

Ecopetrol S.A presenta sus resultados para el primer trimestre del año 2011

- **La producción del Grupo Empresarial creció un 17,1% frente al primer trimestre de 2010.**
- **Los ingresos, la utilidad operacional, el ebitda y la utilidad neta de Ecopetrol S.A. crecieron un 41,8%, 68,1%, 58% y 62,4% respectivamente frente al primer trimestre del año anterior.**
- **La utilidad neta de Ecopetrol S.A. fue de COL\$3,4 billones, equivalente a COL\$84,12 por acción.**

BOGOTÁ, 4 de mayo de 2011/ -- Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; BVL: EC; TSX: ECP) anunció hoy los resultados financieros no auditados, tanto consolidados como no consolidados, para el primer trimestre del año 2011, preparados y presentados de acuerdo con el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) de la Contaduría General de la Nación de Colombia y en pesos colombianos (COP\$).

Resultados financieros más relevantes de Ecopetrol S.A.

| (Millardos de COL\$) | No consolidado | | | Consolidado | | |
|-----------------------------|----------------|--------------|-------|--------------|--------------|-------|
| | I trim. 11 * | I trim. 10 * | % | I trim. 11 * | I trim. 10 * | % |
| Ventas Totales | 12.399,2 | 8.741,6 | 41,8% | 14.387,7 | 10.217,8 | 40,8% |
| Utilidad Operacional | 5.376,7 | 3.198,2 | 68,1% | 5.678,8 | 3.616,6 | 57,0% |
| Utilidad Neta | 3.404,6 | 2.096,6 | 62,4% | 3.110,3 | 1.954,3 | 59,2% |
| Utilidad por acción (COL\$) | 84,12 | 51,80 | | | | |
| EBITDA | 6.489,3 | 4.106,5 | 58,0% | 6.870,4 | 4.454,7 | 54,2% |
| Margen EBITDA | 52% | 47% | | 48% | 44% | |

* No auditado

El presidente de Ecopetrol, Javier Gutiérrez, declaró: "Los resultados obtenidos en el primer trimestre de 2011 fueron muy positivos en todos los segmentos de negocio de nuestro Grupo Empresarial. Fue un trimestre muy particular, lleno de retos que por variables exógenas como la ola invernal, pusieron a prueba nuestros equipos de trabajo y nos permitieron demostrarle al país nuestra capacidad operativa para responder ante diversos escenarios. Reportamos tres pozos con presencia de hidrocarburos en Colombia y uno en Perú, a la vez que alcanzamos un nuevo record de producción de 686 mil barriles equivalentes por día. Desde Enero 24 incorporamos formalmente a Equión Energía como parte de nuestro grupo empresarial, con lo cual a partir de este trimestre comenzamos a apreciar los beneficios de nuestra más reciente adquisición.

Aumentar nuestra capacidad de transporte para responder a la creciente producción es una de nuestras mayores prioridades. Durante este primer trimestre dimos parte positivo de la terminación de varios de nuestros proyectos de infraestructura, gracias a los cuales la capacidad



INFORMACIÓN DE PRENSA

para el transporte de crudos tuvo un incremento de 22% y la de productos de 27% frente al primer trimestre de 2010.

Gracias al repunte en los márgenes de productos, el segmento de refinación experimentó una importante mejoría en la rentabilidad de su operación, lo cual se acompañó de un incremento de 16% en el volumen de ventas.

Durante el período obtuvimos unos resultados financieros superiores a lo esperado, alcanzando una utilidad neta de COL\$3,4 billones y un EBITDA de COL\$6,5 billones, apalancados en buena parte por la coyuntura favorable de precios.

Un hecho destacado en este trimestre fue la elevación de la calificación de riesgo de Ecopetrol a la categoría de grado de inversión por parte de la firma Standard and Poor's. Esto sin duda es una de las mejores noticias para la empresa, por el importante impacto que tiene sobre el costo y demás condiciones del endeudamiento que se contraerá en el futuro para el financiamiento de nuestro plan de inversiones.

En resumen, visto como un todo, fue un trimestre de mucha actividad y muchos retos que se vieron recompensados con los buenos resultados que orgullosamente hoy presentamos al mercado, y cuyos innegables beneficiarios son nuestros queridos accionistas."

Ecopetrol S.A presenta sus resultados para el primer trimestre de 2011

Tabla de contenido

| | |
|---|----|
| I. Resultados financieros y operativos | 4 |
| a. Disponibilidad de crudo y productos | 4 |
| b. Ventas volumétricas de Ecopetrol | 5 |
| c. Comportamiento de los precios de crudos y productos | 7 |
| d. Resultados financieros | 8 |
| e. Posición de caja | 10 |
| f. Resultados por segmentos de Ecopetrol S.A | 10 |
| g. Balance general | 12 |
| II. Aspectos del negocio | 13 |
| a. Exploración | 13 |
| b. Producción | 14 |
| c. Refinación | 16 |
| d. Transporte | 17 |
| e. Biocombustibles | 20 |
| f. Plan de inversiones | 21 |
| g. Calificación de riesgo | 21 |
| III. Responsabilidad social empresarial (RSE) | 22 |
| a. Grupos de interés y reconocimientos | 22 |
| b. Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente) | 22 |
| c. Ciencia y tecnología | 22 |
| d. Inversión social | 22 |
| IV. Resultados financieros de Ecopetrol y sus subordinadas (consolidados) | 23 |
| V. Presentación de los resultados | 25 |
| VI. Anexos | 27 |
| VII. Resultados de las Subordinadas | 33 |

I. Resultados financieros y operativos

a. Disponibilidad de crudo y productos

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

Ecopetrol S.A. (no incluye filiales)

Producción bruta

| KBPED | I trim. 11 | I trim. 10 | % |
|--------------|-------------------|-------------------|--------------|
| Crudo | 537,0 | 452,0 | 18,8% |
| Gas natural | 97,1 | 99,3 | -2,2% |
| Total | 634,1 | 551,3 | 15,0% |

(-) Regalías

| KBPED | I trim. 11 | I trim. 10 | % |
|--------------|-------------------|-------------------|--------------|
| Crudo | 82,6 | 67,3 | 22,7% |
| Gas natural | 20,4 | 20,0 | 2,0% |
| Total | 103,0 | 87,3 | 18,0% |

(=) Producción neta de crudo y gas

| KBPED | I trim. 11 | I trim. 10 | % |
|--------------|-------------------|-------------------|--------------|
| Crudo | 454,4 | 384,7 | 18,1% |
| Gas natural | 76,7 | 79,3 | -3,3% |
| Total | 531,1 | 464,0 | 14,5% |

Compras nacionales (kbped)*

| | I trim. 11 | I trim. 10 | % |
|---------------------------------|-------------------|-------------------|--------------|
| Crudo | 171,9 | 173,2 | -0,8% |
| Productos | 6,9 | 9,2 | -25,0% |
| Gas natural | 35,1 | 39,5 | -11,1% |
| Total compras nacionales | 213,9 | 221,9 | -3,6% |

Importaciones (kbped)

| | I trim. 11 | I trim. 10 | % |
|-----------|-------------------|-------------------|--------------|
| Productos | 70,1 | 63,3 | 10,7% |

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

La principal fuente de hidrocarburos para la operación de Ecopetrol S.A. fue la producción neta de crudo y gas que se incrementó un 15% frente al mismo periodo del año anterior.

Las compras de crudos, productos y gas natural decrecieron un 3,6%. Las compras de crudo fueron menores por la terminación de algunos contratos de compra-venta durante el segundo semestre de 2010, los cuales no fueron renovados, principalmente en la región de los Llanos

Orientales. A su vez, se presentaron menores compras de productos a Reficar, principalmente porque una parte de los requerimientos de nafta (usado como diluyente de crudos pesados producidos) se suplieron con importaciones de gasolina natural (más conveniente por ser de menor costo). Finalmente, la reducción en las compras de gas natural fue el resultado de: 1) la finalización del contrato de Asociación de Santiago de las Atalayas después de la segunda mitad de 2010, por lo cual la producción es ahora de propiedad de Ecopetrol y ya no se requiere la compra de gas en Cusiana para respaldar la demanda, y 2) el incremento de la participación de Ecopetrol en el campo productor Don Pedro.

Por su parte, el volumen de productos importados se incrementó un 10,7%, debido principalmente a los mayores volúmenes de compras en el exterior de:

- Diluyente para el transporte de crudos pesados.
- Gasolina para compensar la menor producción de etanol en enero de 2011.

El volumen importado de diesel de bajo azufre disminuyó considerablemente después de la entrada en operación de la planta de hidrotreamiento de la Refinería de Barrancabermeja, el cual pasó de 39,2 KBPD en el primer trimestre de 2010 a 25,0 KBPD en el primer trimestre de 2011.

b. Ventas volumétricas de Ecopetrol

A continuación se presenta el detalle de volúmenes de venta:

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

| Volumen de venta local (kbped) | I trim. 11 | I trim. 10 | % |
|---------------------------------------|-------------------|-------------------|---------------|
| Crudo | 2,1 | 2,4 | (12,5%) |
| Gas Natural | 72,6 | 102,2 | (29,0%) |
| Gasolinas | 68,7 | 64,5 | 6,5% |
| Destilados Medios | 105,1 | 104,5 | 0,6% |
| GLP y propano | 17,0 | 17,0 | 0,0% |
| Combustoleo | 0,8 | 1,6 | (50,0%) |
| Industriales y Petroquímicos | 16,8 | 15,1 | 11,3% |
| Total venta local | 283,1 | 307,3 | (7,9%) |
| Volumen de Exportación (kbped) | I trim. 11 | I trim. 10 | % |
| Crudo | 385,8 | 274,3 | 40,6% |
| Productos | 51,4 | 42,1 | 22,1% |
| Gas Natural | 21,0 | 1,2 | 1.650,0% |
| Total venta de exportación | 458,2 | 317,6 | 44,3% |
| Volumen Zona Franca (kbped) | I trim. 11 | I trim. 10 | % |
| Crudo | 78,2 | 79,2 | (1,3%) |
| Productos | 2,5 | 1,9 | 31,6% |
| Gas Natural | 2,5 | 2,1 | 19,0% |
| Total Zona Franca | 83,2 | 83,2 | 0,0% |
| Total volumen vendido | 824,5 | 708,1 | 16,4% |

Mercado internacional (55,6% de las ventas en el primer trimestre de 2011):

El volumen exportado por Ecopetrol se incrementó un 44,3% en el primer trimestre del año frente al mismo periodo del año anterior, por los siguientes factores:

- Crudo:
 - El incremento en la capacidad de transporte por el sistema de Ocesa permitió alcanzar un nivel record de exportaciones de crudo Castilla Blend en el mes de marzo (355 KBD), de los cuales seis embarques fueron de un millón de barriles.
 - Se continuó exportando crudo Nare Blend desde Barranquilla y se iniciaron las exportaciones de crudo Rubiales (que previamente se exportaba como parte del crudo Castilla Blend). La actividad de fletamento internacional se incrementó en este trimestre alcanzando los 66 KBD.
- Productos: Incremento en el volumen de fuel oil exportado y en las operaciones de compraventa (trading) de combustibles para cumplir con los contratos de suministro con refinerías en Centroamérica.
- Gas natural: Incremento significativo en las exportaciones debido a la finalización de restricciones regulatorias que daban prioridad al abastecimiento del mercado nacional durante el Fenómeno del Niño en 2010.

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

| Exportaciones por destino - Crudos | | | Exportaciones por destino - Productos | | |
|---|------------------|------------------|--|------------------|------------------|
| Destino | I trim 11 | I trim 10 | Destino | I trim 11 | I trim 10 |
| Costa del Golfo EE.UU. | 50% | 55% | Costa del Golfo EE.UU. | 32% | 53% |
| Lejano oriente | 15% | 23% | Caribe | 32% | 14% |
| Caribe | 15% | 2% | Costa Atlántica EE.UU. | 29% | 9% |
| Costa Oeste EE.UU. | 11% | 8% | Sur América | 4% | 0% |
| Sur América | 3% | 5% | América Central | 3% | 0% |
| Europa | 3% | 0% | Lejano oriente | 0% | 16% |
| América Central | 2% | 5% | Europa | 0% | 8% |
| Canada | 1% | 0% | | | |
| Africa | 0% | 2% | | 100% | 100% |
| Costa Atlántica EE.UU. | 0% | 0% | | | |
| | 100% | 100% | | | |

Mercado local (44,4% de las ventas en el primer trimestre de 2011):

Durante el primer trimestre de 2011 el mercado local presentó las siguientes tendencias:

INFORMACIÓN DE PRENSA

1) Crecimiento en volúmenes de venta de los siguientes productos:

- Gasolinas: Incremento de 6,5% con respecto al mismo periodo de 2010 debido a la menor disponibilidad de etanol para mezclar con las gasolinas que se venden en el país.
- Industriales y petroquímicos: Importación de resinas plásticas y bases lubricantes, complementarias a las producidas por la refinería de Barrancabermeja, impactando positivamente las ventas en 11,3%.
- Destilados medios: Incremento de 0,6% frente al primer trimestre del año anterior por mayor demanda de Jet, originado en el incremento en las operaciones aéreas en el país.

2) Reducción de volúmenes de venta de crudo, combustóleo y gas natural debido a:

- El mal estado de las vías en algunas zonas del país y baja disponibilidad de carrotanques.
- Menores requerimientos de gas natural por parte del sector térmico frente al mismo periodo del año anterior, cuando el país atravesaba por el Fenómeno meteorológico de El Niño (212 GBTUD en el primer trimestre de 2011 comparado con 488 GBTUD en el primer trimestre de 2010).

c. Comportamiento de los precios de crudos y productos

| Precios | I trim 2011 | I trim 2010 | % |
|---|-------------|-------------|-------|
| WTI (Promedio Periodo) (US\$/Bl) | 94,2 | 78,8 | 19,5% |
| Canasta de Exportación de Crudos (US\$/Bl)* | 90,0 | 72,7 | 23,8% |
| Canasta de Exportación de Productos (US\$/Bl) | 89,3 | 69,4 | 28,7% |
| Canasta Gas Natural (US\$/MBTU) | 4,2 | 3,2 | 31,3% |

* Incluye las exportaciones realizadas a zonas francas

El primer trimestre de este año fue marcado por un importante aumento en los precios internacionales del crudo (US\$ 15,4 adicionales por barril frente al primer trimestre de 2010), atribuible principalmente a la situación geopolítica en Oriente Medio y el Norte de Africa.

El **precio de la canasta de exportación de crudos** en el primer trimestre fue un 23,8% superior al mismo periodo del año anterior debido a: 1) el incremento de los precios internacionales del petróleo, 2) las mayores exportaciones de crudo Caño Limón el cual tiene un precio muy favorable en el mercado internacional y, 3) la indexación creciente de las exportaciones al marcador Brent, lo cual permitió obtener mejores precios.

La **canasta de exportación de productos** se vio favorecida a su vez por los altos precios del fuel oil y de los productos destilados.

El aumento en el **precio del gas natural** exportado se explica por el aumento del precio regulado del campo Guajira en aproximadamente 20% (US\$ 0,7/MBTU).

d. Resultados financieros

Estado de Resultados No Consolidado

| (Millardos de COL\$) | I trim. 11 * | I trim. 10 * | % |
|-----------------------------------|-----------------|----------------|--------------|
| Ventas locales | 4.089,5 | 3.382,8 | 20,9% |
| Ventas de exportación | 7.959,8 | 5.040,2 | 57,9% |
| Ventas de servicios | 349,9 | 318,6 | 9,8% |
| Ventas Totales | 12.399,2 | 8.741,6 | 41,8% |
| Costos Variables | 4.811,7 | 3.837,5 | 25,4% |
| Costos Fijos | 1.283,7 | 1.213,3 | 5,8% |
| Costo de Ventas | 6.095,4 | 5.050,8 | 20,7% |
| Utilidad Bruta | 6.303,8 | 3.690,8 | 70,8% |
| Gastos Operativos | 927,1 | 492,6 | 88,2% |
| Utilidad Operacional | 5.376,7 | 3.198,2 | 68,1% |
| Utilidad (pérdida) No Operacional | (284,5) | (325,3) | (12,5%) |
| Provisión impuesto de renta | (1.687,6) | (776,3) | 117,4% |
| Utilidad Neta | 3.404,6 | 2.096,6 | 62,4% |
| Utilidad por acción (COP\$) | \$ 84,12 | \$ 51,80 | 62,4% |
| EBITDA | 6.489,3 | 4.106,5 | 58,0% |
| Margen EBITDA | 52% | 47% | |

* No auditado

El comportamiento de los **ingresos operacionales** del primer trimestre de 2011 frente al mismo periodo de 2010, los cuales en agregado presentaron un incremento de 41,8%, se explica principalmente por: 1) aumento en los precios de referencia internacional durante 2011, que incrementó en 23,8% los precios de los crudos exportados y en 28,7% los de los productos exportados; 2) incremento de 44,3% en los volúmenes exportados (sin incluir ventas en Zonas Francas); 3) caída de 7,9% en los volúmenes de ventas nacionales, principalmente de gas natural; y 4) efecto adverso de la revaluación del 3,6% del peso colombiano frente al dólar, presentada entre los dos trimestres.

El **costo de ventas** en el primer trimestre de 2011 presentó un incremento neto del 20,7% frente al mismo trimestre de 2010. Esta variación obedeció principalmente al aumento neto del 25,4% en los **costos variables**, explicado por: 1) mayor volumen de crudo comprado a la ANH (1.243 KBLS) frente al mismo trimestre de 2010; 2) aumento de volúmenes y precios de referencia en las importaciones de los siguientes productos: naftas diluyentes para el transporte de crudo pesado (1.435 KBLS), turbocombustible (134 KBLS) y gasolinas (290 KBLS), compensado con disminución de las importaciones de diesel de bajo azufre (1.227 KBLS) respecto al mismo trimestre de 2010; 3) el incremento en el servicio de transporte de hidrocarburos por mayores volúmenes; y 4) un mayor valor de las amortizaciones de inversiones en áreas petrolíferas, producto de las nuevas capitalizaciones y mayores producciones en el primer trimestre de 2011.

INFORMACIÓN DE PRENSA

Por otra parte, la variación de los **inventarios finales** de crudo y productos al cierre del primer trimestre de 2011 tuvo un efecto favorable, ya que parte de los costos incurridos quedaron capitalizados en el inventario, por un valor de COL\$127 millardos.

El incremento de 5,8% en los **costos fijos** está explicado por la mayor actividad operacional, principalmente en: 1) actividades de mantenimiento en los sistemas de transporte por COL\$60 millardos, y 2) aumento en depreciaciones por nuevas capitalizaciones correspondientes al primer trimestre de 2011 por COL\$78 millardos.

En el primer trimestre de 2011, los **gastos operacionales** tuvieron un incremento del 88,2% frente al mismo trimestre de 2010. Esta variación se debió especialmente a los gastos de exploración y proyectos por estudios de sísmica, exploraciones no exitosas e inversiones en nuevos bloques exploratorios.

Con estos resultados, el **margen operacional** del primer trimestre de 2011 se situó en el 43%, frente a 37% del mismo periodo en 2010.

El resultado **no operativo** arrojó una pérdida neta de COL\$284,5 millardos en el primer trimestre de 2011, principalmente por:

- Gastos por impuesto al patrimonio y sobretasa al mismo: COL\$474 millardos (todo causado en el primer trimestre de 2011)
- Gastos de jubilados: COL\$133 millardos
- Provisiones (litigios, tutelas y otros): COL\$49 millardos
- Pérdida neta por diferencia en cambio por el efecto de la revaluación del peso en el portafolio financiero y el efectivo denominados en dólares: COL\$97 millardos

La pérdida no operativa en el trimestre fue inferior a los COL\$325,3 millardos registrados en el primer trimestre de 2010, principalmente por los resultados en sociedades vinculadas, reconocidos por el método de participación por COL\$337 millardos (principalmente por las utilidades de Hocol por COL\$186 millardos y de Equión por COL\$108 millardos). Adicionalmente se obtuvo una recuperación de obligaciones pensionales de la asociación entre Ecopetrol y Occidental por COL\$105 millardos, por el cambio en el contrato de operación del Oleoducto Caño Limón-Coveñas.

El crecimiento de 117,4% de la **provisión del impuesto de renta** se explica por: 1) el aumento de 62,4% en la utilidad antes de impuestos, y 2) la eliminación de la deducción especial del 30% por inversiones en activos fijos reales productivos (Reforma Tributaria, Ley 1430 de 2010).

Los sólidos resultados operativos generados por los mejores precios y la mayor producción, permitieron que la **utilidad neta** de Ecopetrol se incrementara en 62,4% en el primer trimestre de 2011 comparada con el mismo trimestre de 2010, alcanzando los COL\$3,4 billones (equivalente a COL\$84,12 por acción). El **margen neto** fue de 27%, frente a un 24% en el primer trimestre de 2010. El **margen Ebitda** se incrementó, pasando de 47% en el primer trimestre de 2010, a 52% en el primer trimestre de 2011.

INFORMACIÓN DE PRENSA
e. Posición de caja

| Col\$ millardos * | I. Trim 2011 | IV. Trim 2010 | I. Trim 2010 |
|---|--------------|---------------|--------------|
| Caja inicial | 5,479.4 | 6,798.5 | 4,840.3 |
| Caja generada por la operación (+) | 11,124.6 | 9,396.6 | 8,246.0 |
| Caja consumida en la operación (-) | (5,933.4) | (7,665.6) | (5,473.0) |
| Capex diferente de adquisiciones (-) | (1,557.0) | (3,428.0) | (1,077.0) |
| Adquisiciones (-) | (768.9) | - | - |
| Pago de dividendos (-) | - | (1,214.2) | - |
| Contratación de deuda (+) | - | 1,000.0 | - |
| Otros ingresos (+/-) | 179.0 | 466.1 | 379.0 |
| Diferencia en cambio (+) | (20.0) | 252.7 | (247.3) |
| Caja final | 8,504.2 | 5,606.1 | 6,668.0 |

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

A 31 de marzo de 2011 el portafolio de excedentes de liquidez de Ecopetrol ascendió a COL\$8,5 billones equivalentes (en pesos colombianos y en dólares de los EE.UU), la mayor parte de los mismos denominados en dólares. La posición neta activa en dólares a 31 de marzo de 2011 fue US\$1.463 millones.

f. Resultados por segmentos de Ecopetrol S.A
Millardos de COP\$

| | E&P | | Refinación | | Transporte | | Suministro y Mercadeo | |
|---------------------------|-----------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|-----------------------|-----------|
| | I trim-11 | I trim-10 | I trim-11 | I trim-10 | I trim-11 | I trim-10 | I trim-11 | I trim-10 |
| Ventas Locales | 3.353,2 | 2.418,0 | 3.829,2 | 3.077,0 | 889,7 | 720,6 | 269,3 | 262,7 |
| Exportaciones | 4.695,5 | 2.765,5 | 773,1 | 532,7 | - | - | 2.491,2 | 1.742,0 |
| Ventas Totales | 8.048,7 | 5.183,5 | 4.602,3 | 3.609,7 | 889,7 | 720,6 | 2.760,5 | 2.004,7 |
| Utilidad Operativa | 4.751,8 | 2.861,6 | 201,2 | (60,3) | 231,2 | 226,4 | 192,6 | 170,5 |
| Margen operativo | 59,0% | 55,2% | 4,4% | -1,7% | 26,0% | 31,4% | 7,0% | 8,5% |
| Utilidad Neta | 3.234,8 | 1.896,4 | (47,8) | (140,8) | 110,3 | 219,8 | 107,4 | 121,3 |
| Margen Neto | 40,2% | 36,6% | -1,0% | -3,9% | 12,4% | 30,5% | 3,9% | 6,1% |
| EBITDA | 5.671,0 | 3.615,7 | 315,5 | 20,1 | 307,7 | 300,1 | 194,2 | 170,5 |
| Margen Ebitda | 70,5% | 69,8% | 6,9% | 0,6% | 34,6% | 41,6% | 7,0% | 8,5% |

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

Exploración y Producción:

El segmento de Exploración y Producción presentó una utilidad neta de COL\$3,2 billones en el primer trimestre de 2011. Este resultado se explica por los mayores volúmenes producidos y mejores precios de la canasta de crudos que alcanzaron un diferencial de US\$-4,2/bl frente a WTI.

INFORMACIÓN DE PRENSA

En el primer trimestre, este segmento aportó COL\$5,7 billones al Ebitda de la empresa, con un margen Ebitda de 70,5%. El resultado no operacional se vio negativamente afectado por el impuesto al patrimonio por COL\$286,3 millardos.

Refinación y petroquímica:

En el primer trimestre este segmento generó una pérdida neta de COL\$47,8 millardos (COL\$93 millardos menor que en 2010) y Ebitda de COL\$315,5 millardos. Este resultado obedeció a: 1) la fortaleza de los diferenciales de precio entre crudo y productos tanto de venta local como de exportación (US\$11,2/bl), 2) la operación estable de la planta de hidrotreatmento que permitió reducir las importaciones de diesel de muy bajo azufre, y 3) la continua implementación de iniciativas dirigidas a optimizar costos y procesos operativos. El margen Ebitda fue de 6,9%, frente a un margen para el mismo período del año anterior de 0,6%. Los resultados no operacionales generaron un impacto negativo producto del impuesto al patrimonio por COL\$117,7 millardos que disminuyeron la utilidad neta.

Transporte:

El segmento de Transporte presentó una utilidad neta en el primer trimestre de COL\$110,3 millardos, debido a los mayores volúmenes de crudo y productos transportados por oleoductos y poliductos frente al año anterior. Se presentó una mayor ejecución de costos fijos, principalmente por mantenimiento requerido de adecuaciones para el transporte de crudos pesados y una mayor capitalización de los proyectos en ejecución que permitirán ampliar la operación de transporte. El margen Ebitda del segmento fue de 34,6%.

Suministro y Mercadeo:

Para el primer trimestre de 2011 el segmento generó una utilidad neta de COL\$107,4 millardos, comparada con COL\$121,3 millardos en el mismo trimestre de 2010. Los resultados del trimestre se explican principalmente por: 1) los mayores volúmenes exportados y 2) precios más favorables en las negociaciones de los contratos de compra de crudo durante el trimestre, contrarrestados por 3) menores márgenes en la comercialización de productos refinados y 4) el impacto de la revaluación por venta de crudo y gas. El margen Ebitda del trimestre alcanzó 7%, mientras que para el mismo periodo del año anterior fue de 8,5%.

g. Balance general

Balance General No Consolidado

| Millardos de COL\$ | Marzo 31 de 2011 | Diciembre 31 de 2010 | % |
|-----------------------------|------------------|----------------------|--------|
| Activos corrientes | 13.856,1 | 9.497,2 | 45,9% |
| Activos no corrientes | 59.371,1 | 55.628,8 | 6,7% |
| Total Activos | 73.227,2 | 65.126,0 | 12,4% |
| Pasivos corrientes | 20.017,9 | 9.288,6 | 115,5% |
| Pasivos no corrientes | 14.195,3 | 14.309,5 | (0,8%) |
| Total Pasivos | 34.213,2 | 23.598,1 | 45,0% |
| Patrimonio | 39.014,0 | 41.527,9 | (6,1%) |
| Total Pasivo y Patrimonio | 73.227,2 | 65.126,0 | 12,4% |
| Cuentas de orden deudoras | 116.880 | 116.789 | |
| Cuentas de orden acreedoras | 91.333 | 92.601 | |

A marzo 31 de 2011 los **activos** totales de Ecopetrol S.A. ascendieron a COL\$73,2 billones, con un incremento del 12,4% con respecto al cierre de 2010.

El incremento en los activos se explica por: 1) aumento del portafolio de inversiones, originado por mayor disponibilidad de excedentes derivados de las ventas de productos y crudos; 2) incremento en cuentas por cobrar por préstamo de COL\$ 605 millardos a Reficar S.A. en virtud del compromiso de crédito con esta filial en 2010 por un monto de hasta mil millones de dólares para el desarrollo del Proyecto de Ampliación y Modernización de la Refinería de Cartagena; 3) reconocimiento en cargos diferidos del impuesto y sobretasa al patrimonio para los años 2012 al 2014 por COL\$1.5 billones y; 4) incremento en activos no corrientes por la adquisición de BP Colombia (ahora Equión Energía Limited) donde Ecopetrol S.A. tiene una participación del 51% de la nueva sociedad y Talisman Colombia Holdco Limited el restante 49%.

El **pasivo** ascendió a COL\$34,2 billones, equivalente al 46,7% del total de activos. Las principales variaciones se presentaron en los pasivos corrientes debido a: 1) reconocimiento de la obligación para el pago de dividendos por COL\$5,9 billones; 2) pasivo por impuesto al patrimonio y sobretasa por pagar por COL\$1,9 billones y, 3) incremento de COL\$1,5 billones en la provisión del impuesto de renta.

El **patrimonio** alcanzó los COL\$39 billones a marzo de 2011 frente a COL\$41,5 billones al cierre del 2010. Esta variación obedece a la distribución del 70,3% de las utilidades de 2010 por valor de Col\$ 5,9 billones y las utilidades generadas en el primer trimestre de 2011 por COL\$3,4 billones.

II. Aspectos del negocio

a. Exploración

Firma de contratos e incremento de participaciones en bloques:

Como resultado de la participación en la Ronda 2010 organizada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en el primer trimestre de 2011 Ecopetrol S.A. firmó ocho contratos exploratorios, de los cuales siete son operados directamente por la empresa. Estos bloques se ubican principalmente en la región de los Llanos Orientales y en el offshore (costa pacífica). El total de área exploratoria de dichos bloques asciende a 720 mil hectáreas.

Hocol S.A., filial de Ecopetrol, suscribió a su vez cinco contratos exploratorios con la ANH ubicados en los Llanos Orientales y en el valle del Magdalena, también como resultado de su participación en la Ronda 2010. El área exploratoria asciende a 604 mil hectáreas.

Adicionalmente, Ecopetrol firmó con Shell la cesión de intereses del bloque Caño Sur, donde ahora Ecopetrol ostenta el 100% de la propiedad.

Exploración en Colombia:

El 7 de febrero de 2011 Ecopetrol anunció la presencia de hidrocarburos en el pozo Tinkhana-1 ubicado en el departamento del Putumayo, el cual se encontraba en evaluación al cierre de 2010.

Durante el primer trimestre se perforaron un total de 4 pozos exploratorios A3, la totalidad de ellos operados por Ecopetrol. Al cierre del trimestre, se encontraban en evaluación los pozos Rumbero-1, en el valle medio del Magdalena y Nunda, en el departamento del Huila. El 25 de abril de 2011 se confirmó la presencia de hidrocarburos en éste último pozo que ahora se encuentra en etapa de pruebas. Por otro lado, se perforaron un total de 3 pozos estratigráficos, con presencia de hidrocarburos en uno de ellos (Jaspe-3 en los Llanos Orientales).

Perforación local 1er Trim 2011

| Tipo de pozo | Total pozos | Presencia de hidrocarburos | En evaluación | Secos |
|-----------------|-------------|----------------------------|---------------|-------|
| A-3 | 4 | 0* | 2 | 2 |
| Estratigráficos | 3 | 1 | 0 | 2 |

* Se reportó presencia de hidrocarburos en el pozo Nunda el 25 de abril de 2011

Al cierre del primer trimestre de 2011, Ecopetrol participaba en la perforación del pozo Rio Zulia West 4 ST-1 operado por TPIC (Turkish Petroleum International Company).

Durante el trimestre, la compañía filial Hocol perforó dos pozos estratigráficos, evidenciando presencia de hidrocarburos en uno de ellos en la cuenca de los Llanos Orientales (Estratigráfico # 2 CP017).

Exploración internacional:

De las compañías del grupo empresarial, Savia Perú perforó un total de 3 pozos exploratorios A3, de los cuales el pozo ST1-2CD en aguas someras de la costa peruana evidenció la presencia de hidrocarburos y se encuentra en etapa de pruebas. Los dos pozos restantes el LO18-5XD y SC1-1X están en etapa de evaluación.

De otro lado, Anadarko finalizó la perforación del pozo Itauna en el bloque BM-C-29 en el cual Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil tiene una participación del 50%. La ANP (Agencia Nacional de Petróleo de Brasil) aprobó un plan de evaluación de cuatro años.

Perforación Internacional
1er Trim 2011

| Compañía | Cantidad | Presencia de hidrocarburos | En evaluación | Secos |
|------------|----------|----------------------------|---------------|-------|
| Savia Perú | 3 | 1 | 2 | 0 |

b. Producción
Producción Grupo Empresarial:

El grupo empresarial alcanzó una producción de 686,2 KBPED en el primer trimestre de 2011, lo cual representó un crecimiento del 17,1% frente a la producción del grupo en el mismo periodo de 2010.

En el primer trimestre de 2011, la producción directa de Ecopetrol representó el 92,3% de la producción del grupo, Hocol el 4,6%, Equión el 1,7%, Savia el 1,1% y Ecopetrol América el 0,3%. La producción de las filiales en su conjunto presentó un incremento del 50,1% con respecto al año anterior (incluyendo la participación en la producción de Equión que fue incorporada al Grupo Empresarial de Ecopetrol el 24 de enero de 2011).

INFORMACIÓN DE PRENSA
PRODUCCIÓN BRUTA GRUPO EMPRESARIAL

| Ecopetrol S.A. (kbped) | I trim. 11 | I. trim 10 | % |
|------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Crudo | 537.0 | 452.0 | 18.8% |
| Gas natural | 97.1 | 99.3 | -2.2% |
| Total | 634.1 | 551.3 | 15.0% |

| Hocol (kbped) | I trim. 11 | I. trim 10 | |
|---------------|-------------|-------------|--------------|
| Crudo | 30.5 | 23.9 | 27.6% |
| Natural Gas | 0.8 | 1.6 | -50.0% |
| Total | 31.3 | 25.5 | 22.7% |

| Savia (kbped) | I trim. 11 | I. trim 10 | |
|---------------|------------|------------|-------------|
| Crudo | 6.2 | 6.3 | -1.6% |
| Natural Gas | 1.1 | 1.0 | 10.0% |
| Total | 7.3 | 7.3 | 0.0% |

| Equion (kbped) | I trim. 11 | I. trim 10 | |
|----------------|-------------|------------|--|
| Crudo | 6.4 | - | |
| Natural Gas | 5.1 | - | |
| Total | 11.5 | - | |

| Ecopetrol America - K2 (kbped) | I trim. 11 | I. trim 10 | |
|--------------------------------|------------|------------|-------------|
| Crudo | 1.8 | 1.7 | 5.9% |
| Natural Gas | 0.2 | 0.2 | 0.0% |
| Total | 2.0 | 1.9 | 5.3% |

| | | | |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Total Grupo Empresarial | 686.2 | 586.0 | 17.1% |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|

Producción Ecopetrol S.A.:

La producción bruta equivalente de crudo y gas de Ecopetrol S.A. se incrementó en un 15,0% al pasar de 551,3 KBPED en el primer trimestre de 2010 a 634,1 KBPED en el primer trimestre de 2011, con una proporción de crudo del 84,5%. La producción se vio marginalmente afectada por: 1) retrasos en la entrada en operación de la ampliación del oleoducto de Orensa y 2) el impacto de la ola invernal que ha afectado la producción en algunos campos. La empresa ha tomado las medidas para subsanar esas situaciones puntuales.

PRODUCCIÓN CRUDO - Por tipo de crudo

| | I trim 11 | I trim 10 | % |
|----------------|--------------|--------------|--------------|
| Liviano | 60,1 | 41,9 | 43,4% |
| Medio | 231,4 | 220,4 | 5,0% |
| Pesado | 245,6 | 189,7 | 29,5% |
| Total | 537,1 | 452,0 | 18,8% |

* No incluye filiales

Durante el primer trimestre del 2011 la producción de crudos pesados representó 45,7% de la producción de crudo comparado con el 41,9% del mismo periodo de 2010. Los activos de Castilla y Chichimene alcanzaron una producción promedio en el trimestre de 106,2 KBPD y 20,8 KBPD

INFORMACIÓN DE PRENSA

respectivamente. En la operación asociada los activos Rubiales y Quifa aportaron 97,8 KBPD de producción bruta correspondientes a la participación de Ecopetrol.

La producción de gas decreció 2,2% frente al primer trimestre de 2010. Durante 2011 se incorporarán volúmenes de gas disponible para comercialización con las plantas de gas de Gibraltar (36 MMPCD) y Cupiagua (140 MMPCD), las cuales podrán despachar estos volúmenes durante del primer y segundo semestre del 2011 respectivamente.

Durante el primer trimestre se perforaron 271 pozos de desarrollo, de los cuales el 31% corresponde a la actividad directa. El incremento en actividad fue del 102% frente al primer trimestre del año 2010. En la operación directa la actividad de perforación se incrementó en un 236% frente a la actividad del primer trimestre del 2010, con un aumento de 59 pozos.

| Región | 2011 | | | 2010 | | | 2011-2010 |
|---------------------|----------------|-----------------|------------|----------------|-----------------|------------|-------------|
| | Pozos directos | Pozos asociados | Total | Pozos directos | Pozos asociados | Total | % |
| Magdalena | 33 | 100 | 133 | 13 | 54 | 67 | 98,5% |
| Central | 48 | 63 | 111 | 9 | 41 | 50 | 122,0% |
| Nororiental | 1 | 3 | 4 | - | 1 | 1 | 300,0% |
| Catatumbo Orinoquia | 1 | 13 | 14 | - | 1 | 1 | 1.300,0% |
| Sur | 1 | 8 | 9 | 3 | 12 | 15 | (40,0%) |
| Total | 84 | 187 | 271 | 25 | 109 | 134 | 102% |

Costos de levantamiento Ecopetrol S.A.:

El costo de levantamiento en el primer trimestre de 2011 (bajo metodología SEC, la cual excluye el volumen de producción de regalías para el cálculo de costos por barril) fue de US\$7,41 por barril, comparado con US\$7,68 por barril en el mismo trimestre de 2010, lo que representa una disminución de US\$0,27 por barril, debida al efecto neto de: 1) mayor volumen de producción (-US\$1,10 por barril); 2) impacto de la revaluación del peso colombiano frente al dólar al re-expresar el costo denominado en pesos a dólares (+US\$0,27 por barril); y 3) mayores costos de mantenimiento, compra de combustibles y servicios contratados (+US\$0,56 por barril).

c. Refinación

Refinería de Barrancabermeja:

Carga refinería*

| Kbdc | I trim. 11 | I trim. 10 | % |
|-----------------|------------|------------|------|
| Barrancabermeja | 229,5 | 218,0 | 5,3% |

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

La carga de crudo de la refinería aumentó un 5,3% en el primer trimestre de 2011 frente al mismo periodo del año anterior con el objetivo de maximizar la producción de diesel en la planta de hidrotreamiento. Este mismo efecto permitió que el factor de utilización llegara a 82,7% en el primer trimestre de 2011, mayor que en el mismo periodo del año anterior cuando fue del 80,5%.

El proyecto de modernización de la Refinería de Barrancabermeja registró un avance del 98% en la ingeniería básica extendida. Otros hitos del trimestre fueron: 1) la radicación del plan de manejo ambiental ante el Ministerio del Medio Ambiente, 2) la aprobación del Convenio con FUNDESMAG para la realización de las actividades de reubicación de fauna, el aprovechamiento forestal, compensación forestal y mantenimiento, y 3) la definición del plan de contratación para la interconexión eléctrica. Adicionalmente, el Plan Maestro de Servicios Industriales de la refinería registró un avance del 34%, principalmente relacionado con adecuaciones civiles.

Costos y márgenes de la refinería de Barrancabermeja:

El costo de caja por barril de refinación fue de US\$4,91 en el primer trimestre 2011, US\$0,59 menos que en el mismo periodo de 2010 como efecto neto de: 1) iniciativas de optimización de costos en energía (US\$-0,51 por barril) 2) la mayor carga (US\$-0,26 por barril), y 3) el efecto de la revaluación del peso frente al dólar (+US\$0,18 por barril).

El margen bruto de la refinería de Barrancabermeja (Precio promedio de venta menos precio promedio de compra) acumulado a marzo de 2011 fue de US\$ 12,55 por barril vendido, que frente a los US\$ 6,51 alcanzados durante el mismo periodo de 2010 representa un crecimiento de 92,8%. Este crecimiento se explica por el aumento en el diferencial de productos frente al WTI de US\$ 6,95 por barril, en tanto que el diferencial de la materia prima aumentó apenas US\$0,91 por barril.

Reficar S.A. (Refinería de Cartagena):

Carga refinería*

| Kbdc | I trim. 11 | I trim. 10 | % |
|-------------|-------------------|-------------------|----------|
| Cartagena | 78,2 | 78,9 | (0,9%) |

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

La carga de crudo de la refinería se redujo un 0,9% en el primer trimestre de 2011 frente al mismo periodo del año anterior. El factor de utilización fue de 83,7% en el primer trimestre de 2011, menor que en el mismo periodo del año anterior cuando dicho indicador fue del 85,4%, principalmente por un paro no programado de diez horas ocasionado por una falla eléctrica.

A 31 de marzo de 2011 se avanzó en el proyecto de expansión un 24,1%. A esa fecha se habían finalizado los trabajos de construcción tempranos y la construcción del muelle *Roll-on Roll-off* (Ro-Ro).

d. Transporte

Volúmenes transportados:

En el primer trimestre del año 2011 se transportaron en promedio 1.204,1 KBPD (278,5 KBPD de productos refinados y 925,6 KBPD de crudos). Se logró un incremento de 131,2 KBPD (12%) frente al volumen promedio día transportado en el primer trimestre del año 2010 (1.072,9 KBPD, 267,2 KBPD de productos y 805,7 KBPD de crudo), representado principalmente por el incremento en el transporte de crudos.

El mayor volumen transportado en el primer trimestre de 2011, en comparación con el mismo período en el 2010 obedeció principalmente a:

Crudos:

1. Incremento en la capacidad de transporte de los oleoductos:
 - Apiay – Porvenir (185 KBPD en el primer trimestre de 2011 vs. 162 KBPD en el primer trimestre de 2010) y Rubiales – Monterrey (189 KBPD en el primer trimestre de 2011 vs. 126 KBPD en el primer trimestre de 2010), por instalación de unidades de bombeo y mayor capacidad de evacuación aguas abajo.
 - Galán – Ayacucho de 18 pulgadas (59 KBPD en el primer trimestre de 2011 vs. 41 KBPD en el primer trimestre de 2010) por reposición de 18 km de tubería y la ejecución de una variante de 2 km en la ciénaga San Silvestre.
2. Incremento de la capacidad de inyección de crudo mezcla en Ayacucho y la reversión de la línea Ayacucho – Refinería de Barrancabermeja de 14 pulgadas, liberando cupo en la refinería para el recibo de crudo Castilla desde Vasconia, lo cual se evidencia en los mayores volúmenes transportados por la línea Vasconia – Refinería de Barrancabermeja de 20 pulgadas (139,8 KBPD en el primer trimestre de 2011 vs. 79,8 KBPD en el primer trimestre de 2010).
3. Aumento de la inyección de crudos pesados segregados en el Oleoducto Caño Limón Coveñas (113,3 KBPD en 2011 vs. 89,4 KBPD en 2010), desde la Estación Ayacucho, lo cual permitió el uso de parte de la capacidad disponible de este sistema.

Productos:

Optimización de la operación, mediante inyección del Agente Reductor de Fricción (DRA), de las líneas Galán - Salgar de 12 pulgadas y 16 pulgadas, para cumplir con los mayores requerimientos de nafta como diluyente para el transporte de crudos pesados.

Ampliación de infraestructura de transporte:

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

Oleoductos:

- Caño Limón – Coveñas: Suscripción de un acuerdo con Occidental para asumir el control del oleoducto y disponer de la capacidad excedente de éste para la evacuación de mayores cantidades de crudo de los Llanos Orientales.
- Orensa:
 - Incremento en la capacidad de transporte en el sistema Porvenir-Vasconia-Coveñas en 100 KBPD, con la repotenciación de los sistemas de bombeo de las estaciones Porvenir, Miraflores, La Belleza y la construcción de las estaciones de rebombeo en Vasconia y Caucasia.
 - Construcción y puesta en operación de la conexión de la línea de entrada de Orensa en Vasconia a la succión de las bombas principales del sistema Vasconia - Galán asegurando el incremento en la capacidad de bombeo de dicho sistema.

INFORMACIÓN DE PRENSA

- Lanzamiento del Open Season de la capacidad en firme del oleoducto con contratos en la modalidad de pago inicial o en la de pague lo contratado (*take or pay*).
- Oleoducto de los Llanos, ODL: Puesta en operación del ramal El Viento – Cusiana.
- Castilla (Castilla y Chichimene) – Apiay: Se incrementó la capacidad de bombeo en el sistema en 75 KBPD (105 a 180 KBPD). Así mismo se aumentó la confiabilidad del sistema con la puesta en operación de una unidad eléctrica en Castilla con una capacidad aproximada de 18 KBPD.
- Monterrey – El Porvenir: Incremento en la capacidad de transporte en el sistema de 85 a 140 KBPD, con la habilitación de la línea de 12 pulgadas Monterrey-Porvenir con uso exclusivo para el descargadero en Monterrey.

Puertos:

- Terminal Coveñas: Se incrementó la capacidad de exportación a 770 KBPD con el cambio y puesta en operación de las monoboyas TLU1 y TLU3 y optimización del sistema de bombeo.
- Terminal de Tumaco: Finalización del reemplazo del Pipeline End Manifold –PLEM- (Parte final del tubo submarino para conectar con las boyas).
- Muelle Marítimo de GLP en Cartagena: Ampliación de la capacidad para atender buques de hasta 12.000 DWT (tonelaje de peso muerto) o el equivalente de aprox. 120 Kbls de GLP/Butano.
- Terminal Pozos Colorados: Entró en operación el nuevo PLEM para mejorar la confiabilidad de la operación de descargue de buques y permitir la utilización de la segunda línea submarina.

Almacenamiento:

- Rehabilitación de capacidad de almacenamiento en las plantas Sebastopol (80 Kbls) y Apiay (50 Kbls).

Descargaderos:

- Entrada en operación de los descargaderos de Ayacucho y Banadía con capacidades de descargue de 20KBPD y 40KBPD respectivamente.
- Aumento en la capacidad del descargadero de Araguañey en 5 KBPD.

Costos de Transporte:

El indicador de costo por barril/Kilómetro transportado a través de los oleoductos y poliductos de Ecopetrol fue de COP\$7,25/BKM en 2011 (equivalentes a COL\$2.331 por barril), lo que representa una reducción de COP\$ 0,61/BKM frente al año anterior debido al mayor volumen transportado en el año (COP\$ -0,58/BKM) y al efecto neto de los mayores costos en mantenimiento, materiales de proceso, combustibles y lubricantes para el transporte de los crudos pesados y los menores costos por optimización de consumos energéticos (COP\$ -0,03/BKM).

INFORMACIÓN DE PRENSA*Oleoducto Bicentenario:*

Al cierre del trimestre se concluyeron las siguientes actividades:

- Nuevas contrataciones para el transporte terrestre de la tubería. Llegada de 122 Km de tubería de 42 pulgadas a puerto Colombiano y transporte de 42 Km a sitio de acopio en Yopal.
- Entrada en operación del descargadero de Banadía (mencionado en la sección de ampliación de infraestructura).

Ajuste Estructura Organizacional:

A partir del primero de abril la Vicepresidencia de Transporte cambió su nombre a Vicepresidencia de Transporte y Logística y funcionalmente dejó de hacer parte de la Vicepresidencia Ejecutiva del Downstream para depender directamente de la Presidencia.

Los objetivos que busca alcanzar la Vicepresidencia con este ajuste incluyen: 1) lograr un mayor enfoque de las áreas hacia el cliente y mayores sinergias con otras compañías del sector, 2) fortalecer la planeación, 3) asegurar el liderazgo regional en las zonas de influencia y 4) generar una integración efectiva entre la operación y el mantenimiento.

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

Las ventas de Ecodiesel ascendieron a COL\$ 70,6 millardos en el primer trimestre de 2011. Ecopetrol amplió su capacidad de almacenamiento de biodiesel en 2,782 toneladas (20.000 barriles) en la refinería de Barrancabermeja para mejorar la operación de suministro desde Ecodiesel.

Bioenergy S.A.:

Al 31 de marzo de 2011 se alcanzó un avance del proyecto de 24,08% (8,56% componente industrial y 47,06% componente agrícola). Se recibió un desembolso de COL\$6 millardos de una entidad financiera para financiar la compra de tierras y el plan de inversiones de 2011. Bioenergy cerró el trimestre con 1.180 hectáreas de caña de azúcar sembradas.

f. Plan de inversiones

Inversiones (USD millones)

| Segmento | Inversión I.trim 2011 | Inversión I.trim 2010 | % |
|---------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------|
| Producción | 628.9 | 447.0 | 41% |
| Adquisiciones | 429.0 | - | 100% |
| Aportes subordinadas | 321.5 | 33.7 | 854% |
| Nuevos negocios | 242.0 | 32.0 | 656% |
| Transporte | 117.8 | 133.9 | -12% |
| Refinación y Petroquímica | 75.4 | 89.4 | -16% |
| Exploración | 56.7 | 56.9 | 0% |
| Corporativo | 12.0 | 10.9 | 10% |
| Suministro y mercadeo | 0.1 | 0.7 | -86% |
| Total | 1,883.4 | 804.5 | 134% |

En el primer trimestre de 2011 Ecopetrol realizó inversiones por US\$1.883,4 millones, lo cual representa un incremento del 134% frente a las inversiones realizadas en el primer trimestre de 2010.

Del total invertido en el primer trimestre del año, 33% se destinó al segmento de producción (US\$628,9 millones), el 23% adquisiciones (US\$429 millones), 17% a compañías filiales (US\$321,5 millones), 13% a nuevos negocios (US\$242,0 millones), 6% a transporte (US\$117,8 millones), 4% a refinación y petroquímica (US\$75,4 millones), 3% a exploración (US\$56,7 millones) y 1% al segmento corporativo y a suministro y mercadeo (US\$12,1 millones).

En los rubros de adquisiciones y nuevos negocios se invirtieron US\$671 millones los cuales incluyen entre otros: 1) pago de los earn outs acordados en las compras de Hocol y OIG; 2) pago del saldo final de Equión; 3) compra de la participación en el bloque Caño Sur; y 4) compra de los derechos sobre el oleoducto Caño Limón – Coveñas.

g. Calificación de riesgo

Standard & Poor´s aumentó la calificación corporativa de crédito de Ecopetrol y la de su deuda de BB+ a BBB- con perspectiva ("outlook") estable. Con esta nueva calificación la compañía obtuvo el grado de inversión, en línea con la nueva calificación de la República de Colombia, lo cual se suma a la calificación Baa2 de grado de inversión que tiene asignada a la empresa la firma Moodys Investors Services.

III. Responsabilidad social empresarial (RSE)

a. Grupos de interés y reconocimientos

Durante el primer trimestre del 2011 se desarrollaron diferentes actividades encaminadas a fortalecer las relaciones con cada uno de los grupos de interés, dentro de las cuales se destacan: 1) realización de la Asamblea General de Accionistas con la participación de más de 8.500 accionistas, 2) entrega del reporte de sostenibilidad de acuerdo con el estándar GRI-3, 3) elaboración de informes nacionales y regionales de monitoreo de grupos de interés y, 4) aprobación de la participación en la Guía Colombia para la protección de los derechos humanos.

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

En el primer trimestre del 2011 se reportaron 54 accidentes, lo que corresponde a un índice de frecuencia de accidentalidad con pérdida de tiempo de 1,56, índice superior con respecto al cierre de marzo de 2010 que fue de 1,42 (este último valor se ajustó con respecto al presentado en el primer trimestre de 2010 por la inclusión de un evento adicional). En el trimestre se derramaron 2.243 barriles y se presentaron 11 incidentes ambientales por causa operacional.

Con el fin de mejorar estos resultados, en el primer trimestre de 2011 se elaboró el Plan Táctico HSE, en el cual se establecieron los hitos que apalancan las estrategias que buscan lograr los estándares internacionales en seguridad de la operación.

c. Ciencia y tecnología

Durante el primer trimestre del 2011 se recibieron cinco Certificados de Beneficios Comprobados por un valor de US \$27 millones.

Al finalizar el primer trimestre de 2011 el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo) contaba con un total de 37 convenios de cooperación tecnológica vigentes, 26 a nivel nacional, 8 a nivel Internacional, 3 con otras Instituciones. El 26 de abril la Superintendencia de Industria y Comercio SIC le otorgó una nueva patente a Ecopetrol por un aditivo que tiene como objetivo mejorar los procesos de viscorreducción en el área de refinación y petroquímica.

d. Inversión social

Los recursos desembolsados para inversión social en el primer trimestre de 2011 ascendieron a COL\$ 3,8 millardos de los cuales COL\$3,75 millardos correspondieron al programa de Bachilleres por Colombia para el 2011.

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

A continuación se presentan los estados financieros consolidados de Ecopetrol:

Estado de Resultados Consolidado

| Millardos de COP\$ | I trim. 11 * | I trim. 10 * | % |
|----------------------------------|-----------------|-----------------|--------------|
| Ventas locales | 4.700,6 | 3.881,1 | 21,1% |
| Ventas de exportación | 9.272,1 | 5.540,3 | 67,4% |
| Ventas de servicios | 415,0 | 796,4 | (47,9%) |
| Ventas Totales | 14.387,7 | 10.217,8 | 40,8% |
| Costos Variables | 6.115,0 | 4.430,6 | 38,0% |
| Costos Fijos | 1.669,1 | 1.674,8 | (0,3%) |
| Costo de Ventas | 7.784,1 | 6.105,4 | 27,5% |
| Utilidad Bruta | 6.603,5 | 4.112,4 | 60,6% |
| Gastos Operativos | 924,7 | 495,8 | 86,5% |
| Utilidad Operacional | 5.678,8 | 3.616,6 | 57,0% |
| Utilidad (pérdida) No Operacion: | (628,2) | (643,3) | (2,3%) |
| Provisión impuesto de renta | 1.824,2 | 912,8 | 99,8% |
| Interés minoritario | 116,2 | 106,2 | 9,4% |
| Utilidad Neta | 3.110,3 | 1.954,3 | 59,2% |
| | | | |
| EBITDA | 6.870,4 | 4.454,7 | 54,2% |
| Margen EBITDA | 48% | 44% | |

* No auditado, presentado únicamente para efectos ilustrativos

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

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

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

INFORMACIÓN DE PRENSA
Balance General Consolidado

| Millardos de COL\$ | Diciembre 31 de | | |
|-----------------------------|------------------|-----------|--------|
| | Marzo 31 de 2011 | 2010 | % |
| Activos corrientes | 17.984,9 | 12.629,6 | 42,4% |
| Activos de largo plazo | 60.230,6 | 56.139,7 | 7,3% |
| Total Activos | 78.215,5 | 68.769,3 | 13,7% |
| Pasivos corrientes | 21.373,1 | 10.042,6 | 112,8% |
| Pasivos de largo plazo | 16.852,5 | 16.912,6 | (0,4%) |
| Total Pasivos | 38.225,6 | 26.955,2 | 41,8% |
| Patrimonio | 38.760,8 | 41.328,2 | (6,2%) |
| Interés minoritario | 1.229,2 | 486,0 | 152,9% |
| Total Pasivo y Patrimonio | 78.215,6 | 68.769,4 | 13,7% |
| Cuentas de orden deudoras | 123.225,5 | 119.039,6 | |
| Cuentas de orden acreedoras | 100.058,9 | 96.981,0 | |

Los mayores aportes en **ventas totales** de las subordinadas individualmente consideradas (sin el efecto de las eliminaciones) provinieron de la Refinería de Cartagena COL\$ 1,1 billones, Hocol COL\$ 891.8 millardos, Equión COL\$ 441.2 millardos, Propilco S.A. COL\$373.5 millardos y Ocesa S.A. COL\$ 234 millardos.

A su vez, **las mayores utilidades** netas fueron las de Equión con COL\$211.6 millardos, Hocol con COL\$185.9 millardos, Ocesa S.A. con COL\$27.2 millardos y ODL Finance con COL\$13.8 millardos. Las mayores pérdidas netas fueron reportadas por Ecopetrol America Inc. por COL\$29.4 millardos.

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

Mediante método de participación patrimonial Offshore International Group (Savia Perú) aportó COL\$17,7 millardos e Invercolsa COL\$22,2 millardos.

El **Ebitda** del primer trimestre de 2011 fue de COL\$6.870,4 millardos, lo que representa un **margen Ebitda** del 48%, generado principalmente por los resultados operacionales.

V. Presentación de los resultados

El jueves 5 de mayo de 2011 la gerencia de Ecopetrol ofrecerá dos presentaciones en línea para discutir los resultados del primer trimestre de 2011:

En Español

Mayo 5, 2011

1:30 p.m. Bogotá-Lima

2:30 p.m. Nueva York-Toronto

En Inglés

Mayo 5, 2011

3:00 p.m. Bogotá-Lima

4:00 p.m. Nueva York-Toronto

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

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

Acerca de Ecopetrol S.A.

Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; BVL: EC; TSX: ECP) es la mayor compañía de Colombia en ingresos, utilidad, activos y patrimonio neto. Ecopetrol es la única compañía colombiana de petróleo crudo y gas natural verticalmente integrada, con operaciones en Colombia, Brasil, Perú y la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Sus subordinadas incluyen a las siguientes compañías: Propilco, Black Gold Re Ltd., Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda., Ecopetrol America Inc., Ecopetrol del Perú S.A., Hocol, Equión Energía Limited, Andean Chemicals Limited, COMAI, Bioenergy S.A., ODL Finance S.A., ECP Global Energy, Ecopetrol Transportation Company, Ocesa S.A., Oleoducto de Colombia, Refinería de Cartagena, Ecopetrol Transportation Investment, Ecopetrol Capital AG y Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. Ecopetrol S.A. es una de las 40 compañías petroleras más grandes del mundo y una de las cuatro principales compañías petroleras en América Latina. La empresa es de propiedad mayoritaria de la República de Colombia (89.9%), y sus acciones cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. (BVC) bajo el símbolo ECOPETROL, en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE), la Bolsa de Valores de Lima (BVL) bajo el símbolo EC y la Bolsa de Valores de Toronto (TSX) bajo el símbolo ECP. La compañía divide sus operaciones en cuatro segmentos de negocio que incluyen exploración y producción, transporte, refinación y suministro y mercadeo.

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

Declaraciones de proyección futura

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



INFORMACIÓN DE PRENSA

Información de Contacto:

Director de Relaciones con el Inversionista

Alejandro Giraldo

Teléfono: +571-234-5190

Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)

Jorge Mauricio Tellez

Teléfono: + 571-234-4329

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

VI. Anexos

Estado de Resultados Sin Auditar Ecopetrol S.A.

| Millones de pesos colombianos | I trim. 2011 | I trim. 2010 | % | IV trim. 2010 |
|--|-------------------|------------------|--------------|-------------------|
| Ingresos | | | | |
| Ventas Nacionales | 4.089.496 | 3.382.757 | 20,9% | 3.557.612 |
| Ventas al Exterior | 7.959.821 | 5.040.247 | 57,9% | 6.244.186 |
| Venta de Servicios | 349.881 | 318.603 | 9,8% | 397.864 |
| Total Ingresos | 12.399.198 | 8.741.607 | 41,8% | 10.199.662 |
| Costo de Ventas | | | | |
| Costos Variables: | | | | |
| Compras de crudo a Terceros | 2.488.589 | 2.166.418 | 14,9% | 2.087.078 |
| Amortización y Agotamiento | 750.185 | 618.567 | 21,3% | (30.726) |
| Productos Importados | 1.335.587 | 1.009.671 | 32,3% | 1.051.085 |
| Servicios de Transporte de hidrocarburos | 241.738 | 195.475 | 23,7% | 224.530 |
| Variación de Inventarios | (412.961) | (286.487) | 44,1% | (154.077) |
| Otros | 408.520 | 133.878 | 205,1% | 69.132 |
| Costos Fijos: | | | | |
| Depreciación | 271.640 | 193.637 | 40,3% | 252.914 |
| Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol | 415.871 | 419.198 | (0,8%) | 606.689 |
| Mantenimiento | 206.350 | 146.843 | 40,5% | 420.520 |
| Costos laborales | 229.073 | 251.295 | (8,8%) | 302.953 |
| Otros | 160.751 | 202.324 | (20,5%) | 224.322 |
| Total Costo de Ventas | 6.095.343 | 5.050.819 | 20,7% | 5.054.420 |
| Utilidad Bruta | 6.303.855 | 3.690.788 | 70,8% | 5.145.242 |
| Gastos Operacionales | | | | |
| Administración | 128.109 | 93.163 | 37,5% | 116.649 |
| Gastos de comercialización | 307.792 | 219.005 | 40,5% | 242.954 |
| Gastos de exploración y proyectos | 491.171 | 180.410 | 172,3% | 334.160 |
| Utilidad Operacional | 5.376.783 | 3.198.210 | 68,1% | 4.451.479 |
| Ingresos (gastos) No Operacionales: | | | | |
| Ingresos Financieros | 1.014.826 | 962.180 | 5,5% | 1.166.450 |
| Gastos Financieros | (1.104.212) | (1.005.879) | 9,8% | (1.187.485) |
| Ingresos No Financieros | 265.637 | 192.810 | 37,8% | 424.977 |
| Egresos No Financieros | (797.484) | (712.337) | 12,0% | (547.089) |
| Resultados en sociedades | 336.698 | 237.948 | 41,5% | (472.223) |
| Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta | 5.092.248 | 2.872.932 | 77,2% | 3.836.109 |
| Provisión Impuesto de Renta | 1.687.571 | 776.266 | 117,4% | 1.094.030 |
| Interés minoritario | - | - | - | - |
| Ganancia Neta | 3.404.677 | 2.096.666 | 62,4% | 2.742.079 |
| EBITDA | 6.489.294 | 4.106.450 | 58,0% | 4.664.165 |
| MARGEN EBITDA | 52% | 47% | | 46% |
| UTILIDAD POR ACCIÓN | \$ 84,12 | \$ 51,80 | 62,4% | \$ 67,75 |

Notas:

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

Estado de Resultados
Ecopetrol Consolidado

| Millones de pesos colombianos | I trim. 2011* | I trim. 2010 * | % | IV trim. 2010 * |
|--|-------------------|-------------------|--------------|-------------------|
| Ingresos | | | | |
| Ventas Nacionales | 4.700.646 | 3.881.148 | 21,1% | 4.336.171 |
| Ventas al Exterior | 9.272.067 | 5.540.256 | 67,4% | 6.866.213 |
| Venta de Servicios | 414.970 | 796.367 | (47,9%) | 441.682 |
| Total Ingresos | 14.387.683 | 10.217.771 | 40,8% | 11.644.066 |
| Costo de Ventas | | | | |
| Costos Variables: | | | | |
| Compras a Terceros | 3.470.629 | 2.772.527 | 25,2% | 2.525.799 |
| Amortización y Agotamiento | 879.727 | 640.615 | 37,3% | 19.830 |
| Productos Importados | 1.790.792 | 1.107.238 | 61,7% | 1.585.325 |
| Servicios de Transporte de hidrocarburos | 185.342 | 146.646 | 26,4% | 194.220 |
| Variación de Inventarios | (497.902) | (279.420) | 78,2% | (141.028) |
| Otros | 286.454 | 42.944 | 567,0% | (9.600) |
| Costos Fijos: | | | | |
| Depreciación | 426.967 | 372.131 | 14,7% | 466.498 |
| Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol | 429.020 | 403.734 | 6,3% | 630.560 |
| Mantenimiento | 290.175 | 225.784 | 28,5% | 502.217 |
| Costos laborales | 246.467 | 265.388 | (7,1%) | 319.495 |
| Otros | 276.473 | 407.800 | (32,2%) | 382.917 |
| Total Costo de Ventas | 7.784.144 | 6.105.387 | 27,5% | 6.476.233 |
| Utilidad Bruta | 6.603.539 | 4.112.384 | 60,6% | 5.167.833 |
| Gastos Operacionales | | | | |
| Administración | 220.775 | 125.104 | 76,5% | 176.028 |
| Gastos de comercialización | 187.009 | 152.256 | 22,8% | 243.683 |
| Gastos de exploración y proyectos | 516.912 | 218.437 | 136,6% | 796.538 |
| Utilidad Operacional | 5.678.843 | 3.616.587 | 57,0% | 3.951.584 |
| Ingresos (gastos) No Operacionales: | | | | |
| Ingresos Financieros | 1.143.247 | 1.042.652 | 9,6% | 1.391.693 |
| Gastos Financieros | (1.236.040) | (1.148.697) | 7,6% | (1.243.718) |
| Ingresos No Financieros | 294.382 | 206.767 | 42,4% | 430.893 |
| Egresos No Financieros | (829.789) | (744.045) | 11,52% | (726.408) |
| Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta | 5.050.643 | 2.973.264 | 69,9% | 3.804.044 |
| Provisión Impuesto de Renta | 1.824.175 | 912.759 | 99,9% | 1.107.502 |
| Interés minoritario | 116.151 | 106.175 | 9,4% | (5.064) |
| Ganancia Neta | 3.110.317 | 1.954.330 | 59,2% | 2.701.606 |
| EBITDA | 6.870.364 | 4.454.732 | 54,2% | 4.632.184 |
| MARGEN EBITDA | 48% | 44% | | 40% |

Notas

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

INFORMACIÓN DE PRENSA
**Balance General
No Auditado**

| | Ecopetrol S.A. | | | Ecopetrol Consolidado | | |
|---|--------------------------|---------------------------|---------------|--------------------------|---------------------------|---------------|
| | A 31 de marzo de 2011 | A 31 de diciembre 2010 | % | A 31 de marzo de 2011 | A 31 de diciembre 2010 | % |
| Millones de pesos colombianos | | | | | | |
| Activos | | | | | | |
| Activos corrientes: | | | | | | |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | 3.637.777 | 1.592.083 | 128,5% | 5.706.403 | 3.726.778 | 53,1% |
| Inversiones | 1.574.285 | 264.765 | 494,6% | 1.717.685 | 327.782 | 424,0% |
| Cuentas y documentos por cobrar | 3.986.025 | 2.607.294 | 52,9% | 4.589.625 | 2.736.592 | 67,7% |
| Inventarios | 2.272.006 | 1.880.818 | 20,8% | 2.675.282 | 2.192.088 | 22,0% |
| Otros | 2.386.035 | 3.152.233 | (24,3%) | 3.295.952 | 3.646.398 | (9,6%) |
| Total activos corrientes | 13.856.128 | 9.497.193 | 45,9% | 17.984.947 | 12.629.638 | 42,4% |
| Activos no corrientes | | | | | | |
| Inversiones | 12.682.253 | 12.336.060 | 2,8% | 4.954.518 | 5.177.491 | (4,3%) |
| Cuentas y documentos por cobrar | 2.743.968 | 2.154.256 | 27,4% | 547.894 | 372.273 | 47,2% |
| Propiedad, planta y equipo, neto | 15.482.710 | 14.816.573 | 4,5% | 23.504.587 | 22.266.258 | 5,6% |
| Recursos naturales y del medio ambiente, neto | 10.709.079 | 11.003.159 | (2,7%) | 12.148.932 | 11.774.539 | 3,2% |
| Otros | 17.753.049 | 15.318.756 | 15,9% | 19.074.705 | 16.549.157 | 15,3% |
| Total activos no corrientes | 59.371.059 | 55.628.804 | 6,7% | 60.230.636 | 56.139.718 | 7,3% |
| Total activos | 73.227.187 | 65.125.997 | 12,4% | 78.215.583 | 68.769.356 | 13,7% |
| Pasivos y patrimonio | | | | | | |
| Pasivos corrientes: | | | | | | |
| Obligaciones financieras | 774.538 | 695.505 | 11,4% | 1.152.707 | 1.079.169 | 6,8% |
| Cuentas por pagar y vinculados | 11.412.369 | 4.159.469 | 174,4% | 11.195.462 | 4.062.602 | 175,6% |
| Pasivos estimados y provisiones | 925.128 | 932.883 | (0,8%) | 1.361.711 | 1.151.297 | 18,3% |
| Otros | 6.905.900 | 3.500.769 | 97,3% | 7.663.186 | 3.749.510 | 104,4% |
| Total pasivos corrientes | 20.017.935 | 9.288.626 | 115,5% | 21.373.066 | 10.042.578 | 112,8% |
| Pasivos de largo plazo | | | | | | |
| Obligaciones financieras | 5.779.395 | 5.918.710 | (2,4%) | 7.681.886 | 7.833.715 | (1,9%) |
| Obligaciones laborales a largo plazo | 2.866.654 | 2.806.043 | 2,2% | 2.875.143 | 2.814.021 | 2,2% |
| Pasivos estimados y provisiones | 3.343.600 | 3.337.377 | 0,2% | 3.709.709 | 3.398.603 | 9,2% |
| Otros | 2.205.605 | 2.247.365 | (1,9%) | 2.585.747 | 2.866.307 | (9,8%) |
| Total pasivos de largo plazo | 14.195.254 | 14.309.495 | (0,8%) | 16.852.485 | 16.912.646 | (0,4%) |
| Total pasivos | 34.213.189 | 23.598.121 | 45,0% | 38.225.551 | 26.955.224 | 41,8% |
| Interés minoritario | | | | 1.229.197 | 485.951 | 152,9% |
| Patrimonio | 39.013.998 | 41.527.876 | (6,1%) | 38.760.835 | 41.328.181 | (6,2%) |
| Total pasivos y patrimonio | 73.227.187 | 65.125.997 | 12,4% | 78.215.583 | 68.769.356 | 13,7% |
| Cuentas de orden deudoras * | 116.879.683 | 116.788.822 | | 123.225.499 | 119.039.595 | |
| Cuentas de orden acreedoras * | 91.333.034 | 92.600.806 | | 100.058.948 | 96.981.023 | |

Notas

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

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

| Millones de pesos colombianos | I trim. 2011 * | I trim. 2010 * | % | IV trim. 2010 * |
|--|--------------------|--------------------|---------------|--------------------|
| Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación | | | | |
| Excedente del Ejercicio | 3.404.677 | 2.096.666 | 62,4% | 2.742.078 |
| Movimiento de partidas que no involucran efectivo | | | | |
| Depreciación, agotamiento y amortización | 1.165.421 | 1.031.085 | 13,0% | 250.834 |
| Provisiones, neto | 47.740 | 14.711 | 224,5% | (95.310) |
| Baja en propiedades, planta y equipo | 399 | - | | (168.913) |
| Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo | - | - | | 3.371 |
| Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente | - | - | | 9.110 |
| Pérdida en baja de otros activos | 59 | - | | 287.918 |
| Utilidad (pérdida) método de participación | (336.698) | (237.948) | 41,5% | 472.224 |
| Cambios netos en operaciones con activos y pasivos: | | | | |
| Deudores | (1.301.946) | (620.570) | 109,8% | 381.386 |
| Inventarios | (393.688) | (281.161) | 40,0% | (160.200) |
| Diferidos y otros activos | (1.542.484) | 36.447 | (4.332,1%) | (218.145) |
| Cuentas por pagar | 1.381.823 | 1.151.018 | 20,1% | (1.439.881) |
| Impuestos por pagar | 3.416.769 | 153.210 | 2.130,1% | 1.016.996 |
| Obligaciones laborales | (14.526) | (14.763) | 1,6% | (22.709) |
| Pasivos estimados y provisiones | (93.448) | (75.557) | 23,7% | (428.199) |
| Efectivo generado por actividades de operación | 5.734.098 | 3.253.138 | 76,3% | 2.630.560 |
| Flujos de efectivo de las actividades de inversión: | | | | |
| Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido | (813.145) | - | | - |
| Compra de inversiones | (4.512.633) | (3.592.441) | 25,6% | (4.369.467) |
| Redención y venta de inversiones | 3.200.789 | 2.168.180 | 47,6% | 3.660.021 |
| Producto de la venta de propiedades, planta y equipo | 711 | - | | 4.751 |
| Inversión en recursos naturales y del ambiente | (413.297) | (462.080) | (10,6%) | (1.329.834) |
| Adiciones de propiedades, planta y equipo | (1.152.401) | (750.876) | 53,5% | (1.642.784) |
| Efectivo neto generado por las actividades de inversión | (3.689.976) | (2.637.217) | 39,9% | (3.677.313) |
| Flujo de efectivo en actividades de financiación | | | | |
| Obligaciones financieras | (60.282) | (207.270) | 70,9% | 1.601.477 |
| Capitalizaciones | (43) | 1.163 | (103,7%) | (31) |
| Dividendos | 61.897 | 8 | 773.612,5% | (1.221.044) |
| Efectivo neto usado en actividades de financiación | 1.572 | (206.099) | 100,8% | 380.402 |
| (Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo | 2.045.694 | 409.822 | 399,2% | (666.351) |
| Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año | 1.592.083 | 2.286.996 | (30,4%) | 2.258.434 |
| Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año | 3.637.777 | 2.696.818 | 34,9% | 1.592.083 |

NOTAS:

* No auditado

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

| Millones de pesos colombianos | I trim. 2011 * | I trim. 2010 * | % | IV trim. 2010 * |
|---|--------------------|--------------------|----------------|--------------------|
| Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación | | | | |
| Excedente del Ejercicio | 3.110.317 | 1.954.330 | 59,2% | 2.701.606 |
| Movimiento de partidas que no involucran efectivo | | | | |
| Depreciación, agotamiento y amortización | 1.456.396 | 1.141.825 | 27,5% | 869.922 |
| Provisiones - neto | 46.958 | 19.201 | 144,6% | 50.991 |
| Baja en propiedades, planta y equipo | - | - | | 3.395 |
| Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo | 399 | - | | (168.937) |
| Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente | - | - | | 9.110 |
| Pérdida en baja de otros activos | 59 | - | | 287.918 |
| Utilidad en método de participación | (43.524) | (16.425) | 165,0% | (27.374) |
| Cambios netos en operaciones con activos y pasivos: | | | | |
| Deudores | (1.226.084) | (820.324) | (49,5%) | 1.789.258 |
| Inventarios | (485.373) | (264.324) | 83,6% | (131.445) |
| Diferidos y otros activos | (433.747) | 109.325 | (496,8%) | 1.275.068 |
| Cuentas por pagar | 1.011.231 | 1.467.836 | (31,1%) | (937.795) |
| Impuestos por pagar | 2.180.887 | 1.438.747 | 51,6% | (1.856.197) |
| Obligaciones laborales | (12.961) | (21.334) | 39,2% | (19.631) |
| Pasivos estimados y provisiones | 447.590 | (1.506.828) | 129,7% | 564.643 |
| Efectivo generado por actividades de operación | 6.052.148 | 3.502.029 | 72,8% | 4.410.532 |
| Flujos de efectivo de las actividades de inversión: | | | | |
| Pago por compra de compañías, neto del efectivo adquirido | (813.145) | - | | - |
| Compra de inversiones | (4.512.633) | (3.592.441) | (25,6%) | (4.369.467) |
| Redención y venta de inversiones | 3.619.698 | 2.077.170 | 74,3% | 4.415.408 |
| Producto de la venta de propiedades, planta y equipo | 711 | - | | 4.751 |
| Inversión en recursos naturales y del ambiente | (1.179.393) | (462.080) | 155,2% | (1.501.324) |
| Adiciones de propiedades, planta y equipo | (1.914.570) | (918.687) | 108,4% | (2.914.120) |
| Efectivo neto usado en las actividades de inversión | (4.799.332) | (2.896.038) | (65,7%) | (4.364.752) |
| Flujo de efectivo en actividades de financiación | | | | |
| Interés minoritario | 743.246 | 110.905 | 570,2% | (466.854) |
| Obligaciones financieras | (78.291) | 79.826 | (198,1%) | 1.638.974 |
| Capitalizaciones | (43) | 1.163 | (103,7%) | (31) |
| Dividendos | 61.897 | 3.502 | 100,0% | (1.320.932) |
| Efectivo neto usado en actividades de financiación | 726.809 | 195.396 | 272,0% | (148.843) |
| (Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo | 1.979.625 | 801.387 | 147,0% | (103.063) |
| Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año | 3.726.778 | 3.562.119 | 4,6% | 3.829.841 |
| Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año | 5.706.403 | 4.363.506 | 30,8% | 3.726.778 |

Notas

* Bajo el Régimen de Contabilidad Pública en Colombia (RPC) las empresas sólo tienen la obligación de consolidar sus estados financieros al cierre de cada período fiscal.

Por tanto, las cifras de períodos intermedios que se presentan en este informe no están auditadas ni constituyen una consolidación formal de los estados financieros de Ecopetrol, pero se ajustan a la metodología definida para tal efecto.

Cálculo y Conciliación del EBITDA
Ecopetrol S.A.

| | I trim. 2011* | I trim. 2010 * | % | IV trim. 2010 * |
|---|------------------|------------------|--------------|------------------|
| COL\$ Millones | | | | |
| CALCULO DEL EBITDA | | | | |
| Utilidad operacional | 5.376.783 | 3.198.210 | 68,1% | 4.451.479 |
| Mas: Depreciación, agotamiento y amortizaciones | 1.112.511 | 908.240 | 22,5% | 212.686 |
| EBITDA NO CONSOLIDADO | 6.489.294 | 4.106.450 | 58,0% | 4.664.165 |
| CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA | | | | |
| Utilidad neta | 3.404.677 | 2.096.666 | 62,4% | 2.742.078 |
| Depreciación, agotamiento y amortización | 1.112.511 | 908.240 | 22,5% | 212.686 |
| Ingresos financieros | (1.014.826) | (962.180) | 5,5% | (1.166.449) |
| Gastos financieros | 1.104.212 | 1.005.879 | 9,8% | 1.187.484 |
| Ingresos No Financieros | (265.637) | (192.810) | 37,8% | (424.977) |
| Egresos No Financieros | 797.484 | 712.337 | 12,0% | 547.089 |
| Resultados en sociedades | (336.698) | (237.948) | 41,5% | 472.224 |
| Provisión de renta | 1.687.571 | 776.266 | 117,4% | 1.094.030 |
| EBITDA NO CONSOLIDADO | 6.489.294 | 4.106.450 | 58,0% | 4.664.165 |

Ecopetrol Consolidado

| | I trim. 2011* | I trim. 2010 * | % | IV trim. 2010 * |
|---|------------------|------------------|--------------|------------------|
| COL\$ Millones | | | | |
| CALCULO DEL EBITDA | | | | |
| Utilidad operacional | 5.678.843 | 3.616.587 | 57,0% | 3.951.585 |
| Más: Depreciación, agotamiento y amortizaciones | 1.404.141 | 1.018.980 | 37,8% | 813.812 |
| Interes minoritario | (212.620) | (180.835) | 17,6% | (133.214) |
| EBITDA CONSOLIDADO | 6.870.364 | 4.454.732 | 54,2% | 4.632.183 |
| CONCILIACION UTILIDAD NETA VS EBITDA | | | | |
| Utilidad neta | 3.110.317 | 1.954.330 | 59,2% | 2.701.607 |
| Depreciación, agotamiento y amortización | 1.404.141 | 1.018.980 | 37,8% | 813.812 |
| Ingresos financieros | (1.084.549) | (1.583.627) | -31,5% | 1.560.803 |
| Gastos financieros | 1.220.866 | 1.689.672 | -27,7% | (1.708.778) |
| Ingresos No Financieros | (353.079) | (206.767) | 70,8% | (430.893) |
| Egresos No Financieros | 844.963 | 744.045 | 13,6% | 726.409 |
| Interes minoritario de las utilidades | 116.150 | 106.175 | 9,4% | (5.065) |
| Provisión de renta | 1.824.175 | 912.759 | 99,9% | 1.107.502 |
| Interes minoritario del Ebitda | (212.620) | (180.835) | 17,6% | (133.214) |
| TOTAL EBITDA | 6.870.364 | 4.454.732 | 54,2% | 4.632.183 |

* No auditado

VII. Resultados de las Subordinadas

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

Exploración y Producción

1. Hocol:

| Estado de Resultados | | |
|---------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Millardos de COP\$ | I trim. 2011 | I trim. 2010 |
| Ventas locales | 2,1 | 8,6 |
| Ventas de exportación | 889,6 | 585,4 |
| Ventas de servicios | | |
| Ventas Totales | 891,8 | 594,0 |
| Costos Variables | 525,3 | 336,0 |
| Costos Fijos | 90,4 | 106,6 |
| Costo de Ventas | 615,7 | 442,6 |
| Utilidad Bruta | 276,1 | 151,4 |
| Gastos Operativos | 8,7 | 6,0 |
| Utilidad Operacional | 267,4 | 145,4 |
| Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos | 275,8 | 141,4 |
| Impuesto de renta | 89,9 | 41,1 |
| Utilidad Neta | 185,9 | 100,3 |

| Balance General | | |
|----------------------------------|---------------------------|--------------------------|
| Millardos de COP\$ | A marzo 31 de 2011 | A dic. 31 de 2010 |
| Activos corrientes | 1.015,4 | 931,2 |
| Activos de largo plazo | 1.447,8 | 1.417,2 |
| Total Activos | 2.463,2 | 2.348,4 |
| Pasivos corrientes | 532,7 | 566,8 |
| Pasivos de largo plazo | 120,3 | 145,3 |
| Total Pasivos | 653,0 | 712,1 |
| Patrimonio | 1.810,2 | 1.636,3 |
| Total Pasivo y Patrimonio | 2.463,2 | 2.348,4 |

2. Savia Perú

Estado de Resultados

| Millones de USD\$ | I trim. 2011 | I trim. 2010 |
|--|--------------|--------------|
| Ventas locales | 98,7 | 73,7 |
| Ventas de exportación | - | - |
| Ventas de servicios | 2,5 | 1,5 |
| Ventas Totales | 101,2 | 75,2 |
| Costos Variables | 38,0 | 30,8 |
| Costos Fijos | 12,4 | 11,0 |
| Costo de Ventas | 50,4 | 41,8 |
| Utilidad Bruta | 50,8 | 33,4 |
| Gastos Operativos | 8,7 | 4,6 |
| Utilidad Operacional | 42,1 | 28,8 |
| Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos | 42,1 | 28,8 |
| Impuesto de renta | 7,5 | 7,6 |
| Distribucion de utilidades a empleados | 1,3 | 1,3 |
| Impuesto diferido | 4,9 | 1,0 |
| Interés minoritario | - | - |
| Utilidad Neta | 28,4 | 18,9 |

Balance General

| Millones de USD\$ | A marzo 31 de 2011 | A dic. 31 de 2010 |
|----------------------------------|--------------------|-------------------|
| Activos corrientes | 211,3 | 137,7 |
| Activos de largo plazo | 390,2 | 212,5 |
| Total Activos | 601,5 | 350,2 |
| Pasivos corrientes | 92,9 | 35,9 |
| Pasivos de largo plazo | 103,6 | - |
| Impuesto diferido | 30,2 | 14,8 |
| Total Pasivos | 226,7 | 50,7 |
| Patrimonio | 374,8 | 299,5 |
| Total Pasivo y Patrimonio | 601,5 | 350,2 |

3. Equión

| Estado de Resultados | |
|---------------------------------------|-------------------|
| Millardos de COP\$ | I trim. 11 |
| Ventas locales | 24,5 |
| Ventas de exportación | 415,9 |
| Ventas de servicios | 0,8 |
| Ventas Totales | 441,2 |
| Costos Variables | 168,2 |
| Costos Fijos | 24,3 |
| Costo de Ventas | 192,5 |
| Utilidad Bruta | 248,7 |
| Gastos Operativos | 5,7 |
| Utilidad Operacional | 243,0 |
| Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos | 259,6 |
| Impuesto de renta | 48,0 |
| Utilidad Neta | 211,6 |

| Balance General | |
|----------------------------------|---------------------------|
| Millardos de COP\$ | A marzo 31 de 2011 |
| Activos corrientes | 983,9 |
| Activos de largo plazo | 1.183,6 |
| Total Activos | 2.167,5 |
| Pasivos corrientes | 830,4 |
| Pasivos de largo plazo | 235,0 |
| Impuesto diferido | |
| Total Pasivos | 1.065,4 |
| Patrimonio | 1.102,1 |
| Total Pasivo y Patrimonio | 2.167,5 |

Refinación y Petroquímica

1. Propilco

| Ventas (toneladas) | I trim. 11 | I trim. 10 |
|--------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Polipropileno | 95.515 | 108.836 |
| Comercialización Polipropileno COMAI | 2.613 | 2.474 |
| Total | 98.127 | 111.310 |

INFORMACIÓN DE PRENSA
Estado de Resultados

| Millardos de COP\$ | I trim. 2011 | I trim. 2010 |
|--|---------------------|---------------------|
| Ventas locales | 173,0 | 143,6 |
| Ventas de exportación | 200,5 | 211,7 |
| Ventas de servicios | - | - |
| Ventas Totales | 373,5 | 355,4 |
| Costos Variables | 302,9 | 305,4 |
| Costos Fijos | 26,4 | 21,1 |
| Costo de Ventas | 329,2 | 326,5 |
| Utilidad Bruta | 44,2 | 28,9 |
| Gastos Operativos | 24,4 | 23,1 |
| Utilidad Operacional | 19,9 | 5,7 |
| Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos | 15,0 | 17,8 |
| Provisión impuesto de renta | 2,3 | 2,0 |
| Interés minoritario | - | - |
| Utilidad Neta | 12,6 | 15,8 |

Balance General

| Millardos de COP\$ | A marzo 31 de 2011 | A dic. 31 de 2010 |
|----------------------------------|---------------------------|--------------------------|
| Activos corrientes | 586,1 | 531,5 |
| Activos de largo plazo | 507,1 | 530,8 |
| Total Activos | 1.093,2 | 1.062,3 |
| Pasivos corrientes | 346,0 | 394,5 |
| Pasivos de largo plazo | 116,1 | 31,8 |
| Total Pasivos | 462,1 | 426,3 |
| Patrimonio | 631,1 | 636,0 |
| Total Pasivo y Patrimonio | 1.093,2 | 1.062,3 |

2. Reficar

| Ventas (KBDC) | I trim. 11 | I trim. 10 * |
|----------------------|-------------------|---------------------|
| Local | 41,58 | 45,5 |
| Exportación | 56,12 | 45,9 |
| Total | 97,70 | 91,40 |

* Se reclasificó una venta de propileno de exportación a venta nacional

INFORMACIÓN DE PRENSA
Estado de Resultados

| Millardos de COP\$ | I trim. 2011 | I trim. 2010 |
|---------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Ventas locales | 511,2 | 362,8 |
| Ventas de exportación | 599,8 | 487,3 |
| Ventas de servicios | - | - |
| Ventas Totales | 1.111,0 | 850,1 |
| Costos Variables | 1.014,1 | 709,3 |
| Costos Fijos | 37,7 | 125,6 |
| Costo de Ventas | 1.051,8 | 834,9 |
| Utilidad Bruta | 59,2 | 15,2 |
| Gastos Operativos | 47,7 | 13,0 |
| Utilidad Operacional | 11,5 | 2,2 |
| Ingresos No Operacionales | 25,2 | 8,0 |
| Gastos No Operacionales | (29,8) | (17,7) |
| Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos | 7,0 | (7,5) |
| Provisión impuesto de renta | 0,9 | 1,3 |
| Interés minoritario | - | - |
| Utilidad (Pérdida) Neta | 6,1 | (8,8) |

Balance General

| Millardos de COP\$ | A marzo 31 de 2011 | A dic. 31 de 2010 |
|----------------------------------|---------------------------|--------------------------|
| Activos corrientes | 1.056,2 | 733,3 |
| Activos de largo plazo | 3.625,0 | 3.468,6 |
| Total Activos | 4.681,2 | 4.201,9 |
| Pasivos corrientes | 1.096,9 | 1.077,8 |
| Pasivos de largo plazo | 851,7 | 397,6 |
| Total Pasivos | 1.948,6 | 1.475,4 |
| Patrimonio | 2.732,6 | 2.726,5 |
| Total Pasivo y Patrimonio | 4.681,2 | 4.201,9 |

Transporte
1. Ocensa

| Volúmenes transportados (KBDC) | I trim. 11 | I trim. 10 |
|---------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Cusiana-Porvenir | 99,6 | 54,3 |
| Porvenir-Vasconia | 529,1 | 430,4 |
| Vasconia-Coveñas | 309,7 | 269,3 |
| Coveñas-Puerto Exp. | 284,6 | 253,0 |

INFORMACIÓN DE PRENSA

| Estado de Resultados | | |
|---------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Millardos de COP\$ | I trim. 2011 | I trim. 2010 |
| Ventas de servicios | 234,0 | 592,5 |
| Ventas Totales | 234,0 | 592,5 |
| Costos Variables | - | - |
| Costos Fijos | 155,8 | 157,6 |
| Costo de Ventas | 155,8 | 157,6 |
| Utilidad Bruta | 78,2 | 434,9 |
| Gastos Operativos | 21,1 | 8,2 |
| Utilidad Operacional | 57,1 | 426,7 |
| Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos | 28,6 | 366,3 |
| Provisión impuesto de renta | 1,4 | 89,0 |
| Interés minoritario | - | - |
| Utilidad Neta | 27,2 | 277,4 |

| Balance General | | |
|---------------------------|---------------------------|--------------------------|
| Millardos de COP\$ | A marzo 31 de 2011 | A dic. 31 de 2010 |
| Activos corrientes | 822,6 | 937,6 |
| Activos de largo plazo | 1.179,7 | 1.203,3 |
| Total Activos | 2.002,3 | 2.140,9 |
| Pasivos corrientes | 369,4 | 458,9 |
| Pasivos de largo plazo | 1.025,1 | 1.101,4 |
| Total Pasivos | 1.394,5 | 1.560,3 |
| Patrimonio | 607,8 | 580,6 |
| Total Pasivo y Patrimonio | 2.002,3 | 2.140,9 |

2. ODL

| | I trim. 11 | I trim. 10 |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|
| Volumenes transportados(KBDC) | 181,1 | 116,5 |

INFORMACIÓN DE PRENSA
Estado de Resultados

| Millardos de COP\$ | I trim. 2011 | I trim. 2010 |
|---------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Ventas de servicios | 69,9 | 33,1 |
| Ventas Totales | 69,9 | 33,1 |
| Costos Variables | 6,5 | 6,2 |
| Costos Fijos | 29,3 | 13,3 |
| Costo de Ventas | 35,7 | 19,6 |
| Utilidad Bruta | 34,1 | 13,6 |
| Gastos Operativos | 3,0 | 1,3 |
| Utilidad Operacional | 31,2 | 12,3 |
| Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos | 13,8 | 0,4 |
| Provisión impuesto de renta | | (0,0) |
| Utilidad Neta | 13,8 | 0,4 |

Balance General

| Millardos de COP\$ | A marzo 31 de 2011 | A dic. 31 de 2010 |
|----------------------------------|---------------------------|--------------------------|
| Activos corrientes | 343,8 | 412,5 |
| Activos de largo plazo | 1.519,6 | 1.441,7 |
| Total Activos | 1.863,4 | 1.854,2 |
| Pasivos corrientes | 106,4 | 110,9 |
| Pasivos de largo plazo | 1.303,8 | 1.303,8 |
| Total Pasivos | 1.410,2 | 1.414,7 |
| Patrimonio | 453,2 | 439,5 |
| Total Pasivo y Patrimonio | 1.863,4 | 1.854,2 |

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

| Millardos de COP\$ | I trim. 2011 | I trim. 2010 |
|---------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Ventas locales | 70,6 | |
| Ventas de servicios | | |
| Ventas Totales | 70,6 | - |
| Costos Variables | 64,5 | |
| Costos Fijos | | |
| Costo de Ventas | 64,5 | - |
| Utilidad Bruta | 6,1 | - |
| Gastos Operativos | 4,0 | |
| Utilidad Operacional | 2,1 | - |
| Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos | - | |
| Provisión impuesto de renta | | |
| Interés minoritario | | |
| Utilidad Neta | - | - |

Balance General

| Millardos de COP\$ | A marzo 31 de 2011 | A dic. 31 de 2010 |
|----------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| Activos corrientes | 45,6 | 7,8 |
| Activos de largo plazo | 96,8 | 99,7 |
| Total Activos | 142,4 | 107,5 |
| Pasivos corrientes | 65,0 | 27,6 |
| Pasivos de largo plazo | 56,0 | 60,7 |
| Total Pasivos | 121,0 | 88,3 |
| Patrimonio | 21,4 | 19,2 |
| Total Pasivo y Patrimonio | 142,4 | 107,50 |