

NOTA EXPLICATIVA

La tabla publicada el pasado 28 de julio de 2010 contenía los siguientes dos errores de clasificación en el estado de resultados consolidado (Ecopetrol más filiales) del segundo trimestre de 2010. Las correcciones no modifican los ingresos ni el costo de ventas total reportados:

- 1) Reclasificación entre ventas nacionales y ventas al exterior: teniendo en cuenta que la Refinería de Cartagena fue declarada Zona Franca en el mes de enero de 2010, las ventas que Ecopetrol realiza a Reficar se registran como ventas de exportación.

En el proceso de eliminación de operaciones recíprocas para la consolidación de los estados financieros, estas ventas debían ser eliminadas del rubro de exportaciones, pero fueron eliminadas del rubro de ventas nacionales, por lo cual se procede a hacer la eliminación respectiva en las ventas de exportación.

- 2) Reclasificación entre costos fijos y costos variables: el rubro de Otros costos fijos reportado inicialmente por Refinería de Cartagena incluyó la totalidad de sus costos; dicho monto ahora es presentado de manera discriminada en las líneas de costo fijo y costo variable correspondientes.

A continuación se muestran las partidas antes y después de las reclasificaciones hechas para el segundo trimestre de 2010:

Rubros (cifras en millones de pesos)	Presentado Jul 28	Reclasificación Jul 30
Ingresos		
Ventas Nacionales	\$ 2,356,836	\$ 4,102,371
Ventas al Exterior	\$ 7,528,695	\$ 5,783,161
Costo de Ventas		
Compras a Terceros	\$ 1,049,475	\$ 3,146,209
Servicios de Transporte de hidrocarburos	\$ 1,054	\$ 14,094
Otros costos variables	\$ 54,148	\$ 65,599
Mantenimiento	\$ 282,571	\$ 289,360
Otros costos fijos	\$ 2,389,669	\$ 261,655

Adjuntamos el comunicado con las reclasificaciones mencionadas anteriormente.

Ecopetrol S.A presenta sus resultados para el segundo trimestre y el primer semestre de 2010

- **Producción del grupo empresarial de 593,9 kbped en el segundo trimestre de 2010 y de 589,3 kbped en el semestre, con un crecimiento del 14,5% y del 17,1% frente los mismos periodos del año anterior.**
- **Utilidad neta del trimestre de COL\$1,8 billones, 136,8% superior a la del segundo trimestre de 2009 y Ebitda de COL\$ 3,6 billones, 29% superior al del mismo periodo 2009, con un margen Ebitda del 40%. La utilidad neta para el primer semestre fue de COL\$3,9 billones.**
- **Ampliación del plan estratégico al 2020 con la meta de producir 1,3 millones de barriles "limpios" por día en 2020.**

BOGOTÁ, 28 de julio de 2010/ -- Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; BVL: EC) anunció hoy los resultados financieros no auditados para el segundo trimestre y el primer semestre de 2010, preparados y presentados de acuerdo con el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) de la Contaduría General de la Nación de Colombia y en pesos colombianos (COL\$).

Resultados más relevantes de Ecopetrol S.A.

(Millardos de COP\$)	No consolidado						Consolidado					
	II trim. 10	II trim. 09	%	A jun 2010	A jun 2009	%	II trim. 10	II trim. 09	%	A jun 2010	A jun 2009	%
Ventas Totales	9.133,1	6.685,6	36,6%	17.874,8	11.798,3	51,5%	10.214,3	7.276,5	40,4%	20.432,1	12.516,6	63,2%
Utilidad Operacional	2.693,1	2.132,4	26,3%	5.891,4	3.153,3	86,8%	2.543,4	2.100,9	21,1%	6.160,0	3.163,5	94,7%
Utilidad Neta	1.805,0	762,1	136,8%	3.901,7	2.371,4	64,5%	1.767,1	692,1	155,3%	3.721,4	2.300,7	61,8%
Utilidad por acción (COL)	44,60	18,83		96,40	58,59							
EBITDA	3.635,7	2.807,6	29,5%	7.742,1	4.436,9	74,5%	3.579,6	3.134,1	14,2%	8.034,4	4.889,7	64,3%
Margen EBITDA	40%	42%		43%	38%		35%	43%		39%	39%	

El presidente de Ecopetrol, Javier Gutiérrez, declaró: *"El segundo trimestre fue positivo para la compañía en términos operacionales, financieros, y estratégicos. En términos de la operación, las importantes inversiones realizadas nos han permitido mantener el crecimiento de nuestra producción, continuar mejorando la infraestructura de transportes y avanzar en la modernización y expansión de nuestras refinerías. Adicionalmente, el entorno nacional e internacional sigue siendo favorable, permitiéndonos fortalecer y diversificar mercados para nuestros crudos y productos.*

Como resultado de lo anterior se destacan los resultados financieros de este primer semestre, muy superiores al mismo periodo de 2009 generando utilidad de COL\$ 3,9 billones y Ebitda de 7,7 billones superiores en 64% y 74% respectivamente frente a los que teníamos hace un año.

En cuanto a la estrategia, presentamos la ampliación del plan que nos llevará a producir 1,3 millones de barriles limpios en el año 2020". Gutiérrez adicionó: "En conclusión: vamos por buen camino para alcanzar las metas de nuestro plan estratégico y generar valor para nuestros accionistas".

Ecopetrol presenta sus resultados para el segundo trimestre y acumulados del primer semestre de 2010

Tabla de contenido

I. Resultados financieros y operativos de Ecopetrol S.A.	4
a. Disponibilidad de crudo y productos.....	4
b. Ventas Volumétricas de Ecopetrol.....	5
c. Comportamiento de los precios	6
d. Resultados Financieros	7
e. Balance General (no consolidado).....	10
f. Flujo y posición de caja	11
g. Resultados por Segmentos	12
II. Aspectos del Negocio	13
a. Exploración.....	13
b. Producción.....	15
c. Refinación	17
d. Petroquímica.....	18
e. Transporte.....	19
f. Biocombustibles	20
g. Coberturas	21
h. Plan de inversiones 2010.....	21
i. Financiación del Plan de Inversiones 2010	22
III. Plan de inversiones 2011-2020	22
a. Principales Metas del Plan Estratégico	23
b. Inversiones del Plan Estratégico 2011-2020.....	28
c. Financiamiento del Plan Estratégico 2011-2020:	29
IV. Responsabilidad Social Empresarial (RSE).....	30
a. Talento humano y reconocimientos.....	30
b. Ciencia y tecnología.....	31
c. Inversión social.....	31
d. Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)	31
V. Resultados Financieros de Ecopetrol y sus Subordinadas (consolidados)	32
a. Exploración y producción.....	34
1. Hocol	34
2. Offshore International Group (OIG)	35
b. Refinación y Petroquímica.....	37
1. Propilco.....	37
2. Reficar S.A.	38
c. Transporte.....	39
1. Ocesa	39
2. ODL.....	40
d. Biocombustibles	41
1. Ecodiesel.....	41
2. Bioenergy	42
VI. Presentación de los resultados	42
VII. Tablas.....	44

I. Resultados financieros y operativos de Ecopetrol S.A.

a. Disponibilidad de crudo y productos

La disponibilidad de crudo y productos de Ecopetrol se resume en los siguientes volúmenes producidos, comprados e importados:

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

KBPED	II trim. 10	II trim. 09	%	A junio 2010	A junio 2009	%
Crudo	464,4	394,3	17,8%	458,3	384,8	19,1%
Gas natural	94,9	93,1	1,9%	97,1	87,5	10,9%
Total	559,3	487,4	14,7%	555,3	472,3	17,6%

(-) Regalías

KBPED	II trim. 10	II trim. 09	%	A junio 2010	A junio 2009	%
Crudo	68,6	59,9	14,5%	68,0	58,8	15,6%
Gas natural	18,8	18,5	1,6%	19,3	17,4	10,9%
Total	87,4	78,4	11,5%	87,3	76,2	14,6%

(=) Producción neta de crudo y gas

KBPED	II trim. 10	II trim. 09	%	A junio 2010	A junio 2009	%
Crudo	395,9	334,4	18,4%	390,3	326,0	19,7%
Gas natural	76,0	74,6	1,9%	77,8	70,1	10,9%
Total	471,9	409,1	15,4%	468,1	396,2	18,2%

Compras (kbped)*	II trim. 10	II trim. 09	%	A junio 2010	A junio 2009	%
Crudo	177,7	165,4	7,4%	175,5	162,7	7,9%
Refinados	2,8	9,8	-71,4%	6,0	8,5	-29,4%
Gas natural	37,7	37,6	0,3%	38,6	36,0	7,2%
Total compras	218,2	212,8	2,5%	220,1	207,2	6,2%

Importaciones (kbped)	II trim. 10	II trim. 09	%	A junio 2010	A junio 2009	%
Productos	67,2	37,5	79,2%	65,3	35,5	83,9%
Total importaciones	67,2	37,5	79,2%	65,3	35,5	83,9%

	II trim. 10	II trim. 09	%	A junio 2010	A junio 2009	%
Total disponible**	757,3	659,4	14,9%	753,5	638,9	17,9%

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

** No incluye variaciones de inventarios

La producción bruta de petróleo y gas de Ecopetrol S.A. (sin incluir las filiales) ascendió a 559,3 kbped en el segundo trimestre de 2010 y a 555,3 kbped durante el primer semestre del año.

Después de descontar las regalías, la producción neta del segundo trimestre de 2010 fue de 471,9 Kbped, lo cual representa un incremento del 15,3% frente al segundo trimestre de 2009. La producción neta del primer semestre de 2010 fue de 468,1 kbped, un 18,2% más que en primer semestre de 2009.

Las compras se incrementaron en 2,5% y las importaciones en 79,2% frente al segundo trimestre de 2009 debido a: 1) crecimiento de la producción de crudo del país que aumenta los volúmenes de compra de regalías; 2) mayor importación de gasolina natural (nafta), utilizada como diluyente para el crudo pesado; y 3) importaciones adicionales de diesel de bajo azufre para entregarle combustibles más limpios al país

b. Ventas Volumétricas de Ecopetrol

Volumen de venta local (kbped)	II trim. 10	II trim. 09	%	A junio 2010	A junio 2009	%
Crudo	3,5	0,2	1.650,0%	3,0	0,3	900,0%
Gas Natural	99,0	67,1	47,5%	100,6	64,1	56,9%
Gasolinas	61,7	74,6	(17,3%)	63,1	74,2	(15,0%)
Destilados Medios	100,8	77,5	30,1%	102,6	77,2	32,9%
GLP y combustóleo	17,6	19,3	(8,8%)	18,0	20,1	(10,4%)
Industriales y Petroquímicos	12,7	11,9	6,7%	13,9	11,9	16,8%
Total venta local	295,3	250,6	17,8%	301,2	247,8	21,5%

Volumen de Exportación (kbped)	II trim. 10	II trim. 09	%	A junio 2010	A junio 2009	%
Crudo	304,5	216,7	40,5%	289,5	200,4	44,5%
Productos	56,0	55,5	0,9%	48,4	56,0	(13,6%)
Gas Natural	-	26,4	(100,0%)	1,2	24,7	(95,1%)
Total venta de exportación	360,5	298,6	20,7%	339,1	281,1	20,6%

Volumen Zona Franca (kbped)	II trim. 10	II trim. 09	%	A junio 2010	A junio 2009	%
Crudo	77,5	78,9	(1,8%)	78,3	81,1	(3,5%)
Productos	2,0	2,2	(9,1%)	2,6	2,1	23,8%
Gas Natural	3,0	2,0	50,0%	2,0	1,9	5,3%
Total Zona Franca	82,5	83,1	(0,7%)	82,9	85,1	(2,6%)
Total volumen vendido	738,3	632,3	16,8%	723,2	614,0	17,8%

En el segundo trimestre de 2010 las ventas de Ecopetrol se incrementaron un 16,8% con respecto al mismo trimestre de 2009, impulsadas por mayores volúmenes vendidos localmente así como por un crecimiento en las exportaciones.

Mercado local:

Los productos que reportaron el mayor crecimiento en el volumen de venta local fueron el gas natural y los destilados medios que crecieron un 47,5% y un 30,1% respectivamente. Las ventas nacionales de gas natural se incrementaron por el alto despacho térmico causado por el fenómeno del niño y las ventas a Chevron. A su vez, la demanda de destilados medios aumentó por: 1) mayores entregas de diesel Premium (con bajo contenido de azufre) a los sistemas de transporte masivo, y 2) mayor demanda de Jet originado por la competitividad de los precios de este combustible de aviación en el país frente a los precios internacionales.

Por otro lado, las ventas de gasolinas cayeron debido principalmente al incremento en el contenido de etanol en la mezcla en la costa norte del país (mezcla del 8%).

Mercado internacional:

En cuanto a las exportaciones, el volumen de ventas de crudo creció un 40,5% en el segundo trimestre frente al año anterior, principalmente debido a las entregas de crudo castilla que crecieron un 40,4%. De hecho, en abril de 2010 se marcó un nuevo récord en las exportaciones de crudo y refinados con un promedio diario de más de 400 kbped, cuyos principales destinos fueron la costa del golfo de Estados Unidos y el Lejano Oriente. Los principales destinos de las exportaciones durante el trimestre fueron:

Exportaciones por destino		
Destino	Crudos	Productos
Costa del Golfo EEUU	62,1%	39,0%
Lejando oriente	20,4%	29,0%
América Central y Caribe	6,5%	28,6%
Sur América	5,4%	3,4%
Costa Este EEUU	3,8%	0,0%
Canadá	1,8%	0,0%
	100,0%	100,0%

c. Comportamiento de los precios

Precios	II trim. 10	II trim. 09	%	A junio 2010	A junio 2009	%
WTI (Promedio Periodo)	78,0	59,6	30,9%	78,4	51,4	52,5%
Canasta de Exportación de Crudos	68,9	54,2	27,1%	70,7	42,9	64,8%
Canasta de Exportación de Productos	66,8	52,6	27,0%	67,9	42,7	59,0%
Canasta Gas Natural	3,8	3,3	15,2%	3,5	3,6	(2,8%)

El precio promedio del petróleo WTI durante el segundo trimestre del año fue un 30,9% superior al registrado en el mismo periodo de 2009, alcanzando un precio de US\$78,0 por barril. Durante el trimestre se presentó una alta volatilidad en este valor de referencia debido a fluctuaciones en la demanda y a las expectativas sobre el comportamiento de la economía mundial. Entre los meses de abril y mayo la crisis europea hizo retroceder el WTI en US\$10 por barril.

Los diferenciales de crudos y productos se deterioraron frente al segundo trimestre de 2009 así como frente al primer semestre de ese mismo año. El diferencial de los crudos fue afectado principalmente por: 1) una mayor oferta de crudos pesados canadienses debido a la mayor producción y a la entrada en operación de nuevos oleoductos para transportar crudo al interior de Estados Unidos; y 2) las exportaciones colombianas de crudo pesado Castilla que se duplicaron durante el último año.

En productos, los principales factores que llevaron al deterioro del diferencial estuvieron relacionados con: 1) las exportaciones de combustóleo, cuyo precio está altamente correlacionado con el de los crudos pesados y que como ya se anotó, aumentaron sus diferenciales frente al WTI; 2) menor valor de la canasta debido a que Ecopetrol no exportó gasolina en el primer semestre de 2010 dados los mayores requerimientos de nafta (componente de la gasolina) como diluyente de los crudos pesados; y 3) altos inventarios de productos en la Costa del Golfo de Estados Unidos.

COMUNICADO DE PRENSA
d. Resultados Financieros



Estado de Resultados sin Subordinadas

(Millardos de COP\$)	II trim. 10	II trim. 09	%	A jun 2010	A jun 2009	%
Ventas locales	3.372,8	3.438,6	(1,9%)	6.755,6	6.592,4	2,5%
Ventas de exportación	5.437,5	3.015,3	80,3%	10.477,7	4.738,3	121,1%
Ventas de servicios	322,8	231,7	39,3%	641,5	467,6	37,2%
Ventas Totales	9.133,1	6.685,6	36,6%	17.874,8	11.798,3	51,5%
Costos Variables	4.499,6	2.880,7	56,2%	8.318,1	5.625,8	47,9%
Costos Fijos	1.367,1	1.119,9	22,1%	2.599,4	2.050,9	26,7%
Costo de Ventas	5.866,7	4.000,6	46,6%	10.917,5	7.676,7	42,2%
Utilidad Bruta	3.266,4	2.685,0	21,7%	6.957,3	4.121,6	68,8%
Gastos Operativos	573,3	552,6	3,7%	1.065,9	968,3	10,1%
Utilidad Operacional	2.693,1	2.132,4	26,3%	5.891,4	3.153,3	86,8%
Utilidad (pérdida) No Operacional	(285,7)	(1.030,3)	(72,3%)	(611,0)	163,3	(474,2%)
Provisión impuesto de renta	(602,4)	(340,0)	77,2%	(1.378,7)	(945,2)	45,9%
Utilidad Neta	1.805,0	762,1	136,8%	3.901,7	2.371,4	64,5%
Utilidad por acción (COP\$)	\$ 44,60	\$ 18,83	136,9%	\$ 96,40	\$ 58,59	64,5%
EBITDA	3.635,7	2.807,6	29,5%	7.742,1	4.436,9	74,5%
Margen EBITDA	40%	42%		43%	38%	

Los resultados de Ecopetrol S.A. durante el segundo trimestre de 2010, fueron mejores que los del mismo trimestre del año anterior. El crecimiento en utilidad neta y Ebitda estuvo liderado principalmente por el incremento en precios y volúmenes de ventas y por los mejores resultados no operacionales comparados con el mismo periodo del año anterior. No obstante, este incremento en ingresos se vio acompañado por mayores costos derivados principalmente de mayores compras e importaciones así como mayores mantenimientos, depreciaciones y servicios contratados, resultado del incremento progresivo de la actividad de la empresa.

A continuación se presenta mayor detalle de los principales rubros del Estado de Resultados:

El valor de las **ventas totales** del trimestre y el semestre se incrementó frente a los mismos periodos de 2009, debido principalmente a: 1) incremento en el volumen de ventas; y 2) mayores precios del crudo y productos. El principal efecto del crecimiento de las ventas respecto al año anterior se encuentra explicado por el aumento del precio del WTI, \$27 USD/Bl superior al precio promedio acumulado a Junio de 2009.

Las ventas nacionales fueron superiores en \$163,5 millardos frente al mismo periodo en 2009. Este crecimiento está explicado por el efecto de los precios, el cual contrarrestó el efecto negativo generado por un menor volumen de ventas nacionales de crudos, y la disminución de la tasa de cambio.

Las exportaciones crecieron por el aumento de los volúmenes exportados de crudos, que representan el 46,5% del crecimiento. Por su parte el efecto de los precios, también positivo, explica el 88,2% del aumento de las exportaciones respecto al año anterior. Los mencionados efectos contrarrestaron el impacto negativo producido por la menor tasa de cambio (revaluación del peso colombiano) sobre las exportaciones.

El **costo de ventas** por valor de COL\$5.866,7 millardos presentó un incremento del 46,6% frente al segundo trimestre de 2009. Los **costos variables** crecieron principalmente por: 1) compras de hidrocarburos (que se incrementaron un 28,5% por efecto de mayor volumen y mayor precio), 2) importaciones que crecieron en un 125,1% debido a la importación de diesel de bajo azufre y naftas; y 3) amortización y

COMUNICADO DE PRENSA

agotamiento (49,6%) originado por las nuevas capitalizaciones y mayor producción. El efecto de revaluación del peso frente al dólar tuvo un impacto positivo en los costos.

El volumen de las compras de crudos de terceros y regalías creció frente a 2009, aumentando los costos variables en \$180 millardos. El efecto del mayor precio del WTI también aumentó el precio de las compras, representando más del 50% del aumento. La revaluación del peso colombiano tuvo un efecto favorable al reducir el valor total de las compras, suavizando el impacto del mayor volumen y el aumento en precio.

Debido al compromiso de atender la demanda nacional con entrega de Diesel de mejor calidad, el volumen de importaciones de Refinados aumentó en el trimestre (importación de diesel ULS para mezclar con el producido en la refinería). Sobre estas importaciones se presentó también el efecto precio (positivo) y el efecto tasa de cambio (negativo), arrojando como resultado un incremento en el valor de las importaciones.

La variación de los inventarios finales de crudo y productos al cierre de junio de 2010 compensó el efecto favorable transitorio en el costo de ventas presentado en el trimestre anterior por disminución en costo y volúmenes. Quedaron en tránsito exportaciones de crudo castilla (475 mil barriles) que se vendieron para ser entregados en Texas en el puerto del comprador (DES -Delivered ExShip).

En el primer semestre de 2010 los costos variables se incrementaron respecto al mismo semestre de 2009, variación dada principalmente por aumento en las compras de crudo e importaciones y mayores amortizaciones y agotamiento por efecto de nuevas capitalizaciones y producción.

Los **costos fijos** crecieron comparados con el segundo trimestre de 2009 debido al incremento en servicios contratados tanto para la operación directa como la asociada, mantenimientos y reacondicionamiento a pozos.

Para el acumulado enero - junio de 2010, los costos fijos presentan un incremento del 26,7% respecto al mismo periodo acumulado de 2009, variación dada principalmente en: 1) depreciaciones; 2) servicios contratados; y 3) mantenimiento y costos laborales.

Los **gastos operacionales** tuvieron un incremento neto de 3,7% frente al segundo trimestre de 2009 principalmente por un aumento en **gastos de comercialización**, (+65,1%) producto del reconocimiento económico a clientes por no entregas de gas natural derivado de factores operativos y climáticos. Este incremento fue mitigado por la disminución en gastos de exploración y proyectos (-40,0%).

En los **gastos de exploración y proyectos** que para el segundo trimestre de 2010 ascienden a COL\$146 millardos, se destacan las actividades exploratorias no exitosas por valor de COL\$39 millardos derivados de los cargos por pozos secos de: Lisama Norte-1P COL\$17 millardos, Merey COL\$16 millardos, Merecure COL\$12 millardos y ajuste negativo en mayo del pozo Lisama Este-2P por (COL\$5,7) millardos por reversión de provisión derivada de estimaciones de gastos.

Por concepto de estudios y sísmica se han reconocido en este trimestre COL\$72 millardos y COL\$36 millardos por proyectos corporativos principalmente de investigaciones adelantadas en el ICP, así como sub-repartos y nuevos negocios.

COMUNICADO DE PRENSA

Frente al primer semestre de 2009 los gastos operacionales fueron superiores en 22.3%, principalmente en gastos de comercialización, por mayor transporte de crudo para exportación en el 2010 reflejando un aumento de COL\$40 millardos. Por otra parte el año 2010 está afectado por los gastos incurridos por no entregas de gas por COL\$80 millardos debido a mayores despachos térmicos causados por el fenómeno del niño al interior del país.

En relación con la cadena de abastecimiento, se realizó una gestión activa en términos del aprovechamiento de opciones, la negociación de condiciones contractuales, la generación de ahorros por exenciones arancelarias, de IVA o tributarias y la optimización de compras. Como resultado de esto se generaron ahorros por COL\$341 millardos en el segundo trimestre de 2010, cifra que es superior al ahorro generado en el mismo periodo del año inmediatamente anterior en COL\$253 millardos. El total de ahorros obtenidos es generado por ahorros por costos reducidos (menor valor que Ecopetrol desembolsa por un bien y/o servicio durante su ciclo de vida debido a la implementación de estrategias de abastecimiento) y por costos evitados (gasto menor del que habría tenido que incurrir Ecopetrol en caso tal que la estrategia de abastecimiento no se hubiera realizado).

El **margen operacional** del segundo trimestre de 2010 alcanzó el 29,5% frente a 31,9% del segundo trimestre del 2009. A pesar de tener mayores precios de crudos y productos, el margen se vio afectado principalmente por: 1) incremento en los costos de compras de crudo por COL\$504,1 millardos; 2) mayores importaciones de productos (nafta) por COL\$ 638,3 millardos; 3) mantenimiento por COL\$62,3 millardos; y 4) servicios contratados por COL\$77,9 millardos.

En el segundo trimestre de 2010 se presentó una pérdida de COL\$285,7 millardos en el resultado **no operativo**, debido principalmente a:

- Ingresos financieros por COL\$84,5 millardos correspondientes a intereses y valoración de portafolios de inversión.
- Utilidad neta por diferencia en cambio COL\$45,8 millardos por el efecto de la revaluación del peso sobre el portafolio financiero de las inversiones denominadas en dólares.
- Utilidad neta por efecto otros ingresos y gastos no financieros COL\$3,0 millardos
- Pérdida en sociedades registradas por el método de participación por COL\$113,9 millardos.
- Pérdida neta en otros gastos financieros COL\$0,7 millardos.
- Gastos por provisiones y recuperación de las mismas COL\$43,2 millardos.
- Gastos por personal jubilado COL\$111,3 millardos.
- Reconocimiento de gastos ejercicios anteriores COL\$149,9 millardos.

En el segundo trimestre de 2010 la **utilidad neta** de COL\$ 1.805,0 millardos creció un 136,8% respecto al mismo periodo del año 2009. Este crecimiento se dio principalmente por los mayores volúmenes vendidos a mejores precios y un mejor resultado no operacional, los gastos no operacionales fueron menores por efecto de la revaluación del peso y una menor posición neta en moneda extranjera, la cual a cierre de junio ascendía a USD 817 millones.

Con relación al primer trimestre de 2010, la utilidad neta por COL\$ 1.805,0 millardos se redujo en un 13,9%, principalmente por efecto de mayores costos asociados a: 1) los mayores volúmenes vendidos; 2) mayor valor de las importaciones; 3) mayor

COMUNICADO DE PRENSA

valor de la amortización y agotamiento producto de nuevas capitalizaciones e incremento en producción; y 4) mayores mantenimientos. En los gastos de comercialización el incremento se deriva de mayor transporte por oleoductos y reconocimientos a clientes por no entregas de gas, todo lo anterior compensado con menores gastos por pozos secos en el segundo trimestre de 2010.

El **margen neto** del segundo trimestre de 2010 mejoró frente al segundo trimestre de 2009 debido a: 1) mejores resultados operacionales y no operacionales y 2) una menor tasa efectiva de tributación que a junio de 2010 fue de 26,1% frente a 28,5% en junio de 2009.

El **Ebitda** creció con respecto al segundo trimestre y al primer semestre del 2009. No obstante, con relación al primer trimestre de 2010 presentó una reducción de COL\$470,8 millardos (11,5%), principalmente por efecto del incremento en los costos ya explicados y a los mayores gastos operacionales de COL\$ 80,7 millardos.

El **margen Ebitda** de 40% se vio favorecido principalmente por los mayores ingresos operacionales derivados del incremento en volúmenes y precios internacionales, compensado en parte con la tendencia de revaluación del peso frente al dólar.

e. Balance General (no consolidado)

Balance General sin Subordinadas

Millardos de COP\$	A junio 30 de 2010	A marzo 31 de 2010	%
Activos corrientes	11.252,0	10.988,0	2,4%
Activos de largo plazo	47.842,7	45.039,0	6,2%
Total Activos	59.094,7	56.027,0	5,5%
Pasivos corrientes	11.211,5	11.665,3	(3,9%)
Pasivos de largo plazo	13.358,1	13.334,2	0,2%
Total Pasivos	24.569,6	24.999,5	(1,7%)
Patrimonio	34.525,1	31.027,5	11,3%
Total Pasivo y Patrimonio	59.094,7	56.027,0	5,5%
Cuentas de orden deudoras	88.299,8	85.599,7	3,2%
Cuentas de orden acreedoras	62.875,8	57.736,5	8,9%

Durante el segundo trimestre de 2010 las principales variaciones en el **activo** obedecen a: 1) aumento presentado en valorizaciones principalmente de terrenos por avalúo general efectuado en cumplimiento de la normatividad vigente; 2) incremento en crédito mercantil de Hocol y Offshore International por efecto de la provisión contingente de los "Earn Out" en los contratos de compra de estas filiales; 3) incremento en el monto de las inversiones temporales - Certificados de Depósito a Término; y 4) disminución en los anticipos y avances por impuesto de renta.

La disminución neta del **pasivo** obedece principalmente al pago realizado en abril por concepto de primera cuota de dividendos por COL\$ 1.255,1 millardos (equivalentes a \$31 por acción), quedando pendientes de pago dos cuotas de los dividendos decretados (agosto y diciembre) que suman COL\$ 2.432 millardos. La deuda financiera de largo plazo ascendió a COL\$5,1 billones producto del crédito sindicado suscrito con la banca local por COL\$2,2 billones y de la emisión de deuda denominada en dólares por US\$1.500 millones realizadas en 2009.

El **patrimonio** alcanzó los COL\$34.525,1 millardos a junio de 2010 frente a COL\$31.027,5 millardos al cierre del primer trimestre. El incremento obedece principalmente a 1) el reconocimiento del superávit por valorización y 2) la utilidad del período.

f. Flujo y posición de caja

Col\$ Millardos *	II Trim 2010	II Trim 2009	I. Trim 2010
Caja inicial	6.751	10.920	4.840
Caja generada por la operación (+)	9.474	7.548	8.246
Caja consumida en la operación (-)	(5.534)	(6.679)	(5.473)
Capex diferente de adquisiciones (-)	(1.638)	(1.819)	(1.077)
Adquisiciones (-)	-	(2.729)	-
Pago de dividendos (-)	(1.255)	(3.026)	-
Contratación de deuda (+)	-	1.765	-
Otros ingresos (+/-)	231	221	379
Diferencia en cambio (+)	(10)	(666)	(247)
Caja final	8.019	5.535	6.668

*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.

Durante el segundo trimestre de 2010 la compañía tuvo una generación neta de efectivo producto de la operación por COL\$3.940 millardos, con entradas de efectivo por COL\$9.474 millardos y un consumo en la operación de COL\$5.534 millardos. Debido a los mayores precios y mayor producción, la generación del trimestre fue superior a los COL\$869 millardos del segundo trimestre de 2009 y a los COL\$2.773 millardos del primer trimestre de 2010.

Durante el trimestre se hicieron desembolsos relacionados con inversiones por COL\$1.638 millardos y se realizó el pago de la primera cuota de los dividendos por valor de COL\$1.255 millardos.

A 30 de junio de 2010 Ecopetrol tenía un saldo de caja de COL\$8.019 millardos representados en efectivo, equivalentes de efectivo e inversiones, incluyendo inversiones en portafolios al vencimiento que ascienden a COL\$ 125,6 millardos.

g. Resultados por Segmentos

Millardos de COP\$

	E&P		Refinación		Transporte		Suministro y Mercadeo		Eliminaciones		Ecopetrol	
	II trim-10	A junio 2010	II trim-10	A junio 2010	II trim-10	A junio 2010	II trim-10	A junio 2010	II trim-10	A junio 2010	II trim-10	A junio 2010
Ventas Locales	2.310,7	4.748,9	2.766,6	6.101,2	735,3	1.456,7	1.103,5	1.980,2	(3.220,5)	(6.889,9)	3.695,6	7.397,1
Exportaciones	3.112,4	5.942,5	712,0	1.244,7	-	-	1.613,1	3.290,5			5.437,5	10.477,7
Ventas Totales	5.423,1	10.691,4	3.478,6	7.345,9	735,3	1.456,7	2.716,6	5.270,7	(3.220,5)	(6.889,9)	9.133,1	17.874,8
Utilidad Operativa	2.687,5	5.752,1	(183,8)	(338,2)	121,7	345,4	67,6	132,1			2.693,1	5.891,4
Margen Operativo	49,6%	53,8%	-5,3%	-4,6%	16,6%	23,7%	2,5%	2,5%			29,5%	33,0%
Utilidad Neta	1.945,3	3.989,6	(187,7)	(397,0)	106,5	324,3	(59,1)	(15,2)			1.805,0	3.901,7
Margen neto	35,9%	37,3%	-5,4%	-5,4%	14,5%	22,3%	-2,2%	-0,3%			19,8%	21,8%
Ebitda	3.484,6	7.303,3	(107,3)	(181,3)	190,1	487,4	68,2	132,8			3.635,7	7.742,1
Margen Ebitda	64,3%	68,3%	-3,1%	-2,5%	25,9%	33,5%	2,5%	2,5%			39,8%	43,3%

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

Metodología aplicada desde 2010:

A partir de 2010 se efectuó un cambio en la metodología del reporte por segmentos. El principal cambio radica en que a los segmentos de Exploración y Producción, así como el de Refinación y Petroquímica se les asignan todos los ingresos, costos y gastos incurridos hasta la entrega de los crudos y productos al cliente final. En el modelo anterior, el segmento de Suministro y Mercadeo obtenía los ingresos y se le cargaban los costos y gastos asociados a la comercialización de los crudos y productos, ya que éste tomaba titularidad de los mismos una vez eran producidos. Bajo el nuevo modelo el segmento de Suministro y Mercadeo refleja solamente los ingresos, costos y gastos asociados a las compras y ventas realizadas con terceros o partes no relacionadas. Por otra parte, el antes denominado Segmento Corporativo fue distribuido a los demás segmentos operacionales de la Compañía.

Resultados del segmento de Exploración y Producción:

El segmento de Exploración y Producción aportó en el segundo trimestre de 2010 COL\$1.945,3 millardos a la utilidad neta del grupo, como resultado del incremento en la producción de crudos destinados principalmente a exportación y una leve disminución en la producción directa de gas. Adicionalmente, los resultados reflejan el impacto de la revaluación del peso y una pequeña disminución en el precio del WTI frente al primer trimestre del año. En el semestre el aporte a la utilidad fue de COL\$3.989,6 millardos.

Resultados del segmento de Refinación:

El segmento de Refinación y Petroquímica tuvo una pérdida neta durante el segundo trimestre de 2010 de COL\$-187,7 millardos y acumuló una pérdida de COL\$-397 millardos en el semestre, equivalente a US\$-3,8/Barril. Este resultado se debió principalmente al impacto de las importaciones de diesel Premium (de bajo contenido de azufre) para cumplir con las normas ambientales. Se espera un efecto positivo en los resultados del segmento con la entrada en funcionamiento de la planta de Hidrotratamiento de la Refinería de Barrancabermeja durante el tercer trimestre.

COMUNICADO DE PRENSA

Resultados del segmento de Transporte:

El segmento de Transporte de hidrocarburos generó una utilidad neta en el segundo trimestre de 2010 de COP\$106,5 millardos y de COL\$324,3 millardos en el primer semestre, principalmente originada en los mayores volúmenes transportados de producción.

Resultados del segmento de Suministro y Mercadeo:

El segmento de Suministro y Mercadeo arrojó un resultado operacional de COP\$67,6 millardos, producto de una sobresaliente gestión comercial que obtuvo márgenes favorables de compra-venta de hidrocarburos en el período.

No obstante lo anterior, el segmento presenta una pérdida neta en el segundo trimestre por valor de COP\$59,1 millardos, producto de un ajuste contable practicado en la parte no operativa durante el trimestre al constatarse el registro errado en 2009 de valores a favor de Ecopetrol que correspondían realmente a la ANH por valor aproximado de COP\$67 millardos. Este ajuste determina que la utilidad neta acumulada del segmento a junio sea de COP\$-15,2 millardos.

Es importante mencionar que como resultado de la implantación del nuevo modelo de reporte por segmentos, se ha generado una dinámica al interior de los mismos que ha permitido identificar aspectos clave que en el corto plazo tienen impacto positivo en la utilidad de la compañía como un todo.

II. Aspectos del Negocio

a. Exploración

Perforación en Colombia:

En el primer semestre se perforaron en Colombia 7 de los 13 pozos A-3 presupuestados para el año. Los resultados son los siguientes:

1er Semestre 2010				
Tipo de pozo	Cantidad	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
A-3	7	1	1	5
Estratigraficos	8	4	0	4

En el segundo trimestre de 2010 se llevó a cabo la siguiente perforación exploratoria en Colombia:

2o Trim 2010				
Tipo de pozo	Cantidad	Presencia de hidrocarburos	En evaluación	Secos
A-3	1	0	0	1
Estratigraficos	5	2	0	3

COMUNICADO DE PRENSA

Al cierre del segundo trimestre de 2010, Ecopetrol se encuentra en el proceso de perforación de un pozo en Colombia (Oripaya).

Perforación internacional:

En el semestre se perforaron dos pozos A-3 en la Costa del Golfo de EE.UU (Palomino y Saluki) que resultaron secos. Al cierre del segundo trimestre de 2010, Ecopetrol se encuentra en el proceso de perforación de un pozo en Brasil (Malbec). El resumen de la actividad es el siguiente:

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

Debido a la moratoria declarada por la United States Minerals Managing Service se suspendió la perforación de un pozo en la costa del Golfo de EE.UU. (Krakatoa) y se aplazó el inicio de la perforación de dos pozos exploratorios adicionales previstos para el año 2010 (Logan y Cobra). La moratoria aplica para las actividades de exploración más no para las actividades de producción en la Costa del Golfo de Estados Unidos. Ecopetrol tiene presencia en el Golfo a través su filial Ecopetrol América Inc., pero no es operador de ninguno de los pozos mencionados.

Los efectos de la moratoria sobre los activos en la Costa del Golfo de EE.UU. aún son inciertos. Los cambios regulatorios podrían generar extensiones en los periodos de recuperación de las inversiones y que dicho retorno pueda ser inferior a lo esperado, producto de nuevos requerimientos en cuanto a la seguridad de la operación.

Sísmica:

La aplicación de sísmica en los campos de la compañía se incrementó de manera importante, principalmente en los campos internacionales donde se ejecutaron 4.539 kilómetros equivalentes de los cuales 4.270 kilómetros fueron en la Costa del Golfo de EE.UU. y 269 kilómetros en Brasil. Durante el mismo periodo del año 2009, no se adquirió información sísmica fuera de Colombia.

	Sísmica KM Eq					
	2o trim 09	2o trim 10	%	1er sem 09	1er sem 10	%
Directo	534	841	57%	1.119	1.295	16%
Riesgo compartido	-	209	100%	130	2.473	1802%
Contratos de asociación	204	-	-100%	490	-	-100%
Internacional	-	4.539	100%	249	11.022	4327%
Total	738	5.589	657%	1.988	14.790	644%

En el segundo trimestre de 2010 Ecopetrol continuó implementando iniciativas con el objetivo de expandir su portafolio de exploración local e internacional. Los siguientes son los hechos destacados del trimestre:

- *Participación en la Ronda Colombia 2010 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH:*

Ecopetrol presentó las mejores ofertas por 9 bloques que representan alrededor de 2.8 millones de hectáreas. En 5 de las ofertas presentadas Ecopetrol tiene el 100% de la participación. De ellas, 4 están ubicadas en los Llanos Orientales y una en la cuenca de Tumaco en el Océano Pacífico.

Dentro de las ofertas hechas por Ecopetrol se destacan los bloques denominados Cayos 1 y Cayos 5, en asocio con la compañía española Repsol y la argentina YPF. La exploración en estas áreas del Caribe colombiano se enmarca dentro de la estrategia de Ecopetrol de fortalecer su presencia en el offshore (costa afuera), en alianza con otras petroleras que poseen amplia experiencia en esta actividad.

En asocio con la compañía SK Energy de Corea, Ecopetrol presentó la mayor oferta para el bloque Sinú-San Jacinto (SSJS-1). Así mismo, con la compañía Cementaciones Petroleras de Venezuela, presentó la mejor oferta para el bloque VMM 32.

La inversión estimada de Ecopetrol en los 9 bloques es del orden de US\$102 millones para los próximos 3 años, correspondientes a la primera fase del periodo de exploración.

Las ofertas presentadas en estos bloques ubican a Ecopetrol en el primer lugar de elegibilidad para la adjudicación y posterior suscripción de los respectivos contratos con la ANH.

- *Participación en el bloque CPO 09 con Talisman:* Ecopetrol entró a operar en el Bloque CPO 9 (ubicado en el departamento del Meta) con una inversión del 55%.

b. Producción

La producción bruta equivalente de crudo y gas de Ecopetrol S.A. en el segundo trimestre de 2010 se incrementó un 14,7% comparada con el mismo periodo del año anterior y alcanzó los 559,3 kbped (83% crudo y 17% de gas). En el primer semestre del año la producción creció un 17,6% comparada con el mismo periodo del año anterior y alcanzó los 555,3 kbped (83% crudo y 17% de gas). La producción directa de Ecopetrol representó el 40% de la producción total.

Producción por tipo de crudo

	II trim. 10	II trim. 09	%	A jun 10	A jun 09	%
Liviano	40,2	45,4	-11,4%	41,0	44,2	-7,1%
Medio	224,4	212,8	5,5%	222,5	207,9	7,0%
Pesado	199,8	136,1	46,8%	194,8	132,7	46,7%
Total	464,4	394,3	17,8%	458,3	384,8	19,1%

En el segundo trimestre de 2010 la participación de los crudos pesados en el volumen total de producción de Ecopetrol aumentó a 43,0% comparado con 34,5% en el primer trimestre de 2009. El crecimiento orgánico de la producción está explicado principalmente por el resultado favorable de los programas de desarrollo que se vienen

COMUNICADO DE PRENSA

implementando en las áreas de operación de crudos pesados, originando un crecimiento en producción de cerca de 47% en comparación con el segundo trimestre de 2009.

En el área de Castilla (departamento de Meta) el crecimiento de la producción de la operación directa fue del 29% respecto al primer semestre de 2009. En la actividad que se viene desarrollando en el área en 2010 cabe destacar 1) la perforación de 17 pozos de desarrollo y 2) los planes para culminar el año con la perforación total de 69 pozos. Así mismo en el área de Chichimene se presenta un comportamiento favorable en la producción con un promedio de 14 kbped lo que significa 24% de incremento respecto al promedio de igual período de 2009 y con planes de culminar el año con una producción cercana a los 40 kbped.

En el caso de los campos de crudos pesados en el área de Magdalena Medio del activo Nare durante el primer semestre se han perforado 37 pozos en las áreas de Moriche y Girasol. La producción creció un 7% comparado con el promedio del primer semestre del año 2009 y ascendió a 6.2 kbped.

En los campos maduros de la operación de Ecopetrol se destaca el comportamiento de la producción del Campo Casabe que creció 35% comparada con el primer semestre de 2009, alcanzando los 16,4 kbped. Durante 2010 se han perforado 8 pozos y se planea perforar 19 adicionales. En el campo La Cira Infantas se continúa desarrollando una gran actividad de perforación de pozos para un total de 77 en lo corrido del año y un nivel de producción de 16,5 kbped, 24% mayor que la del mismo período de 2009.

En el caso del activo Rubiales, durante el primer semestre del año se perforaron 81 pozos de desarrollo y la producción de propiedad Ecopetrol en este activo se duplicó con respecto al año 2009, alcanzando un promedio de 65 kbped durante el primer semestre. En Junio de 2010 se aprobó la solicitud de extensión del área comercial del Campo Rubiales después de evaluar el potencial del área adicional y el resultado que se ha obtenido de los pozos de avanzada perforados como parte de los programas actuales.

Por otra parte, en el mes de abril se declaró la comercialidad del Campo Quifa que colinda con el campo Rubiales, campo en el que participan Ecopetrol y la firma Pacific Rubiales (operadora y propietaria de Meta Petroleum). El campo Quifa Suroeste tiene un área comercial aproximada de 40 mil hectáreas y cuenta a la fecha con 11 pozos productores que aportan más de 2.300 barriles por día de crudo pesado. El plan de desarrollo prevé alcanzar una producción diaria promedio de 30.000 barriles por día en 2011. El resumen de la actividad de perforación de pozos fue la siguiente:

Pozos de desarrollo						
	II trim. 10	II trim. 09	%	A jun 10	A jun 09	%
Directos	37	34	8,8%	62	67	-7,5%
Con socios	136	108	25,9%	245	221	10,9%
Total	173	142	21,8%	307	288	6,6%

Durante el semestre el número de pozos de desarrollo perforados ascendió a 307, lo cual representa un crecimiento del 6.6% comparado con el primer semestre de 2009. En el segundo trimestre del año se perforaron 173 pozos, 21.8% más que en el mismo periodo del año anterior. A continuación se presenta el detalle de la perforación de pozos de desarrollo por región en el semestre:

Pozos de desarrollo

Región	Pozos directos	Pozos asociados
Magdalena	24	133
Central	32	86
Nororiental	0	3
Catatumbo Orinoquía	0	3
Sur	6	20
Total	62	245

Finalmente de la actividad del trimestre es importante destacar los siguientes hechos:

- Ecopetrol asumió la operación directa de los campos Cupiagua y Cupiagua Sur, ubicados en el municipio de Aguazul en el departamento de Casanare a partir de la medianoche del 30 de junio. Actualmente los campos Cupiagua y Cupiagua Sur tienen una producción cercana a los 26 kbped.

La parte norte del campo Cusiana, la cual hace parte del Contrato de Asociación Santiago de las Atalayas, seguirá siendo operada por BP hasta el 2016, año en que termina el contrato de Asociación Tauramena.

- En mayo Ecopetrol asumió la operación directa del campo TECA después que en el mes de febrero un tribunal de arbitramento resolviera a favor de Ecopetrol la devolución del mismo en el marco de un contrato de asociación con la empresa Mansarovar. La producción del campo es alrededor de 1.4 kbped.

Costos:

El indicador de costo de Levantamiento por barril producido para Ecopetrol S.A. fue de US\$ 7,16/BL para el periodo enero – junio de 2010, comparado con US\$ 5,77/Bl en 2009. El mayor valor de US\$1,39/Bl se explica por las siguientes razones:

- Efecto de la revaluación del peso frente al dólar en COL\$370.16 lo que significa mayor valor de los costos en pesos al expresarlos en dólares.
- (a) El incremento de los costos unitarios y cantidades consumidas de energía para atender los mayores niveles de producción, (b) mayores costos en mantenimiento, al incrementarse la frecuencia del mantenimiento originado por la expansión de las facilidades de producción para el manejo de crudos y (c) Costos de Operación Asociada.

Se prevé que esta tendencia continúe debido a la concentración observada de la ejecución de las inversiones en producción hacia el segundo semestre de los años anteriores.

c. Refinación

Refinería de Barrancabermeja:

La carga a la refinería de Barrancabermeja en el segundo trimestre de 2010 ascendió en promedio a 218.3 kbdc, 2.2% superior a la registrada en el mismo periodo de 2009.

COMUNICADO DE PRENSA

El factor de conversión de la refinería pasó de 79,8% y 79,3% en el segundo trimestre y el primer semestre de 2009 a 78,8% y 78,7% en el primer trimestre y semestre de 2010 respectivamente, debido a las paradas programadas en las unidades de procesamiento de fondos.

Carga refinería Barrancabermeja

Kbdc	II trim. 10	II trim. 09	%	A junio 2010	A junio 2009	%
Barrancabermeja	218,3	213,7	2,2%	216,9	213,5	1,6%

En cuanto al proyecto de modernización de la refinería de Barrancabermeja (PMRB) se continuó con el desarrollo de la ingeniería básica extendida, se radicó el Plan de Manejo Ambiental en el Ministerio del Medio Ambiente y la CAS (Corporación Autónoma Regional de Santander) otorgó el primer permiso de aprovechamiento forestal para el área del PMRB dentro de las instalaciones de la refinería.

Combustibles más limpios:

En el marco de la política de Ecopetrol de mejora en la calidad de los combustibles y compromiso con el medio ambiente, desde el 1° de julio se iniciaron las entregas de diesel con 50 ppm de azufre en Medellín y el área metropolitana. El proyecto de hidrotratamiento tiene un avance del 98%, y se espera la operación completa a mediados de agosto.

Márgenes y costos:

El indicador de costo operativo de caja para la Refinería de Barrancabermeja para el período Enero – Junio del 2010 fue de US\$5,49 /Bl, mayor a los US\$5,33¹ /Bl del mismo periodo del 2009. La variación de US\$0,16 /Bl se dio como efecto de la disminución en la tasa de cambio y la menor carga, pese a los menores costos del trimestre (ahorros en costos unitarios y consumos en químicos y catalizadores, ahorros en combustibles, ahorros en procesos de soporte, gastos laborales y gastos generales)

El margen de refinación de la refinería de Barrancabermeja (Precio promedio de venta menos precio promedio de compra) en el primer semestre de 2010 fue de US\$3,85 por barril, comparado con US\$3,40 por barril durante el primer semestre de 2009. El aumento obedeció al mayor precio promedio de la canasta de productos vendidos (US\$79,51/Bl vs US\$52,62/Bl), pero a su vez las compras de crudo y de productos (Importaciones de ACPM principalmente) se hacen más costosas pasando de US\$ 49.22 a US\$75,66 /Bl.

d. Petroquímica

Apoyados en empresas consultoras de ingeniería, se continua en el avance de la ingeniería conceptual del Proyecto de Crecimiento de la Infraestructura Petroquímica (PCIP). Actualmente se están realizando los análisis económicos de diferentes posibles escenarios de negocio con sus correspondientes configuraciones, para encontrar la mejor opción de implementación del proyecto. A cierre del primer semestre la fase de

¹ El indicador del costo preliminar de caja por barril de refinación para Ecopetrol S.A. reportado en el primer trimestre de 2009 fue de USD\$ 4.49 /Bl, el cual fue ajustado posteriormente con los procesos finales de costeo y ajustes volumétricos hasta USD\$ 5.33 /Bl .

COMUNICADO DE PRENSA

ingeniería conceptual registraba un avance del 68% y COL\$21 millardos habían sido invertidos. Se asignó a una compañía experta la consultoría del Gerenciamiento del Proyecto que permitirá avanzar de forma coordinada en las siguientes etapas, optimizando el uso de los recursos.

e. Transporte

Volúmenes transportados:

En el segundo trimestre de 2010, se dio un crecimiento de 287,5 Kbdp (38%) respecto al volumen promedio día transportado en el segundo trimestre del año 2009 (755,9 kbdp), alcanzando los 1.043,4 Kbdp: 263,0 Kbdp (25%) de productos refinados y 780,4 Kbdp (75%) de crudos.

Ampliación de infraestructura:

Al igual que en el primer trimestre, las inversiones del segundo trimestre del año 2010 han estado orientadas principalmente al crecimiento de la infraestructura de los oleoductos y poliductos del país, a la ampliación y rehabilitación de la capacidad de almacenamiento en las estaciones intermedias, a la modernización de la capacidad de los muelles marítimos y fluviales, a la reposición de algunos tramos y construcción de variantes en los oleoductos y poliductos, a la continuidad operativa de las estaciones y a proyectos que mejoran la seguridad industrial y la protección del medio ambiente.

En el frente de evacuación de crudos, en los años 2008 – 2010 en la ampliación de la infraestructura por parte de Ecopetrol, socios y terceros se invirtieron un total de US\$1129 en los siguiente proyectos: aumento capacidad Vasconia – Coveñas (Oleoducto de Colombia - ODC), ampliación Ocesa Segmento III (Vasconia – Coveñas), ampliación oleoducto Araguaneý – El Porvenir, construcción del Oleoducto de los Llanos (ODL) de Rubiales a Monterrey, incremento del tramo Ayacucho – Coveñas, optimización del segmento Vasconia – Galán – Ayacucho – Coveñas, incremento de la capacidad de los descargaderos de Castilla y Vasconia, construcción del descargadero de Monterrey, construcción de la estación Altos del Porvenir y construcción de 2 tanques en Vasconia.

En el corto plazo Ecopetrol y socios están ejecutando proyectos por un valor total de US\$ 960 estos son: incremento de la capacidad de evacuación Caño Limón – Coveñas y Ayacucho Coveñas a 240 kbdp, aumento de la capacidad de Ocesa a 560 kbdp, construcción del Poliducto Sebastopol – Apiay (Poliducto Andino) de 53 kbdp para transportar nafta, incremento de la capacidad de Vasconia – Coveñas en 220 kbdp (Oleoducto de Colombia – ODC), ampliación de Rubiales – Monterrey (ODL) en 200 kbdp, incremento capacidad de transporte Vasconia – Barrancabermeja en 60 kbdp, ampliación del descargadero de Ayacucho en 15 kbdp, construcción del descargadero de Banadía de 40 kbdp, instalación de nuevas boyas en Coveñas y construcción de tanques en Vasconia, Altos del Porvenir y Ayacucho que suman en total 510 kbls adicionales de almacenamiento.

Como proyectos a futuro en ingenierías y análisis de viabilidad económica se tienen: ampliación de oleoducto Apiay – El Porvenir, ampliación corredor Castilla – Chichimene – Apiay, ampliación capacidad de transporte de diluyente (Polioriente), incremento capacidad oleoducto Orito – Tumaco, construcción del oleoducto Casanare – Coveñas (Oleoducto Bicentenario) e incremento de almacenamiento en Coveñas.

COMUNICADO DE PRENSA

Particularmente, el Programa de Evacuación de Crudos 2010 – 2012 aportó en el segundo trimestre un incremento en el transporte de crudos de 30 mil barriles por día hacia el puerto Coveñas. Dicho hito se cumplió con el montaje de una nueva unidad de Bombeo de Diesel en Castilla, la optimización de ODL (Oleoducto de los Llanos) y la inyección de crudo a la línea de 24" Caño Limón – Coveñas en Ayacucho. Por otra parte con la terminación e inicio de operaciones del segundo tanque en la Planta Vasconia, se aumentó en 120 mil barriles la capacidad de almacenamiento de crudos en el centro del país.

Uno de los logros más relevantes en este segundo trimestre del año 2010 es la finalización de la construcción del cargadero de Nafta en la Estación de Tocancipá con capacidad de despacho de 30kbpd. Se resalta también el inicio de las obras para la ampliación de los muelles fluviales (Barrancabermeja) y marítimos (Cartagena), la entrada en operación del segundo tanque en Vasconia y la optimización del segmento Vasconia – Galán – Ayacucho – Coveñas.

En relación con los proyectos en ejecución, la construcción del tanque en la estación Altos del Porvenir de 170 mil barriles alcanzó un avance del 25% y la construcción del poliducto Andino llegó a un 34%. Adicionalmente, el proyecto Poliducto Pozos-Galán se encuentra en un 67% de avance del alcance ampliado que aumenta la capacidad de bombeo de 60kbpd a 100kbpd.

Se destaca también el avance en los estudios ambientales y la culminación de las ingenierías conceptuales para el desarrollo integral del programa de evacuación de crudos que incluye entre otros los sistemas de transporte entre Casanare – Coveñas (Oleoducto Bicentenario), Castilla - Chichimene – Apiay, Apiay - Monterrey, Orito – Tumaco y el puerto de exportación Coveñas.

Costos:

El indicador de Costo Barril/Kilometro Transportado presenta un resultado real para el periodo Enero – Junio 2010 de COL\$7,93 /BKM, que al compararlo con el resultado para el mismo período del año anterior (COL\$8,09 /BKM) presenta una desviación de COL\$-0,16 /BKM, resultado de menores costos de materiales, contratos de mantenimiento y asignaciones corporativas.

f. Biocombustibles

Ecopetrol, comprometido con el apoyo al programa de Biocombustibles del Gobierno Nacional, finalizó las actividades contempladas dentro del Proyecto de Transporte de Mezclas de Biodiesel con Diesel (BX) por poliductos. Durante el año 2010, se han realizado las adecuaciones necesarias a la infraestructura de la Red Nacional de Poliductos y se generaron prácticas operacionales y de mantenimiento requeridas para garantizar las especificaciones de calidad de los productos transportados que entran en contacto con el Bx.

A la fecha la compañía está lista para iniciar la operación de transporte de mezclas de Biodiesel por la red de poliductos que salen de la refinería de Barrancabermeja, una vez el Gobierno lo autorice.

Actualmente se transporta B4 (Mezcla de 4% de B100) por el poliducto Cartagena-Baranoa y a partir del mes de agosto de 2010 el 100% del biodiesel entregado por

COMUNICADO DE PRENSA



Ecopetrol se realizará a través de la Red de Poliductos en una mezcla de 2% de B100 (B2).

g. Coberturas

Ecopetrol cuenta con un portafolio de estructuras instrumentos financieros que busca asegurar los márgenes de refinación, así como factores de descuento competitivos en la compra de crudos y comercialización de productos refinados. Las coberturas en el segundo trimestre estuvieron distribuidas en gestión de margen de refinación, gestión de índice y gestión de costo de almacenamiento.

h. Plan de inversiones 2010

En el primer semestre de 2010 Ecopetrol realizó inversiones orgánicas por US\$1.933 millones, lo cual representa un incremento del 31% frente a las inversiones orgánicas realizadas en el mismo periodo de 2009 que ascendieron a US\$1.475 millones. Durante el primer semestre de 2010 no se realizaron adquisiciones (comparado con US\$2.226 millones en el primer semestre de 2009).

Del total invertido en el primer semestre del año, el 56% se destinó a producción (US\$1.075 millones), el 13% a transporte (US\$251 millones), el 12% a refinación y petroquímica (US\$224 millones), el 10% a compañías subordinadas (US\$186 millones), el 6% a exploración (US\$115 millones) y el 3% restante se destinó al segmento corporativo y otros (US\$82 millones).

El siguiente es el detalle de los proyectos por área de negocio:

	Proyecto	Inversión
Exploración	• Sísmica	12
	• Tupale-1	12
	• Oripaya	9
	• Otros	82

Producción	• Rubiales	148
	• Castilla	131
	• Chichimene	111
	• Casabe	80
	• Otros	607

Refinación	• Hidrotratamiento B/meja	96
	• Modernización Refinería B/meja	58
	• Plan Maestro Servicios Industriales	19
	• Otros	50

Transporte	• Poliducto Galán – Pozos Colorados	113
	• Oleoducto Apiay – El Porvenir	38
	• Poliducto Andino	28
	• Otros	72

Filiales	• Exploración América Inc	117
	• Exploración Brasil	57
	• Otros	12

Otros		81
		1.933

i. Financiación del Plan de Inversiones 2010

El plan de inversiones del primer semestre se financió en su totalidad con recursos generados por la operación de la empresa. Debido a la dinámica de mayores precios del petróleo que se viene presentando en el año 2010, así como a la mayor producción, los ingresos generados por la Empresa fueron suficientes para atender las necesidades de caja relacionadas con costos y gastos de operación, así como los del plan de inversiones. De mantenerse los precios actuales del WTI, posiblemente tampoco sería necesario el endeudamiento en el segundo semestre de 2010 para financiar inversiones orgánicas.

Como se anunció al cierre del primer trimestre, Ecopetrol continúa llevando a cabo los trámites para el alistamiento de diferentes fuentes que cubrirán las necesidades de financiamiento 2010 y años subsiguientes. De esta forma se han venido adelantando los procesos de autorización requeridos de los organismos de dirección internos (Junta Directiva y Asamblea de Accionistas) así como de entidades gubernamentales (Ministerio de Hacienda, Departamento Nacional de Planeación y Superintendencia Financiera). La obtención de dichas autorizaciones se hace para el plan de financiación global y su adelantamiento no guarda relación directa con el momento en el cual se ejecutarán las transacciones. La Compañía continuará igualmente monitoreando la evolución de las condiciones de los mercados de capitales y de crédito para realizar la financiación.

Calificación de riesgo crediticio

El día 9 de julio la agencia calificadoradora de riesgos Standard & Poor´s publicó un reporte en el cual mejoró la perspectiva de la calificación de la empresa, la cual pasa de Estable a Positiva, manteniendo la calificación de riesgo de largo plazo en BB+. De acuerdo con el reporte, la mejoría en la perspectiva de la calificación de Ecopetrol S.A. sigue a la de la República de Colombia, que pasó también de Estable a Positiva.

La calificación de riesgo crediticio de Ecopetrol S.A. a junio 30 de 2010 es la siguiente:

Agencia Calificadora	Calificación (Rating)	Perspectiva (Outlook)
Standard & Poor´s	BB+	Positiva
Moody´s	Baa2	Estable
Fitch	BB+	Estable

III. Plan de inversiones 2011-2020

La Junta Directiva de Ecopetrol aprobó el 9 de julio de 2010 el marco estratégico de las compañías que conforman el Grupo Empresarial Ecopetrol para el periodo comprendido entre los años 2011 y 2020.

La estrategia del Grupo Empresarial Ecopetrol fue revisada bajo la óptica de los nuevos retos empresariales, con un enfoque de desarrollo sostenible y una clara orientación hacia el mercado, dando como resultado metas de valor asociadas a indicadores de rentabilidad.

Como resultado de la revisión estratégica, el Grupo Empresarial actuará bajo tres lineamientos estratégicos: 1) Crecimiento Rentable, 2) Consolidación Organizacional y 3) Responsabilidad Corporativa. Para el 2020 la empresa adquiere el compromiso de

COMUNICADO DE PRENSA

obtener resultados en las dimensiones económica, social y ambiental que permitan satisfacer las expectativas de los accionistas y los demás grupos de interés. Define además de manera clara los focos estratégicos que como Grupo Empresarial vamos a desarrollar para cumplir los retos de crecimiento con rentabilidad al 2020 y de consolidación organizacional y responsabilidad corporativa al 2015.

Se mantiene la misión del Grupo Empresarial Ecopetrol, *“Encontramos y convertimos fuentes de energía en valor para nuestros clientes y accionistas, asegurando la integridad de las personas, la seguridad de los procesos y el cuidado del medio ambiente, contribuyendo al bienestar de las áreas donde operamos, con personal comprometido que busca la excelencia, su desarrollo integral y la construcción de relaciones de largo plazo con nuestros grupos de interés”*, y se visualizan nuevos retos al 2020 encaminados a que *“Ecopetrol, grupo empresarial enfocado en petróleo, gas, petroquímica y combustibles alternativos, será una de las 30 principales compañías de la industria petrolera, reconocida por su posicionamiento internacional, su innovación y compromiso con el desarrollo sostenible”*.

Adicionalmente, la estrategia mantiene los elementos de cultura como parte de nuestro modelo de comportamiento, definido principalmente en valores (*responsabilidad, integridad y respeto*) y competencias organizacionales (*compromiso con la vida, pasión por la excelencia y espíritu de equipo*).

a. Principales Metas del Plan Estratégico

1) Lineamiento de Crecimiento Rentable

El gran reto al 2020 como Grupo Empresarial es producir 1,3 millones de barriles equivalentes de crudo limpios², con una rentabilidad (ROCE) del 17%, soportándose en el mejoramiento de los procesos de consolidación organizacional y actuando bajo los criterios definidos de responsabilidad corporativa en la estrategia del grupo.

Exploración y Producción

El gran reto de Exploración y Producción es lograr ser un jugador internacional con capacidad para incorporar reservas y aumentar la producción de petróleo y gas de forma sostenida. Se ratifica la meta al 2015 de producir un millón de barriles equivalentes de crudo por día y al mismo tiempo se proyecta un esfuerzo mayor para lograr producir 1,3 millones de barriles equivalentes de crudo por día al 2020, con una rentabilidad esperada (ROCE) del 20%.

Se mantienen y clarifican los focos estratégicos, con el fin de poder lograr las metas de producción, incorporación de reservas y rentabilidad:

En Exploración:

- a) **Lograr un portafolio más robusto y diversificado**, donde el grupo empresarial pueda consolidarse en los países foco donde actualmente tiene presencia como son Colombia, Brasil, Estados Unidos y Perú, sin perder de vista el continuo monitoreo de otros países con el fin de capturar nuevas oportunidades exploratorias. Por otro

² La meta de producir “Barriles limpios” significa que deberán ser sin accidentes, sin incidentes ambientales y en armonía con los grupos de interés.

COMUNICADO DE PRENSA

lado la estrategia se focaliza en aumentar y lograr obtener el conocimiento clave y necesario para asegurar la probabilidad de hallazgo en las cuencas y plays foco.

- b) **Exploración de recursos no convencionales y áreas frontera**, se debe aprovechar el potencial que tiene Colombia en hidrocarburos no convencionales, apalancados en tecnologías de E&P que permitan el desarrollo del gas asociado al carbón y gas shales. Adicionalmente, el grupo empresarial debe desarrollar habilidades en exploración de cuencas localizadas costa afuera y en la exploración de hidrocarburos no convencionales.

En Producción:

- a) El **desarrollo de crudos pesados**, está basado en aprovechar el potencial de reservas que se tiene en el país, principalmente en los Llanos Orientales, utilizando adicionalmente esquemas de evacuación propicios para este tipo de crudo que permitan el desarrollo de los campos productores.
- b) **Incrementar las reservas y maximizar la producción en campos convencionales**, basado principalmente en el aprovechamiento de tecnologías aplicadas para aumentar el factor de recobro mejorado en campos convencionales.
- c) **Desarrollo de gas e hidrocarburos no convencionales**, se enfoca principalmente en aprovechar el potencial de reservas de gas del grupo empresarial y el aprovechamiento y desarrollo del potencial de hidrocarburos no convencionales en Colombia.

Y transversales a Exploración y Producción:

- a) **Sinergias con el grupo empresarial**, focalizada en el logro de un portafolio unificado de E&P, una focalización estratégica de las compañías que componen el grupo empresarial y unas sinergias tecnológicas que apalancen el logro de producción e incorporación de reservas.
- b) **Excelencia operacional**, aparece como un foco de gran importancia en el logro de las metas de Exploración y Producción, donde se debe lograr la optimización permanente de los costos de desarrollo y extracción. Adicionalmente, la estrategia se enfoca en una gestión de activos con miras hacia los activos más rentables y en una optimización energética que permita reducir costos.

Downstream

Para los orientadores estratégicos del Downstream tenemos como reto agregar valor a los productos y servicios del Grupo Empresarial y/o de terceros, con una clara orientación al mercado y los clientes. La estrategia se focaliza principalmente en la generación de valor, el enfoque en los requerimientos del mercado y las necesidades de los clientes, la excelencia operacional y el crecimiento con rentabilidad, con una meta de rentabilidad (ROCE) del 15% para el 2020.

Como resultado de esta visión y teniendo en cuenta que el cliente y los mercados son la base del crecimiento, se incluyó dentro de la estrategia 2011-2020 y de manera transversal, el orientador estratégico de Comercialización focalizado en la importancia

COMUNICADO DE PRENSA

del mercado y el cliente, la definición de los productos y los mercados claves para el Grupo Empresarial.

Refinación

El orientador estratégico de Refinación, tiene como reto incrementar los productos limpios y valiosos, aprovechando sinergias y asegurando rentabilidad. A diferencia de la estrategia al 2015 enfocada al crecimiento en capacidad de refinación, el marco estratégico 2011-2020, define nuevos focos y metas alineadas a la generación de valor y la excelencia operacional de las refinerías. Se definió una meta de rentabilidad (ROCE) del 11%, logrando además estar entre los líderes en refinación en Latinoamérica. La definición de líder en refinación, se traduce en lograr permanecer durante tres estudios consecutivos en los cuartiles uno y dos de los estudios realizados por la firma Solomon en siete de los trece indicadores (costos operacionales de caja, utilización de refinería, retorno de la inversión, disponibilidad mecánica, índice de intensidad de energía, índice de mantenimiento e índice de personal).

Para el logro de las metas de refinación se definen claramente los siguientes focos estratégicos:

- a) **Excelencia operacional**, donde se debe asegurar la operación segura y ambientalmente responsable de las refinerías, su cultura y eficiencia organizacional, la confiabilidad en la operación, eficiencia en costos y el apalancamiento tecnológico con socios de primer nivel.
- b) **Enfoque en el mercado**, se deben identificar, desarrollar y capitalizar las oportunidades del mercado local e internacional, con una adecuada planeación desde el mercado, donde los productos sean acordes a las necesidades del mercado y el cliente. Esto incluye además, la producción limpia y el aseguramiento del suministro de materia prima para el negocio petroquímico.
- c) **Generación de margen de refinación**, se relaciona con la excelente planeación y programación en los procesos de las refinerías, con una optimización de la cadena de suministro y asegurando un marco regulatorio que remunere adecuadamente el negocio.
- d) **Crecimiento con rentabilidad**, incluye la gestión eficiente de los proyectos, la planeación y ejecución eficaz de los planes de manejo de impacto con los grupos de interés, el aseguramiento de los procesos, el personal competente y las condiciones del entorno adecuadas que viabilicen la operación futura y los proyectos.

Petroquímica

El orientador estratégico de Petroquímica tiene como reto aprovechar oportunidades de mercado agregando mayor valor a las corrientes de refinación. Se ratifica la meta volumétrica de producir 2,7³ millones de toneladas año al 2020, con una rentabilidad (ROCE) entre el 13% y el 15%. Para el logro de estas metas el Grupo Empresarial, debe focalizarse en:

- a) **Viabilizar el crecimiento con socios estratégicos**, donde principalmente se debe asegurar el desarrollo del proyecto con un socio potencial idóneo,

³ La meta de producir 2.7 millones de toneladas año de productos petroquímicos, queda sujeta a definiciones que dependerán de los análisis de mercados, ingeniería conceptual y factibilidad financiera del proyecto.

COMUNICADO DE PRENSA

asegurando un acuerdo de asociación rentable que permita la gobernabilidad del grupo empresarial y la transferencia de conocimiento y know how petroquímico.

- b) **Consolidación en el mercado regional de manera rentable**, donde el grupo debe asegurar y maximizar la participación rentable en el mercado local y regional, gestionando adicionalmente el margen petroquímico por producto y mercado.
- c) **Gestión eficiente de proyectos**, con el fin de planear y ejecutar eficazmente los proyectos asociados a petroquímica, teniendo en cuenta el cumplimiento del plan, el aseguramiento de procesos, mejores prácticas y personal competente.
- d) **Excelencia operacional**, focalizada en la operación segura y ambientalmente responsable, con una eficiencia en costos, una óptima planeación de la cadena que pueda agregar valor a las corrientes de refinación y una confiabilidad en el suministro del producto terminado.

La estrategia petroquímica, permitirá además aprovechar una clara oportunidad de mercado para asumir el liderazgo regional y asegurar el crecimiento rentable de Propilco a través del suministro de materia prima propia.

Biocombustibles

El orientador estratégico de Biocombustibles, tiene como reto al 2020 desarrollar y consolidar la canasta de productos del Grupo Empresarial con energías alternativas. El cumplimiento de la meta de biocombustibles, está enfocada a la producción de 450 mil toneladas año, que vendrán principalmente de la producción de biodiesel en Ecodiesel y de etanol en Bioenergy. La estrategia de biocombustibles, se enfoca en:

- a) **Consolidación en el mercado local de manera rentable**, con el fin de potencializar el porcentaje de mezcla, diversificar la fuente de suministro y desarrollar de manera sostenible la expansión de Ecodiesel y Bioenergy. Adicionalmente, continuar con la investigación y monitoreo de nuevas materias primas eficientes.
- b) **Mercado internacional de alto potencial**, con foco en países de la región que cuenten con una regulación favorable para poder ingresar y atender los mercados principales. Además de continuar con el monitoreo del acceso a nuevos mercados como son los aranceles, el análisis de ciclo de vida y el sello verde, entre otras.
- c) **Competitividad en la cadena de valor de biocombustibles**, donde se debe asegurar el cumplimiento de rentabilidad y oportunidad, con un adecuado aseguramiento de los procesos, mejores prácticas, tecnologías, personal competente y un manejo eficiente de los proyectos.
- d) **Gestionar marco regulatorio**, con el fin de lograr la permanencia de una regulación favorable para el desarrollo de proyectos en biocombustibles y contar con una regulación adecuada en porcentaje de mezclas en las refinerías.

Comercialización de Gas

El orientador estratégico de Gas, tiene como reto fortalecer el mercado nacional de gas y desarrollar el negocio en la región, con una meta de ventas al 2015 de 1.000 Gbtud, que incluye ventas nacionales e internacionales del Grupo Empresarial y la venta de regalías. Con el fin de mantener el liderazgo en el mercado nacional y lograr la apertura en los mercados del Caribe y Centroamérica, la estrategia de gas debe enfocarse en:

COMUNICADO DE PRENSA

- a) **Monetizar las reservas de gas a nivel regional**, se logra con la exportación a mercados de la región, buscando liderazgo en el mercado local, focalizándose en los segmentos rentables y en el fortalecimiento de las relaciones con los clientes.
- b) **Gestionar el marco regulatorio**, donde el fin es lograr reglas estables y claras para asegurar una producción futura y su comercialización. Adicionalmente, lograr desarrollar la regulación y políticas de E&P para gas no convencional.
- c) **Asegurar la oferta y las reservas de gas convencional y no convencional**, a partir del desarrollo oportuno de capacidad de producción del recurso.
- d) **Eficiencia en capital, costos, tecnología, HSE para barriles limpios**, que deberá lograrse asegurando la confiabilidad en el suministro, optimizando permanentemente los costos y aprovechando las sinergias de tecnología entre las compañías del Grupo Empresarial.

Transporte & Logística

El orientador estratégico de Transporte & Logística, se presenta en este marco estratégico como un viabilizador y apalancador del desarrollo integral de la cadena de valor del Grupo Empresarial, creciendo de manera rentable y con una rentabilidad (ROCE) entre el 10% y 12%. Para lograr el reto estratégico y la meta de rentabilidad definida, la estrategia de Transporte & Logística se enmarca en los siguientes focos estratégicos:

- a) **Proveer soluciones rentables e integrales de logística**, con foco en mercado local, donde este orientador debe garantizar principalmente la capacidad de transporte y almacenamiento de crudos, combustibles y biocombustibles del Grupo Empresarial, diversificando las modalidades de transporte y consolidando las mejores prácticas en servicios de operación y mantenimiento del grupo.
- b) **Asegurar un crecimiento sostenible**, evaluando esquemas de inversión diversificado, con responsabilidad social, talento humano competente e innovación tecnológica.
- c) **Gestión eficiente de proyectos**, asegurando el cumplimiento, la rentabilidad y oportunidad y asegurando una adecuada planeación y ejecución eficaz de planes de manejo de impacto en los grupos de interés.
- d) **Operación responsable y eficiente**, asegurando una operación limpia y segura, con eficiencia en costos y operación centralizada y asegurando la confiabilidad operacional y la integridad en la infraestructura.

En resumen, nuestras principales metas para el cumplimiento del lineamiento de Crecimiento Rentable al 2020, son:

2020		
Upstream	1. Producción equivalente (KBPED)	1300 kbped con Rentabilidad (ROCE) del 20%
	2. Incorporación de Reservas 1P 2008 - 2020 (Mboe) (Nuevas, Revaluación y Compra)	2008-2020 6.000
Downstream	3. ROCE Downstream (%)	15%
	4. ROCE de Refinación (%)	11%
	5. Producción de Petroquímicos (KTA)	2700 KTA con Rentabilidad (ROCE) del 13% al 15%

2020		
Downstream	6. Producción de Biocombustibles (KTA)	450
	7. Ventas de Gas (GBTUD)	1.000 (Ventas Nacionales e Internacionales, incluye regalías)
	8. ROCE de Transporte (%)	10%-12%
	9. Distribución (Participación en distribución mayorista)	8%

b. Inversiones del Plan Estratégico 2011-2020

Para lograr la estrategia 2011-2020, el Grupo Empresarial debe invertir aproximadamente US\$ 80 mil millones, distribuidos de la siguiente manera:

- Exploración y Producción: con una inversión de US\$ 64 mil millones que representan el 80% de la inversión total, de los cuales US\$ 44 mil millones destinados a Producción y US\$ 20 mil millones a Exploración.
- Inversiones en el Downstream de alrededor de US\$ 16 mil millones, distribuidos en refinación con US\$ 5,5 mil millones (representa el 7%), petroquímica con US\$ 5,5 mil millones (representa el 7%) y transporte con US\$ 5 mil millones (representa el 6%)
- Para Consolidación Organizacional, se destinarán US\$ 250 millones
- Se destinará un 78% de la inversión a Colombia y un 22% a los países foco (Brasil, Estados Unidos, Perú)

Los principales proyectos que se realizarán en el periodo 2011-2020, por segmento son:

Exploración:

- Portafolio nacional (portafolio base, nueva actividad en bloques actuales y nueva actividad en nuevos bloques), una inversión de US\$ 4,2 mil millones
- Nueva actividad exploratoria internacional, una inversión de US\$ 11,5 mil millones
- Exploración filiales de Ecopetrol Brasil, Ecopetrol América y Ecopetrol Perú, una inversión de US\$ 3,8 mil millones

Producción:

- Aumento del factor de recobro mejorado, una inversión de US\$ 10 mil millones, de los cuales el 50% se concentra en campos de crudo pesado, el 30% en campos convencionales y el 20% en campos de gas

COMUNICADO DE PRENSA

- Se requieren inversiones adicionales estimadas en US\$ 31 mil millones, distribuidas en:
 - Desarrollo en campos de recursos no convencionales, una inversión de US\$ 1,6 mil millones
 - Desarrollo de crudos pesados, una inversión de US\$ 8,5 mil millones
 - Desarrollo de crudos medios, una inversión de US\$ 8 mil millones
 - Tecnología para elevar el factor de recobro de secundario a terciario, una inversión de US\$ 13 mil millones
- Desarrollo de la producción de Hocol y Savia, una inversión de US\$ 3,8 mil millones

Refinación:

- Plan Maestro Refinería de Barrancabermeja – PMRB, con una inversión de US\$ 2,9 mil millones.
- Plan Maestro Refinería de Cartagena – PMDC, con una inversión de US\$ 1,3 mil millones (40% de la inversión total requerida)

Petroquímica:

- Proyecto de Integración Complejo Petroquímico – PICP, con una inversión de US\$ 5,5 mil millones.

Transporte:

- Oleoducto Bicentenario Casanare-Coveñas, con una inversión de US\$ 3,4 mil millones
- Ampliación Apiay-Porvenir, con una inversión de US\$ 430 millones
- Ampliación almacenamiento en Coveñas, con una inversión de US\$ 370 millones
- Ampliación Chichimene-Castilla-Apiay, con una inversión de US\$ 200 millones

El plan de inversiones definido para los periodos 2011-2015 y 2016-2020, es el siguiente:

(Cifras en US\$ Bn)

	2011-2015	2016-2020	Total 2011-2020
Producción	24,5	19,5	44,0
Exploración	9,5	10,5	20,0
Refinación	5,2	0,3	5,5
Transporte	4,2	0,8	5,0
Petroquímica	0,7	4,8	5,5
Consolidación Organizacional	0,1	0,1	0,3
Total	44,2	36,0	80,3

c. Financiamiento del Plan Estratégico 2011-2020:

Las fuentes para lograr invertir los US\$ 80 mil millones y lograr los resultados definidos en la estrategia 2011-2020, serán:

- Generación de caja de US\$ 51⁴ mil millones en el periodo 2011-2020

⁴ Valor calculado a precios de mercado

COMUNICADO DE PRENSA

- Adquisición de deuda por US\$ 23 mil millones
- Capitalización del 9,9% (rondas 2 y 3) por US\$ 6 mil millones (estimado con base en precios actuales)

Como lo hemos visto, cada elemento del marco estratégico 2011-2020 tiene un mensaje claro y contundente que nos marca las pautas para la implementación estratégica, la definición de nuestros planes y programas y la alineación de nuestras acciones, procesos y recursos frente al desempeño esperado. Esta estrategia de Grupo Empresarial se enmarca en focalizarnos para crecer con rentabilidad, generando desarrollo sostenible y con una visión al 2020.

IV. Responsabilidad Social Empresarial (RSE)

a. Talento humano y reconocimientos

Durante el segundo trimestre del 2010 la empresa obtuvo importantes logros hacia el cumplimiento de las metas de Talento Humano, entre ellas se destaca el lanzamiento de distintas campañas al interior de la compañía así como la gestión del liderazgo y la cultura organizacional a través de distintas iniciativas. Se avanzó también en la adquisición de competencias técnicas para los funcionarios de planta y el cierre de brechas de los líderes de la organización.

De otro lado, Ecopetrol obtuvo los siguientes reconocimientos:

- Reconocimiento como la empresa más admirada y mejor gerenciada de Colombia, según el estudio Élite Empresarial que realiza la firma encuestadora Datexco para el diario Portafolio. (Junio 2010)
- La firma española Merco destacó a Ecopetrol como la mejor empresa para trabajar en Colombia (Abril 2010).
- La página web de Ecopetrol (www.ecopetrol.com.co) obtuvo el primer puesto como la mejor web del país en la primera edición de los Premios de Internet que otorga la Asociación Colombiana de Usuarios de Internet. (Mayo 2010)
- Ecopetrol se convirtió en la primera compañía en Sudamérica en alcanzar la certificación organizacional CIPS (The Chartered Institute of Purchasing & Supply). La certificación posibilita compararse contra los estándares mundiales de excelencia y destaca a Ecopetrol como una organización que garantiza excelencia en recursos de abastecimiento.

Bajo la premisa "Responsabilidad social empresarial un compromiso de Ecopetrol", se suscribió un convenio con Confecamaras, con el fin de brindar a micro, pequeñas y medianas empresas proveedoras de Ecopetrol conocimientos y herramientas enfocadas hacia el desarrollo sostenible y la responsabilidad social empresarial (RSE). A través de esta iniciativa, a la fecha se han beneficiado 15 empresas locales y regionales en 9 zonas del país.

b. Ciencia y tecnología

Ecopetrol ha sido nominada al premio MAKE (Most Admired Knowledge Enterprises) a nivel global 2010, que hace un reconocimiento a las empresas líderes en gestión del conocimiento. Esta postulación fue realizada entre otros por Lawrence Prusak y Nancy Dixon, dos de los expertos mundiales en gestión del conocimiento y sobre quienes recae la nominación, ya que este proceso debe ser realizado por dichas personas y no por las propias compañías aspirantes.

c. Inversión social

Se llegó a una ejecución de COL\$ 11,2 millones correspondientes a los convenios firmados en el mes de enero, y se avanzó en la planeación y estructuración de los proyectos que se concretarán en el segundo semestre. Se destacan los siguientes avances por línea de inversión social:

1. Educación y Cultura

Se concretó una alianza con el Museo Nacional para llevar a todos los municipios del país la exposición del bicentenario y participar así como empresa en esta celebración nacional. Así mismo, se realizó el proceso de selección de los nuevos beneficiarios del programa "Bachilleres por Colombia" que entrega anualmente un reconocimiento para estudios superiores a los dos mejores estudiantes de cada departamento del país.

2. Competitividad Regional

Con el objetivo de apoyar proyectos que impacten significativamente la generación de mayores ingresos para las poblaciones de las regiones donde la empresa opera, se avanzó en la caracterización, diagnóstico y selección de 7 proyectos productivos estratégicos.

3. Ciudadanía y Democracia

El 30 de junio se llevó a cabo el lanzamiento del Comité de Seguimiento a la Inversión de Regalías – CSIR en la región del Magdalena Medio. La primera sesión del comité se realizará el 23 de julio en la ciudad de Barrancabermeja. Se continuó el proceso de acompañamiento a 10 municipios en la formulación de proyectos con recursos de regalías.

El 29 de abril se realizó el evento "Alianza Empresarial por Colombia", iniciativa liderada por Ecopetrol con el fin de fortalecer procesos de construcción de alianzas y de gestión en red, y de esta manera maximizar el impacto de la empresa en el desarrollo del país.

Se avanzó en la implementación del Sistema de Gestión de Relacionamiento Comunitario iniciado en el primer trimestre con el apoyo de ARPEL (Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas de Latinoamérica y el Caribe).

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

En el marco del Programa de Aprovechamiento de Materiales Reciclables, durante los primeros cuatro meses del año 2010, Ecopetrol ha reciclado 77 toneladas de papel, evitando la tala de 540 árboles. El aprovechamiento de estos residuos es una práctica



COMUNICADO DE PRENSA

que contribuye al cumplimiento de los compromisos para la preservación y cuidado del ecosistema y de la vida.

Durante el primer semestre de 2010, Ecopetrol logró reducir de manera exitosa el número de incidentes ambientales. A junio se habían presentado en total 18 incidentes de este tipo frente a 39 en el primer semestre de 2009, producto de los programas de la compañía por asegurar sus operaciones y demostrando el compromiso de Ecopetrol con el cuidado del medio ambiente y la seguridad en sus operaciones.

Durante el segundo trimestre de 2010, la frecuencia de accidentalidad (número de accidentes / millón de horas-hombre) se ubicó en 1,45, por encima del índice de 0,98 registrado en 2009. La compañía está implementando campañas para la prevención de accidentes e incrementando la gestión de las fallas de control que han sido identificadas.

V. Resultados Financieros de Ecopetrol y sus Subordinadas (consolidados)⁵

Desde 2007 Ecopetrol inició la consolidación de un grupo empresarial sólido con operaciones a través de toda la cadena de valor de la industria de petróleo y gas. Desde 2008 hemos realizado cinco adquisiciones y hecho importantes progresos en la consolidación de esas compañías como parte de nuestro negocio.

En el segundo trimestre de 2010, más de 34 mil de los 593,9 kbped de producción diaria fueron aportados por las compañías filiales del Upstream: Hocol y Savia. Del mismo modo, compañías como ODL y Ocesa aportaron ingresos, Ebitda y utilidad para el grupo producto de sus negocios y operaciones.

De otro lado, existen compañías filiales que no reportan todavía utilidad ya que se encuentran en etapa pre-operativa o se encuentran realizando actividades exploratorias sin tener aún producción. Es el caso de Ecopetrol del Perú, Ecopetrol de Brasil, Ecopetrol América (con producción marginal), Ecodiesel y Bioenergy.

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

De otro lado, con el fin de facilitar las inversiones del grupo empresarial, la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó la constitución y puesta en marcha de una sociedad en el exterior que pueda ser usada como Vehículo Financiero para el Grupo, lo cual deberá producirse antes de finalizar el año.

⁵ Para efectos de la consolidación del segundo 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., ECP Global Energy, Hocol, Bioenergy S.A., Andean Chemicals Limited, Propilco S.A., Comai, ODL Finance S.A., Ecopetrol Transportation Company, Oleoducto de Colombia, Ocesa S.A., Reficar S.A. y Black Gold Re Ltd.

Los estados financieros consolidados para el segundo 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.

COMUNICADO DE PRENSA



A continuación se presentan los estados financieros consolidados de Ecopetrol:

Estado de Resultados Con Subordinadas

Millardos de COP\$	II trim. 10	II trim. 09	%	A jun 2010	A jun 2009	%
Ventas locales	4.102,4	3.500,3	17,2%	7.983,5	6.687,5	19,4%
Ventas de exportación	5.783,2	3.544,5	63,2%	11.323,4	5.361,6	111,2%
Ventas de servicios	328,8	231,7	41,9%	1.125,2	467,6	140,7%
Ventas Totales	10.214,4	7.276,5	40,4%	20.432,1	12.516,6	63,2%
Costos Variables	5.631,5	2.943,7	91,3%	10.124,7	5.690,6	77,9%
Costos Fijos	1.172,1	1.741,1	(32,7%)	2.673,3	2.752,1	(2,9%)
Costo de Ventas	6.803,6	4.684,8	45,2%	12.798,0	8.442,7	51,6%
Utilidad Bruta	3.410,8	2.591,7	31,6%	7.634,1	4.073,9	87,4%
Gastos Operativos	867,4	490,8	76,7%	1.474,1	910,4	61,9%
Utilidad Operacional	2.543,4	2.100,9	21,1%	6.160,0	3.163,5	94,7%
Utilidad (pérdida) No Operacion.	(159,8)	(1.067,3)	(85,0%)	(803,1)	105,3	(862,7%)
Provisión impuesto de renta	618,7	348,7	77,4%	1.531,5	975,3	57,0%
Interés minoritario	(2,2)	(7,2)	(69,4%)	104,0	(7,2)	(1.544,4%)
Utilidad Neta	1.767,1	692,1	155,3%	3.721,4	2.300,7	61,8%

EBITDA	3.579,6	3.134,1	14,2%	8.034,4	4.889,7	64,3%
Margen EBITDA	35%	43%		39%	39%	

* Presentado únicamente para efectos ilustrativos

Balance General con Subordinadas

Millardos de COP\$	A junio 30 de 2010	A marzo 31 de 2010	%
Activos corrientes	14.359,2	14.293,5	0,5%
Activos de largo plazo	47.922,5	44.750,2	7,1%
Total Activos	62.281,7	59.043,7	5,5%
Pasivos corrientes	11.957,6	12.926,2	(7,5%)
Pasivos de largo plazo	15.006,6	14.189,2	5,8%
Total Pasivos	26.964,2	27.115,4	(0,6%)
Patrimonio	34.348,7	30.876,1	11,2%
Interés minoritario	968,8	1.052,2	(7,9%)
Total Pasivo y Patrimonio	62.281,7	59.043,7	5,5%
Cuentas de orden deudoras	89.667,0	86.927,6	
Cuentas de orden acreedoras	63.812,0	58.657,8	

En las **ventas totales** del primer semestre de 2010 los mayores aportes de las subordinadas individualmente consideradas (sin el efecto de las eliminaciones) provinieron de la Refinería de Cartagena con COL\$ 2.234,5 millardos, Hocol con COL\$ 1.136,3 millardos, Ocesa S.A. con COL\$810,4 millardos, Propilco S.A. y Comai con COL\$854,6 millardos.

Entre las subordinadas, las mayores **utilidades netas** fueron las de Ocesa S.A. con COL\$310,0 millardos, Hocol con COL\$146,8 millardos, Ecopetrol Transportation Company con COL\$100,0 millardos, Propilco S.A. y Comai con COL\$59,1 millardos. De otra parte, las que reportaron pérdida neta fueron America Inc. con COL\$250,4 millardos, Andean Chemicals Limited con COL\$38,9 millardos y Ecopetrol de Brasil con COL\$11,9 millardos.

Mediante el método de participación, Offshore International Group aportó una utilidad neta de COL\$31,5 millardos.

COMUNICADO DE PRENSA

El **EBITDA** acumulado a Junio de 2010 fue de COL\$8.034,4 millardos, lo que representa un margen de EBITDA del 39%, efecto dado principalmente por los sobresalientes resultados operacionales.

En el segundo trimestre de 2010, las subordinadas que presentaron las mayores utilidades netas fueron Hocol (COL\$46,2) y Ocesa S.A. (COL\$32,5) y las que presentaron las mayores pérdidas fueron Ecopetrol América INC (COL\$223,9) y Andean Chemicals Limited (COL\$15,9).

El EBITDA del segundo trimestre de 2010 fue de COL\$3.579,6 millardos, lo que representa un margen de EBITDA del 35%, el cual es inferior al del mismo periodo del año anterior principalmente por el reconocimiento de pozos secos y el incremento en la adquisición de sísmica en el Grupo.

a. Exploración y producción

Balance volumétrico del grupo empresarial

Ecopetrol S.A. (kbped)	II trim. 10	II. trim 09	%	A jun 10	A jun 09	%
Crudo	464,4	394,3	17,8%	458,3	384,8	19,1%
Gas natural	94,9	93,1	1,9%	97,1	87,5	10,9%
Total	559,3	487,4	14,7%	555,3	472,3	17,6%

Hocol (kbped)	II trim. 10	II. trim 09		A jun 10	A jun 09	
Crude Oil	25,1	23,50	6,8%	24,5	23,30	5,2%
Natural Gas	1,1	1,00	10,0%	1,1	1,10	0,0%
Total	26,2	24,50	6,9%	25,6	24,40	4,9%

Savia (kbped)	II trim. 10	II. trim 09		A jun 10	A jun 09	
Crude Oil	5,5	5,0	10,0%	5,5	5,4	1,9%
Natural Gas	0,9	0,9	0,0%	0,9	0,7	28,6%
Total	6,4	5,9	8,5%	6,4	6,1	4,9%

Ecopetrol America INC (K2)	II trim. 10	II. trim 09		A jun 10	A jun 09	
Crude Oil	1,8	0,7	157,1%	1,8	0,4	350,0%
Natural Gas	0,2	-	0,0%	0,2	-	0,0%
Total	2,0	0,7	185,7%	2,0	0,4	400,0%

Total Grupo Empresarial	593,9	518,5	14,5%	589,3	503,2	17,1%
--------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

1. Hocol

La producción bruta promedio del trimestre fue 6.9% superior a la del segundo trimestre de 2009 y alcanzó los 26.2 kbped (96% crudo y 4% gas). La producción bruta promedio del primer semestre de 2010 alcanzó los 25,6 kbped (96% crudo y 4% gas) y fue un 5% mayor que la del primer semestre de 2009.

En el pasado mes de junio, Hocol presentó las mejores ofertas por 5 bloques en la Ronda Colombia 2010, equivalentes a 6.000 km² de terreno, los cuales se encuentran pendiente de firma con la ANH (VIM 6, CPO 16, VSM 9, LLA 13, LLA 39).

La compañía se encuentra perforando los pozos Balcón 27, La Hocha 23 y 22 y se tiene prevista la perforación de cinco pozos adicionales. Igualmente, se está realizando la inyección de polímeros para el control de agua en Balcón y Palermo.

COMUNICADO DE PRENSA



Production (MBOED)	2Q 2010	2Q 2009	As of june 2010	As of june 2009
Crude oil	25,1	23,5	24,5	23,3
Natural gas	1,1	1,0	1,1	1,1
Total	26,2	24,5	25,6	24,4

Production Royalties (MBOED)	2Q 2010	2Q 2009	As of june 2010	As of june 2009
Crude oil	3,0	3,1	2,9	3,1
Natural gas	0,1	0,1	0,1	0,1
Total	3,1	3,2	3,0	3,2

Production Net (MBOED)	2Q 2010	2Q 2009	As of june 2010	As of june 2009
Crude oil	22,1	20,4	21,6	20,2
Natural gas	1,0	0,9	1,0	1,0
Total	23,1	21,3	22,6	21,2

Estado de Resultados

Millones de USD\$	II trim. 10	2010
Ventas locales	8,7	17,3
Ventas de exportación	533,6	1.119,0
Ventas Totales	542,3	1.136,3
Costos Variables	391,6	727,5
Costos Fijos	41,0	147,6
Costo de Ventas	432,6	875,1
Utilidad Bruta	109,7	261,2
Gastos Operativos	40,7	46,6
Utilidad Operacional	69,0	214,6
Utilidad (pérdida) No Operacional	(21,4)	(25,4)
Impuesto de renta	10,9	57,0
Impuesto diferido	(9,5)	(14,6)
Utilidad Neta	46,2	146,8

EBITDA	197,1	328,4
Margen EBITDA	33%	29%

Balance General

Millones de USD\$	A junio 30 de 2010	A marzo 31 de 2010
Activos corrientes	884,3	865,4
Activos de largo plazo	1.115,4	1.016,2
Total Activos	1.999,7	1.881,6
Pasivos corrientes	437,6	409,2
Pasivos de largo plazo	148,1	104,3
Total Pasivos	585,7	513,5
Patrimonio	1.414,0	1.368,1
Total Pasivo y Patrimonio	1.999,7	1.881,6

Cuentas de orden	105,8	105,8
------------------	-------	-------

2. Offshore International Group (OIG)

Offshore International Group (OIG) cuyo principal activo es Savia Perú continuó durante el trimestre con la ejecución de su plan de inversiones para incrementar la producción de la compañía en el 2010. A junio se habían invertido US\$46 millones.

COMUNICADO DE PRENSA

Ejecución Inversiones

Capex 2010 (millones de dolares)

Ejecutado

II trim. 10	II trim. 09	A junio de 2010	A junio de 2009
26,4	6,2	46,0	19,3



La producción bruta promedio del trimestre fue 8.0% superior a la del segundo trimestre de 2009 y alcanzó los 12,6 kbped (86% crudo y 14% gas). La producción bruta promedio del primer semestre de 2010 alcanzó los 12,9 kbped (86% crudo y 14% gas) y fue un 5,7% mayor que la del primer semestre de 2009. A Ecopetrol corresponde el 50% de la producción.

Producción bruta (KBPED)	II trim. 10	II trim. 09	A junio de 2010	A junio de 2009
Crudo	10,9	10,0	11,1	10,8
Gas	1,7	1,7	1,8	1,4
Total	12,6	11,7	12,9	12,2

Producción Regalías (KBPED)	II trim. 10	II trim. 09	A junio de 2010	A junio de 2009
Crudo	1,7	1,6	1,8	1,7
Gas	0,3	0,3	0,3	0,2
Total	2,0	1,9	2,1	1,9

Producción Neta (KBPED)	II trim. 10	II trim. 09	A junio de 2010	A junio de 2009
Crudo	9,2	8,4	9,3	9,1
Gas	1,4	1,4	1,5	1,2
Total	10,6	9,8	10,8	10,3

El 10 de junio de 2010, Perupetro S.A recibió autorización del Gobierno para firmar los contratos de licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en los Bloques Z51 y Z52 con Savia Perú S.A.

Estado de Resultados

Millones de USD\$	II trim. 10	2010
Ventas locales	74,5	148,2
Ventas de servicios	-	1,6
Ventas Totales	74,5	149,8
Costos Variables	40,4	71,3
Costos Fijos	11,1	22,0
Costo de Ventas	51,5	93,3
Utilidad Operacional	23,0	56,5
Utilidad (pérdida) No Operacional	16,3	45,0
Impuesto de renta	4,0	11,7
Distribucion de utilidades a empleados	0,7	2,0
Impuesto diferido	1,1	2,0
Utilidad Neta	10,5	29,3

Balance General

Millones de USD\$	A junio 30 de 2010	A marzo 31 de 2010
Activos corrientes	150,1	137,7
Activos de largo plazo	225,2	212,6
Total Activos	375,3	350,3
Pasivos corrientes	49,5	36,0
Impuesto diferido	15,9	14,8
Total Pasivos	65,4	50,8
Patrimonio	309,9	299,5
Total Pasivo y Patrimonio	375,3	350,3

b. Refinación y Petroquímica**1. Propilco**

La compañía celebró sus primeros 20 años de existencia y la culminación del plan de expansión de su capacidad de producción de polipropileno hasta 500.000 toneladas por año. Adicionalmente, el Consejo Colombiano de Seguridad otorgó a Propilco la Medalla al Merito Cruz Esmeralda en la categoría excelencia (la más alta distinción otorgada por esta entidad), por sus altos estándares en esta materia.

Ventas (toneladas)	II trim. 10	II trim. 09	A junio 2010	A junio 2009
Polipropileno	89.513	103.970	198.350	203.940
Comercialización Polipropileno COMAI	2.497	2.247	4.971	4.598
Total	92.010	106.217	203.321	208.538

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	II trim. 10	II trim. 09	A junio 2010	A junio 2009
Ventas locales	141,8	114,9	285,6	229,1
Ventas de exportación	174,8	140,9	386,4	273,1
Ventas Totales	316,6	255,8	672,0	502,2
Costos Variables	275,3	200,0	577,3	386,8
Costos Fijos	26,7	24,7	51,3	50,5
Costo de Ventas	302,0	224,7	628,6	437,3
Utilidad Bruta	14,6	31,0	43,5	64,9
Gastos Operativos	22,9	21,6	46,0	46,2
Utilidad Operacional	(8,3)	9,4	(2,6)	18,7
Utilidad (pérdida) No Operacional	27,5	(2,5)	39,6	4,2
Provisión impuesto de renta	0,7	0,6	2,7	2,5
Utilidad Neta	18,5	6,3	34,3	20,4
EBITDA	1,4	18,8	16,8	36,8
Margen EBITDA	0%	7%	2%	7%

En el segundo trimestre del año 2010, las ventas totales aumentaron en un 24% en comparación con el mismo periodo del año anterior. Sin embargo, los costos de venta aumentaron en un 34%, haciendo que el margen bruto disminuyera en un 53%. Durante este trimestre se presentó una alta volatilidad en los precios del propileno, afectando la demanda y márgenes del polipropileno.

Gran parte del aumento en la utilidad no operacional se debe al incremento en las utilidades de la subsidiaria Comai Ltda. Comai posee una torre purificadora de propileno que purifica y provee la materia prima suministrada por Ecopetrol. El margen

COMUNICADO DE PRENSA

de Comai ha incrementado sustancialmente en el segundo trimestre generando mejores márgenes y mayor utilidad.

Balance General	A junio 31 de 2010	A marzo 31 de 2010
Millardos de COP\$		
Activos corrientes	521,8	414,0
Activos de largo plazo	526,8	432,8
Total Activos	1.048,6	846,8
Pasivos corrientes	404,0	277,9
Pasivos de largo plazo	30,3	27,8
Total Pasivos	434,3	305,7
Patrimonio	614,3	541,1
Total Pasivo y Patrimonio	1.048,6	846,8
Cuentas de orden	213,3	224,9

2. Reficar S.A.

El 15 de Junio se firmó el contrato EPC del Proyecto de Ampliación y Modernización de la Refinería de Cartagena con la firma CB&I. De acuerdo con los estimativos iniciales, la fecha de terminación mecánica sería el 28 de febrero de 2013.

	II trim. 10	II trim. 09	A junio 2010	A junio 2009
Carga a la refinería (KBDC)	78.4	78.7	78.6	78.6

La carga de crudo fue de 78.4 kbdc en el segundo trimestre, 0.63% inferior a la carga del primer trimestre y 0.39% inferior al segundo trimestre de 2009. En el semestre, se mantuvo un promedio de carga de crudo pesado del 7% del total alcanzando un factor de conversión aproximado del 75%. El margen bruto de refinación (contable) aumentó 108% en comparación al primer trimestre de 2010 y fue 10% menor que el segundo trimestre de 2009. El aumento del margen del segundo trimestre en comparación al primero se debe a la volatilidad de precio de los crudos con una tendencia a la baja en el segundo trimestre en comparación de una estabilidad en el precio de los productos durante el mismo periodo de tiempo.

Ventas (KBDC)	II trim. 10	II trim. 09	A junio 2010	A junio 2009
Local	39.1	43.9	42.3	42.6
Exportación	50.8	35.8	48.4	38.4
Total	89.9	79.7	90.7	81.0

Las ventas de Reficar crecieron un 13% en el segundo trimestre comparadas con el mismo periodo del año anterior. En el segundo trimestre de 2009 las ventas locales representaban el 55% del volumen total de ventas y las exportaciones el 45%, no obstante, dicha composición cambió para el segundo trimestre de 2010 y las exportaciones representan un 57% mientras que las ventas locales solamente el 43%. Esta recomposición se debe a: 1) en virtud de la nueva normatividad ambiental, el

COMUNICADO DE PRENSA

diesel con contenido de azufre superior al permitido fue exportado y 2) inicio de la comercialización de biodiesel en la costa norte lo cual redujo las ventas internas.

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	A junio 2010	
	II trim. 10	
Ventas locales	730,4	1.093,2
Ventas de exportación	653,9	1.141,3
Ventas Totales	1.384,3	2.234,5
Costo de Ventas	1.398,9	2.205,5
Utilidad Bruta	(14,6)	29,0
Gastos Operativos	15,8	28,8
Utilidad Operacional	(30,4)	0,2
Ingresos No Operacionales	22,8	30,8
Gastos No Operacionales	(13,9)	(31,6)
Utilidad antes de impuestos	(21,5)	(0,5)
Provisión impuesto de renta	2,0	3,4
Utilidad (Pérdida) Neta	(23,5)	(4,0)
EBITDA	(20,2)	2,3
Margen EBITDA	-1,5%	0,1%

Balance General

Millardos de COP\$	A junio 30 de A marzo 31	
	2010	de 2010
Activos corrientes	1.048,6	928,7
Activos de largo plazo	2.319,3	2.093,3
Total Activos	3.367,9	3.022,0
Pasivos corrientes	884,8	541,5
Pasivos de largo plazo	16,0	18,2
Total Pasivos	900,8	559,7
Patrimonio	2.467,1	2.462,3
Total Pasivo y Patrimonio	3.367,9	3.022,0
Cuentas de orden deudoras	592,1	592,1
Cuentas de orden acreedoras	417,7	417,7

c. Transporte

1. Ocensa

Durante el primer semestre de 2010 se continuó con la ejecución del proyecto de ampliación de la capacidad hasta 560 kbd. Adicionalmente iniciaron los estudios para la futura ampliación más allá de los 560 kbd.

Volúmenes transportados (KBD)	A junio de A junio de			
	II trim. 10	II trim. 09	2010	2009
Cusiana-Porvenir	52.5	60.9	53.3	61.9
Porvenir-Vasconia	464.2	272.4	447.2	270.1
Vasconia-Coveñas	286.4	188.3	277.9	187.7
Coveñas-Puerto Exp.	253.6	234.6	260.3	225.4

Durante el trimestre continuó la tendencia creciente en los volúmenes transportados por los diferentes segmentos. El volumen de crudo transportado a través del segmento Porvenir-Vasconia durante el segundo trimestre fue 70% superior al del mismo periodo del año anterior. Del mismo modo, los volúmenes de los segmentos Vasconia-Coveñas y Coveñas-Puerto de exportación se incrementaron 52% y 8% respectivamente.

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	II trim. 10	II trim. 09	A junio de 2010	A junio de 2009
Ventas Totales	217,9	228,1	810,4	345,2
Costo de Ventas	155,9	187,3	313,5	283,8
Utilidad Bruta	62,0	40,8	496,9	61,4
Gastos Operativos	13,1	26,8	21,3	26,8
Utilidad Operacional	48,9	14,0	475,6	34,6
Utilidad (pérdida) No Operacional	(0,7)	(63,2)	(61,0)	(44,0)
Provisión impuesto de renta	15,6	(11,5)	104,6	9,2
Utilidad Neta	32,6	(37,7)	310,0	(18,6)
EBITDA Millardos de COP\$	29,9	163,2	286,0	163,2
Margen EBITDA	-8%	72%	35%	47%

Balance General

Millardos de COP\$	A junio de 2010	A marzo 31 de 2010
Activos corrientes	1.105,2	1.258,0
Activos de largo plazo	1.094,9	1.160,3
Total Activos	2.200,1	2.418,3
Pasivos corrientes	186,6	168,9
Pasivos de largo plazo	243,3	262,0
Total Pasivos	429,9	430,9
Patrimonio	1.770,2	1.987,4
Total Pasivo y Patrimonio	2.200,1	2.418,3
Cuentas de orden deudoras	81,1	81,2
Cuentas de orden acreedoras	174,8	174,8

2. ODL

El 21 de mayo ODL firmó un Contrato de Crédito por 800.000 millones de pesos con Grupo Aval. Estos recursos estarán destinados a realizar un prepago del crédito por 520.000 millones de pesos adquirido con Grupo Aval en 2009 y a financiar los proyectos de expansión del Oleoducto el cual incluye la construcción de la Línea el Viento-Cusiana. El desembolso de los recursos se realizó el primero de junio.

Durante el primer semestre de 2010, se inició el proyecto de expansión del oleoducto. Actualmente se encuentran en ejecución la preparación del sitio de la estación de bombeo de Rubiales EBR, la obra civil de tanques y se inició el proceso de contratación para la preparación sitio y el montaje de estaciones de rebombeo.

Proyectos 2010	Ampliación de Capacidad	Valor USD MM	Avance
Expansión	340 KBD	174	29%
El Viento-Cusiana	176 KBD	58	37%
Total Inversiones		232	



COMUNICADO DE PRENSA

Durante el trimestre fueron transportados un promedio de 141,5 kbd a través del Oleoducto de los Llanos, un crecimiento del 22% frente a los 116,4 kbd transportados en el primer trimestre de 2010.

	2Q 2010	2Q 2009	As of june 2010	As of june 2009
Transported volumes (MBOD)	141,5	0,0	129,1	0,0

Estado de Resultados

Millardos de COP\$	II trim. 10	A junio de 2010
Ventas locales	37,8	\$ 70,9
Ventas Totales	37,8	70,9
Costos Variables	4,9	11,2
Costos Fijos	20,2	33,5
Costo de Ventas	25,1	44,7
Utilidad Bruta	12,7	26,2
Gastos Operativos	1,5	2,8
Utilidad Operacional	11,2	23,4
Utilidad (pérdida) No Operacional	(5,9)	(17,8)
Provisión impuesto de renta	(2,0)	(2,0)
Utilidad Neta	3,3	3,6
Utilidad por acción (COP\$)		
EBITDA Millardos de COP\$	14,3	29,0
Margen EBITDA	38%	41%

Balance General

Millardos de COP\$	A junio de 2010	A marzo 31 de 2010
Activos corrientes	542,9	156,1
Activos de largo plazo	1.251,1	1.201,8
Total Activos	1.794,0	1.357,9
Pasivos corrientes	163,0	514,0
Pasivos de largo plazo	1.206,3	422,5
Total Pasivos	1.369,3	936,5
Patrimonio	424,7	421,4
Total Pasivo y Patrimonio	1.794,0	1.357,9

d. Biocombustibles

1. Ecodiesel

Durante el segundo trimestre del 2010 se realizó el precomisionamiento y comisionamiento en las plantas de Refino y Biodiesel, así como los ensayos de laboratorio, logrando el día 12 de junio la primera gota de biodiesel en especificaciones. Adicionalmente se obtuvo la certificación del Ministerio de Minas en la que consta que la planta de Ecodiesel reúne los requisitos y la declara como productora de Biodiesel de manera oficial.

2. Bioenergy

En la parte agrícola se continúa avanzando en la adecuación de los terrenos, el sistema de riego y la siembra del semillero comercial y hoy se cuentan con 500 hectáreas cultivadas. En la parte industrial se avanzó en la definición de la tecnología y en la negociación con el contratista que realizará la ingeniería detallada y construirá la planta.

VI. Presentación de los resultados

El jueves 29 de julio la gerencia de Ecopetrol ofrecerá dos presentaciones en línea para discutir los resultados del segundo trimestre y acumulados al primer semestre de 2010:

En Español

Julio 29, 2010

1:30 p.m. Bogotá

2:30 p.m. Nueva York

En Inglés

Julio 29, 2010

3:00 pm Bogotá

4:00 p.m. Nueva York

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) es la mayor compañía de Colombia en facturación, 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 Méjico de los Estados Unidos. Sus subordinadas incluyen a Propilco, así como las compañías Black Gold Re Ltda., 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 y Refinería de Cartagena. 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, 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 y en la Bolsa de Valores de Lima (BVL) bajo el símbolo EC. La compañía divide sus operaciones en cinco segmentos de negocio que incluyen exploración y producción, transporte, refinación y petroquímica, mercadeo y ventas de petróleo y centro corporativo.

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



COMUNICADO DE PRENSA

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.

ECOPETROL:

Director de Relaciones con el Inversionista

Alejandro Giraldo

Teléfono: +571-234-5190

Fax: +571-234-5628

Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)

Jorge Mauricio Tellez

Teléfono: + 571-234-4329

Fax: +571-234-4480

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

COMUNICADO DE PRENSA
VII. Tablas



Estado de Resultados No auditado
Ecopetrol S.A.

Millones de pesos colombianos	II trim. 10	II trim. 09	%	I trim. 10	A junio 30 de 2010	A junio 30 de 2009	%
Ingresos							
Ventas Nacionales	3.372.841	3.438.558	(1,9%)	3.382.757	6.755.598	6.592.361	2,5%
Ventas al Exterior	5.437.495	3.015.286	80,3%	5.040.247	10.477.742	4.738.347	121,1%
Venta de Servicios	322.847	231.665	39,4%	318.603	641.450	467.554	37,2%
Total Ingresos	9.133.183	6.685.509	36,6%	8.741.607	17.874.790	11.798.262	51,5%
Costo de Ventas							
Costos Variables:							
Compras de crudo a Terceros	2.273.654	1.769.551	28,5%	2.166.418	4.440.072	3.141.235	41,3%
Amortización y Agotamiento	642.430	429.339	49,6%	605.407	1.247.837	823.858	51,5%
Productos Importados	1.148.515	510.167	125,1%	1.009.671	2.158.186	946.515	128,0%
Servicios de Transporte de hidrocarburos	162.254	201.207	(19,4%)	195.475	357.729	360.788	(0,8%)
Variación de Inventarios	114.515	(303.108)	137,8%	(286.486)	(171.971)	(63.103)	172,5%
Otros	158.210	273.544	(42,2%)	128.030	286.240	416.514	(31,3%)
Costos Fijos:							
Depreciación	199.801	162.104	23,3%	193.637	393.438	313.734	25,4%
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	439.635	361.707	21,5%	397.002	836.637	677.666	23,5%
Mantenimiento	239.121	176.810	35,2%	169.065	408.186	300.178	36,0%
Costos laborales	232.742	174.290	33,5%	251.295	484.037	364.274	32,9%
Otros	255.831	244.948	4,4%	221.305	477.136	395.071	20,8%
Total Costo de Ventas	5.866.708	4.000.559	46,6%	5.050.819	10.917.527	7.676.730	42,2%
Utilidad Bruta	3.266.475	2.684.950	21,7%	3.690.788	6.957.263	4.121.532	68,8%
Gastos Operacionales							
Administración	120.311	123.044	(2,2%)	93.163	213.474	217.072	(1,7%)
Gastos de comercialización	306.721	185.729	65,1%	219.005	525.726	409.485	28,4%
Gastos de exploración y proyectos	146.284	243.862	(40,0%)	180.410	326.694	341.784	(4,4%)
Utilidad Operacional	2.693.159	2.132.315	26,3%	3.198.210	5.891.369	3.153.191	86,8%
Ingresos (gastos) No Operacionales:							
Ingresos Financieros	1.207.951	1.387.816	(13,0%)	962.180	2.170.131	4.478.628	(51,5%)
Gastos Financieros	(1.078.370)	(2.091.875)	48,4%	(1.005.879)	(2.084.249)	(3.906.535)	46,6%
Ingresos No Financieros	173.142	117.871	46,9%	192.810	365.952	320.554	14,2%
Egresos No Financieros	(474.533)	(431.231)	10,0%	(712.337)	(1.186.870)	(765.349)	55,1%
Resultados en sociedades	(113.914)	(12.912)	782,2%	237.948	124.034	35.973	244,8%
Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta	2.407.435	1.101.984	118,5%	2.872.932	5.280.367	3.316.462	59,2%
Provisión Impuesto de Renta	602.437	339.975	77,2%	776.266	1.378.703	945.192	45,9%
Interés minoritario	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia Neta del Trimestre	1.804.998	762.009	136,9%	2.096.666	3.901.664	2.371.270	64,5%
EBITDA	3.635.691	2.807.640	29,5%	4.106.450	7.742.141	4.436.868	74,5%
MARGEN EBITDA	40%	42%	(5,2%)	47%	43%	38%	
UTILIDAD POR ACCIÓN	\$ 44,60	\$ 18,83	136,9%	\$ 51,80	\$ 96,40	\$ 58,59	64,5%

Notas:

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

Los valores reportados de compras e importaciones en el I Q de 2009, fueron ajustados para propósitos comparativos por efecto de la asignación de las diferencias en precio generadas en el proceso de compras.

COMUNICADO DE PRENSA



Ecopetrol S.A y Subordinadas *

Millones de pesos colombianos	II trim. 10	II trim. 09	%	I trim. 10	A junio 30 de 2010	A junio 30 de 2009	%
Ingresos							
Ventas Nacionales	4.102.371	3.500.327	17,2%	3.881.148	7.983.519	6.687.482	19,4%
Ventas al Exterior	5.783.161	3.544.496	63,2%	5.540.256	11.323.417	5.361.572	111,2%
Venta de Servicios	328.811	231.666	41,9%	796.367	1.125.178	467.554	140,7%
Total Ingresos	10.214.343	7.276.489	40,4%	10.217.771	20.432.114	12.516.608	63,2%
Costo de Ventas							
Costos Variables:							
Compras a Terceros	3.146.209	1.716.256	83,3%	2.772.527	5.918.736	3.116.229	89,9%
Amortización y Agotamiento	783.941	499.277	57,0%	638.305	1.422.246	893.796	59,1%
Productos Importados	1.445.074	424.803	240,2%	1.107.238	2.552.312	968.853	163,4%
Servicios de Transporte de hidrocarburos	14.094	201.207	(93,0%)	211.665	225.759	360.788	(37,4%)
Variación de Inventarios	176.537	(191.597)	(192,1%)	(279.420)	(102.883)	48.408	(312,5%)
Otros	65.599	293.749	(77,7%)	42.944	108.543	302.555	(64,1%)
Costos Fijos:							
Depreciación	170.816	339.643	(49,7%)	265.431	436.247	562.223	(22,4%)
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	205.393	301.072	(31,8%)	403.734	609.127	675.282	(9,8%)
Mantenimiento	289.360	235.232	23,0%	210.015	499.375	300.178	66,4%
Costos laborales	244.832	176.530	38,7%	263.786	508.618	366.659	38,7%
Otros	261.655	688.589	(62,0%)	358.243	619.898	847.731	(26,9%)
Total Costo de Ventas	6.803.510	4.684.761	45,2%	5.994.468	12.797.978	8.442.702	51,6%
Utilidad Bruta	3.410.833	2.591.728	31,6%	4.223.303	7.634.136	4.073.906	87,4%
Gastos Operacionales							
Administración	154.387	186.084	(17,0%)	127.454	281.841	286.512	(1,6%)
Gastos de comercialización	321.795	44.570	622,0%	260.825	582.620	281.827	106,7%
Gastos de exploración y proyectos	391.249	260.131	50,4%	218.437	609.686	342.073	78,2%
Utilidad Operacional	2.543.402	2.100.943	21,1%	3.616.587	6.159.989	3.163.494	94,7%
Ingresos (gastos) No Operacionales:							
Ingresos Financieros	2.410.906	6.981.821	(65,5%)	1.583.627	3.994.533	10.182.748	(60,8%)
Gastos Financieros	(2.268.341)	(7.757.423)	(70,8%)	(1.689.672)	(3.958.013)	(9.632.256)	58,9%
Ingresos No Financieros	203.012	149.617	35,7%	206.767	409.779	352.627	16,2%
Egresos No Financieros	(505.387)	(441.267)	14,53%	(744.045)	(1.249.432)	(797.783)	56,61%
Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta	2.383.592	1.033.691	130,6%	2.973.264	5.356.856	3.268.830	63,9%
Provisión Impuesto de Renta	618.731	348.656	77,5%	912.759	1.531.490	975.311	57,0%
Interés minoritario	(2.205)	(7.241)	(69,5%)	106.175	103.970	(7.191)	1.545,8%
Ganancia Neta del Trimestre	1.767.066	692.276	155,3%	1.954.330	3.721.396	2.300.710	61,7%
EBITDA	3.579.622	3.134.115	14,2%	4.454.732	8.034.354	4.889.666	64,3%
MARGEN EBITDA	35%	43%		44%	39%	39%	0,7%

Notas

* Bajo el Régimen de Contabilidad Pública en Colombia (RPC) las empresas sólo tienen la obligación de consolidar sus estados financieros al cierre de cada período fiscal. Por tanto, las cifras trimestrales que se presentan en este informe no constituyen una consolidación formal de los estados financieros de Ecopetrol, pero se ajustan a la metodología definida para tal efecto. Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos.

COMUNICADO DE PRENSA



Balance General No auditado

Millones de pesos colombianos	Ecopetrol S.A.			Ecopetrol S.A. y Subordinadas		
	A 31 de junio de	A 31 de marzo	%	A 31 de junio de	A 31 de marzo	%
	2010	2010		2010	2010	
Activos						
Activos corrientes:						
Efectivo y equivalentes de efectivo	3.427.341	2.696.818	27,1%	4.867.304	4.363.506	11,5%
Inversiones	1.243.708	370.196	236,0%	1.924.788	658.167	192,4%
Cuentas y documentos por cobrar	2.721.980	2.975.763	(8,5%)	2.849.060	3.565.295	(20,1%)
Otros	3.858.983	4.945.174	(22,0%)	4.718.082	5.706.500	(17,3%)
Total activos corrientes	11.252.012	10.987.951	2,4%	14.359.234	14.293.468	0,5%
Activos no corrientes						
Inversiones	11.440.259	11.668.511	(2,0%)	4.819.758	5.086.189	(5,2%)
Cuentas y documentos por cobrar	1.293.639	1.305.739	(0,9%)	163.680	189.633	(13,7%)
Propiedad, planta y equipo, neto	12.447.635	12.071.817	3,1%	19.029.927	17.224.434	10,5%
Recursos naturales y del medio ambiente, neto	9.094.740	9.013.416	0,9%	9.803.951	10.745.025	(8,8%)
Otros	13.566.478	10.979.585	23,6%	14.105.183	11.504.927	22,6%
Total activos no corrientes	47.842.751	45.039.068	6,2%	47.922.499	44.750.208	7,1%
Total activos	59.094.763	56.027.019	5,5%	62.281.733	59.043.676	5,5%
Pasivos y patrimonio						
Pasivos corrientes:						
Obligaciones financieras	125.422	101.098	24,1%	523.299	431.142	21,4%
Cuentas por pagar y vinculados	7.832.596	8.255.289	(5,1%)	5.143.659	4.762.880	8,0%
Pasivos estimados y provisiones	1.341.710	913.132	46,9%	1.682.844	1.186.183	41,9%
Otros	1.911.804	2.395.786	(20,2%)	4.607.796	6.545.979	(29,6%)
Total pasivos corrientes	11.211.532	11.665.305	(3,9%)	11.957.598	12.926.184	(7,5%)
Pasivos de largo plazo						
Obligaciones financieras	5.094.890	5.113.085	(0,4%)	6.043.270	5.800.119	4,2%
Obligaciones laborales a largo plazo	2.911.912	2.817.967	3,3%	2.920.183	2.826.299	3,3%
Pasivos estimados y provisiones	3.127.565	3.132.633	(0,2%)	3.201.613	3.217.730	(0,5%)
Otros	2.223.756	2.270.556	(2,1%)	2.841.507	2.345.037	21,2%
Total pasivos de largo plazo	13.358.123	13.334.241	0,2%	15.006.573	14.189.185	5,8%
Total pasivos	24.569.655	24.999.546	(1,7%)	26.964.171	27.115.369	(0,6%)
Interés minoritario				968.792	1.052.216	(7,9%)
Patrimonio	34.525.108	31.027.473	11,3%	34.348.770	30.876.092	11,2%
Total pasivos y patrimonio	59.094.763	56.027.019	5,5%	62.281.733	59.043.676	5,5%
Cuentas de orden deudoras	88.299.767	85.599.685		89.666.986	86.927.633	
Cuentas de orden acreedoras	62.875.849	57.736.540		63.812.042	58.657.762	

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 constituyen una consolidación formal de los estados financieros de Ecopetrol, pero se ajustan a la metodología definida para tal efecto.

Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos.

**Bajo los principios contables aceptados en Colombia, Ecopetrol debe mantener en las cuentas de orden el registro de información financiera y transacciones que no están reflejadas en los estados financieros.

COMUNICADO DE PRENSA

Estado de Flujos de Efectivo No auditado
Ecopetrol S.A.



Millones de pesos colombianos	II trim. 10	II trim. 09	%	I trim. 10	A 30 de junio de 2010	A 30 de junio 2009	%
Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación							
Excedente del Ejercicio	1.804.998	762.009	136,9%	2.096.666	3.901.664	2.371.270	64,5%
Movimiento de partidas que no involucran efectivo	-	-					
Depreciación, agotamiento y amortización	942.531	675.325	39,6%	908.240	1.850.771	1.283.643	44,2%
Amortización actuarial jubilados	64.843	63.823	1,6%	128.211	193.054	126.945	
Corrección monetaria diferida, neto	(5.369)	(5.368)	0,0%	(5.366)	(10.735)	(10.736)	
Impuesto de renta diferido	(16.778)	218.493		-	(16.778)	218.493	
Provisiones	43.231	(19.325)	323,7%	14.711	57.942	(87.812)	166,0%
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:	-	-					
Deudores	1.133.196	(426.203)	365,9%	(620.570)	512.626	(1.085.729)	147,2%
Inventarios	217.268	(193.353)	212,4%	(281.161)	(63.893)	50.343	(226,9%)
Diferidos y otros activos	(448.463)	(347.256)	29,1%	36.447	(412.016)	(2.216.549)	81,4%
Cuentas por pagar	831.935	254.421	227,0%	1.147.524	1.979.459	2.532.537	(21,8%)
Impuestos por pagar	(470.553)	(2.519.476)	81,3%	153.210	(317.343)	(2.116.387)	85,0%
Obligaciones laborales	(12.210)	(10.357)	17,9%	(14.763)	(26.973)	(29.146)	7,5%
Pasivos estimados y provisiones	377.526	(376.932)	200,2%	(75.557)	301.970	(222.877)	235,5%
Efectivo generado por actividades de operación	4.462.155	(1.924.199)	331,9%	3.487.592	7.949.748	813.995	876,6%
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:							
Compra de inversiones	(2.025.193)	(466.587)	334,0%	(3.592.441)	(5.617.634)	(865.979)	548,7%
Redención y venta de inversiones	1.333.241	4.341.832	(69,3%)	1.930.232	3.263.473	6.309.506	(48,3%)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(746.399)	(600.772)	(24,2%)	(462.080)	(1.208.479)	(800.226)	51,0%
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(1.043.957)	(1.116.212)	6,5%	(750.876)	(1.794.833)	(2.198.202)	18,3%
Efectivo neto generado por las actividades de inversión	(2.482.308)	2.158.261	(215,0%)	(2.875.165)	(5.357.473)	2.445.099	(319,1%)
Flujo de efectivo en actividades de financiación							
Obligaciones financieras	(13.526)	1.764.700	(100,8%)	(173.460)	(186.986)	1.764.700	
Deuda por operaciones de crédito y financiamiento	19.655	21.328	(7,8%)	(33.810)	(14.155)	21.328	(166,4%)
Capitalizaciones	(826)	(4.522)	81,7%	1.163	337	5.399	(93,8%)
Pago de dividendos	(1.254.628)	(3.024.027)	58,5%	3.502	(1.251.126)	(3.024.027)	58,6%
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(1.249.325)	(1.242.521)	0,5%	(202.605)	(1.451.930)	(1.232.600)	17,8%
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	730.523	(1.008.459)	172,4%	409.822	1.140.345	2.026.494	(43,7%)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	2.696.818	4.905.199	(45,0%)	2.286.996	2.286.996	1.870.246	22,3%
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	3.427.341	3.896.740	(12,0%)	2.696.818	3.427.341	3.896.740	(12,0%)

COMUNICADO DE PRENSA



Estado de Flujos de Efectivo No auditado Ecopetrol S.A. y Subordinadas

Millones de pesos colombianos	II trim. 10 *	II trim. 09 *	%	I trim. 10 *	A 30 de junio de 2010	A 30 de junio 2009	%
Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación							
Excedente del Ejercicio	1.767.065	692.276	155,3%	1.954.330	3.721.395	2.300.710	61,7%
Movimiento de partidas que no involucran efectivo	-	-	-	-	-	-	-
Depreciación, agotamiento y amortización	1.056.806	1.033.170	2,3%	1.018.980	2.075.786	1.726.172	20,3%
Amortización actuarial jubilados	64.843	63.823	1,6%	128.211	193.054	126.945	
Corrección monetaria diferida - neto	(5.845)	(5.368)	8,9%	(5.366)	(11.211)	(10.736)	
Impuesto de renta diferido	(16.778)	218.493	-	-	(16.778)	218.493	
Provisiones - neto	67.232	(19.325)	447,9%	19.201	86.433	(87.812)	198,4%
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:	-	-	-	-	-	-	-
Deudores	1.506.742	655.994	(129,7%)	(820.324)	686.418	(148.202)	563,2%
Inventarios	178.967	(511.202)	135,0%	(264.324)	(85.357)	(195.677)	56,4%
Diferidos y otros activos	1.891.753	(431.595)	538,3%	109.325	2.001.078	(1.137.912)	275,9%
Cuentas por pagar	848.588	419.010	102,5%	1.467.836	2.316.424	410.167	464,8%
Impuestos por pagar	(2.066.133)	(2.407.500)	14,2%	1.438.747	(627.386)	(1.951.877)	67,9%
Obligaciones laborales	(9.731)	32.389	(130,0%)	(21.334)	(31.065)	(364.315)	91,5%
Pasivos estimados y provisiones	440.586	(101.825)	532,7%	(1.506.828)	(1.066.242)	2.637.198	(140,4%)
Efectivo generado por actividades de operación	5.724.095	(361.660)	1.682,7%	3.518.454	9.242.549	3.523.154	162,3%
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:							
Pago por compra de compañías, neto del efectivo adquirido	-	-	#iDIV/0!	-	-	(1.082.580)	100,0%
Compra de inversiones	(2.025.193)	(466.587)	(334,0%)	(3.592.441)	(5.617.634)	(865.979)	548,7%
Redención y venta de inversiones	1.003.682	6.068.701	(83,5%)	2.060.745	3.064.427	9.643.383	(68,2%)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(746.399)	(1.059.157)	29,5%	(462.080)	(1.208.479)	(1.552.787)	22,2%
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(2.448.817)	(3.488.558)	29,8%	(918.687)	(3.367.504)	(6.334.786)	46,8%
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(4.216.727)	1.054.399	499,9%	(2.912.463)	(7.129.190)	(192.749)	3.598,7%
Flujo de efectivo en actividades de financiación							
Interés minoritario	(83.424)	39.386	(311,8%)	110.905	27.481	714.544	(96,2%)
Obligaciones financieras	247.820	2.302.392	(89,2%)	85.765	333.585	2.307.302	(85,5%)
Deuda por operaciones de crédito y financiamiento	87.488	(26.190)	434,0%	(5.939)	81.549	(127.223)	164,1%
Capitalizaciones	(826)	(4.522)	81,7%	1.163	337	5.399	(93,8%)
Pago de dividendos	(1.254.628)	(3.042.626)	100,0%	3.502	(1.251.126)	(3.042.626)	58,9%
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(1.003.571)	(731.560)	37,2%	195.396	(808.175)	(142.604)	466,7%
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	503.798	(38.821)	1.397,8%	801.387	1.305.185	3.187.801	(59,1%)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	4.363.506	5.340.425	(18,3%)	3.562.119	3.562.119	2.113.803	68,5%
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	4.867.304	5.301.604	(8,2%)	4.363.506	4.867.304	5.301.604	-8,2%

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 constituyen una consolidación formal de los estados financieros de Ecopetrol, pero se ajustan a la metodología definida para tal efecto. Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos.

COMUNICADO DE PRENSA

Cálculo y Conciliación del EBITDA



Ecopetrol S.A.

COL\$ Millones

	II trim. 10	II trim. 09	%	I trim. 10	A Junio 30 de 2010	A Junio 30 de 2009	%
CALCULO DEL EBITDA							
Utilidad operacional	2.693.160	2.132.315	26,30%	3.198.210	5.891.370	3.153.225	86,84%
Más: Depreciación, agotamiento y amortizaciones	942.531	675.325	39,57%	908.240	1.850.771	1.283.643	44,18%
EBITDA NO CONSOLIDADO	3.635.691	2.807.640	29,49%	4.106.450	7.742.141	4.436.868	74,50%
CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA							
Utilidad neta	1.804.998	762.009	136,87%	2.096.666	3.901.664	2.371.270	64,54%
Depreciación, agotamiento y amortización	942.531	675.325	39,57%	908.240	1.850.771	1.283.643	44,18%
Ingresos financieros	(1.207.951)	(1.387.816)	-12,96%	(962.180)	(2.170.131)	(4.478.627)	-51,54%
Gastos financieros	1.078.370	2.091.875	-48,45%	1.005.879	2.084.249	3.906.534	-46,65%
Ingresos No Financieros	(173.142)	(117.871)	46,89%	(192.810)	(365.952)	(320.554)	14,16%
Egresos No Financieros	474.533	431.231	10,04%	712.337	1.186.870	765.383	55,07%
Resultados en sociedades	113.914	12.912	782,23%	(237.948)	(124.034)	(35.973)	244,80%
Provisión de renta	602.438	339.975	77,20%	776.266	1.378.704	945.192	45,86%
EBITDA NO CONSOLIDADO	3.635.691	2.807.640	29,49%	4.106.450	7.742.141	4.436.868	74,50%

Ecopetrol y Subordinadas

	II trim. 10	II trim. 09	%	I trim. 10	A Junio 30 de 2010	A Junio 30 de 2009	%
CALCULO DEL EBITDA							
Utilidad operacional	2.543.402	2.100.943	21,06%	3.616.587	6.159.989	3.163.494	94,72%
Más: Depreciación, agotamiento y amortizaciones	1.056.806	1.033.172	2,29%	1.018.980	2.075.786	1.726.172	20,25%
Interes minoritario	(20.586)	-		(180.835)	(201.421)	-	
EBITDA CONSOLIDADO	3.579.622	3.134.115	14,21%	4.454.732	8.034.354	4.889.666	64,31%
CONCILIACION UTILIDAD NETA VS EBITDA							
Utilidad neta	1.767.065	692.274	155,26%	1.954.330	3.721.395	2.300.710	61,75%
Depreciación, agotamiento y amortización	1.056.806	1.033.172	2,29%	1.018.980	2.075.786	1.726.172	20,25%
Ingresos financieros	(2.410.906)	(6.981.821)	-65,47%	(1.583.627)	(3.994.533)	(10.182.748)	-60,77%
Gastos financieros	2.268.340	7.757.424	-70,76%	1.689.672	3.958.012	9.632.256	-58,91%
Ingresos No Financieros	(203.011)	(149.617)	35,69%	(206.767)	(409.778)	(352.627)	16,21%
Egresos No Financieros	505.388	441.268	14,53%	744.045	1.249.433	797.783	56,61%
Interes minoritario de las utilidades	(2.205)	(7.241)	-69,55%	106.175	103.970	(7.191)	-1545,84%
Provisión de renta	618.731	348.656	77,46%	912.759	1.531.490	975.311	57,03%
Interes minoritario del Ebitda	(20.586)	-		(180.835)	(201.421)	-	
TOTAL EBITDA	3.579.622	3.134.115	14,21%	4.454.732	8.034.354	4.889.666	64,31%