



## Ecopetrol presenta sus resultados para el primer trimestre de 2009

- **En el primer trimestre de 2009 la producción de petróleo y gas aumentó 6,3%, y los volúmenes vendidos se incrementaron en un 16,2%.**
- **La utilidad neta no consolidada en el primer trimestre de 2009 alcanzó COP\$1.609,26 millardos, o COP\$39,76 por acción. La utilidad neta consolidada en el mismo periodo alcanzó COP\$1.608,44 millardos.**
- **El saldo en caja e inversiones a Marzo 31 de 2009 fue de COP\$11.555,6 millardos.**
- **La compañía realizó varias adquisiciones estratégicas con una inversión de US\$1.997 millones.**

**Los resultados del primer trimestre de 2009 se comparan con los del primer trimestre de 2008.**

BOGOTÁ, 13 de mayo de 2009/ -- Ecopetrol, S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC), la compañía colombiana integrada de petróleo y gas, anunció hoy los resultados financieros no auditados, no consolidados y consolidados, para el primer trimestre de 2009. Los estados financieros fueron preparados y presentados de acuerdo con el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) promulgado por la Contaduría General de la Nación de Colombia y en pesos colombianos (COP\$).

### Resumen de los resultados financieros:

(Millardos de COP\$ )	No consolidado			Consolidado		
	Q1 2009	Q1 2008	%	Q1 2009	Q1 2008	%
Ventas Totales	5.112,75	7.222,43	( 29,2%)	5.240,13	7.226,77	( 27,5%)
Utilidad Operacional	1.020,91	3.765,75	( 72,9%)	1.062,56	3.769,41	( 71,8%)
Utilidad Neta	1.609,26	2.293,34	( 29,8%)	1.608,44	2.293,33	( 29,9%)
Utilidad por acción (COL\$)	39,76	56,66	( 29,8%)	39,74*	56,66*	( 29,9%)
EBITDA	1.629,23	4.201,22	( 61,2%)	1.755,55	4.204,89	( 58,2%)
Margen EBITDA	32%	58%		34%	58%	

\* Esto valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos

*"En el primer trimestre de 2009 Ecopetrol ejecutó exitosamente su plan de inversiones. Operacionalmente, incrementamos nuestra producción y registramos mayores volúmenes de venta. Como resultado de ello, logramos un margen operacional satisfactorio a pesar de la marcada declinación de los precios del crudo y el gas",* expresó Javier G. Gutiérrez, Presidente de la Compañía.

*"Al mismo tiempo, la fortaleza de nuestro balance nos permitió realizar importantes adquisiciones, que son pieza clave en nuestro camino para alcanzar nuestros objetivos estratégicos. Estas transacciones, así como nuestra capacidad competitiva para ganar bloques en rondas nacionales e internacionales, han expandido el alcance de nuestras*

operaciones y contribuyen a fortalecer nuestro crecimiento en el largo plazo”, anotó el Sr. Gutiérrez.

### Entorno de mercado

El primer trimestre de 2009 estuvo marcado por la profundización de la recesión económica global, la cual impactó significativamente los fundamentales de los productos básicos, impulsando sus precios a la baja.

La economía colombiana creció a una tasa inferior, y la cuenta corriente de la balanza de pagos se deterioró significativamente debido a los bajos precios de los commodities y la disminución en las operaciones comerciales con Ecuador, Estados Unidos y Venezuela. La persistencia de la crisis del sector financiero de Estados Unidos y la aversión al riesgo llevaron a los inversionistas a buscar refugio en activos más seguros, lo que impulsó la devaluación de la tasa de cambio en Colombia.

Tales tendencias empezaron a revertirse hacia el final del trimestre, con el inicio de la recuperación del WTI, que alcanzó una cotización máxima de US\$54,34/barril a finales de marzo, y con la revaluación de la tasa de cambio, que se redujo de un promedio de 2.512,34 COP\$/US\$ en febrero de 2009 a 2.469,43 COP\$/US\$ en marzo de 2009.

### Resultados volumétricos del primer trimestre de 2009

Volumen de venta local (kbped)	Q1 2009	Q1 2008	%
Crudo	83,6	73,1	14,4%
Gas Natural	62,9	67,8	(7,3%)
Gasolinas	60,4	62,7	(3,8%)
Destilados Medios	90,2	88,4	2,1%
GLP y combustóleo	20,8	20,0	4,0%
Productos Industriales y Petroquímicos	14,0	14,6	(4,1%)
Otros	0,1	1,3	(92,3%)
<b>Total venta local</b>	<b>332,0</b>	<b>328,0</b>	<b>1,2%</b>
Volumen de venta de exportación (kbped)	Q1 2009	Q1 2008	%
Crudo	183,9	131,9	39,5%
Productos	56,5	44,3	27,5%
Gas Natural	22,8	8,3	175,3%
<b>Total venta de exportación</b>	<b>263,3</b>	<b>184,5</b>	<b>42,7%</b>
<b>Total volumen vendido</b>	<b>595,3</b>	<b>512,5</b>	<b>16,2%</b>

En el primer trimestre de 2009 el volumen total de ventas se incrementó un 16,2% frente al primer trimestre de 2008, debido principalmente al crecimiento de 78,8 KBPED en las exportaciones. Los productos que incrementaron su volumen exportado fueron el gas natural con destino a Venezuela, y los crudos pesados.

Entre los crudos pesados, el Castilla Blend pasó de un volumen exportado de 82,8 KBPD en el primer trimestre de 2008 a 160,6 KBPD en el primer trimestre de 2009, y compensó la disminución en las exportaciones de crudo Vasconia, que pasaron de 30,1 KBPD en el primer trimestre de 2008 a 3,9 KBPD en el primer trimestre de 2009.

Las ventas nacionales aumentaron en 4 KBPED, debido principalmente al incremento de 10,5 KBDC de las ventas de crudo a la Sociedad Refinería de Cartagena S.A., que ayudaron a compensar la reducción de 2,3 KBDC en las ventas de gasolinas.

Dicha reducción se explica por el inicio de la distribución en las plantas de abasto del suroccidente del país de mezcla de 10% de etanol a partir del primero de marzo de 2009, por el menor consumo originado en las restricciones al uso de vehículos durante el desarrollo de obras de infraestructura en Bogotá (ampliación del "pico y placa" a jornada diaria de 6 a.m. a 8 p.m.), así como por la creciente utilización de vehículos con gas natural (gnv), impulsado por los altos precios de la gasolina en el mercado doméstico.

No obstante el incremento en el consumo de gnv, las ventas totales de gas natural se redujeron en 4,9 KBPED, debido principalmente a menores consumos de los sectores industrial y de generación de electricidad.

### Resultados Financieros No Consolidados

Estado de Resultados (Millardos de COP\$ )	No Consolidado		
	Q1 2009	Q1 2008	%
Ventas locales	3.153,80	4.546,93	(30,6%)
Ventas de exportación	1.723,06	2.461,25	(30,0%)
Ventas de servicios	235,89	214,25	10,1%
<b>Ventas Totales</b>	<b>5.112,75</b>	<b>7.222,43</b>	<b>(29,2%)</b>
Costos Variables	2.585,55	2.216,80	16,6%
Costos Fijos	1.090,62	926,58	17,7%
<b>Costo de Ventas</b>	<b>3.676,17</b>	<b>3.143,38</b>	<b>16,9%</b>
Utilidad Bruta	1.436,58	4.079,05	(64,8%)
Gastos Operativos	415,67	313,30	32,7%
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>1.020,91</b>	<b>3.765,75</b>	<b>(72,9%)</b>
Utilidad (pérdida) No Operacional	1.193,57	(637,04)	287,4%
Provisión impuesto de renta	605,22	835,37	(27,6%)
Interés Minoritario			
<b>Utilidad Neta</b>	<b>1.609,26</b>	<b>2.293,34</b>	<b>(29,8%)</b>
Utilidad por acción (COL\$)	\$ 39,76	\$ 56,66	(29,8%)
EBITDA	1.629,230	4.201,220	(61,2%)
Margen EBITDA	32%	58%	

La **utilidad neta** en el primer trimestre de 2009 fue de COP\$1.609,26 millardos, 29,8% menos que la reportada para el primer trimestre de 2008 que fue de COP\$2.293,34 millardos.

La **utilidad neta por acción** del primer trimestre de 2009 fue COP\$39,76, una disminución de 29,8% en comparación con COP\$56,66 del primer trimestre de 2008.

Durante el primer trimestre de 2009 los precios internacionales sufrieron una fuerte caída (promedio WTI a marzo de 2009 US\$43,1/barril frente a US\$97,9/barril a marzo de 2008), lo que se reflejó en una reducción de 63,9% en el precio de la canasta de crudos, y de 51,5% en la canasta de productos de exportación.

Los diferenciales de crudos y productos exportados por Ecopetrol con respecto al WTI tuvieron una mejoría en el primer trimestre de 2009, en el cual se tuvo un diferencial promedio para crudos de US\$13,93/barril frente a US\$14,60/barril en el primer trimestre de 2008.

Sin embargo, se pasó de exportar a un precio equivalente al 78% del WTI en el primer trimestre de 2008, a un precio equivalente al 70% del WTI para el primer trimestre de 2009, debido a que la participación porcentual de los crudos pesados en la canasta de exportación de Ecopetrol, que tienen mayores descuentos por calidad, pasó de 62,8% en el primer trimestre de 2008, a 87,5% en el primer trimestre de 2009.

En lo que corresponde a los precios regulados de los combustibles líquidos, en el primer trimestre de 2009 estuvieron por encima de los precios de paridad de exportación, en razón de la decisión tomada por el Gobierno Nacional de mantener los precios altos para destinar los excedentes a un fondo de estabilización de precios.

En el caso de la gasolina regular, el precio regulado fue en promedio COP\$3.831/galón, frente a un precio de paridad internacional de COP\$2.596/galón. Para el diesel, el precio regulado fue de COP\$3.793/galón, frente a un precio de paridad internacional COP\$3.503/galón.

Las diferencias en precios frente al precio de paridad internacional son contabilizadas mensualmente como una cuenta por cobrar o por pagar al Ministerio de Minas y Energía con destino al Fondo de Estabilización de Precios, según corresponda. Cada trimestre el Ministerio de Minas y Energía calcula la diferencia neta para cada combustible y para cada refinador y/o importador. En caso que haya lugar a algún diferencial, los recursos del Fondo de Estabilización se giran a los refinadores o importadores. En caso contrario, éstos últimos giran el exceso recaudado con destino al Fondo de Estabilización.

Por ello, si bien los volúmenes vendidos totales aumentaron, el impacto de los factores antes mencionados hizo que las **ventas totales** del primer trimestre de 2009, que alcanzaron COP\$5.112,75 millardos, fueran un 29,2% menos que las del mismo trimestre de 2008.

**El costo de ventas** aumentó 16,9% en el primer trimestre de 2009 en comparación con los niveles del primer trimestre de 2008, producto de un incremento de 16,6% en los costos variables y de 17,7% en los costos fijos.

**Los costos variables** representaron el 70,3% del costo de ventas en el primer trimestre de 2009, en comparación con el 70,5% durante el mismo trimestre de 2008.

El incremento en los **costos variables** se debe principalmente al efecto de la variación de inventarios en el primer trimestre de 2009. La política contable de la compañía valora el inventario con un precio promedio móvil, que para el crudo y los productos se redujo en aproximadamente 9,6 USD/barril entre el inicio y el fin del primer trimestre de 2009.

Por ello, **el inventario** final de crudo y productos cerró en un valor de COP\$1.356 millardos a marzo de 2009, que comparado con COP\$1.596 millardos al cierre de diciembre de 2008, generó un mayor costo de ventas en el primer trimestre de 2009 de COP\$240 millardos. De este incremento, COP\$199 millardos se explican por la

variación de precio en el inventario, y los restantes COP\$41 millardos por reducción en el volumen.

En el primer trimestre de 2008 el efecto fue el contrario, ya que el valor **del inventario** final fue de COP\$1.779 millardos, mientras que a diciembre de 2007 fue de COP\$1.368 millardos, lo que ocasionó una disminución en el costo de ventas por valor de \$411 millardos en el primer trimestre de 2008.

Las **importaciones de productos** también se incrementaron, principalmente las de diesel de bajo azufre para mezclar con la producción nacional y cumplir con las regulaciones y acuerdos sobre la calidad de los combustibles, alcanzando 22 KBPD en el primer trimestre de 2009, frente a 12 KBPD importados en el primer trimestre de 2008.

Por su parte, el rubro de **amortización y agotamiento** se incrementó un 54,9%, al pasar de COP\$254,73 millardos en el primer trimestre de 2008 a COP\$394,52 millardos en el primer trimestre de 2009, debido al aumento de las inversiones en los proyectos de exploración y producción, capitalizadas en 2008. La mayor capitalización es consistente con las mayores inversiones de la empresa.

El valor de las **compras de hidrocarburos** se redujo en un 26,8%, a pesar del incremento del volumen de crudo comprado a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), que pasó de 87,81 KBPDC en el primer trimestre de 2008 a 94,12 KBPDC en el primer trimestre de 2009. El precio de compra de crudo a la Agencia pasó de un promedio de US\$ 78,27/ barril en el primer trimestre de 2008 a un promedio de US\$ 31,56/barril en el primer trimestre de 2009. El incremento de las compras obedeció principalmente a la necesidad de completar la dieta de la refinería de Barrancabermeja con crudos más livianos, debido a la declinación de la producción propia de tales crudos.

La ANH factura cada mes las compras de hidrocarburos utilizando precios promedio mensuales preliminares, y al cierre de cada trimestre efectúa la liquidación en firme con los precios definitivos, lo que origina ajustes sobre los resultados financieros cada trimestre. Para minimizar el impacto de tales ajustes, Ecopetrol calcula y registra mensualmente una provisión para aproximar el valor preliminar facturado al valor definitivo proyectado.

**Los costos fijos** se incrementaron un 17,7% entre el primer trimestre de 2009 y el mismo período de 2008, debido principalmente al incremento en las tarifas de los servicios contratados a través de contratos de asociación y por Ecopetrol directamente, y al incremento de los costos de mantenimiento. La empresa continúa con su proceso de renegociación de tarifas de prestación de servicios.

Estos incrementos reflejan la mayor actividad productiva de Ecopetrol, así como el efecto de algunos costos no recurrentes, entre los que se destacan los costos de prueba y arranque de las nuevas estaciones compresoras en los campos de la Guajira, que aumentarán la capacidad de producción para atender los compromisos de exportación de gas a Venezuela, y el incremento de los costos laborales por la implementación de la nueva política salarial.

En línea con lo anterior **la utilidad bruta** del primer trimestre de 2009 llegó a COP\$1.436,58 millardos, 64,8% menos en comparación con COP\$4.079,05 millardos

reportados en el primer trimestre del año 2008. **El margen bruto** fue de 28% en el primer trimestre de 2009, en comparación con 56% del primer trimestre del año 2008.

**Los gastos operativos** tuvieron un aumento de 32,7% en el primer trimestre de 2009 comparados con el primer trimestre de 2008. Esto se explica por un incremento del 28,4% en los **gastos de administración**, debido principalmente a la amortización de los créditos mercantiles de las adquisiciones de Propilco, Petro-Tech Peruana y Ocesa, al crecimiento de los costos laborales por la aplicación de la nueva política salarial, y al incremento en la planta de personal de 11,4% entre marzo de 2008 y marzo de 2009, acorde con la expansión de la compañía.

Como parte de los **gastos operativos**, los gastos de **comercialización y proyectos** tuvieron un incremento de 34,0% debido fundamentalmente a mayores pagos por la utilización de servicios de transporte de crudo destinado a la exportación y de transporte de gas para la refinería de Barrancabermeja y algunos clientes, así como a los costos relacionados con la evaluación de oportunidades de negocio, principalmente de exploración y producción fuera de Colombia.

**La utilidad no operativa** aumentó un 287,4% comparada con la del primer trimestre de 2008, básicamente por el efecto que tuvo en el primer trimestre de 2009 la devaluación del 14,2% sobre los portafolios financieros (el 72,37% del portafolio se encuentra denominado en dólares).

En el primer trimestre de 2009, con una tasa de cambio promedio de 2.408 COP\$/US\$, el efecto neto de la variación de la **tasa de cambio** fue un ingreso de COP\$1.080 millardos, comparada con una pérdida neta de COP\$643 millardos durante el primer trimestre de 2008, cuando se registró una tasa de cambio promedio de 1.911 COP\$/US\$. Los **ingresos financieros** netos ascendieron a COP\$1.325,07 millardos, frente a un resultado financiero neto negativo de COP\$277,10 millardos en el primer trimestre del año 2008.

El **EBITDA** para el primer trimestre de 2009 fue de COP\$1.629,23 millardos, en comparación con COP\$4.201,22 millardos reportados en el mismo período del año 2008. **El margen EBITDA** fue de 32%, en comparación con 58% del primer trimestre del año 2008.

## BALANCE GENERAL

Balance General Millardos de COP\$	No Consolidado		
	Q1 2009	2008	%
Activos corrientes	18.713,72	14.882,03	25,7%
Activos de largo plazo	34.638,12	33.270,84	4,1%
<b>Total Activos</b>	<b>53.351,84</b>	<b>48.152,87</b>	10,8%
Pasivos corrientes	18.016,00	6.464,73	178,7%
Pasivos de largo plazo	7.604,06	7.067,39	7,6%
<b>Total Pasivos</b>	<b>25.620,06</b>	<b>13.532,11</b>	89,3%
<b>Patrimonio</b>	<b>27.731,78</b>	<b>34.620,76</b>	(19,9%)
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>53.351,84</b>	<b>48.152,87</b>	10,8%

Cuentas de orden	168.298,71	118.649,94
------------------	------------	------------

\*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.

A 31 de Marzo de 2009, Ecopetrol presentó **activos** por un valor total de COP\$53.351,84 millardos en comparación con COP\$48.152,86 millardos al cierre del año 2008, mientras que los **pasivos** fueron COP\$25.620,06 millardos en comparación con COP\$13.532,11 millardos al cierre de 2008. A su vez, el patrimonio se redujo por efecto de la repartición de utilidades. El 26 de marzo se decretaron dividendos de COP\$220 pesos por acción, COP\$115 de dividendo ordinario y COP\$105 de dividendo extraordinario, para un total de COP\$8.903,95 millardos.

El incremento en el **activo corriente** fue generado principalmente por la liquidación de inversiones de largo plazo tales como bonos y títulos privados en el exterior, con el propósito de responder a las necesidades de inversión de la Empresa.

El **activo corriente** incluye la cuenta por cobrar al Ministerio de Minas y Energía por reconocimiento del diferencial de precios de la gasolina y el diesel por COP\$4.059,34 millardos, compuesta por COP\$3.777,13 millardos por diferencial de precio en el año 2008, COP\$182,45 millardos por costo de oportunidad, y COP\$99,76 millardos por diferencial de precios en el año 2007.

En el **activo no corriente** se destacan en el primer trimestre de 2009: la capitalización de Ecopetrol America Inc. por US\$23 millones, el incremento de la participación en Ocesa S.A. por US\$417,8 millones, y la conformación de una cuenta de fondos en custodia (escrow account) por US\$58 millones como respaldo a la negociación de la adquisición de Hocol.

El incremento del **pasivo** se debe principalmente al reconocimiento de la obligación de pago de los dividendos decretados por la Asamblea General de Accionistas por COP\$8.903,95 millardos, los cuales deben ser pagados en tres cuotas en los meses de abril, agosto y diciembre de 2009. A su vez el patrimonio se reduce en este valor, que se traslada al pasivo como dividendos por pagar.

La Asamblea también aprobó la constitución de la Reserva Legal (10%) por COP\$1.163,07 millardos, con lo cual el valor de ésta asciende COP\$3.591,39 millardos, y una Reserva Ocasional para nuevas exploraciones por COP\$1.492,16 millardos.

### **Posición de Caja**

Bajo el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) promulgado por la Contaduría General de la Nación de Colombia, a 31 de marzo de 2009 la compañía tenía COP\$11.555,6 millardos **en efectivo, equivalentes de efectivo e inversiones, incluyendo aquellas inversiones en portafolios al vencimiento** que ascienden a COP\$206,76 millardos, y no tenía deuda financiera. El efectivo neto provisto por las actividades operativas fue de COP\$3.068,17 millardos en el primer trimestre de 2009 en comparación con COP\$3.330,28 millardos en el primer trimestre de 2008.

### **Resultados Financieros Consolidados**

Para efectos de los datos consolidados al primer trimestre de 2009, se incluyeron los resultados de las siguientes compañías: Ecopetrol S.A., Black Gold Re Ltda, Ecopetrol Oleo e Gás Do Brasil, Ecopetrol America Inc, Ecopetrol del Perú S.A., Bioenergy S.A.,

Andean Chemicals Limited, ECP Global Energy, Propilco S.A. (a Febrero de 2009), ODL Finance S.A. (a febrero de 2009), Ecopetrol Transportation Company (a febrero de 2009) y Ocesa S.A. ( a febrero de 2009). Para el primer trimestre de 2008 sólo se consolidaban con Ecopetrol S.A. Black Gold Re Ltda, Ecopetrol Oleo e Gás Do Brasil, Ecopetrol America Inc y Ecopetrol del Perú S.A.

### Estado de Resultados Consolidado

Millardos de COP\$	Q1 2009	Q1 2008	%
Ventas locales	3.187,16	4.546,93	( 29,9%)
Ventas de exportación	1.817,08	2.465,59	( 26,3%)
Ventas de servicios	235,89	214,25	10,1%
<b>Ventas Totales</b>	<b>5.240,13</b>	<b>7.226,77</b>	<b>( 27,5%)</b>
Costos Variables	2.587,35	2.217,44	16,7%
Costos Fijos	1.170,59	926,580	26,3%
<b>Costo de Ventas</b>	<b>3.757,94</b>	<b>3.144,02</b>	<b>19,5%</b>
Utilidad Bruta	1.482,19	4.082,75	( 63,7%)
Gastos Operativos	419,63	313,34	33,9%
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>1.062,56</b>	<b>3.769,41</b>	<b>( 71,8%)</b>
Utilidad (pérdida) No Operacional	1.172,59	(640,71)	283,0%
Provisión impuesto de renta	626,66	835,37	( 25,0%)
Interés minoritario	(0,05)	-	0,0%
<b>Utilidad Neta</b>	<b>1.608,44</b>	<b>2.293,33</b>	<b>( 29,9%)</b>
Utilidad por acción (COL\$)	\$ 39,74*	\$ 56,66*	( 29,9%)
EBITDA	1.755,55	4.204,89	( 58,2%)
Margen EBITDA	34%	58%	

\* Esto valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos

En las **ventas totales** del primer trimestre de 2009, los mayores aportes de las subordinadas fueron de Propilco S.A. con COP\$200,92 millardos y Ocesa S.A. con COP\$117.06 millardos, representando entre ellas el 6,1% de los ingresos consolidados.

La **utilidad bruta** en el primer trimestre de 2009 llegó a COP\$1.482,19 millardos, equivalente a un **margen bruto** de 28%.

La **utilidad neta** llegó a COP\$1.608,44 millardos, 29,9% menor comparada con la del primer trimestre del año 2008. Para referencia, la utilidad neta por acción consolidada fue de COP\$39,74 en el primer trimestre de 2009.

El **EBITDA** para el primer trimestre de 2009 fue de COP\$1.755,55 millardos. El mayor **EBITDA** consolidado fue aportado principalmente por Ocesa S.A. con COP\$91,49 millardos, Propilco con COP\$16,35, y Black Gold Re con COP\$4,11 millardos.

### Resultados por segmentos

El reporte por segmentos se calcula con base en precios de transferencia, tomando como referencia precios de paridad exportación. Adicionalmente la metodología asigna descuentos fijos para el crudo que el segmento de Mercadeo y Ventas le suministra a la refinería de Barrancabermeja.

Millardos de COP\$	E&P 1Q09	Refinación 1Q09	Transporte 1Q09	Mercadeo y Ventas 1Q09	Corporativo 1Q09	TOTAL ECP 1Q09
<b>Ventas Locales</b>	1.812,94	2.366,89	488,55	944,90	(2.223,59)	3.389,69
<b>Ventas de Exportación</b>	551,33	395,49	-	776,24	-	1.723,06
<b>Ventas Totales</b>	2.364,27	2.762,38	488,55	1.721,14	(2.223,59)	5.112,75
<b>Utilidad Operativa</b>	925,32	17,32	164,47	(77,63)	(8,57)	1.020,91
<b>Utilidad Neta</b>	755,34	188,75	137,12	(51,66)	579,71	1.609,26

El segmento de **Exploración y Producción** aportó el 46,9% de la utilidad neta, por un valor de COP\$755,34 millardos, soportado por el aumento de la producción de crudos pesados destinados a exportación.

El segmento de **Refinación** aportó COP\$188,75 millardos de utilidad neta como resultado de un margen bruto de productos refinados de US\$ 9,4/barril, el cual se afectó por el impacto de la disminución de precios en los inventarios.

El segmento de **Transporte** obtuvo una utilidad neta de COP\$137,12 millardos, la cual incluye el efecto de los ingresos obtenidos por mayores volúmenes transportados con respecto al período enero-marzo del 2008, al pasar de 728,6 KBDC a 765,4 KBDC.

El segmento de **Mercadeo y Ventas** arrojó una pérdida neta de COP\$51,66 millardos como resultado del impacto de la disminución de precios del último trimestre del año 2008, el cual se reflejó en los descuentos pactados para las exportaciones, que fueron mayores que los diferenciales existentes en la fecha de facturación de las mismas.

El segmento de **Mercadeo y Ventas** también asume el diferencial del descuento para el crudo entregado a la refinería de Barrancabermeja.

En el primer trimestre de 2009, el segmento **Corporativo** aportó a la utilidad neta COP\$579,71 millardos, equivalente al 36% de la utilidad neta total, debido principalmente a las ganancias por diferencia en cambio y la valoración de las inversiones de tesorería.

## Aspectos destacados de los segmentos de negocio

### Exploración

Al mes de marzo de 2009 Ecopetrol había perforado directamente y en participación de riesgo 3 pozos exploratorios, uno en la cuenca del Catatumbo, uno en el Putumayo (Qüriyana-1, productor), y otro en la cuenca Llanos. En perforación se encuentra un pozo en el Golfo de México, y otro está suspendido por efecto de daños ocasionados durante la última temporada de huracanes. El índice de éxito exploratorio comercial en el primer trimestre de 2009 fue de 33%.

Ecopetrol adquirió, directamente y en participación de riesgo 714,9 kilómetros de sísmica, y los socios 285 kilómetros, para un total de 1.000 kilómetros. No se ha realizado adquisición de sísmica a nivel internacional.

A continuación, se presenta un resumen de puntos destacados de exploración durante el primer trimestre de 2009:

- 21 enero: Ecopetrol y Pacific Rubiales reportan pozo productor de petróleo en el departamento del Meta

Ambas compañías anunciaron que el pozo Quifa-5, ubicado en el departamento del Meta, produjo hidrocarburos en superficie. El pozo fue perforado por Meta Petroleum LTD., compañía operadora del contrato de asociación Quifa.

- 5 de febrero: Ecopetrol aumentó su participación en los bloques costa afuera en Fuerte Norte y Fuerte Sur

Ecopetrol S.A. y BHP Billiton Petroleum Corporation a través de su subsidiaria colombiana, celebraron un acuerdo para aumentar la participación de Ecopetrol en los bloques Fuerte Norte y Fuerte Sur. Según los términos y condiciones del contrato, BHP Billiton asignó a Ecopetrol el 25% de su participación en los dos bloques. Como resultado de ello, cada compañía tiene una participación del 50% sobre los bloques.

- 17 de marzo: Ecopetrol y Petrobras logran acuerdos de exploración y producción de hidrocarburos en Perú

A través de su filial en Perú, Ecopetrol suscribió dos acuerdos con Petrobras Energía del Perú S.A. para adquirir participaciones en dos bloques de exploración y producción. En el primer bloque (Lote 110), Ecopetrol adquirió una participación de 50%, en el segundo (Lote 117), la Empresa adquirió el 25%.

- 19 de marzo: Ecopetrol presentó las mejores propuestas para 26 bloques en el Golfo de México (E.U.)

Ecopetrol S.A. a través de su filial Ecopetrol America Inc., presentó las propuestas más competitivas en 26 bloques. La participación en 15 de ellos es del 100%. En los 11 restantes se presentó en conjunto con Repsol E&P USA Inc., con participaciones entre el 40% y 60%.

## **Producción**

La Compañía participó en la perforación de 142 pozos de desarrollo en el primer trimestre de 2009, de los cuales 33 fueron perforados por Ecopetrol, y los otros 109 fueron hechos a través de acuerdos con socios. Durante el primer trimestre de 2008 fueron perforados 127 pozos de desarrollo, de los cuales 33 fueron hechos por Ecopetrol y los restantes 94 a través de acuerdos con socios.

La producción bruta de petróleo y gas equivalente se incrementó un 6,3%, pasando de 431 KBPED en el primer trimestre de 2008 (347,4 KBPD de crudo y 83,6 KBPED de gas natural), a 457,7 KBPED (375,7 KBPD de crudo y 82 KBPED de gas natural) en el primer trimestre de 2009.

El incremento se dio principalmente en la producción de crudos pesados: el campo Rubiales aumentó su producción de propiedad de Ecopetrol de 15 KBPD en el primer trimestre de 2008 a 29,5 KBPD en el primer trimestre de 2009. La producción directa en los campos de la zona de Apiay y Castilla pasó de 89 KBPD en el primer trimestre de 2008 a 103 KBPD en el primer trimestre de 2009.

Otros campos que ayudaron a aumentar la producción de los primeros tres meses del año 2009 con respecto a los tres primeros meses del 2008 fueron La Cira y Casabe; el primero pasó de 7,8 KBPD a 11,3 KBPD, mientras que el segundo pasó de 9,4 KBPD a 12 KBPD, a pesar de los problemas de inundaciones y lluvias que se presentaron en el área del Magdalena Medio.

La producción del primer trimestre de 2009 se vio afectada por un paro cívico en la región del Putumayo que no estaba relacionado con las operaciones de la Compañía, y que redujo la producción en esa zona de 7,6 KBPD en el primer trimestre de 2008, a 5,1 KBPD en el primer trimestre de 2009.

Los activos internacionales de Ecopetrol (K2 y Petro-tech Peruana) aportaron en el trimestre una producción adicional de 6,2 KBPD, la cual no está incluida dentro de la producción antes mencionada de Ecopetrol S.A.

El costo de levantamiento para el primer trimestre de 2009 fue de US\$5,44/barril, en comparación con US\$5,51/barril en el primer trimestre de 2008. Este resultado se debió al efecto combinado de la mayor actividad de producción, de los mayores costos de servicios de workover y de los servicios de operación asociada, y del impacto positivo sobre el costo por una mayor tasa de cambio durante el primer trimestre de 2009.

## **Refinación**

El proyecto de Hidro-tratamiento en la refinería de Barrancabermeja, que permitirá remover la mayor parte del contenido de azufre en el diesel y en la gasolina, tiene un avance del 73,1%.

El Plan Maestro de Cartagena está en fase de desarrollo de la ingeniería básica, que debe finalizar en noviembre de 2009. Se espera que el proyecto esté operando en su totalidad en 2013, aunque algunas plantas podrían empezar a operar en fechas más tempranas.

El proyecto de Modernización de la refinería de Barrancabermeja, que permitirá llevarla a un esquema de conversión profunda para procesar crudos pesados y obtener productos con estándares internacionales de calidad, adelanta la ingeniería conceptual. Se espera que esté en operación a finales del año 2012.

En el primer trimestre de 2009 se cargaron 213.400 barriles diarios de crudo en la refinería de Barrancabermeja, en comparación con 228.500 barriles diarios refinados en el primer trimestre de 2008, debido a la reparación programada de la unidad 150 en el mes de marzo de 2009.

Los bajos precios del crudo permitieron mejorar los márgenes en el primer trimestre de 2009, y anticiparon las salidas a mantenimientos programados de las refinerías. El crack spread 3:2:1 del mercado tuvo un incremento promedio de US\$ 3,38 /barril en los dos primeros meses del año 2009 frente al mismo período de 2008.

En línea con ello, y gracias a la realización de los productos con mejores diferenciales frente al WTI, el margen bruto de los productos refinados de Ecopetrol en el primer trimestre de 2009 fue de US\$7,97/barril, comparado con US\$3,76/barril durante el primer trimestre de 2008. Por su parte, el margen bruto de refinación teórico de la refinería de Barrancabermeja en el primer trimestre de 2009 fue de US\$9,4/ barril,

comparado con US\$3,15/barril durante el primer trimestre de 2008.

Desde mediados de febrero el precio del crudo comenzó a recuperarse, y alcanzó una cotización máxima en el trimestre de US\$54,34/barril a finales de marzo. El crack spread 3:2:1 de mercado entre marzo de 2009 y marzo de 2008 se redujo en US\$2,67 /barril.

El costo de refinación de la refinería de Barrancabermeja para el primer trimestre de 2009 fue de US\$4,41/barril de carga, en comparación con US\$3,69/barril en el primer trimestre de 2008. La variación se debió principalmente al efecto combinado de una menor carga, mayores costos de personal y de combustibles (gas natural), compensados por el efecto favorable de la tasa de cambio en el primer trimestre del año 2009.

## **Transporte**

El oleoducto Apiay-Porvenir, que evacuará la creciente producción de crudos pesados de Apiay y Castilla, inició una fase de operación temprana en diciembre de 2008, y se espera que esté operando completamente en el último trimestre de 2009.

La sociedad Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. -ODL, propiedad de Ecopetrol y Pacific Rubiales Energy en proporción 65% y 35%, respectivamente-, avanza en la construcción del oleoducto Rubiales-Monterrey para el transporte de crudo pesado del campo Rubiales, y se espera que entre en operación en el último trimestre de 2009.

El costo del transporte para el primer trimestre de 2009 fue de COP\$7,50/barril-kilómetro (US\$0,29/barril-kilómetro), en comparación con COP\$6,30/barril-kilómetro (US\$0,25/barril-kilómetro) en el primer trimestre de 2008. La variación se debió principalmente a mayores erogaciones en los conceptos de salarios y mantenimiento, así como a mayores capitalizaciones de proyectos.

## **Inversiones**

**Las inversiones** para el primer trimestre del año 2009, incluyendo adquisiciones, fueron de COP\$3.584 millones. Sin tener en cuenta las adquisiciones, las inversiones orgánicas ascendieron a COP\$1.222 millones, lo que representa un aumento de 121% en comparación con las inversiones orgánicas del mismo trimestre del año 2008, que alcanzaron COP\$553 millones. En ese trimestre de 2008 no hubo adquisiciones.

Del total de las inversiones incluyendo adquisiciones, el 23,9% se dedicó a las actividades de upstream, principalmente en los campos maduros y de crudos pesados, el 7,7% a las actividades de downstream, y el 68,4% restante a nuevos negocios y adquisiciones, principalmente Petro-tech Peruana (Offshore International Group) y Ocesa S.A.

## **Desarrollos Estratégicos**

### **Adquisiciones en E&P**

La estrategia de Ecopetrol en exploración y producción está enfocada a producir, en el año 2015, 1 millón de barriles de petróleo equivalente por día. Para ello, la Empresa trabaja en tres frentes: desarrollo de campos actuales, hallazgo de nuevas reservas y adquisición de reservas nacional e internacionalmente.

En el marco de esa estrategia, en el primer trimestre de 2009 se realizaron las siguientes transacciones:

### **Offshore International Group**

Con la adquisición conjunta en partes iguales de la compañía Offshore International Group realizada por KNOC y Ecopetrol por US\$900 millones, más US\$92 millones de capital de trabajo, se adquirió una de las empresas de exploración y producción de mayor trayectoria en el Perú (Petro-tech Peruana) y a sus compañías que prestan servicios marítimos en la costa norte del Perú, reconocida por su experiencia en operación costa afuera en aguas someras, y que aporta 12 KBPD de producción, de los cuales el 50% corresponde a Ecopetrol (6 KBPD).

Las reservas totales 2P (probadas + probables) estimadas por Ecopetrol son de 112 millones de barriles equivalentes, de los cuales 85 millones corresponden a reservas 1P. A Ecopetrol le corresponde el 50%.

Así mismo, Petro-tech Peruana cuenta con un valioso potencial de recursos exploratorios, al tener 11 bloques en aguas poco profundas del Perú (1 en producción y 10 en exploración), que en conjunto suman la tercera superficie costa afuera más grande de América del Sur (9,5 millones de hectáreas).

Las estimaciones preliminares de Ecopetrol y KNOC apuntan a unas inversiones promedio anuales de US\$250 millones durante los próximos 10 años. La producción actual podría duplicarse hacia finales de este año, y futuros incrementos dependerían principalmente de los resultados de la actividad exploratoria.

### **Hocol**

La adquisición de Hocol, (que tendrá cierre definitivo en junio), busca fortalecer el posicionamiento de Ecopetrol en Colombia, incorporar reservas, producción y flujo de caja en el corto plazo, así como fortalecer el portafolio exploratorio de la Empresa. Además de una eficiente operación de producción, Hocol cuenta con 13 bloques exploratorios. El valor de la transacción es de US\$580 millones por valor de la firma, más un valor estimado de US\$168 millones por capital de trabajo.

El acuerdo incluye una cláusula de pago adicional en función de las reservas 2P que se certifiquen en el pozo Hurón en el bloque Niscota, certificación que aún no se ha realizado. La cláusula contempla el pago de un monto que depende del precio promedio del WTI durante los seis meses anteriores a la fecha de certificación de las reservas, y otro pago variable correspondiente a un porcentaje del WTI promedio por el valor de la reserva 2P certificada, con un valor tope de US\$50 millones.

El total de reservas estimadas por Ecopetrol es de 61 millones de barriles equivalentes en reservas 2P (probadas + probables).

### **Adquisiciones en el Downstream**

La estrategia del Downstream apunta a la mejora de los márgenes mediante el incremento de la capacidad y el nivel de conversión de las refinerías, el desarrollo de la petroquímica, la mayor eficiencia operacional, y el mantenimiento y expansión de la infraestructura de transporte para soportar el crecimiento del Upstream y el Downstream.

## **Refinería de Cartagena S.A.**

El día 3 de marzo Ecopetrol anunció que había llegado a un acuerdo con Glencore acerca de los términos y condiciones principales sobre los cuales se celebraría un contrato de compraventa de la totalidad de las acciones que posee Glencore en la Refinería de Cartagena S.A. (51%). Con esta operación Ecopetrol ratifica su compromiso para desarrollar el proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena.

El precio base de la negociación es de US\$549 millones, que puede ser ajustado como resultado del proceso de debida diligencia que Ecopetrol está realizando. La fecha estimada para el cierre de la transacción se extendió hasta el 29 de Mayo de 2009.

En este momento, Ecopetrol analiza las sinergias que se pueden obtener con la integración de los Planes Maestros de Modernización de Barrancabermeja y Cartagena, y en el desarrollo de su plan petroquímico.

Así mismo, se espera poder optimizar la programación de la producción conjunta de ambas refinerías y el uso de los sistemas de transporte entre Barrancabermeja y Cartagena.

## **Ocensa S.A.**

El día 17 de marzo Ecopetrol cerró la operación para la adquisición de la participación accionaria que poseía Enbridge Inc. de Canadá en Ocensa S.A., activo estratégico por ser la primera ruta de evacuación de los crudos desde la zona de mayor prospectividad del país hacia el principal centro de refinación y hacia los puertos para la exportación. Ecopetrol aumentó su participación de 35,3% a 60%. El valor de la transacción fue de US\$417,8 millones.

## **Presentación de los resultados**

El jueves 14 de mayo la alta gerencia de Ecopetrol ofrecerá dos presentaciones en línea para discutir los resultados del primer trimestre de 2009:

### **En Español**

8:00 a.m. Bogotá (9:00 a.m. New York)

### **En Inglés**

10:00 a.m. Bogotá (11:00 a.m. New York)

El webcast estará disponible en la página web de Ecopetrol: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co) . Por favor acceder al sitio 10 minutos antes a fin de descargar el software necesario. Una copia del webcast se encontrará disponible durante un año después del evento en vivo.

## **Acerca de Ecopetrol S.A.**

Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) 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 el más grande productor de petroquímicos de Colombia, Propilco, así como las compañías Black Gold Re Ltda., Ecopetrol Oleo e Gas do Brazil Ltda., Ecopetrol America Inc., Ecopetrol del Perú S.A., Andean Chemicals Limited, COMAI, Bioenergy S.A., ODL Finance S.A., ECP Global Energy y Ecopetrol Transportation Company. 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 y en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) a través de su ADR bajo el símbolo EC. La compañía divide sus operaciones en cinco segmentos de negocio que incluyen exploración y producción, transporte, refinería, mercadeo y ventas de petróleo crudo, gas natural y productos refinados, y centro corporativo.

Para más información sobre Ecopetrol visite el sitio web [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

### **Declaraciones de proyección futura**

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

### **ECOPETROL:**

#### **Director de de Relaciones con el Inversorista**

Alejandro Giraldo

Teléfono: +571-234-5190

Fax: +571-234-5628

Correo electrónico: [investors@ecopetrol.com.co](mailto: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](mailto:mauricio.tellez@ecopetrol.com.co)

**ECOPETROL S.A.**  
**Estado de Resultados No Auditado**

Millones de pesos colombianos	No Consolidado				Consolidado		
	1Q-09	1Q-08	%	4Q-08	1Q-09	1Q-08	%
<b>Ingresos</b>							
Ventas Nacionales	3.153.804	4.546.931	-31%	3.775.862	3.187.155	4.546.931	-30%
Ventas al Exterior	1.723.061	2.461.249	-30%	2.096.748	1.817.076	2.465.593	-26%
Venta de Servicios	235.888	214.254	10%	263.278	235.888	214.254	10%
<b>Total Ingresos</b>	<b>5.112.753</b>	<b>7.222.434</b>	<b>-29%</b>	<b>6.135.888</b>	<b>5.240.119</b>	<b>7.226.778</b>	<b>-27%</b>
<b>Costo de Ventas</b>							
<b>Costos Variables:</b>							
Compras a la ANH y Terceros	1.399.973	1.913.668	-27%	1.676.560	1.399.973	1.913.668	-27%
Amortización y Agotamiento	394.519	254.729	55%	225.088	394.519	254.729	55%
Productos Importados	544.050	426.637	28%	192.455	544.050	426.637	28%
Variación de Inventarios	240.005	(411.069)	158%	388.872	240.005	(411.069)	158%
Otros	7.006	32.837	-79%	331.000	8.806	33.471	-74%
<b>Costos Fijos:</b>							
Depreciación	151.630	168.583	-10%	167.518	222.580	168.583	32%
Servicios Contratados Asociación	251.614	206.350	22%	415.349	251.614	206.350	22%
Mantenimiento	64.946	54.053	20%	272.707	64.946	54.053	20%
Otros	622.428	497.595	25%	997.059	631.448	497.595	27%
<b>Total Costo de Ventas</b>	<b>3.676.171</b>	<b>3.143.383</b>	<b>17%</b>	<b>4.666.608</b>	<b>3.757.941</b>	<b>3.144.017</b>	<b>20%</b>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>1.436.582</b>	<b>4.079.051</b>	<b>-65%</b>	<b>1.469.280</b>	<b>1.482.178</b>	<b>4.082.761</b>	<b>-64%</b>
<b>Gastos Operacionales</b>							
Administración	94.028	73.241	28%	126.321	100.428	73.282	37%
Comercialización y Proyectos	321.644	240.058	34%	628.350	319.199	240.058	33%
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>1.020.910</b>	<b>3.765.752</b>	<b>-73%</b>	<b>714.609</b>	<b>1.062.551</b>	<b>3.769.421</b>	<b>-72%</b>
<b>Ingresos (gastos) No Operacionales:</b>							
Ingresos Financieros	3.147.425	1.515.315	108%	4.887.913	3.200.927	1.511.646	112%
Gastos Financieros	(1.822.388)	(1.792.417)	2%	(3.273.121)	(1.874.833)	(1.792.417)	5%
Ingresos No Financieros	202.683	128.061	58%	671.504	203.010	128.061	59%
Egresos No Financieros	(334.152)	(488.000)	-32%	(297.500)	(356.516)	(487.999)	-27%
Otros							
<b>Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta</b>	<b>2.214.478</b>	<b>3.128.711</b>	<b>-29%</b>	<b>2.703.405</b>	<b>2.235.139</b>	<b>3.128.711</b>	<b>-29%</b>
Provisión Impuesto de Renta	605.217	835.366	-28%	651.103	626.655	835.366	-25%
Interés minoritario					(50)	-	
<b>Ganancia Neta del Año</b>	<b>1.609.261</b>	<b>2.293.345</b>	<b>-30%</b>	<b>2.052.302</b>	<b>1.608.434</b>	<b>2.293.345</b>	<b>-30%</b>
<b>EBITDA</b>	1.629.228	4.201.217	-61%	1.150.941	1.755.551	4.204.886	-58%
<b>MARGEN EBITDA</b>	32%	58%		19%	34%	58%	
<b>UTILIDAD POR ACCIÓN</b>	\$ 39,76	\$ 56,66	-30%	\$ 50,71	\$ 39,74*	\$ 56,66*	-30%

Notas

\* Esto valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos

En el cuarto trimestre de 2008 COP\$65.924 millones de amortizaciones de BOMTS que se venían presentando como gastos de comercialización fueron reclasificados a egresos no financieros

**ECOPETROL S.A.**  
**Balance General No Auditado**

Millones de pesos colombianos	No Consolidado			Consolidado	
	A 31 de marzo de	A 31 de Diciembre de		A 31 de marzo de	A 31 de Diciembre de
	2009	2008	2007	2009	2008
<b>Activos</b>					
<b>Activos corrientes:</b>					
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.905.199	1.870.246	3.466.184	5.340.424	2.113.803
Inversiones	4.056.917	3.749.919	5.954.502	4.308.734	3.749.919
Cuentas y documentos por cobrar	5.823.977	5.443.419	2.269.645	6.345.547	5.877.282
Otros	3.927.628	3.818.446	3.798.794	4.261.016	3.963.896
<b>Total activos corrientes</b>	<b>18.713.721</b>	<b>14.882.030</b>	<b>15.489.125</b>	<b>20.255.721</b>	<b>15.704.900</b>
<b>Activos no corrientes</b>					
Inversiones	9.803.942	11.300.362	4.125.858	5.333.076	8.688.320
Cuentas y documentos por cobrar	204.772	193.135	202.565	161.609	194.912
Propiedad, planta y equipo, neto	8.205.783	7.202.263	6.151.951	10.760.563	8.077.488
Recursos naturales y del medio ambiente, neto	6.908.475	6.831.465	5.128.917	8.425.236	8.054.049
Recursos entregados en administración	-	-	8.986.861		
Otros	9.515.147	7.743.614	8.009.939	9.597.665	7.982.743
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>34.638.119</b>	<b>33.270.839</b>	<b>32.606.091</b>	<b>34.278.149</b>	<b>32.997.512</b>
<b>Total activos</b>	<b>53.351.840</b>	<b>48.152.869</b>	<b>48.095.216</b>	<b>54.533.870</b>	<b>48.702.412</b>
<b>Pasivos y patrimonio</b>					
<b>Pasivos corrientes:</b>					
Obligaciones financieras	-	-	3.569	170.080	281.026
Cuentas por pagar y vinculados	12.969.595	1.787.526	1.141.161	12.859.069	1.708.647
Pasivos estimados y provisiones	661.771	668.795	1.435.943	717.446	673.973
Otros	4.384.631	4.008.406	3.478.984	4.464.972	4.036.126
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>18.015.997</b>	<b>6.464.727</b>	<b>6.059.657</b>	<b>18.211.567</b>	<b>6.699.772</b>
<b>Pasivos de largo plazo</b>					
Obligaciones laborales a largo plazo	2.247.638	2.164.787	10.316.041	2.247.638	2.164.787
Pasivos estimados y provisiones	2.832.880	2.503.508	2.732.554	2.867.197	2.542.791
Otros	2.523.543	2.399.091	2.179.321	2.558.403	2.432.394
<b>Total pasivos de largo plazo</b>	<b>7.604.061</b>	<b>7.067.386</b>	<b>15.227.916</b>	<b>7.673.238</b>	<b>7.139.972</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>25.620.058</b>	<b>13.532.113</b>	<b>21.287.573</b>	<b>25.884.805</b>	<b>13.839.744</b>
Interés minoritario				918.109	242.951
<b>Patrimonio</b>	<b>27.731.782</b>	<b>34.620.756</b>	<b>26.807.643</b>	<b>27.730.956</b>	<b>34.619.717</b>
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>53.351.840</b>	<b>48.152.869</b>	<b>48.095.216</b>	<b>54.533.870</b>	<b>48.702.412</b>
Cuentas de orden	168.298.711	118.649.940	64.180.245	168.549.091	118.874.631

**ECOPETROL S.A.**  
Estado de Flujos de Efectivo No Auditado

Millones de pesos colombianos	No Consolidado				Consolidado		
	1Q-09	1Q-08	%	4Q-08	1Q-09	1Q-08	%
<b>SALDO INICIAL</b>	<b>1.870.246</b>	<b>3.466.184</b>		<b>5.541.572</b>	<b>2.113.803</b>	<b>3.749.899</b>	
<b>ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>							
Efectivo recibido de clientes	4.931.556	6.216.254	-21%	5.531.813	5.242.483	6.237.454	-16%
Efectivo de intereses financieros	208.144	325.498	-36%	974.305	208.905	325.638	-36%
Ingresos por reintegros del FAEP y otros conceptos	-	-		-	-	-	
Otros pagos	-	-		-	-	-	
Pago de intereses financieros	(7.859)	(155)	4970%	(232)	(7.859)	(155)	4970%
Efectivo pagado a proveedores y contratistas	(465.241)	(1.601.161)	-71%	(2.188.248)	(390.607)	(1.662.220)	-77%
Pago por compras de hidrocarburos	(798.838)	(565.740)	41%	(1.120.967)	(798.838)	(565.740)	41%
Pago de impuestos sobre la renta, ventas y patrimonio	(571.795)	(722.590)	-21%	(356.192)	(571.795)	(722.590)	-21%
Pago de salarios, prestaciones sociales y seguridad social	(108.655)	(172.179)	-37%	(264.233)	(109.973)	(172.217)	-36%
Pago de pensiones de jubilación y traslados a fondos	(119.142)	(149.648)	-20%	(142.933)	(119.142)	(149.648)	-20%
<b>Efectivo neto provisto por actividades de operación</b>	<b>3.068.170</b>	<b>3.330.279</b>	<b>-8%</b>	<b>2.433.313</b>	<b>3.365.012</b>	<b>3.290.522</b>	<b>2%</b>
<b>ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>							
Disminución (aumento) neto de inversiones	1.238.306	(1.695.073)	173%	(1.665.129)	1.247.240	(1.621.446)	177%
Inversiones en propiedad, planta, equipo y recursos naturales	(1.281.444)	(303.168)	323%	(2.251.065)	(1.332.810)	(348.610)	282%
<b>Adiciones de propiedad, planta y equipo</b>	<b>(43.138)</b>	<b>(1.998.241)</b>	<b>-98%</b>	<b>(3.916.194)</b>	<b>(85.570)</b>	<b>(1.970.056)</b>	<b>-96%</b>
<b>ACTIVIDADES DE FINANCIACION</b>							
Distribución de utilidades	-	-		(2.327.170)	-	-	
Pago de obligaciones financieras	9.921	319.962	-97%	138.725	9.921	319.962	-97%
Pago de obligaciones financieras	-	(3.569)	100%	-	(62.742)	(3.569)	1658%
<b>Efectivo generado (usado) en actividades de financiación</b>	<b>9.921</b>	<b>316.393</b>	<b>-97%</b>	<b>(2.188.445)</b>	<b>(52.821)</b>	<b>316.393</b>	<b>-117%</b>
<b>VARIACION EFECTIVO</b>	<b>3.034.953</b>	<b>1.648.431</b>	<b>84%</b>	<b>(3.671.326)</b>	<b>3.226.621</b>	<b>1.636.859</b>	<b>97%</b>
<b>VARIACION EFECTIVO</b>	<b>4.905.199</b>	<b>5.114.615</b>	<b>-4%</b>	<b>1.870.246</b>	<b>5.340.424</b>	<b>5.386.758</b>	<b>-1%</b>