(35,4%)
Costos Fijos:							
Depreciación	252.914	167.076	51,4%	212.186	858.538	639.793	34,2%
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	606.689	570.243	6,4%	463.326	1.906.652	1.625.880	17,3%
Mantenimiento	420.520	378.509	11,1%	250.882	1.079.588	900.554	19,9%
Costos laborales	302.953	274.341	10,4%	238.700	1.025.690	872.519	17,6%
Otros	224.322	603.589	(62,8%)	249.919	951.377	1.253.335	(24,1%)
Total Costo de Ventas	5.054.420	5.123.280	(1,3%)	5.266.638	21.238.585	17.430.644	21,8%
Utilidad Bruta	5.145.242	3.382.428	52,1%	3.320.081	15.422.586	10.243.347	50,6%
Gastos Operacionales							
Administración	116.649	164.738	(29,2%)	120.343	450.466	528.676	(14,8%)
Gastos de comercialización	242.954	235.553	3,1%	246.404	1.015.084	845.506	20,1%
Gastos de exploración y proyectos	334.160	276.015	21,1%	87.480	748.334	785.628	(4,7%)
Utilidad Operacional	4.451.479	2.706.122	64,5%	2.865.854	13.208.702	8.083.537	63,4%
Ingresos (gastos) No Operacionales:							
Ingresos Financieros	1.166.450	814.667	43,2%	888.412	4.224.992	6.823.498	(38,1%)
Gastos Financieros	(1.187.485)	(605.373)	96,2%	(920.255)	(4.191.988)	(6.267.284)	33,1%
Ingresos No Financieros	424.977	278.526	52,6%	138.474	929.404	718.359	29,4%
Egresos No Financieros	(547.089)	(657.076)	16,7%	(370.007)	(2.103.966)	(1.949.262)	7,9%
Resultados en sociedades	(472.223)	(286.243)	0,0%	(292.978)	(641.168)	(206.441)	0,0%
Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta	3.836.109	2.250.623	70,4%	2.309.500	11.425.976	7.202.407	58,6%
Provisión Impuesto de Renta	1.094.030	559.180	95,6%	607.144	3.079.879	1.946.175	58,3%
Interés minoritario	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia Neta	2.742.079	1.691.443	62,1%	1.702.356	8.346.097	5.256.232	58,8%
EBITDA	4.664.165	2.963.597	57,4%	3.952.142	16.358.448	10.438.034	56,7%
MARGEN EBITDA	46%	35%	31,2%	46%	45%	38%	
UTILIDAD POR ACCIÓN	\$ 67,75	\$ 41,79	62,1%	\$ 42,06	\$ 206,22	\$ 129,87	58,8%

Notas:

(1) A partir del año 2010, se reclasifican los servicios de transporte de hidrocarburos a costo variable.

(2) Para efectos comparativos, las ventas en zona franca realizadas en 2009, fueron reclasificadas a la línea de ventas al exterior.

* No auditado, se muestra para efectos ilustrativos

Estado de Resultados
Ecopetrol Consolidado

Millones de pesos colombianos	IV trim. 10 *	IV trim. 2009 *	%	III trim. 10 *	2010	2009	%
Ingresos							
Ventas Nacionales	4.336.171	2.896.486	49,7%	3.816.906	16.136.596	12.945.459	24,7%
Ventas al Exterior	6.866.213	5.691.798	20,6%	5.694.256	23.883.886	16.345.856	46,1%
Venta de Servicios	441.682	397.692	11,1%	380.969	1.947.829	1.113.075	75,0%
Total Ingresos	11.644.066	8.985.976	29,6%	9.892.131	41.968.311	30.404.390	38,0%
Costo de Ventas							
Costos Variables:							
Compras a Terceros	2.525.799	2.658.955	(5,0%)	2.203.762	10.365.306	8.545.859	21,3%
Amortización y Agotamiento	19.830	11.546	71,7%	854.272	2.301.086	1.523.752	51,0%
Productos Importados	1.585.325	720.564	120,0%	1.542.964	5.680.601	2.739.681	107,3%
Servicios de Transporte de hidrocarburos	194.220	139.192	39,5%	104.535	540.555	637.029	(15,1%)
Variación de Inventarios	(141.028)	(3.769)	3.641,8%	(7.520)	(251.431)	(55.042)	356,8%
Otros	(9.600)	(430.309)	(97,8%)	(21.645)	(22.439)	2.903	(873,0%)
Costos Fijos:							
Depreciación	466.498	235.703	97,9%	432.652	1.548.797	1.239.846	24,9%
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	630.560	662.878	(4,9%)	486.868	1.952.314	1.741.342	12,1%
Mantenimiento	502.217	605.415	(17,0%)	333.852	1.384.088	1.274.618	8,6%
Costos laborales	319.495	278.485	14,7%	252.127	1.084.149	918.188	18,1%
Otros	382.917	513.106	(25,4%)	272.568	1.375.975	1.337.897	2,8%
Total Costo de Ventas	6.476.233	5.391.766	20,1%	6.454.435	25.959.001	19.906.073	30,4%
Utilidad Bruta	5.167.833	3.594.210	43,8%	3.437.696	16.009.310	10.498.317	52,5%
Gastos Operacionales							
Administración	176.028	208.764	(15,7%)	145.654	603.523	662.336	(8,9%)
Gastos de comercialización	243.683	160.948	51,4%	143.881	739.828	566.510	30,6%
Gastos de exploración y proyectos	796.538	844.971	(5,7%)	380.893	1.787.117	1.396.132	28,0%
Utilidad Operacional	3.951.584	2.379.527	66,1%	2.767.268	12.878.842	7.873.339	63,6%
Ingresos (gastos) No Operacionales:							
Ingresos Financieros	1.391.693	932.117	49,3%	916.345	4.706.491	7.413.927	(36,5%)
Gastos Financieros	(1.243.718)	(709.973)	75,2%	(1.063.051)	(4.668.702)	(6.918.094)	32,5%
Ingresos No Financieros	430.893	392.702	9,7%	126.044	966.714	876.608	10,3%
Egresos No Financieros	(726.408)	(653.218)	11,20%	(414.887)	(2.390.728)	(1.994.936)	19,84%
Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta	3.804.044	2.341.155	62,5%	2.331.719	11.492.617	7.250.844	58,5%
Provisión Impuesto de Renta	1.107.502	606.310	82,7%	599.658	3.238.650	2.114.029	53,2%
Interés minoritario	(5.064)	13.366	(137,9%)	8.590	107.496	4.761	2.157,8%
Ganancia Neta	2.701.606	1.721.479	56,9%	1.723.471	8.146.471	5.132.054	58,7%
EBITDA	4.632.184	3.327.844	39,2%	4.032.956	16.699.494	11.429.867	46,1%
MARGEN EBITDA	40%	37%		41%	40%	38%	5,8%

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 2009 y en el 4o. trimestre de 2009 en los ingresos y gastos financieros relacionados con la diferencia en cambio en OCENSA

Balance General

Millones de pesos colombianos	Ecopetrol S.A.			Ecopetrol Consolidado		
	A 31 de diciembre de 2010	A 31 de diciembre 2009	%	A 31 de diciembre de 2010	A 31 de diciembre 2009	%
Activos						
Activos corrientes:						
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.592.083	2.286.996	(30,4%)	3.726.778	3.562.119	4,6%
Inversiones	264.765	384.329	(31,1%)	327.782	462.258	(29,1%)
Cuentas y documentos por cobrar	2.607.294	2.550.251	2,2%	2.736.592	2.969.120	(7,8%)
Otros	5.033.051	4.374.917	15,0%	5.838.486	5.124.291	13,9%
Total activos corrientes	9.497.193	9.596.493	(1,0%)	12.629.638	12.117.788	4,2%
Activos no corrientes						
Inversiones	12.336.060	10.087.993	22,3%	5.177.491	3.710.739	39,5%
Cuentas y documentos por cobrar	2.154.256	1.353.935	59,1%	372.273	226.781	64,2%
Propiedad, planta y equipo, neto	14.816.573	11.696.921	26,7%	22.266.258	16.782.503	32,7%
Recursos naturales y del medio ambiente, neto	11.003.159	9.325.116	18,0%	11.774.539	11.155.381	5,6%
Otros	15.318.756	11.031.963	38,9%	16.549.157	11.566.325	43,1%
Total activos no corrientes	55.628.804	43.495.928	27,9%	56.139.718	43.441.729	29,2%
Total activos	65.125.997	53.092.421	22,7%	68.769.356	55.559.517	23,8%
Pasivos y patrimonio						
Pasivos corrientes:						
Obligaciones financieras	695.505	134.908	415,5%	1.079.169	437.081	146,9%
Cuentas por pagar y vinculados	4.159.469	3.421.264	21,6%	4.062.602	3.280.232	23,9%
Pasivos estimados y provisiones	932.883	957.432	(2,6%)	1.151.297	1.154.415	(0,3%)
Otros	3.500.769	2.258.367	55,0%	3.749.510	2.598.485	44,3%
Total pasivos corrientes	9.288.626	6.771.971	37,2%	10.042.578	7.470.213	34,4%
Pasivos de largo plazo						
Obligaciones financieras	5.918.710	5.286.545	12,0%	7.833.715	5.714.354	37,1%
Obligaciones laborales a largo plazo	2.806.043	2.660.943	5,5%	2.814.021	2.669.331	5,4%
Pasivos estimados y provisiones	3.337.377	3.331.867	0,2%	3.398.603	3.411.977	(0,4%)
Otros	2.247.365	2.337.862	(3,9%)	2.866.307	2.782.374	3,0%
Total pasivos de largo plazo	14.309.495	13.617.217	5,1%	16.912.646	14.578.036	16,0%
Total pasivos	23.598.121	20.389.188	15,7%	26.955.224	22.048.249	22,3%
Interés minoritario				485.951	941.311	(48,4%)
Patrimonio	41.527.876	32.703.233	27,0%	41.328.181	32.569.957	26,9%
Total pasivos y patrimonio	65.125.997	53.092.421	22,7%	68.769.356	55.559.517	23,8%
Cuentas de orden deudoras *	116.788.822	86.806.467		119.039.595	87.959.507	
Cuentas de orden acreedoras *	92.600.806	50.092.715		96.981.023	50.925.322	

Notas

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

Estado de Flujos de Efectivo
Ecopetrol S.A.

Millones de pesos colombianos	IV trim. 10 *	IV trim. 09 *	%	III trim. 10 *	2010	2009	%
Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación							
Excedente del Ejercicio	2.742.078	1.691.442	62,1%	1.702.356	8.346.097	5.256.232	58,8%
Movimiento de partidas que no involucran efectivo							
Depreciación, agotamiento y amortización	250.834	631.978	(60,3%)	985.227	3.324.840	2.890.743	15,0%
Provisiones, neto	(95.310)	137.928	(169,1%)	913.334	(18.857)	238.693	(107,9%)
Baja en propiedades, planta y equipo	(168.913)	695	(24.404,0%)	207.858	38.945	1.090	3.472,9%
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	3.371	527	539,6%	20	3.395	527	544,2%
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	9.110	-	-	4.072	39.668	-	-
Pérdida en baja de otros activos	287.918	-	-	-	287.918	-	-
Utilidad (pérdida) método de participación	472.224	286.243	65,0%	292.978	641.168	206.441	210,6%
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:							
Deudores	381.386	798.272	(52,2%)	(1.015.830)	(320.460)	1.223.297	(126,2%)
Inventarios	(160.200)	(97.304)	64,6%	72.862	(149.307)	(83.625)	78,5%
Diferidos y otros activos	(218.145)	(73.388)	197,2%	(152.998)	(793.658)	(2.078.363)	61,8%
Cuentas por pagar	(1.439.881)	(1.237.270)	16,4%	108.703	651.791	1.586.507	(58,9%)
Impuestos por pagar	1.016.996	513.565	98,0%	(263.970)	1.250.952	(1.771.648)	170,6%
Obligaciones laborales	(22.709)	8.275	(374,4%)	20.021	(29.661)	15.100	(296,4%)
Pasivos estimados y provisiones	(428.199)	297.619	(243,9%)	(125.464)	(293.100)	10.499	(2.891,7%)
Efectivo generado por actividades de operación	2.630.560	2.958.582	(11,1%)	2.749.169	12.979.731	7.495.493	73,2%
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:							
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	-	-	0,0%	(1.163.131)	(1.163.131)	(1.082.580)	7,4%
Compra de inversiones	(4.369.467)	(3.538.333)	23,5%	(1.821.683)	(11.808.784)	(7.939.870)	48,7%
Redención y venta de inversiones	3.660.021	2.776.424	31,8%	2.556.857	9.604.385	12.423.676	(22,7%)
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	4.751	1.927	146,5%	-	4.751	1.927	146,5%
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1.329.834)	(1.492.768)	(10,9%)	(922.366)	(3.474.200)	(2.885.430)	20,4%
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(1.642.784)	(1.286.106)	27,7%	(916.915)	(4.341.012)	(4.117.775)	5,4%
Efectivo neto generado por las actividades de inversión	(3.677.313)	(3.538.856)	3,9%	(2.267.239)	(11.177.991)	(3.600.052)	210,5%
Flujo de efectivo en actividades de financiación							
Obligaciones financieras	1.601.477	205.630	678,8%	(207.574)	1.192.762	5.388.072	(77,9%)
Capitalizaciones	(31)	5.981	(100,5%)	219	525	41.044	(98,7%)
Pago de dividendos	(1.221.044)	(2.943.466)	58,5%	(1.214.260)	(3.689.940)	(8.907.807)	58,6%
Efectivo neto usado en actividades de financiación	380.402	(2.731.855)	113,9%	(1.421.615)	(2.496.653)	(3.478.691)	28,2%
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(666.351)	(3.312.129)	79,9%	(939.685)	(694.913)	416.750	(266,7%)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	2.258.434	5.599.125	(59,7%)	3.198.119	2.286.996	1.870.246	22,3%
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	1.592.083	2.286.996	(30,4%)	2.258.434	1.592.083	2.286.996	(30,4%)

NOTAS:

* No auditado, se muestra para efectos ilustrativos

Para efectos de comparabilidad con 2010, se realizaron reclasificaciones en el flujo del año 2009, para mostrar el efecto en el método de participación y movimientos por bajas en activos fijos.

COMUNICADO DE PRENSA



Estado de Flujos de Efectivo Ecopetrol Consolidado

Millones de pesos colombianos	IV trim. 10 *	IV trim. 09 *	%	III trim. 10 *	2010	2009	%
Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación							
Excedente del Ejercicio	2.701.607	1.721.479	56,9%	1.723.470	8.146.471	5.132.054	58,7%
Movimiento de partidas que no involucran efectivo							
Depreciación, agotamiento y amortización	869.922	1.003.484	(13,3%)	1.237.322	4.348.095	3.629.604	19,8%
Provisiones - neto	50.991	49.208	3,6%	42.491	179.916	238.247	(24,5%)
Baja en propiedades, planta y equipo	3.395	695	388,5%	-	3.395	1.090	211,5%
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	(168.937)	527	(32.156,4%)	(21.344)	38.945	527	7.289,9%
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	9.110	-	-	4.072	39.668	-	-
Pérdida en baja de otros activos	287.918	-	-	-	287.918	-	-
Utilidad en método de participación	(27.374)	(13.063)	109,6%	(13.577)	(82.772)	(55.143)	50,1%
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:							
Deudores	1.789.258	401.147	(346,0%)	(1.681.163)	794.512	2.030.376	(60,9%)
Inventarios	(131.445)	(78.869)	66,7%	86.979	(129.823)	(291.819)	55,5%
Diferidos y otros activos	1.275.069	(209.913)	707,4%	(2.322.012)	698.423	(1.410.451)	149,5%
Cuentas por pagar	(937.795)	(1.646.201)	43,0%	(129.893)	1.248.736	1.536.580	(18,7%)
Impuestos por pagar	(1.856.199)	828.459	(324,1%)	1.865.143	(618.441)	(1.473.446)	58,0%
Obligaciones laborales	(19.631)	(16.010)	22,6%	23.959	(26.737)	37.684	(171,0%)
Pasivos estimados y provisiones	564.643	(82.969)	780,5%	(69.896)	(571.495)	(24.809)	2.203,6%
Efectivo generado por actividades de operación	4.410.532	1.957.974	125,3%	745.551	14.356.811	9.350.494	53,5%
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:							
Pago por compra de compañías, neto del efectivo adquirido	-	144.077	-	(1.163.131)	(1.163.131)	(1.082.580)	7,4%
Compra de inversiones	(4.369.467)	(3.331.893)	(31,1%)	(1.821.683)	(11.808.784)	(7.939.870)	48,7%
Redención y venta de inversiones	4.415.408	3.664.615	20,5%	3.056.545	10.578.201	15.972.339	(33,8%)
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	4.751	1.927	146,5%	-	4.751	1.927	146,5%
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1.501.324)	(2.187.386)	31,4%	(1.165.021)	(3.874.824)	(3.613.355)	7,2%
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(2.914.120)	(935.923)	211,4%	(163.527)	(6.445.151)	(9.239.234)	30,2%
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(4.364.752)	(2.644.583)	(65,0%)	(1.256.817)	(12.708.938)	(5.900.773)	115,4%
Flujo de efectivo en actividades de financiación							
Interés minoritario	(466.854)	53.625	(970,6%)	(15.987)	(455.360)	698.360	(165,2%)
Obligaciones financieras	1.010.208	366.536	175,6%	775.569	2.119.361	6.140.588	(65,5%)
Deuda por operaciones de crédito y financiamiento	628.766	21.205	2.865,2%	(68.227)	642.088	21.205	2.928,0%
Capitalizaciones	(31)	5.981	(100,5%)	219	525	41.044	(98,7%)
Pago de dividendos	(1.320.932)	(2.584.866)	100,0%	(1.217.770)	(3.789.828)	(8.902.602)	57,4%
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(148.843)	(2.137.519)	93,0%	(526.196)	(1.483.214)	(2.001.405)	25,9%
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(103.063)	(2.824.128)	96,4%	(1.037.462)	164.659	1.448.316	(88,6%)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	3.829.841	6.386.247	(40,0%)	4.867.304	3.562.119	2.113.803	68,5%
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	3.726.778	3.562.119	4,6%	3.829.842	3.726.778	3.562.119	4,6%

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,

Cálculo y Conciliación del EBITDA

Ecopetrol S.A.

	IV trim. 10 *	IV trim. 09 *	%	III trim. 10 *	2010	2009	%
COL\$ Millones							
CALCULO DEL EBITDA							
Utilidad operacional	4.451.479	2.706.122	64,5%	2.865.854	13.208.702	8.083.537	63,4%
Mas: Depreciación, agotamiento y amortizaciones	212.686	257.475	-17,4%	1.086.288	3.149.746	2.354.497	33,8%
EBITDA NO CONSOLIDADO	4.664.165	2.963.597	57,4%	3.952.142	16.358.448	10.438.034	56,7%
CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA							
Utilidad neta	2.742.079	1.691.442	62,1%	1.702.356	8.346.097	5.256.232	58,8%
Depreciación, agotamiento y amortización	212.686	257.475	-17,4%	1.086.288	3.149.746	2.354.497	33,8%
Ingresos financieros	(1.166.449)	(814.667)	43,2%	(888.412)	(4.224.992)	(6.823.499)	-38,1%
Gastos financieros	1.187.484	605.374	96,2%	920.255	4.191.988	6.267.285	-33,1%
Ingresos No Financieros	(424.977)	(278.526)	52,6%	(138.474)	(929.404)	(718.359)	29,4%
Egresos No Financieros	547.089	657.076	-16,7%	370.007	2.103.966	1.949.262	7,9%
Resultados en sociedades	472.223	286.243	65,0%	292.978	641.168	206.441	210,6%
Provisión de renta	1.094.030	559.180	95,6%	607.144	3.079.879	1.946.175	58,3%
EBITDA NO CONSOLIDADO	4.664.165	2.963.597	57,4%	3.952.142	16.358.448	10.438.034	56,7%

Ecopetrol Consolidado

	IV trim. 10 *	IV trim. 09 *	%	III trim. 10 *	2010	2009	%
COL\$ Millones							
CALCULO DEL EBITDA							
Utilidad operacional	3.951.585	2.379.527	66,1%	2.767.268	12.878.842	7.873.339	63,6%
Más: Depreciación, agotamiento y amortizaciones	813.812	960.389	-15,3%	1.296.201	4.185.799	3.761.526	11,3%
Interes minoritario	(133.214)	(12.072)	1003,5%	(30.513)	(365.147)	(204.998)	78,1%
EBITDA CONSOLIDADO	4.632.183	3.327.844	39,2%	4.032.956	16.699.494	11.429.867	46,1%
CONCILIACION UTILIDAD NETA VS EBITDA							
Utilidad neta	2.701.607	1.721.479	56,9%	1.723.470	8.146.472	5.132.054	58,7%
Depreciación, agotamiento y amortización	813.812	960.389	-15,3%	1.296.201	4.185.799	3.761.526	11,3%
Ingresos financieros	1.560.803	(1.873.170)	-183,3%	(2.272.761)	(4.706.491)	(15.568.920)	-69,8%
Gastos financieros	(1.708.778)	1.651.026	-203,5%	2.419.468	4.668.702	15.073.087	-69,0%
Ingresos No Financieros	(430.893)	(392.702)	9,7%	(126.043)	(966.714)	(876.608)	10,3%
Egresos No Financieros	726.408	653.218	11,2%	414.887	2.390.728	1.994.936	19,8%
Interes minoritario de las utilidades	(5.065)	13.366	-137,9%	8.590	107.495	4.761	2157,8%
Provisión de renta	1.107.502	606.310	82,7%	599.658	3.238.650	2.114.029	53,2%
Interes minoritario del Ebitda	(133.213)	(12.072)	1003,5%	(30.513)	(365.147)	(204.998)	78,1%
TOTAL EBITDA	4.632.183	3.327.844	39,2%	4.032.956	16.699.494	11.429.867	46,1%

* No auditado, se muestra para propósitos ilustrativos

VII. Estados Financieros de las Subordinadas

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

Exploración y Producción

1. Hocol:

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	IV trim. 10	IV trim. 09	2010	2009
Ventas locales	4,8	10,5	27,8	37,5
Ventas de exportación	652,2	572,3	2.446,4	1.851,1
Ventas de servicios				
Ventas Totales	657,0	582,9	2.474,1	1.888,5
Costos Variables	379,1	316,2	1.564,6	1.045,4
Costos Fijos	101,3	51,0	314,7	362,2
Costo de Ventas	480,3	367,2	1.879,4	1.407,6
Utilidad Bruta	176,6	215,7	594,8	481,0
Gastos Operativos	125,5	113,6	283,7	122,4
Utilidad Operacional	51,1	102,1	311,1	358,5
Utilidad (pérdida) No Operacional	(0,9)	103,5	(42,3)	98,1
Impuesto de renta	(0,3)	44,3	36,0	126,0
Utilidad Neta	50,5	161,4	232,8	330,6

Balance General

Millardos de COP\$	A dic. 31 de 2010	A dic. 31 de 2009
Activos corrientes	931,2	933,7
Activos de largo plazo	1.417,2	967,6
Total Activos	2.348,4	1.901,3
Pasivos corrientes	566,8	503,7
Pasivos de largo plazo	145,3	105,0
Impuesto diferido		
Total Pasivos	712,1	608,7
Patrimonio	1.636,3	1.292,6
Total Pasivo y Patrimonio	2.348,4	1.901,3

2. Savia Perú

Estado de Resultados

Millones de USD\$	IV trim. 10	IV trim. 09	2010	2009
Ventas locales	88,5	77,5	318,8	235,6
Ventas de exportación				
Ventas de servicios	1,2	3,0	1,8	4,9
Ventas Totales	89,7	80,5	320,6	240,5
Costos Variables	38,5	37,8	132,1	129,0
Costos Fijos	18,0	7,3	53,4	30,7
Costo de Ventas	56,5	45,1	185,5	159,7
Utilidad Bruta	33,2	35,4	135,1	80,8
Gastos Operativos	8,3	3,6	58,1	55,9
Utilidad Operacional	24,9	31,8	77,0	24,9
Utilidad (pérdida) No Operacional	8,3	2,7	77,3	39,1
Impuesto de renta	1,8	3,0	18,2	16,1
Distribucion de utilidades a empleados	0,4	0,5	3,2	2,7
Impuesto diferido	4,0	0,3	9,1	(1,6)
Interés minoritario				
Utilidad Neta	2,1	(1,1)	46,8	21,9

Balance General

Millones de USD\$	A dic. 31 de 2010	A dic. 31 de 2009
Activos corrientes	221,7	175,0
Activos de largo plazo	399,9	245,7
Total Activos	621,6	420,7
Pasivos corrientes	65,6	44,1
Pasivos de largo plazo	126,8	7,7
Impuesto diferido	20,4	13,5
Total Pasivos	212,8	65,3
Patrimonio	408,8	355,4
Total Pasivo y Patrimonio	621,6	420,7

Refinación y Petroquímica

1. Propilco

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	IV trim. 10	IV trim. 09	2010	2009
Ventas locales	177,5	125,0	679,0	482,0
Ventas de exportación	162,6	131,8	652,3	558,7
Ventas de servicios				
Ventas Totales	340,2	256,8	1.331,3	1.040,7
Costos Variables	267,6	191,9	1.133,7	807,6
Costos Fijos	24,9	37,6	87,9	100,6
Costo de Ventas	292,5	229,5	1.221,6	908,2
Utilidad Bruta	47,6	27,2	109,6	132,5
Gastos Operativos	23,8	19,6	93,7	86,8
Utilidad Operacional	23,8	7,7	15,9	45,7
Utilidad (pérdida) No Operacional	0,8	1,0	56,7	9,4
Provisión impuesto de renta	2,8	2,3	7,1	7,4
Interés minoritario	-	-	-	-
Utilidad Neta	21,9	6,3	65,4	47,7

Balance General

Millardos de COP\$	A dic. 31 de 2010	A dic. 31 de 2009
Activos corrientes	531,5	452,0
Activos de largo plazo	530,8	531,2
Total Activos	1.062,3	983,2
Pasivos corrientes	394,5	325,5
Pasivos de largo plazo	31,8	29,1
Total Pasivos	426,3	354,6
Patrimonio	636,0	628,6
Total Pasivo y Patrimonio	1.062,3	983,2

2. Reficar

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	IV trim. 10	IV trim. 09	2010	2009
Ventas locales	839,4	778,9	2.551,3	2.162,5
Ventas de exportación	514,4	695,3	2.351,5	1.782,4
Ventas de servicios				
Ventas Totales	1.353,7	1.474,2	4.902,8	3.944,9
Costos Variables	1.274,2	1.425,9	4.628,5	3.731,9
Costos Fijos	150,8	93,2	315,6	274,1
Costo de Ventas	1.425,0	1.519,1	4.944,1	4.006,0
Utilidad Bruta	(71,2)	(44,9)	(41,3)	(61,1)
Gastos Operativos	20,8	29,3	61,3	63,7
Utilidad Operacional	(92,0)	(74,2)	(102,6)	(124,8)
Ingresos No Operacionales	28,8	31,5	79,2	7,4
Gastos No Operacionales	(193,5)		(273,7)	
Utilidad (pérdida) No Operacional	(256,7)	(42,6)	(297,1)	(117,4)
Provisión impuesto de renta	2,7	(4,9)	8,1	10,5
Interés minoritario	-	-	-	-
Utilidad (Pérdida) Neta	(259,4)	(37,7)	(305,2)	(127,9)

Balance General

Millardos de COP\$	A dic. 31 de 2010	A dic. 31 de 2009
Activos corrientes	733,3	962,4
Activos de largo plazo	3.468,6	2.083,9
Total Activos	4.201,9	3.046,3
Pasivos corrientes	1.077,8	567,4
Pasivos de largo plazo	397,6	5,1
Total Pasivos	1.475,4	572,5
Patrimonio	2.726,5	2.473,8
Total Pasivo y Patrimonio	4.201,9	3.046,3
Cuentas de orden deudoras	1.348,1	592,1
Cuentas de orden acreedoras	3.796,5	417,7

Transporte

1. Ocensa

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	IV trim. 10	IV trim. 09	2010	2009
Ventas locales	-	-	\$ 0,0	
Ventas de servicios	66,0	196,8	1.110,6	705,9
Ventas Totales	66,0	196,8	1.110,6	705,9
Costos Variables	193,4	160,8	679,8	586,3
Costos Fijos		-		
Costo de Ventas	193,4	160,8	679,8	586,3
Utilidad Bruta	(127,3)	36,0	430,8	119,5
Gastos Operativos	20,2	15,5	53,9	51,3
Utilidad Operacional	(147,6)	20,5	376,9	68,3
Utilidad (pérdida) No Operacional	125,5	32,5	(10,4)	(50,0)
Provisión impuesto de renta	(7,0)	4,6	89,1	18,3
Interés minoritario				
Utilidad Neta	(15,1)	48,4	277,5	-

Balance General

Millardos de COP\$	A dic. 31 de 2010	A dic. 31 de 2009
Activos corrientes	937,6	547,5
Activos de largo plazo	1.203,3	1.226,3
Total Activos	2.140,9	1.773,8
Pasivos corrientes	458,9	61,6
Pasivos de largo plazo	1.101,4	2,2
Total Pasivos	1.560,3	63,8
Patrimonio	580,6	1.710,0
Total Pasivo y Patrimonio	2.140,9	1.773,8

2. ODL

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	IV trim. 10	IV trim. 09	2010	2009
Ventas locales			\$ 0,0	
Ventas de servicios	58,6	23,7	\$ 180,3	23,7
Ventas Totales	58,6	23,7	180,3	23,7
Costos Variables	5,3		24,1	
Costos Fijos	27,8	11,2	99,0	11,2
Costo de Ventas	33,1	11,2	123,1	11,2
Utilidad Bruta	25,5	12,5	57,2	12,5
Gastos Operativos	2,9	0,7	7,7	0,7
Utilidad Operacional	22,7	11,8	49,6	11,8
Utilidad (pérdida) No Operacional	(0,2)	(11,3)	(27,0)	0,6
Provisión impuesto de renta	(1,0)		(4,0)	
Interés minoritario				
Utilidad Neta	21,4	0,5	18,6	12,4

Balance General

Millardos de COP\$	A dic. 31 de 2010	A dic. 31 de 2009
Activos corrientes	412,5	220,5
Activos de largo plazo	1.441,7	1.160,5
Total Activos	1.854,2	1.381,0
Pasivos corrientes	110,9	206,5
Pasivos de largo plazo	1.303,8	752,7
Total Pasivos	1.414,7	959,2
Patrimonio	439,5	421,8
Total Pasivo y Patrimonio	1.854,2	1.381,0

Biocombustibles

1. Ecodiesel

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	IV trim. 10	IV trim. 09	2010	2009
Ventas locales	56,7	-	94,9	-
Ventas de servicios		-		-
Ventas Totales	56,7	-	94,9	-
Costos Variables	50,5		85,4	
Costos Fijos	-			
Costo de Ventas	50,5	-	85,4	-
Utilidad Bruta	6,2	-	9,5	-
Gastos Operativos	0,7		1,5	
Utilidad Operacional	5,5	-	8,0	-
Utilidad (pérdida) No Operacional	3,8	0,3	3,7	0,3
Provisión impuesto de renta				
Interés minoritario				
Utilidad Neta	3,8	0,3	3,7	0,3

Balance General

Millardos de COP\$	A dic. 31 de 2010	A dic. 31 de 2009
Activos corrientes	26,0	5,2
Activos de largo plazo	102,7	90,0
Total Activos	128,7	95,2
Pasivos corrientes	47,2	14,8
Pasivos de largo plazo	56,5	64,6
Total Pasivos	103,7	79,40
Patrimonio	25,0	15,80
Total Pasivo y Patrimonio	128,7	95,20