



# Informe financiero T1 2011



Petrominerales obtuvo sólidos resultados durante el primer trimestre de 2011. La producción y el flujo de fondos de operaciones aumentaron respectivamente 23% y 19% frente al cuarto trimestre de 2010, y 7% y 30% en comparación con el primer trimestre de ese ejercicio.

## ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

(El símbolo \$ se refiere a dólares estadounidenses a menos que se indique lo contrario.)

Trimestre finalizado el 31 de marzo	2011	2010	Variación porcentual
<b>Financieros</b>			
(millones de \$, salvo que se indique lo contrario)			
Ingresos de petróleo crudo	349.7	247.8	41
Flujo de fondos de operaciones <sup>(1)</sup>	181.8	140.1	30
Por acción – básica (\$)	1.76	1.42	24
– diluida (\$)	1.49	1.34	11
Utilidad neta ajustada <sup>(1) (2)</sup>	75.8	93.4	(19)
Por acción – básica (\$)	0.73	0.95	(23)
– diluida (\$)	0.60	0.90	(33)
Utilidad neta	36.8	93.4	(61)
Por acción – básica (\$)	0.35	0.95	(63)
– diluida (\$)	0.34	0.90	(62)
Gastos por propiedades, planta y equipo, y exploración y evaluación	149.5	111.7	34
Total del activo	1,958.6	866.5	126
Superávit (déficit) neto de capital de trabajo <sup>(1)</sup>	566.1	44.4	1,175
Acciones ordinarias, cierre del período (en miles)	103,678	98,935	5
Acciones ordinarias totalmente diluidas al cierre del período (en miles) <sup>(3)</sup>	127,147	108,381	17
<b>Operaciones</b>			
Ganancia operativa neta (\$/bbl) <sup>(1)</sup>			
Precio de referencia de Brent	104.89	76.75	37
Precio de referencia de WTI	94.61	79.08	20
Precio realizado de petróleo crudo <sup>(4)</sup>	88.54	64.65	37
Regalías	11.50	7.12	62
Gastos de producción	7.70	6.48	19
Ganancia operativa neta <sup>(1)</sup>	69.34	51.05	36
Producción de petróleo crudo (bppd)	40,802	38,199	7
Venta de petróleo crudo (bppd)	39,688	38,462	3

<sup>(1)</sup> Medición fuera del marco NIIF. Véase el apartado “Mediciones fuera del marco NIIF” en la sección “Análisis y comentarios de la Dirección”.

<sup>(2)</sup> La utilidad neta se ajustó en función de los efectos de la pérdida por pasivo financiero derivado de \$39,0 millones (\$0 en 2010).

<sup>(3)</sup> Suma de acciones ordinarias, opciones de compra de acciones, acciones ordinarias diferidas, acciones de incentivo, y obligaciones convertibles en circulación que se podrían convertir en acciones, a la fecha de cierre del período.

<sup>(4)</sup> Neto de transporte; excluye los ingresos de las compras de petróleo.

## **Transacciones y aspectos destacados durante el primer trimestre**

(Salvo que se indique lo contrario, las comparaciones se refieren a las cifras del primer trimestre de los ejercicios 2011 y 2010.)

- Nuestra producción de petróleo crudo se cifró en 40,802 bppd, un aumento de 23% en relación con el cuarto trimestre de 2010 y de 7% comparado con el primer trimestre de ese mismo ejercicio.
- Registramos un flujo de fondos de operaciones de \$181.8 millones, o \$1.76 por acción básica, un aumento de 30% y 24% comparado con 2010.
- Los \$36.8 millones de utilidad neta incluyeron una pérdida no monetaria de \$39.0 millones resultante del nuevo tratamiento contable de nuestro bono convertible conforme a las NIIF y al registro del monto total del impuesto sobre el capital en Colombia correspondiente a cuatro años, de \$27.7 millones. La utilidad neta ajustada correspondiente a estas dos partidas fue de \$103.5 millones en el trimestre, un aumento de 11% en relación con el ejercicio anterior.
- Nuestras ganancias operativas netas en el trimestre ascendieron a \$69.34 por barril, un aumento de 42% en relación con el trimestre anterior y de 36% comparado con el primer trimestre de 2010, debido principalmente al alza de los precios mundiales del petróleo.
- Perforamos siete pozos de exploración en el trimestre y descubrimos importantes yacimientos en Yatay en el Bloque Guatiquia, Mantis y Yenac-3 en el Bloque Casimena, y Heliconia en nuestro yacimiento de petróleo pesado, entre otros.
- Probamos el pozo Capybara-2 a una tasa superior a 4,000 bppd de petróleo de 29 grados API.
- Nuestro balance general se mantiene sólido. Finalizamos el trimestre con un superávit de capital de trabajo de más de \$566.1 millones.

## **ACTUALIZACIÓN DE OPERACIONES**

La producción del primer trimestre de 2011 promedió 40,802 bppd, un aumento de 7,660 bppd, o 23% en relación con el cuarto trimestre de 2010. Esto es atribuible principalmente a nuestras actividades exitosas en Yatay y Mantis en el mes de enero, que se vieron compensadas por la puesta fuera de línea de los pozos Candelilla-2 y 3 a causa de obras de acondicionamiento y restricciones de transporte en la Cuenca de Los Llanos. Las limitaciones experimentadas en el trimestre se debieron sobre todo al aumento de la producción en el país, los retrasos en la expansión y reparación de algunos ductos, la disponibilidad de una flotilla restringida de camiones para transportar el petróleo, y las restricciones de vialidad durante la temporada de fiestas.

La producción en el mes de abril promedió 39,776 bppd. La producción se redujo 5% con respecto al mes de marzo principalmente porque los pozos Corcel-E1, Yenac-2, Mantis-1 y Candelilla-3, entre otros, se pusieron fuera de línea para realizar obras de acondicionamiento. La producción de Corcel-E1 y de Yenac-2 se reinició a principios de mayo. Se espera que la producción del pozo Mantis-1 se reinicie a mediados de mayo. La bomba eléctrica sumergible en el pozo Candelilla-2 tuvo fallas el 4 de mayo de 2011. Antes de que se produjeran estas fallas, la producción del pozo se situaba en más de 5,500 bppd. Ya se está reemplazando la bomba y se espera que la producción del pozo se reinicie a fines de esta semana.

### **Parte profunda de la Cuenca de los Llanos (Corcel, Guatiquia y Sur del Bloque 31), Colombia**

El 8 de febrero de 2011 concluimos nuestras operaciones de perforación del pozo Candelilla-5 en el Bloque Guatiquia, a una profundidad total medida de 12,170 pies. Candelilla-5 se dirigió a la formación Guadalupe que produce actualmente en Candelilla-4. La producción del pozo se inició el 9 de marzo de 2011 a una tasa promedio de 2,500 bppd.

Una vez terminado Candelilla-5, en marzo, empezamos a perforar el pozo de exploración Azalea-1, que se dirigió a una estructura separada inmediatamente al suroeste del yacimiento Candelilla. El 8 de abril de 2011 alcanzamos una profundidad total medida de 12,170 pies en este pozo. Los registros de pozo indicaron una zona de producción neta de petróleo potencial de 47 pies. El pozo se revistió como un pozo petrolero potencial; y en la primera prueba de un intervalo en la formación de Arena Inferior 3, con un regulador de media pulgada y una presión de seis PSI en la cabeza de pozo, alcanzó un flujo natural de 120 bppd de petróleo de 24 grados API. Esta zona representa una producción neta de 10 pies. Considerando el índice de productividad registrado durante las pruebas, prevemos que con la instalación de una bomba del tamaño adecuado se podrían producir más de 1,000 bppd. Planeamos probar hasta tres intervalos adicionales, el primero de ellos en la formación de Arena Inferior 1. El equipo se está trasladando al sitio Camoruco, para perforar el siguiente pozo de exploración en la parte noreste del Bloque Corcel.

El 9 de marzo de 2011, concluimos nuestras operaciones de perforación en Guatin-1 en nuestro Bloque Corcel. El pozo de exploración alcanzó una profundidad total medida de 13,402 pies. Los registros de pozo indicaron una producción neta de petróleo potencial de 23 pies y se revistió como un pozo petrolero potencial. Al inicio de la primera prueba en la formación de Arena Inferior 3, la columna de prueba se atascó. Como no pudimos desatascarla, tendremos que perforar una desviación de este pozo para poder evaluar el yacimiento de exploración.

Planeamos trasladar al Bloque Corcel el equipo de perforación que opera en los bloques de los Llanos Centrales, para perforar el sitio de exploración Cobra-1. Después podremos usarlo para perforar la desviación en Guatin y posiblemente unos pozos adicionales en la parte profunda de la Cuenca de Los Llanos, dependiendo de la oportunidad y la disponibilidad de los lugares.

El 25 de marzo de 2011 iniciamos operaciones de perforación en nuestro pozo de exploración Macapay-1 en la parte noreste del Bloque Corcel. El 5 de mayo de 2011 alcanzamos una profundidad total medida de 13,772 pies en este pozo. Los registros de pozo indicaron una zona de producción neta de petróleo potencial de 30 pies en la formación de Arena Inferior 1. El pozo se está terminando como un pozo petrolero potencial y se esperan ver resultados en junio. Después de Macapay, el equipo se trasladará a Babaco-1, nuestro primer sitio de exploración en el Bloque 31.

La producción de Candelilla y Yatay se está manejando con instalaciones provisionales ("Instalación Percherón") construidas en el Bloque Guatiquia. Instalamos líneas de flujo entre la Instalación Percherón y la instalación de procesamiento central Corcel, y esperamos conectar la producción de petróleo ligero a fines del segundo semestre. Además empezamos a construir una instalación de procesamiento central en la parte noreste del Bloque Corcel, que inicialmente podrá manejar hasta 40,000 barriles de fluidos por día en el tercer trimestre. Actualmente se ha completado el 25% de la instalación en el área noreste.

### **Llanos Centrales (Casimena, Castor, Casanare Este, Mapache), Colombia**

En marzo perforamos el pozo Disa-1 en el Bloque Mapache que alcanzó una profundidad total medida de 8,210 pies. Basados en las muestras de hidrocarburos que se tomaron durante la perforación, revestimos el pozo como un pozo petrolero potencial. Estamos movilizando un nuevo equipo de terminaciones para llevar a cabo un programa de pruebas en el pozo, y esperamos ver resultados a fines de junio.

Después de Disa-1, el equipo de perforación se trasladó al sitio Capybara-2 en el Bloque Castor. Perforamos el pozo y alcanzamos una profundidad total de 11,880 pies. Los registros de pozo indicaron que el pozo está localizado 68 pies arriba de la estructura a partir del pozo inicial Capybara-1, y una zona de producción neta de petróleo potencial de 45 pies. Terminamos el pozo con una bomba eléctrica sumergible y en las pruebas

obtuvimos tasas de más de 4,000 bppd de petróleo de 29 grados API con un 10 por ciento de corte de agua. Planeamos construir instalaciones de producción en el bloque y que el pozo empiece a producir a fines de mayo. Planeamos trasladar el equipo al Bloque Corcel para perforar nuestro pozo de exploración Cobra-1. Para continuar con nuestro programa en los Llanos Centrales, planeamos contratar un equipo adicional que empezará a operar a fines del segundo trimestre en los prospectos de exploración Zacay y Pisingo en el Bloque Casimena.

En el Bloque Casanare Este, recientemente concluimos la adquisición de datos sísmicos tridimensionales de 116 kilómetros cuadrados, que se está procesando en estos momentos.

### **Bloques de petróleo pesado de la Cuenca de los Llanos (Río Ariari, Chiguiro Oeste, Chiguiro Este), Colombia**

Tenemos un equipo de perforación que opera en nuestro yacimiento de petróleo pesado. Heliconia-1, el quinto pozo del programa de perforación de exploración de nueve pozos en Río Ariari alcanzó en marzo una profundidad total de 5,300 pies. Los registros de pozo indicaron una zona de producción neta de petróleo potencial de 15 pies en la formación Mirador. Los resultados iniciales de las pruebas durante tres días fueron muy alentadores: un promedio de 176 bppd de petróleo pesado de nueve grados API con un 94 por ciento de corte de agua. El pozo Heliconia está situado 2.1 kilómetros al noroeste de nuestro yacimiento Mochelo.

Después de Heliconia, recientemente concluimos la perforación y el revestimiento del pozo de exploración Acanto-1. Los registros de pozo indicaron una zona de producción neta de hidrocarburos potencial de 52 pies en la formación Mirador. Planeamos llevar a cabo un programa de pruebas en múltiples zonas y esperamos ver resultados a fines de junio. El equipo se está trasladando al Bloque Chiguiro Este para perforar el prospecto de exploración Azulejo-1.

En vista de los positivos resultados obtenidos a la fecha con nuestro programa de exploración convencional en Río Ariari, planeamos ampliar las actividades de exploración de petróleo pesado mediante un programa de perforación estratigráfica que iniciará en el cuarto trimestre de 2011 y continuará en 2012. Hemos identificado provisionalmente 34 sitios: 22 de exploración y 12 de salida a yacimientos existentes. Los sitios de salida servirán para definir el alcance lateral de algunos de nuestros yacimientos existentes y controlar estratigráficamente dos pozos horizontales iniciales, uno en Mochelo y otro por definir con base en los resultados actuales de los pozos de exploración. Estos pozos nos ayudarán a determinar el caudal factible de los pozos horizontales y avanzar hacia un desarrollo comercial en gran escala.

El 15 de febrero de 2011 se inició un programa de adquisición de datos sísmicos tridimensionales de 369 kilómetros cuadrados en la parte oeste del Bloque Río Ariari que abarca nuestra actividad de perforación reciente. Se prevé terminar la adquisición en el curso del tercer trimestre. Estos datos, junto con el programa de perforación estratigráfica, delinearán el alcance geográfico de nuestras actuales actividades de exploración exitosas y nos permitirán definir la siguiente fase de perforación de exploración en el Bloque Río Ariari.

### **Bloque 126, Perú**

Seguimos avanzando en nuestro programa de exploración de tres pozos en el Bloque 126, que planeamos iniciar en el tercer trimestre de 2011. Ya contratamos un equipo de perforación y estamos consiguiendo el resto del equipo más importante. Empezamos a construir en la base de logística Nueva Italia y prevemos dar inicio a las operaciones de perforación del primer pozo del programa, La Colpa-2, en el cuarto trimestre de 2011.

## **Bloques 114 y 131, Perú**

Petrominerales tiene una participación de trabajo del 30% en los bloques 114 y 131. En el Bloque 131, el operador lanzó un programa de adquisición de datos sísmicos bidimensionales de 300 kilómetros y es posible que se perfora el primer pozo en 2012. En el Bloque 114, la siguiente fase de exploración contempla la perforación de un pozo de exploración a fines de 2012. El operador es responsable de nuestra parte de los costos de la fase actual de exploración sísmica y del primer pozo de exploración en cada bloque.

## **Bloques 161 y 141, Perú**

El Bloque 161, situado en el este central de Perú, abarca una superficie de 1.2 millones de acres, y el 80% es propiedad de Petrominerales. Los compromisos actuales, que se concluirán en junio de 2012, incluyen la adquisición de datos sísmicos bidimensionales de 350 kilómetros y un informe geológico y geofísico actualizado en el cual se incorporarán datos geológicos existentes y datos sísmicos reprocesados. El Bloque 141, situado en el sur de Perú, abarca una superficie de 1.3 millones de acres y el 80% es propiedad de Petrominerales. Los compromisos actuales, que se concluirán en julio de 2012, incluyen la adquisición, procesamiento e interpretación de datos sísmicos bidimensionales de 300 kilómetros.

Ya se están realizando las evaluaciones de impacto ambiental previas a la implementación de los programas sísmicos.

## **INSCRIPCIÓN EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA**

Continuamos avanzando en el proceso de inscripción en la Bolsa de Valores de Colombia (“BVC”). Logramos la resolución y aprobación de los puntos medulares de nuestra solicitud de inscripción y estamos presentando documentación actualizada al organismo regulador colombiano.

## **PERSPECTIVAS**

Nuestro programa de capital de 2011 nos colocará como una de las compañías de exploración más activas de Colombia, al perforar hasta 37 pozos de exploración centrados en oportunidades de exploración de mayor impacto, y 12 pozos estratigráficos adicionales en nuestro yacimiento de petróleo pesado. Además seguiremos invirtiendo en nuestro futuro, ya que planeamos adquirir datos sísmicos tridimensionales de alta calidad de 1,600 kilómetros con la finalidad de tener más oportunidades de incrementar nuestro inventario multianual de prospectos, que actualmente se sitúa en más de 100 sitios de perforación.

## **ASAMBLEA GENERAL ANUAL**

Nuestra asamblea anual de accionistas se llevará a cabo el 12 de mayo de 2011 a las 10:00 a.m. hora de Bogotá (hora de Calgary 9:00 a.m.; hora del Este 11:00 a.m.) en el Hotel Radisson Royal Bogotá, Millennium Room, Calle 113 No. 7 – 65, Bogotá, Colombia. Para aquéllos que no puedan asistir en persona, posteriormente habrá una transmisión web de la asamblea y de una presentación general de la compañía a la que podrán acceder en la siguiente dirección:

<http://www.segmentoactivo.net/clientes/petrominerales/12052011/>

## ANÁLISIS Y COMENTARIOS DE LA DIRECCIÓN

La siguiente sección de Análisis y comentarios de la Dirección es de fecha 11 de mayo de 2011 y debe leerse junto con los estados financieros consolidados intermedios condensados no auditados y las notas adjuntas de Petrominerales Ltd. (“Petrominerales” o la “Compañía”) correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2011, la sección de Análisis y comentarios de la Dirección correspondiente al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2010 y los estados financieros consolidados auditados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010. En el sitio en Internet de SEDAR, [www.sedar.com](http://www.sedar.com) o en el sitio [www.petrominerales.com](http://www.petrominerales.com) puede encontrarse información adicional relacionada con la Compañía, entre ella su Formulario Informativo Anual. A menos que se indique lo contrario, todos los montos se expresan en dólares estadounidenses y las cifras de los cuadros, excepto las relativas a acciones, se expresan en millones de dólares estadounidenses.

Petrominerales Ltd. (“Petrominerales” o la “Compañía”) es una compañía internacional de petróleo y gas que se dedica a la exploración, explotación y producción de petróleo crudo en Colombia y Perú. Petrominerales es una empresa incorporada en Alberta, Canadá, que cotiza en la Bolsa de Valores de Toronto. Su oficina matriz está ubicada en 1900, 111 – 5th Avenue S.W., Calgary, Alberta, Canada, T2P 3Y6.

A partir del 31 de diciembre de 2010, la Compañía puso en práctica una reorganización (la “Reorganización”) en virtud de la cual la jurisdicción legal de la sociedad matriz del grupo cambió de Bahamas a Alberta, Canadá. Además, el 31 de diciembre de 2010, el anterior accionista mayoritario, Petrobank Energy and Resources Ltd. (“Petrobank”), distribuyó a sus accionistas su participación del 65% en Petrominerales.

### NIIF

Este es el primer período de presentación de informes de Petrominerales conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Las políticas contables de la Compañía se ajustaron para cumplir con dichas normas a partir del balance general al 1 de enero de 2010. En la Nota 23 “Adopción inicial de las NIIF” de los estados financieros consolidados condensados para períodos intermedios al 31 de marzo de 2011, no auditados, se presenta un resumen completo de los cambios importantes, incluidas las conciliaciones de los estados financieros preparados conforme a los PCGA de Canadá, con aquéllos preparados conforme a las NIIF.

La adopción de las NIIF no tuvo ningún impacto en el efectivo generado por la Compañía, pero sí afectó al estado de situación financiera (o balance general) y al estado de ingresos y utilidad integral (o estado de resultados). Al aplicarse las NIIF, la utilidad neta del primer trimestre de 2010 previamente informada se incrementó \$20.0 millones como se muestra en la siguiente conciliación:

Trimestre finalizado el 31 de marzo de 2010	
<b>Utilidad neta conforme a los PCGA de Canadá</b>	<b>73.4</b>
Agotamiento y depreciación	11.6
Impuestos diferidos	7.0
Pérdida por conversión de divisas	1.7
Intereses y acumulación	(0.2)
Compensación por medio de acciones	(0.1)
<b>Utilidad neta conforme a las NIIF</b>	<b>93.4</b>

Conforme a las NIIF, la utilidad neta correspondiente al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2011 fue de \$36.8 millones. Los ajustes contables importantes por la conversión a las NIIF que afectaron a la utilidad neta fueron una pérdida de \$39.0 millones por pasivo financiero derivado y una menor tasa de agotamiento debido al uso de

las reservas probadas más las probables. Con la aplicación de las NIIF, la característica de conversión implícita en nuestras obligaciones convertibles con vencimiento en 2016 se registra como pasivo financiero derivado. Por consiguiente, un incremento en el precio de las acciones de la Compañía genera una pérdida por pasivo derivado.

## ANÁLISIS FINANCIERO

(Salvo que se indique lo contrario, las comparaciones se refieren a las cifras del primer trimestre de los ejercicios 2011 y 2010.)

Producción promedio de petróleo crudo por día y volúmenes de ventas (bppd)	Trimestre finalizado el 31 de marzo		
	2011	2010	Variación
Guatiquia	20,112	20,972	(4%)
Corcel	10,654	11,251	(5%)
Neiva	4,121	2,620	57%
Orito	1,949	3,064	(36%)
Casimena	3,966	-	100%
Otros	-	292	(100%)
Producción total	40,802	38,199	7%
Variaciones en el inventario y otros	(1,130)	263	-%
Volúmenes de ventas de petróleo producido	39,672	38,462	3%
Petróleo comprado	16	-	100%
Volúmenes de ventas	39,688	38,462	3%

En el primer trimestre la producción creció 7% debido principalmente al éxito de las perforaciones en Casimena y Neiva, lo que fue compensado por reducciones en la producción natural en Corcel y Orito.

La producción de Guatiquia disminuyó 4% principalmente a causa de reducciones en la producción natural en el campo Candelilla y actividades de acondicionamiento en los pozos Candelilla-2 y 3 por las que éstos se pusieron fuera de línea durante unos 40 días del trimestre. La reducción en el campo Candelilla fue compensada por la producción de aproximadamente 10,000 bppd del yacimiento Yatay, que empezó a producir el 4 de enero de 2011.

La producción de Corcel decreció 5% debido a reducciones en la producción natural y a la puesta fuera de línea de Corcel-E1, lo que fue compensado por la producción del yacimiento Caruto, que empezó a producir a finales de noviembre de 2010.

La producción de Neiva creció 57% gracias al éxito de nuestro programa de perforación de desarrollo.

La producción de Orito disminuyó 36%, debido al cierre de ciertos pozos por reparaciones al sistema de extracción por inyección de gas y a reducciones en la producción natural. Desde mediados de 2009 no se ha perforado ningún pozo en el campo; sin embargo, planeamos reiniciar nuestro programa de perforación en mayo de 2011, en el Bloque Orito.

La producción de Casimena consiste en nuestros yacimientos de Yenac y Mantis, descubiertos en abril de 2010 y enero de 2011, respectivamente. En el primer trimestre esta producción creció 180% con respecto al cuarto trimestre de 2010, gracias a la adición de los pozos Yenac-2, Yenac-3 y Mantis-1. El pozo Yenac-1 ha estado cerrado desde mediados de diciembre, pero se espera que su producción se reinicie en el segundo semestre de 2011 en cuanto se obtenga una licencia de explotación.

**Precios promedio de referencia y realizados**

Trimestre finalizado el 31 de marzo

	2011	2010	Variación
Brent (\$/bbl)	104.89	76.75	37%
WTI (\$/bbl)	94.61	79.08	20%
Ajuste de calidad, ductos y las comisiones de comercialización	3.29	(7.48)	-%
Precio de venta	97.90	71.60	37%
Costos de transporte	9.36	6.95	35%
Precio realizado del petróleo, neto de costos de transporte (\$/bbl)	88.54	64.65	37%
Descuento en porcentaje del WTI	6%	18%	(67%)

La mayor parte de la producción de la Compañía se cotiza en relación con la mezcla Vasconia colombiana. Históricamente, los precios de la mezcla Vasconia se correlacionaban con el WTI; pero hacia fines de 2010 se correlacionaron más con el Brent debido a una ampliación del diferencial entre el WTI y el petróleo crudo Brent. En el primer trimestre de 2011, la mezcla Vasconia se vendió con una prima de \$4.74 por barril sobre el precio del WTI, comparado con un descuento de \$4.17 por barril en el mismo período de 2010. Por otra parte, el precio de venta del petróleo se incrementó 37% en el primer trimestre debido a actividades de comercialización que permitieron a la Compañía vender parte de la producción de febrero a precios de marzo aprovechando el entorno alcista del sector, y a un aumento de 37% en los precios de referencia del Brent.

*Costos de transporte*

La mayor parte de la producción de petróleo de la Compañía, excluyendo la de Orito y Neiva que están conectados a ductos, se envía en camiones a diversas estaciones de descarga para su venta. Los costos de transporte se elevaron a \$9.36 por barril durante el trimestre, lo que representa un aumento de 35%. Esto se debió principalmente a que las tarifas de transporte se incrementaron por la mayor demanda general de camiones en Colombia. La demanda de camiones se ha elevado a causa de las limitaciones de transporte y capacidad de descarga experimentadas en la Cuenca de Los Llanos, atribuibles sobre todo al aumento de la producción en el país, las restricciones de la capacidad de transporte, las restricciones de vialidad durante la temporada de fiestas, y los retrasos en la reparación y expansión de algunos ductos de terceros. Además, las restricciones de capacidad de ciertas estaciones de descarga y segmentos de ductos en la Cuenca de Los Llanos motivaron el envío a múltiples estaciones, algunas de ellas más distantes, lo que elevó los costos por barril.

**Ingresos de petróleo**

Los ingresos de petróleo crudo se incrementaron 41% en el primer trimestre debido a un alza de 37% en los precios de venta, aunada al crecimiento de 3% en los volúmenes de ventas de petróleo producido. El siguiente cuadro concilia la diferencia en los ingresos entre los trimestres finalizados el 31 de marzo de 2010 y 2011.

Ingresos de petróleo al 31 de marzo de 2010	247.8
Varianza en los volúmenes de ventas	7.9
Varianza en el precio de venta	93.9
Ingresos de petróleo por compras a terceros	0.1
<b>Ingresos de petróleo al 31 de marzo de 2011</b>	<b>349.7</b>
Variación en dólares en los ingresos	101.9
Variación porcentual en los ingresos	41%

Regalías	Trimestre finalizado el 31 de marzo		
	2011	2010	Variación
Regalías	41.1	24.7	66%
\$ por bbl	11.50	7.12	62%
Regalías en porcentaje del precio realizado del petróleo	13%	11%	18%

### *Marco de regalías*

Las regalías del gobierno colombiano inician a una tasa del 8% hasta que la producción neta de la Compañía por campo rebasa los 5,000 bppd, a partir de lo cual se incrementan 1% por cada aumento de 10,000 bppd producidos por campo, hasta un máximo de 25%.

Además, ciertos contratos de exploración colombianos establecen el pago de un precio de participación alto si la producción acumulada en un área de explotación, en el caso de contratos anteriores, o en toda el área contractual, en el caso de contratos nuevos, es superior a cinco millones de barriles. A la fecha, sólo se ha alcanzado ese volumen de producción en el área de explotación Candelilla, en el Bloque Guatiquia. El precio de participación alto se debe pagar a la Agencia Nacional de hidrocarburos (“ANH”) y se calcula como porcentaje de la diferencia entre el precio realizado del petróleo y un precio mínimo determinado por la ANH, multiplicado por una tasa contractual, que generalmente es del 30% para los contratos de Petrominerales.

Por último, la producción del Bloque Corcel está sujeta a una participación en las utilidades netas del 8%. La cuenta de esta participación es un saldo acumulativo que incluye la deducción de las inversiones de capital, de tal suerte que cuando es negativo, no hay ningún monto por pagar.

### *Análisis comparativo*

Las regalías registraron un aumento del 66% y las regalías por barril del 62%, debido principalmente a la mayor producción y al alza de los precios mundiales del petróleo, aunadas al incremento de la tasa de regalías sobre la producción de Candelilla por los pagos de un precio de participación alto.

En porcentaje de los ingresos, las regalías registraron un aumento del 13% en el primer trimestre de 2011, motivado en su mayor parte por el comienzo de pagos de un precio de participación alto sobre la producción en Candelilla en el tercer trimestre de 2010. Las regalías sobre Candelilla se incrementaron de 9% a 15%, lo cual fue compensado en parte por el yacimiento Yatay descubierto en el primer trimestre de 2011, cuya tasa de regalías se cifró alrededor del 9%.

### *Controversia sobre el precio de participación alto*

Actualmente Petrominerales está envuelta en una controversia con la ANH relacionada con la interpretación del contrato de exploración del Bloque Corcel (“Contrato de Corcel”) celebrado entre ambas el 2 de junio de 2005. Actualmente la controversia está sometida a un proceso de solución conforme a lo dispuesto en el Contrato Corcel. Petrominerales prevé que la solución será favorable para la Compañía, por lo que los presentes estados financieros no incluyen ninguna provisión para regalías adicionales. Para mayor información, véanse los estados financieros del primer trimestre de 2011 de la Compañía.

<b>Gastos de producción</b>	Trimestre finalizado el 31 de marzo		
	<b>2011</b>	2010	Variación
Gastos de producción	<b>27.5</b>	22.4	23%
\$ por bbl	<b>7.70</b>	6.48	19%

En el primer trimestre de 2011, los gastos de producción aumentaron 23% debido principalmente a los mayores niveles de producción y un aumento en los costos por barril. Los gastos de producción por barril se incrementaron 19%, a \$7.70. Este incremento se debió sobre todo a los mayores costos de manejo del agua y un aumento de tarifa del operador de campo en Orito.

<b>Gastos por agotamiento y depreciación</b>	Trimestre finalizado el 31 de marzo		
	<b>2011</b>	2010	Variación
Gastos por agotamiento, depreciación y acrecentamiento	<b>67.7</b>	48.7	39%
\$ por bbl	<b>18.95</b>	14.07	35%

En el primer trimestre los gastos por agotamiento, depreciación y acrecentamiento aumentaron 39% debido a un aumento de 3% en los volúmenes de ventas y de 35% en la tasa de agotamiento por barril. La causa principal del alza de la tasa de agotamiento por barril fue el aumento de los costos de exploración y desarrollo relacionados con las reservas probadas más las probables.

<b>Gastos generales y administrativos</b>	Trimestre finalizado el 31 de marzo		
	<b>2011</b>	2010	Variación
Gastos generales y administrativos	<b>9.6</b>	5.0	92%
\$ por bbl	<b>2.69</b>	1.44	87%

El incremento de los gastos generales y administrativos durante el primer trimestre se debió sobre todo a los mayores niveles de personal y salarios y costos de oficina asociados, la inflación en Colombia y el alza del peso colombiano y las donaciones eventuales realizadas durante el trimestre, por medio de nuestra Fundación Vichituni, a organizaciones que han prestado ayuda al país tras las recientes inundaciones.

<b>Gastos de compensación por medio de acciones</b>	Trimestre finalizado el 31 de marzo		
	<b>2011</b>	2010	Variación
Gastos de compensación por medio de acciones	<b>6.3</b>	2.6	142%

Los gastos de compensación por medio de acciones son egresos no monetarios que se basan en el valor justo de las opciones de compra de acciones, las acciones ordinarias diferidas y las acciones de incentivo otorgadas. El valor justo se calcula en la fecha de otorgamiento y se amortiza durante el período de adquisición de cada opción o tramo de acciones de incentivo, o inmediatamente después de la fecha de otorgamiento de las acciones ordinarias diferidas. Los gastos se incrementaron debido a las acciones ordinarias diferidas que se otorgaron en el primer trimestre de 2011 y tuvieron que cargarse a gastos de inmediato, así como a las opciones y acciones de incentivo únicas otorgadas en 2010 por el nombramiento de ejecutivos y nuevas contrataciones.

**Gasto financiero neto**

Trimestre finalizado el 31 de marzo

	2011	2010	Variación
Intereses en efectivo y cargos contingentes	5.4	1.9	182%
Acumulación de obligaciones convertibles	4.0	1.2	233%
Acumulación de impuesto sobre el capital en Colombia	0.6	-	100%
Acumulación de pasivos por puesta fuera de servicio	0.3	0.2	50%
Amortización de costos de financiamiento diferidos	0.4	0.3	3%
Intereses y gastos de acumulación	10.7	3.6	197%
Pérdida por pasivo financiero derivado	39.0	-	100%
Pérdida por conversión de divisas	3.8	2.5	52%
Ingresos por intereses	(0.6)	-	100%
Gasto financiero neto	52.9	6.1	767%

*Intereses y acumulación*

Los gastos por intereses en efectivo y la acumulación de obligaciones convertibles aumentaron en el primer trimestre debido principalmente a los \$550 millones de obligaciones convertibles emitidas el 25 de agosto de 2010.

*Pérdida por pasivo financiero derivado*

Los instrumentos derivados se contabilizan en el balance general a su valor justo, cuyas variaciones se registran en el estado de resultados. Conforme a las NIIF, la característica de conversión de las obligaciones convertibles con vencimiento en 2016 emitidas el 25 de agosto de 2010 se clasifica como instrumento derivado porque, si se convierten, la Compañía tiene la opción de entregar 16 millones de acciones ordinarias o el monto en efectivo equivalente al valor del mercado de las mismas. Puesto que el precio de las acciones de la Compañía se incrementó en el trimestre, el pasivo derivado aumentó \$39.0 millones y se registró una pérdida por pasivo derivado no monetario equivalente.

*Pérdida por conversión de divisas*

El peso colombiano registró un alza del 2% frente al dólar estadounidense en el primer trimestre, de 1,914:1 al 31 de diciembre de 2010 a 1,879:1 al 31 de marzo de 2011. Esta fluctuación en el tipo de cambio generó una pérdida de \$3.8 millones principalmente con respecto a las cuentas por pagar denominadas en pesos colombianos. Las fluctuaciones en el tipo de cambio del peso colombiano también afectan los gastos de la Compañía denominados en pesos colombianos debido a que alrededor del 65% de los gastos se incurren en pesos colombianos.

<b>Gastos por impuestos sobre la renta</b>	Trimestre finalizado el 31 de marzo		
	<b>2011</b>	2010	Variación
Gastos por impuestos sobre la renta corrientes	<b>46.3</b>	28.0	65%
Impuestos sobre la renta diferidos (recuperación)	<b>0.2</b>	(7.7)	-%
<b>Impuestos sobre la renta</b>	<b>46.5</b>	20.3	129%
Tasa fiscal efectiva, calculada en función de las utilidades antes del impuesto sobre el capital	<b>42%</b>	18%	133%

Las utilidades antes de impuestos de la Compañía están sujetas a la tasa de impuesto sobre la renta reglamentaria en Colombia, que es del 33%. Lo gastos por impuestos se elevaron 129% debido principalmente al aumento de la utilidad neta gravable en el primer trimestre de 2011, a su vez motivado por los mayores volúmenes de ventas y precios en comparación con 2010, y el alza de la tasa fiscal efectiva. La tasa fiscal efectiva de la Compañía, calculada en función de las utilidades de \$111,0 millones antes de impuestos y del impuesto sobre el capital, se ubicó en 42%. La tasa fiscal efectiva de la Compañía registrada en lo que va del 2011 fue superior a la tasa de impuesto sobre la renta reglamentaria en Colombia en gran parte debido a ciertos gastos contables no deducibles de impuestos, que incluyen la compensación por medio de acciones, la pérdida por pasivo derivado y los intereses. Por otra parte, la tasa fiscal efectiva fue más alta que en 2010 principalmente por la abrogación de las disposiciones fiscales que en años anteriores permitían el aumento de reservas para impuestos para la adquisición de activos fijos productivos. La tasa promedio anual en 2010 fue de 28%.

La tasa fiscal de la Compañía en cualquier año es una función de la relación entre el total de gastos por impuestos y el monto de las utilidades antes de impuestos del ejercicio. La tasa fiscal efectiva difiere de la tasa fiscal reglamentaria porque tiene en cuenta partidas no deducibles, ajustes por cambios en las tasas fiscales y otra legislación fiscal, la variación en el cálculo de reservas y las diferencias entre la provisión y los montos reales informados en las declaraciones de impuestos. Las diferencias importantes incluyen la compensación por medio de acciones, las ganancias o pérdidas no deducibles sobre la parte de pasivo derivado de la obligación convertible y el impuesto sobre el capital no deducible, que conforme a las NIIF se clasifica como gasto de operación.

<b>Gasto por impuesto sobre el capital en Colombia</b>	Trimestre finalizado el 31 de marzo		
	<b>2011</b>	2010	Variación
Impuesto sobre el capital en Colombia	<b>27.7</b>	0.5	-

El impuesto sobre el capital se basa en los niveles de capitalización del patrimonio en Colombia. En diciembre de 2010, el gobierno de Colombia aprobó una nueva legislación que obliga a las empresas del país y a las sucursales de compañías extranjeras a pagar un impuesto sobre el capital basado en el capital neto a partir del 1 de enero de 2011. La tasa de impuesto aplicable a Petrominerales es el 6% del capital neto, equivalente a \$33.2 millones, pagaderos en partes iguales en el curso de cuatro años a partir de 2011 (\$2.1 millones por trimestre). El valor presente neto del pasivo total, estimado en \$27.7 millones, se registró como pasivo y se cargó a gastos en el estado de resultados en el primer trimestre de 2011. Conforme a las NIIF, este costo se clasifica como gasto de operación dado que el impuesto no se basa en la utilidad y no es deducible de impuestos. El descuento de \$5.5 millones sobre el pasivo se acumula durante cuatro años, por lo que \$600,000 se registraron como acrecentamiento en los gastos financieros netos en el estado de resultados.

## Utilidad neta

En el primer trimestre de 2011, la utilidad neta decreció 61%, a \$36.8 millones, debido principalmente a una pérdida no monetaria sobre pasivos derivados, mayores impuestos sobre la renta, el incremento de los impuestos sobre el capital derivado de la contabilización en el primer trimestre del valor presente neto del impuesto sobre el capital correspondiente a cuatro años, y un mayor agotamiento a causa del aumento de los volúmenes de ventas y de los costos de exploración y desarrollo, que se vieron compensados por mayores ganancias operativas netas motivadas principalmente por el alza de precios de los productos básicos.

El cuadro que sigue resume las variaciones en la utilidad neta y la utilidad neta por acción.

<b>Conciliación de variaciones en la utilidad neta</b>	Trimestre finalizado el 31 de marzo	
		Por acción – básica (\$)
Utilidad neta, período 2010	93.4	0.95
Aumento (disminución) por:		
Volúmenes de ventas	7.9	0.08
Precios de venta	93.8	0.89
Regalías	(16.4)	(0.16)
Gastos de operación	(5.1)	(0.05)
Transporte	(9.4)	(0.09)
Petróleo comprado	0.1	-
Aumento de la ganancia operativa neta	70.9	0.67
Gastos generales y administrativos	(4.6)	(0.05)
Agotamiento y depreciación	(19.0)	(0.19)
Pérdida por pasivo derivado	(39.0)	(0.40)
Intereses y gastos de acumulación	(7.1)	(0.07)
Otros <sup>(1)</sup>	(4.4)	(0.04)
Impuestos sobre el capital	(27.2)	(0.27)
Impuestos sobre la renta	(26.2)	(0.26)
<b>Utilidad neta, período 2011</b>	<b>36.8</b>	<b>0.34</b>

<sup>(1)</sup> Otros incluye ingresos por intereses, gastos de compensación por medio de acciones y (ganancias) pérdidas por conversión de divisas.

## Flujo de fondos de operaciones

En el primer trimestre de 2011, el flujo de fondos de operaciones aumentó 30%, a \$181.8 millones, debido principalmente a las mayores ganancias operativas netas motivadas por el alza de los precios de los productos básicos, que se vieron compensadas por un incremento de los impuestos sobre la renta corrientes. El siguiente cuadro resume las variaciones en el flujo de fondos de las operaciones.

### Conciliación de variaciones en el flujo de fondos de las operaciones Trimestre finalizado el 31 de marzo

		Por acción – Básica (\$)
Flujo de fondos de operaciones, período 2010	140.1	1.42
Aumento (disminución) por:		
Volúmenes de ventas	7.9	0.08
Precios de venta	93.8	0.89
Regalías	(16.4)	(0.16)
Gastos de operación	(5.1)	(0.05)
Transporte y otros gastos	(9.4)	(0.09)
Petróleo comprado	0.1	-
Efecto de la ganancia operativa neta	70.9	0.67
Gastos generales y administrativos	(4.6)	(0.05)
Cambio de divisas	(1.3)	(0.02)
Gastos por intereses neto de ingresos por intereses	(2.9)	(0.04)
Impuestos	(20.4)	(0.22)
<b>Flujo de fondos de operaciones, período 2011</b>	<b>181.8</b>	<b>1.76</b>

El siguiente cuadro muestra la conciliación del flujo de fondos de operaciones con el flujo de efectivo de operaciones correspondientes a los períodos que se indican:

	Trimestre finalizado el 31 de marzo		
	2011	2010	Variación
Flujo de fondos de operaciones fuera del marco NIIF	<b>181.8</b>	140.1	30%
Variaciones en el capital de trabajo no monetario, incluidos intereses e impuestos por pagar	<b>(54.9)</b>	(101.4)	(46%)
Flujo de efectivo de actividades de operación dentro del marco NIIF	<b>126.9</b>	38.7	228%

## Gastos de capital

Trimestre finalizado 31 de marzo de 2011	Perforación y terminaciones	Instalaciones e infraestructura	Sísmicos y otros	Salud, seguridad, medio ambiente y comunidades	Total
Parte profunda Llanos	35.0	45.0	1.1	0.8	81.9
Central Llanos	11.3	14.3	5.0	0.9	31.5
Petróleo pesado	10.1	8.7	3.0	0.2	22.0
Neiva	6.2	4.3	0.1	0.5	11.1
Perú	0.4	0.3	1.3	0.5	2.5
Orito	-	0.1	0.1	0.1	0.3
Faldas de las montañas	-	0.1	-	0.1	0.2
<b>Total</b>	<b>63.0</b>	<b>72.8</b>	<b>10.6</b>	<b>3.1</b>	<b>149.5</b>
Registrado como:					
Exploración y evaluación					88.0
Propiedades, planta y equipo					61.5

Los gastos de capital de la parte profunda de la cuenca de Los Llanos se relacionan con Corcel, Guatiquia y Sur del Bloque 31:

- Los costos de perforación y terminación se relacionan con:
  - Noreste de Corcel – costos de perforación final y terminación de Cardenal-1, cuya perforación se inició el 6 de diciembre de 2010 y empezó a producir el 29 de marzo, costos de perforación de Gautin-1 (cuya terminación se inició el 2 de abril) y costos de perforación inicial de Mayapay-1 iniciada el 25 de marzo;
  - Corcel – costos de perforación final de Celeste-1, cuya perforación se inició el 9 de diciembre de 2010, y costos de acondicionamiento de Corcel-C1;
  - Guatiquia – costos de terminación final de Yatay-1, que empezó a producir el 4 de enero, costos de perforación y terminación de Candelilla-5, costos de perforación inicial de Azalea-1, cuya perforación se inició el 25 de marzo, y costos de acondicionamiento de Candelilla-3.
- los costos de instalación se relacionan con la modificación de la instalación de procesamiento central Corcel para incrementar la capacidad de manejo de fluidos, y la instalación de líneas de flujo para conectar esta instalación con la producción de Guatiquia;
- los costos de infraestructura incluyen los costos de construcción civil relacionados con los pozos que se perforaron en el trimestre y lugares iniciales incluidos en el programa de perforación de 2011; y
- costos relacionados con el programa de adquisición de datos sísmicos tridimensionales de 148 kilómetros cuadrados en Guatiquia.

Los gastos de capital de Central Llanos se relacionan con:

- costos de terminación final de Mantis-1, que empezó a producir el 1 de febrero, y costos de perforación y terminación de Yenac-3, que empezó a producir el 9 de marzo, en el Bloque Casimena, y costos de perforación del pozo de exploración Disa-1, cuya perforación se inició el 4 de marzo (terminación pendiente), en el Bloque Mapache;
- los costos de infraestructura incluyen los costos de construcción civil relacionados con el yacimiento Yenac y el pozo Zacay en el Bloque Casimena, el pozo Capybara-2 en el Bloque Castor, y los pozos de exploración Zorro-1, Disa-1 y Paloma-1 en el Bloque Mapache;
- costos relacionados con el programa de adquisición de datos sísmicos tridimensionales en Casanare Este.

Los gastos de capital de petróleo pesado se relacionan con:

- costos de terminación e instalación de Borugo-1, perforado el año anterior en el Bloque Río Ariari, costos de perforación y terminación de Anturo-1, costos de perforación de Heliconia-1 (terminación pendiente) y costos de perforación inicial de Acanto-1, que se empezó a perforar el 31 de marzo;
- los costos de infraestructura incluyen los costos de construcción civil y costos de ubicación de pozos relacionados con el programa de perforación de 2011 en los bloques Río Ariari y Chiguiro Este; y
- costos relacionados con los programas de adquisición de datos sísmicos tridimensionales de 85 kilómetros en el Bloque Chiguiro Este y de 372 kilómetros cuadrados en el Bloque Río Ariari.

Los costos de Perú se relacionan con nuestro programa de perforación inicial de tres pozos que planeamos poner en marcha en el segundo semestre de 2011. Los gastos de Neiva se relacionan con los costos de perforación de un pozo, terminación de dos pozos perforados en 2010, acondicionamiento de dos pozos e instalaciones e infraestructura en el bloque.

### RESUMEN DE RESULTADOS TRIMESTRALES

	NIIF					PCGA DE CANADÁ		
	2011	2010				2009		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
<b>Financieros</b> (millones de \$, salvo que se indique lo contrario)								
Ingresos de petróleo crudo	349.7	250.6	231.5	318.8	247.8	160.6	121.8	104.8
Flujo de fondos de operaciones	181.8	153.3	128.4	176.0	140.1	106.2	71.7	64.1
Por acción– básica (\$)	1.76	1.52	1.29	1.77	1.42	1.08	0.73	0.65
– diluida (\$)	1.49	1.29	1.17	1.68	1.33	1.03	0.71	0.63
Utilidad neta ajustada <sup>(1)(3)</sup>	75.8	34.6	59.1	95.7	93.4	51.2	26.2	15.3
Por acción– básica (\$)	0.73	0.34	0.59	0.96	0.95	0.52	0.27	0.16
– diluida (\$)	0.60	0.33	0.56	0.92	0.90	0.51	0.26	0.15
Utilidad neta	36.8	(72.5)	27.2	95.7	93.4	51.2	26.2	15.3
Por acción– básica (\$)	0.35	(0.72)	0.27	0.96	0.95	0.52	0.27	0.16
– diluida (\$)	0.34	(0.72)	0.27	0.92	0.90	0.51	0.26	0.15
Generales y administrativos	9.6	7.8	6.5	5.1	5.0	3.9	2.7	2.7
Gastos de capital	149.5	162.8	119.1	112.7	111.7	82.0	54.0	79.5
<b>Operaciones</b>								
Ganancia operativa neta (\$/bbl) <sup>(1)</sup>								
Precio de referencia de Brent	104.89	87.49	77.02	79.59	76.75	74.51	68.14	58.88
Precio de referencia de WTI	94.61	85.34	76.15	78.06	79.08	76.19	68.19	59.79
Ajuste de calidad, ductos y las comisiones de comercialización	3.29	(4.94)	(3.93)	(7.01)	(7.48)	(9.87)	(7.04)	(5.94)
Precio de venta de petróleo crudo <sup>(2)</sup>	97.90	80.40	72.22	71.05	71.60	66.32	61.15	53.85
Transporte	9.36	6.51	7.68	7.52	6.95	4.57	4.86	5.89
Precio realizado del petróleo crudo	88.54	73.89	64.54	63.53	64.65	61.75	56.29	47.96
Regalías	11.50	12.06	9.09	6.35	7.12	6.76	5.52	4.30
Gastos de producción	7.70	13.06	7.63	6.25	6.48	7.62	8.02	6.76
Ganancia operativa neta	69.34	48.77	47.82	50.93	51.05	47.37	42.75	36.90
Producción de petróleo crudo (bppd)	40,802	33,142	32,667	44,203	38,199	24,555	21,546	21,548
Ventas de petróleo producido (bppd)	39,688	32,138	32,696	49,466	38,462	25,607	21,239	21,390

<sup>(1)</sup> Medición fuera del marco NIIF Véase el apartado “Mediciones fuera del marco NIIF”.

<sup>(2)</sup> Neto de transporte; excluye los ingresos de las compras de petróleo.

<sup>(3)</sup> La utilidad neta se ajustó en función de los efectos de la pérdida de \$39,0 millones por pasivo financiero registrada en el primer trimestre de 2011.

A continuación se describen los principales factores que influyeron en los resultados del trimestre:

- La producción se incrementó debido principalmente al yacimiento Yatay, que empezó a producir a principios de 2011;

- La producción de 2010 superó la de 2009 debido principalmente al yacimiento Candelilla, que empezó a producir a principios de 2010. La producción del segundo trimestre de 2010 promedió 44,203 bppd, un aumento respecto a otros trimestres debido a la producción de los tres pozos de Candelilla;
- Los costos de transporte por barril aumentaron mayormente en el primer trimestre de 2011 a causa del incremento de las tarifas de transporte;
- A partir del tercer trimestre de 2010, nuestra tasa de regalías por barril se elevó debido al comienzo de pagos de un precio de participación alto sobre la producción en Candelilla en agosto de 2010.
- En el cuarto trimestre de 2010, los costos de operación se incrementaron principalmente a causa de un ajuste de los costos históricos en Orito, sin el cual se habrían cifrado en \$8.15 por barril; y
- Los gastos de capital han venido aumentando de la mano con el incremento de las operaciones y los programas de perforación de la Compañía.

## LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Considerando la situación financiera y la liquidez de la Compañía al 31 de marzo de 2011, así como sus flujos de efectivo proyectados, la Dirección prevé poder financiar el capital de trabajo y las necesidades de capital de proyectos a la vez que cumplir con las demás obligaciones de la Compañía --incluido el pago de sus deudas. Al 31 de marzo de 2011, Petrominerales tenía \$645.9 millones en efectivo y equivalentes de efectivo, un superávit de capital de trabajo de \$566.1 millones y una línea de crédito basada en reservas de \$150 millones no utilizada. La Compañía considera que se encuentra en una buena posición financiera, con una gran capacidad de crédito y activos disponibles que le están permitiendo incrementar considerablemente la producción, así como obtener ganancias operativas netas y un amplio inventario de prospectos de exploración. Los activos de Petrominerales proporcionan un importante flujo de fondos de operaciones y son su mayor fuente de liquidez. La Compañía, que tiene un historial de generación de flujos de fondos de operaciones positivos, en el primer trimestre de 2011 registró \$181.8 millones en este rubro.

## REQUISITOS DE EFECTIVO

El siguiente cuadro resume los compromisos de liquidez y capital consolidados con base en los compromisos actuales y las obligaciones de deuda (incluidos los intereses acumulados):

Tipo de obligación	Total	< 1 año	1-3 años	Posteriormente
Cuentas por pagar comerciales y otras	298.0	298.0	-	-
Impuestos sobre la renta por pagar	37.1	37.1	-	-
Impuesto sobre el capital por pagar	33.2	8.3	16.6	8.3
Interés de obligaciones convertibles <sup>(1)</sup>	79.4	14.5	28.8	36.1
Pasivos por puesta fuera de servicio	95.0	0.4	-	94.6
Contratos de exploración <sup>(2)</sup>	81.7	37.5	42.9	1.3
Contratos de almacenamiento y transporte	16.6	8.4	8.2	-
Inversión en ductos <sup>(3)</sup>	71.1	71.1	-	-
Arrendamiento de oficina	7.6	2.0	4.1	1.5
<b>Total</b>	<b>719.7</b>	<b>477.3</b>	<b>100.6</b>	<b>141.8</b>

- (1) Incluye los intereses en efectivo por pagar sobre \$550 millones de obligaciones convertibles con vencimiento en 2016, y supone que el monto total se convertirá en acciones en 2016 y no se reembolsará en efectivo.
- (2) Conforme a los contratos de exploración, dentro de los tres próximos años la Compañía debe cumplir con compromisos de trabajo por un total de \$81.7 millones. Estos compromisos forman parte del curso normal de sus actividades, que incluyen costos de propiedades, adquisición y procesamiento de datos sísmicos y perforación de pozos de exploración. La Compañía ha emitido cartas de crédito por un total de \$26.6 millones para garantizar las obligaciones estipuladas en estos contratos de exploración.
- (3) La Compañía tiene una participación del 9.65% en el proyecto Oleoducto Bicentenario de Colombia ("OBC"). Este oleoducto se construirá en tres fases, y la Compañía se ha comprometido hasta la primera. La fase uno del proyecto conectará la producción de la Cuenca de Los Llanos de Araguañey a Banadia. Se estima que esta fase costará aproximadamente \$1,000 millones (\$96.5 millones netos) e incrementará en unos 120,000 bppd (11,580 bppd netos) la capacidad de descarga en el primer trimestre de 2012. Finalmente, se prevé que las fases dos y tres del proyecto se terminen a fines de 2013 y aumenten en 330,000 bppd la capacidad bruta de transporte, a un costo bruto incremental de unos \$4,400 millones. Petrominerales tiene la opción de participar en las fases dos y tres.

## **LIQUIDEZ DE INVERSIÓN**

Al 31 de marzo de 2011, se tenían invertidos \$632.7 millones de equivalentes de efectivo con un vencimiento máximo a 45 días en bancos de alta calidad crediticia, principalmente en tres bancos internacionales.

## **LÍNEAS DE CRÉDITO Y DEUDA**

Petrominerales tiene una línea de crédito basada en reservas, con una base de préstamos de \$150 millones no utilizada que se revisa semestralmente con el prestamista.

También tiene \$550 millones de obligaciones convertibles en circulación con vencimiento el 25 de agosto de 2016 y un cupón anual de 2.625% pagadero semestralmente. Las obligaciones son convertibles en acciones ordinarias de la Compañía a opción de los tenedores, al precio de \$34.31 por acción, sujeto al ajuste en función de los dividendos.

Petrominerales mantiene líneas de crédito operativo colombianas de \$41.2 millones que utiliza principalmente para emitir cartas de crédito en apoyo de contratos de exploración. Al 31 de marzo de 2011, las cartas de crédito emitidas a cargo de dichas líneas de crédito sumaron \$25.5 millones. La Compañía también tiene \$1.1 millones de cartas de crédito emitidas en Perú para el Bloque 126.

La Compañía cumple con las disposiciones de sus contratos sobre obligaciones convertibles y líneas de crédito. Las estipulaciones financieras de la línea de crédito exigen el mantenimiento de una relación entre deuda bancaria y utilidades de doce meses continuos antes de intereses, impuestos, agotamiento, depreciación y amortización menor de 3.0 veces, y una relación corriente mayor de 1.0 vez (activo circulante dividido entre pasivo circulante menos deuda bancaria no utilizada y porción del pasivo de las obligaciones convertibles). Las estipulaciones financieras de las obligaciones convertibles exigen que se mantenga una relación entre valor en libros del patrimonio y total de activos de 30% como mínimo, y que el monto de las garantías y gravámenes sobre ese valor en libros se limite al 35% del total de activos.

## FUENTES DE EFECTIVO

El cuadro siguiente resume el flujo de efectivo proveniente de actividades de operación, inversión y financiamiento conforme al estado consolidado de flujo de efectivo de Petrominerales.

Trimestre finalizado el 31 de marzo

	2011	2010	Variación
<b>Efectivo de actividades de operación</b>			
Flujo de fondos de operaciones	181.8	140.1	30%
Variaciones en el capital de trabajo no monetario, incluidos intereses e impuestos sobre la renta por pagar	(54.9)	(101.4)	46%
<b>Efectivo proveniente de actividades de operación</b>	<b>126.9</b>	<b>38.7</b>	<b>228%</b>
<b>Efectivo utilizado en actividades de inversión y financiamiento</b>			
Gastos por propiedades, planta y equipo, y exploración y evaluación	(149.5)	(111.7)	34%
Inversión en ductos	(28.5)	-	(100%)
Dividendos pagados	(13.4)	-	(100%)
Emisión de acciones ordinarias	1.9	1.9	-%
Otros	(14.9)	23.3	-%
	<b>(204.3)</b>	<b>(86.5)</b>	<b>136%</b>
Variación del efectivo y equivalentes de efectivo	<b>(77.4)</b>	<b>(47.8)</b>	<b>62%</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	<b>723.3</b>	<b>63.0</b>	
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	<b>645.9</b>	<b>15.2</b>	

- El flujo de fondos de operaciones aumentó debido principalmente a los mayores volúmenes de ventas y precios.
- En la sección de Gastos de capital se presenta información detallada sobre el efectivo utilizado para gastos por propiedades, planta y equipo, y exploración y evaluación
- A principios del segundo trimestre de 2010, Petrominerales empezó a pagar un dividendo trimestral de CAN\$0.125 por acción. El 31 de diciembre de 2010, la Compañía declaró un dividendo de \$13.4 millones que se pagó el 15 de enero de 2011. El 31 de marzo de 2011, la Compañía declaró un dividendo de \$13.4 millones que se pagó el 15 de abril de 2011. La estrategia de Petrominerales consiste en ejecutar un plan operativo de exploración orientado al crecimiento y a la vez producir dividendos para los accionistas.

## ACCIONES ORDINARIAS

Al 11 de mayo de 2011, el total de acciones ordinarias, opciones de compra de acciones, acciones ordinarias diferidas y acciones de incentivo en circulación de Petrominerales era de 110,897,292 (103,725,608 acciones ordinarias, 6,142,077 opciones de compra de acciones, 173,836 acciones ordinarias diferidas y 855,771 acciones de incentivo).

## OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

El 31 de diciembre de 2010, el anterior accionista mayoritario de la Compañía, Petrobank Energy and Resources Ltd. ("Petrobank"), distribuyó a sus accionistas su participación del 65% en Petrominerales. La Compañía formó parte de un Contrato de Servicios de Gestión con Petrobank que abarca ciertos servicios que incluyen apoyo ejecutivo, corporativo, legal, administrativo, financiero, de tesorería, contable, de tecnología de información, de recursos humanos, y espacio de oficina para los empleados de Petrominerales ubicados en Calgary, Alberta. Debido a la distribución de acciones efectuada el 31 de diciembre de 2010, estas empresas ya no están relacionadas.

## RIESGOS E INCERTIDUMBRES

Durante el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2011 no hubo ningún cambio significativo en los riesgos e incertidumbres mencionados en la sección de Análisis y comentarios de la Dirección correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010.

### Sensibilidad

Las utilidades y el flujo de efectivo de la Compañía son sensibles a las fluctuaciones del precio del petróleo crudo. Los siguientes factores demuestran el efecto previsto en el flujo de efectivo antes de impuestos anualizado:

Variación de:		(millones)
<b>WTI</b>	Precio de referencia de WTI, \$1.00/bbl (suponiendo 40,000 bppd)	<b>\$12.6</b>
<b>Petróleo crudo</b>	1,000 bppd producidos a \$100/bbl WTI	<b>\$26.8</b>

## POLÍTICAS Y ESTIMACIONES CONTABLES CRÍTICAS

Para la elaboración de estos estados financieros, la Dirección de la Compañía se basó en juicios, hipótesis y estimaciones. Los resultados reales pueden ser sustancialmente diferentes de las estimaciones. Las notas a los estados financieros consolidados condensados para períodos intermedios contienen las bases de presentación y las principales políticas contables de la Compañía. Los siguientes comentarios destacan los principales cambios en las políticas y estimaciones contables críticas con respecto a las que se presentaron en la sección de Análisis y comentarios de la Dirección correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010, como resultado de la adopción de las NIIF.

### *Activos de exploración y evaluación*

La decisión relativa a la factibilidad técnica y comercial de los activos de exploración y evaluación implica el establecimiento de varias hipótesis, tales como reservas estimadas, proyecciones de precios de los productos básicos, previsiones de volúmenes de producción y tasas de descuento, todas ellas sujetas a cambios sustanciales futuros.

### *Balance general inicial – Fondo de costos totales*

En la transición a las NIIF, nuestro fondo de costos totales registrado conforme a los PCGA de Canadá se asignó a nuestras áreas conforme a dichas normas a partir de los valores de las reservas probadas estimadas. El cálculo de los valores de las reservas probadas se basó en diversas hipótesis y estimaciones, entre otras: cantidades de reservas, volúmenes de producción previstos, precios futuros de los productos básicos, tasas de descuento y costos de desarrollo y operación futuros. Es posible que las estimaciones del valor justo resultantes no indiquen los montos que se podrían realizar o liquidar en una transacción de mercado corriente, ni representen los costos históricos incurridos.

### *Estimaciones de reservas*

Conforme a las NIIF, las estimaciones de reservas a nivel de área, en vez de a nivel de centros de costos por país, pueden tener un efecto importante en la utilidad neta puesto que son un componente clave en el cálculo de los gastos por agotamiento, depreciación y acrecentamiento. Un ajuste descendente en nuestras estimaciones de reservas podría dar como resultado un mayor cargo por dichos gastos en las utilidades. Además, esos gastos se calculan a partir de las estimaciones de reservas probadas y probables.

Las estimaciones de reservas pueden tener un efecto importante en la utilidad neta y el valor en libros de los activos de capital. El proceso de cálculo de reservas exige el establecimiento de una buena cantidad de hipótesis basadas en los datos geológicos, geofísicos, técnicos y económicos disponibles, así como en las proyecciones de las tasas de producción y los precios de los productos básicos, y la oportunidad de los gastos, todo ello sujeto a interpretación e incertidumbre. Las estimaciones de reservas influyen en la utilidad neta a través de los gastos relacionados con el agotamiento y la aplicación de pruebas de deterioro. Las revisiones o cambios en estas estimaciones pueden tener un efecto positivo o negativo en la utilidad neta y determinar el valor en libros de los activos de capital.

Los prestamistas se basan en las estimaciones de reservas para evaluar la base de préstamos permitida en las líneas de crédito garantizadas, por lo que los cambios en las mismas pueden ocasionar un aumento o una disminución en la base de préstamos y con ello influir en la situación financiera de la Compañía.

### *Deterioro de los activos*

En la prueba de deterioro de activos, la evaluación de datos y circunstancias es un proceso subjetivo que generalmente implica diversas estimaciones y está sujeto a interpretaciones. La prueba de deterioro de activos o unidades de generación de efectivo, al igual que la evaluación de reversiones potenciales del deterioro, requiere estimar el monto recuperable de un activo o una unidad de generación de efectivo. Para ello es necesario elaborar diversas hipótesis y estimaciones, entre otras: cantidades de reservas, volúmenes de producción previstos, precios futuros de los productos básicos, tasas de descuento y costos de desarrollo y operación futuros. Estas hipótesis y estimaciones pueden cambiar a medida que se dispone de nueva información, y los cambios en cualquiera de ellas --por ejemplo un ajuste descendente en las reservas, una reducción de los precios de los productos básicos o un incremento de costos-- pueden repercutir en un deterioro del valor en libros de un activo o una unidad de generación de efectivo.

### *Pasivos derivados*

A opción de la Compañía, las obligaciones convertibles con vencimiento en 2016, una vez convertidas por el tenedor, se pueden liquidar en efectivo o en acciones ordinarias. El pago potencial en efectivo al vencimiento genera un pasivo derivado. La evaluación del pasivo por el pago potencial relacionado con la característica de conversión prevista en los contratos sobre las obligaciones convertibles con vencimiento en 2016, al valor justo conforme a las NIIF, indica que las variaciones en el valor justo estimado influirán en las ganancias y pérdidas por el pasivo derivado registradas. El valor justo del pasivo fluctúa debido a que se basa en hipótesis sobre la tasa de interés libre de riesgo, el precio de las acciones al cierre del período y la volatilidad del precio de las acciones.

### *Impuestos sobre la renta diferidos*

La Compañía contabiliza los pasivos de impuestos sobre la renta diferidos basándose en estimaciones de las diferencias temporales entre el valor en libros y el valor fiscal de sus activos, pasivos y combinaciones de fondos de impuestos. También utiliza estimaciones de la oportunidad de las reversiones de las diferencias temporales y de la tasa fiscal correspondiente, así como de controversias potenciales futuras sobre declaraciones de impuestos. Las diferencias y la oportunidad reales de las reversiones pueden variar con respecto a las estimaciones e influir en el saldo de impuestos sobre la renta diferidos y la utilidad neta.

### *Contingencias*

En estos momentos la Compañía no puede prever la resolución final de ciertas controversias en que Petrominerales se ha visto envuelta en el curso de sus actividades normales. Petrominerales contabiliza los costos en el período en que se incurren o pueden determinarse. La Dirección estima que la resolución de estos asuntos no tendría ningún efecto sustancial adverso en la situación financiera o los resultados operativos consolidados de la Compañía.

### **CAMBIOS EN LAS POLÍTICAS CONTABLES**

A partir del 1 de enero de 2013, Petrominerales deberá adoptar la NIIF 9, "Instrumentos financieros", como resultado de la primera fase del proyecto del IASB para la sustitución de la IAS 39, "Instrumentos financieros – Reconocimiento y medición". La nueva norma sustituye los múltiples modelos actuales de clasificación y medición de los activos y pasivos financieros con un modelo único que contempla solamente dos categorías de clasificación: costo amortizado y valor justo. No se prevé ningún efecto sustancial de la adopción de esta norma en los estados financieros consolidados de la Compañía.

### **POLÍTICAS REGLAMENTARIAS**

#### *Certificación de divulgaciones en informes para períodos intermedios*

De conformidad con el Instrumento multilateral 52-109 de la organización Canadian Securities Administrators (Administradores de Valores de Canadá), la Compañía emite trimestralmente una "Certificación de informes para períodos intermedios" ("la Certificación"). La Certificación requiere que los oficiales de certificación declaren que son responsables de establecer y mantener controles y procedimientos de divulgación, así como controles internos sobre los informes financieros.

La Certificación requiere que los oficiales de certificación declaren que establecieron los controles y procedimientos de divulgación directamente o a través de otras personas, bajo su supervisión, a fin de lograr una certeza razonable de que: (i) obtengan de otros información esencial relacionada con Petrominerales, y (ii) que la información que Petrominerales está obligada a presentar en los informes a las autoridades reguladoras de valores se registre, procese, resuma y presente dentro de los plazos previstos por la legislación canadiense en materia de valores. También requiere que declaren que establecieron controles internos sobre los informes financieros directamente o a través de otras personas, bajo su supervisión, a fin de lograr una certeza razonable respecto a la fiabilidad de dichos informes y la preparación de los estados financieros para propósitos externos.

Durante el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2011, los controles internos sobre los informes financieros no sufrieron ningún cambio que haya tenido o pudiera tener, según las previsiones razonables, un efecto sustancial adverso en la Compañía. La Compañía ha mantenido continuamente sistemas relacionados con controles y procedimientos de divulgación y controles internos sobre los informes financieros, y se propone darles seguimiento en el futuro.

## **PERSPECTIVAS**

Nuestro objetivo a largo plazo es concentrarnos en actividades de exploración que incrementen el valor del activo neto, y generar rendimientos atractivos para los accionistas por medio de las siguientes estrategias:

- Aumentar de manera sustancial las reservas implementando un programa de perforación de exploración equilibrado y diversificado;
- Mantener un inventario de perforación multianual de prospectos de exploración ampliando continuamente nuestra posición en términos de tierras, adquiriendo datos sísmicos tridimensionales de alta calidad en esas tierras;
- Producir reservas aplicando un método de primera clase y económico;
- Posicionarnos como líderes en la exploración de gas y petróleo mediante la tecnología y la innovación, el respeto por la salud y seguridad de nuestros empleados, el énfasis en el mejor desempeño ambiental en el sector y un diálogo significativo con nuestras partes interesadas;
- Financiar internamente el crecimiento generando flujos de efectivo con nuestros activos establecidos;
- Producir dividendos para los accionistas.

Las principales dificultades que tenemos que superar para crecer son la volatilidad de los precios de los productos básicos, los permisos y autorizaciones gubernamentales, los reglamentos ambientales y las presiones competitivas en nuestro sector. En la sección de Riesgos del Formulario Informativo Anual correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010, se comenta en mayor detalle el impacto de estos factores en nuestros resultados de ese ejercicio.

Además de los planes descritos en esta sección de Análisis y comentarios de la Dirección, véase la Actualización de operaciones del primer trimestre de 2011 de la Compañía.

**Declaraciones referidas al futuro.** *Cierta información contenida en este informe constituye declaraciones referidas al futuro. que se expresan mediante el uso de palabras o frases tales como "se prevé", "se estima", "se proyecta", "estimación", "proyección", y similares. Específicamente, este informe contiene declaraciones referidas al futuro que se relacionan con la oportunidad de los proyectos de capital, los resultados financieros, los resultados operativos, y la participación en el OBC y los costos del mismo. Dichas declaraciones se basan en expectativas y supuestos fundamentales de Petrominerales, que incluyen supuestos relativos al éxito de las actividades de perforación futuras, los resultados de los pozos actuales, los precios vigentes de los productos básicos, la disponibilidad de mano de obra y servicios, la obtención de los permisos y autorizaciones reglamentarias y el desempeño de las actividades previstas por los socios en el sector. Se advierte al lector que los supuestos en que se basa esta información, si bien se consideraban razonables en el momento de prepararla, pueden resultar incorrectos en la práctica. Los resultados reales obtenidos durante el período de proyección pueden diferir de la información aquí presentada a causa de numerosos riesgos conocidos y desconocidos e incertidumbres y otros factores, los cuales se comentan en los informes sobre valores de la Compañía presentados en Canadá e incluyen, entre otros: condiciones generales de la economía, condiciones del mercado y las empresas; fluctuaciones en los precios del petróleo; resultados de las actividades de perforación de exploración y desarrollo, reterminación y otras actividades relacionadas; oportunidad y disponibilidad de equipo; resultados de las negociaciones de contratos de exploración; fluctuaciones en los tipos de cambio; incertidumbre respecto a las reservas estimadas; modificaciones a la normativa ambiental y otras; riesgos asociados a las operaciones de petróleo y gas; dependencia de los socios respecto al proceso de licitación y a la construcción del OBC; y otros factores, muchos de los cuales escapan al control de la Compañía. Por consiguiente, Petrominerales no afirma que los resultados reales obtenidos durante el período de proyección serán iguales a los proyectados, ni en su totalidad ni en parte. Hasta donde lo permitan las leyes de valores, Petrominerales no asume la obligación de actualizar o revisar públicamente sus declaraciones referidas al futuro en este documento ni en ninguna otra parte, ya sea como resultado de nueva información o de sucesos futuros o por otra causa.*

**Mediciones fuera del marco NIIF.** *El presente informe contiene términos financieros que no se consideran mediciones dentro del marco de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), entre otros: flujo de fondos de operaciones, utilidad neta ajustada, flujo de fondos por acción, utilidad neta ajustada por acción, superávit de capital de trabajo neto y ganancia operativa neta. Estas mediciones son de uso común en la industria petrolera y gasífera y se consideran informativas para la Dirección y los accionistas. La evaluación de nuestro desempeño corporativo y el de nuestras líneas de negocios se basa en el flujo de efectivo de operaciones y la utilidad neta ajustada. El término flujo de fondos de operaciones, que no se considera una medición dentro del marco de las NIIF, se refiere al efectivo generado por las actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo no monetario. La utilidad neta ajustada se determina sumando las pérdidas o deduciendo las ganancias sobre los pasivos derivados. La Dirección considera que el flujo de fondos de operaciones, el flujo de fondos por acción, la utilidad neta ajustada y la utilidad neta ajustada por acción son importantes porque ayudan a evaluar el desempeño de la Compañía y demostrar que tiene la capacidad de generar el efectivo suficiente para financiar oportunidades de crecimiento futuras y pagar deuda. El superávit de capital de trabajo neto incluye el activo circulante menos las cuentas por pagar, el pasivo acumulado, los impuestos sobre la renta por pagar y la porción corriente del monto de capital de las obligaciones convertibles, cuando se encuentran bajo par y no se pueden pagar en acciones al vencimiento, y se utiliza para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operativa neta se determina dividiendo las ventas de petróleo menos regalías, los gastos de transporte, y los gastos de operación entre el volumen de ventas de petróleo producido. La Dirección considera importante la ganancia operativa neta debido a que es una medición de la rentabilidad por barril vendido y refleja la calidad de la producción. El flujo de fondos de operaciones, el flujo de fondos por acción, la utilidad neta ajustada, el superávit de capital de trabajo neto y las ganancias operativas netas pueden no ser comparables con los informados por otras compañías, ni deben considerarse como una alternativa al flujo de efectivo de operaciones, la utilidad neta u otras mediciones del desempeño financiero calculadas de conformidad con las NIIF.*

## ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA PARA PERÍODOS INTERMEDIOS (NO AUDITADOS)

(Millones de dólares estadounidenses)

Al	Nota	31 de marzo 2011	31 de diciembre 2010	1 de enero 2010
			(Nota 23)	(Nota 23)
<b>ACTIVOS</b>				
<b>Activo circulante</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo		\$ 645.9	\$ 723.3	\$ 63.0
Cuentas por pagar comerciales y otras	20	243.7	155.6	47.5
Impuestos sobre la renta por cobrar		-	4.3	8.5
Inventario de petróleo crudo		11.6	6.1	1.4
		<b>901.2</b>	<b>889.3</b>	<b>120.4</b>
<b>Activo a largo plazo</b>				
Otros activos	7	25.2	25.3	26.5
Activos de exploración y evaluación	8	289.6	264.9	84.2
Propiedades, planta y equipo	9	709.1	648.1	489.0
Inversión en ductos	11	28.5	-	-
Plusvalía mercantil	10	5.0	5.0	-
		<b>1,057.4</b>	<b>943.3</b>	<b>599.7</b>
<b>Total del activo</b>		<b>\$ 1,958.6</b>	<b>\$ 1,832.6</b>	<b>\$ 720.1</b>
<b>PASIVO Y CAPITAL CONTABLE</b>				
<b>Pasivo circulante</b>				
Cuentas por pagar comerciales y otras		\$ 298.0	\$ 309.1	\$ 106.9
Impuestos sobre la renta por pagar		37.1	-	-
Obligaciones convertibles	15	-	-	76.8
		<b>335.1</b>	<b>309.1</b>	<b>183.7</b>
<b>Pasivo a largo plazo</b>				
Pasivos de impuestos diferidos	17	104.2	104.0	25.2
Porción a largo plazo del impuesto sobre el capital	17	20.3	-	-
Obligaciones convertibles	15	441.8	437.8	-
Pasivo financiero derivado	15	279.2	240.2	-
Pasivos por puesta fuera de servicio	16	39.7	34.9	16.3
<b>Total del pasivo</b>		<b>1,220.3</b>	<b>1,126.0</b>	<b>225.2</b>
<b>Capital contable</b>				
Componente de capital de las obligaciones convertibles	15	-	-	10.4
Acciones ordinarias	12	304.5	301.9	197.7
Reserva para pagos basados en acciones	12	27.0	21.3	9.9
Utilidades retenidas		406.8	383.4	276.9
		<b>738.3</b>	<b>706.6</b>	<b>494.9</b>
<b>Total del pasivo y del capital contable</b>		<b>\$ 1,958.6</b>	<b>\$ 1,832.6</b>	<b>\$ 720.1</b>

Compromisos y contingencias (Nota 22)

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros consolidados condensados para períodos intermedios.

**ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE RESULTADOS Y UTILIDAD INTEGRAL PARA PERÍODOS INTERMEDIOS  
(NO AUDITADOS)**

(Millones de dólares estadounidenses, excepto los montos por acción)

Trimestre finalizado el 31 de marzo	Nota	2011	2010
			(Nota 23)
<b>Ingresos</b>			
Petróleo		\$ 349.7	\$ 247.8
Regalías		(41.1)	(24.7)
		<b>308.6</b>	<b>223.1</b>
<b>Gastos de operación</b>			
Producción		27.5	22.4
Transporte		33.5	24.1
Petróleo comprado		0.1	-
Agotamiento y depreciación	9	67.7	48.7
Generales y administrativos		9.6	5.0
Impuesto sobre el capital en Colombia	17	27.7	0.5
Compensación por medio de acciones	12	6.3	2.6
		<b>172.4</b>	<b>103.3</b>
<b>Gasto financiero neto</b>	6	<b>(52.9)</b>	<b>(6.1)</b>
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		<b>83.3</b>	<b>113.7</b>
Impuestos sobre la renta	17	(46.5)	(20.3)
<b>Utilidad neta y utilidad integral</b>		<b>\$ 36.8</b>	<b>\$ 93.4</b>
<b>Utilidad neta por acción</b>			
Básica	13	\$ 0.35	\$ 0.95
Diluida	13	\$ 0.34	\$ 0.90

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros consolidados condensados para períodos intermedios.

**ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE CAMBIOS EN EL CAPITAL PARA PERÍODOS INTERMEDIOS (NO AUDITADOS)**

(Millones de dólares estadounidenses)

	Nota	Acciones ordinarias	Componente de capital de las obligaciones convertibles	Reserva para pagos basados en acciones	Utilidades retenidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2010	23	\$ 197.7	\$ 10.4	\$ 9.9	\$ 276.9	\$ 494.9
Utilidad neta y utilidad integral		-	-	-	143.8	143.8
Obligaciones convertibles convertidas	15	92.1	(10.4)	-	-	81.7
Dividendos	12	-	-	-	(37.3)	(37.3)
Opciones de compra de acciones ejercidas, acciones ordinarias diferidas y acciones de incentivo	12	12.1	-	(2.5)	-	9.6
Compensación por medio de acciones	12	-	-	13.9	-	13.9
Saldo al 31 de diciembre de 2010	23	\$ 301.9	\$ -	\$ 21.3	\$ 383.4	\$ 706.6
Utilidad neta y utilidad integral		-	-	-	36.8	36.8
Dividendos	12	-	-	-	(13.4)	(13.4)
Opciones de compra de acciones ejercidas, acciones ordinarias diferidas y acciones de incentivo	12	2.6	-	(0.6)	-	2.0
Compensación por medio de acciones	12	-	-	6.3	-	6.3
<b>Saldo al 31 de marzo de 2011</b>		<b>\$ 304.5</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 27.0</b>	<b>\$ 406.8</b>	<b>\$ 738.3</b>

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros consolidados condensados para períodos intermedios.

**ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE FLUJO DE EFECTIVO PARA PERÍODOS INTERMEDIOS  
(NO AUDITADOS)**

(Millones de dólares estadounidenses)

Trimestre finalizado el 31 de marzo	Nota	2011	2010
			(Nota 23)
<b>Actividades de operación</b>			
Utilidad neta del período		\$ 36.8	\$ 93.4
Ajustes por partidas no monetarias:			
Agotamiento y depreciación	9	67.7	48.7
Impuestos diferidos	17	0.2	(7.7)
Acumulación de obligaciones convertibles	15	4.0	1.2
Anulación de descuentos		0.9	0.2
Compensación por medio de acciones	12	6.3	2.6
Pérdida no realizada por pasivo financiero derivado	15	39.0	-
Amortización de otros activos		1.3	1.7
Gastos por impuestos sobre el capital en Colombia	17	27.7	-
Impuestos sobre el capital en Colombia por pagar	17	(2.1)	-
		181.8	140.1
Variaciones en el capital de trabajo no monetario	21	(94.5)	(125.7)
Gastos por impuestos sobre la renta corrientes	17	46.3	28.0
Impuestos pagados en efectivo		(4.9)	(4.5)
Intereses y gastos contingentes	6	5.4	1.9
Intereses pagados en efectivo		(7.2)	(1.1)
		126.9	38.7
<b>Actividades de financiamiento</b>			
Dividendos pagados	12	(13.4)	-
Emisión de acciones ordinarias – neta de costos	12	1.9	1.9
Costos de financiamiento	7	(0.8)	-
		(12.3)	1.9
<b>Actividades de inversión</b>			
Gastos por propiedades, planta y equipo	9	(88.0)	(66.1)
Gastos por activos de exploración y evaluación	8	(61.5)	(45.6)
Gastos por otros activos	7	(0.2)	(1.1)
Inversión en ductos	11	(28.5)	-
Variaciones en el capital de trabajo no monetario	21	(13.8)	24.4
		(192.0)	(88.4)
<b>Disminución del efectivo y equivalentes de efectivo</b>		<b>(77.4)</b>	<b>(47.8)</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período</b>		<b>723.3</b>	<b>63.0</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período</b>		<b>\$ 645.9</b>	<b>\$ 15.2</b>
Componentes del efectivo y equivalentes de efectivo:			
Efectivo		\$ 13.2	\$ 2.6
Equivalentes de efectivo		\$ 632.7	\$ 12.6

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros consolidados condensados para períodos intermedios.

## **NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CONDENSADOS PARA PERÍODOS INTERMEDIOS**

Correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2011 y 2010

(No auditados; todas las cifras de los cuadros se expresan en millones de dólares estadounidenses, excepto los montos por acción u otros indicados.)

---

### **NOTA 1 – ENTIDAD INFORMANTE**

Petrominerales Ltd. (“Petrominerales” o la “Compañía”) es una compañía internacional de petróleo y gas que se dedica a la exploración, explotación y producción de petróleo crudo en Colombia y Perú. Petrominerales es una empresa incorporada en Alberta, Canadá, que cotiza en la Bolsa de Valores de Toronto. Su oficina matriz está ubicada en 1900, 111 – 5th Avenue S.W., Calgary, Alberta, Canada, T2P 3Y6.

A partir del 31 de diciembre de 2010, la Compañía puso en práctica una reorganización (la “Reorganización”) en virtud de la cual la jurisdicción legal de la sociedad matriz del grupo cambió de Bahamas a Alberta, Canadá. El 31 de diciembre de 2010, el anterior accionista mayoritario de la Compañía, Petrobank Energy and Resources Ltd. (“Petrobank”), distribuyó a sus accionistas su participación del 65% en Petrominerales.

### **NOTA 2 – BASES DE PRESENTACIÓN**

#### **Estado de cumplimiento**

Estos estados financieros consolidados condensados para períodos intermedios fueron elaborados de conformidad con la IAS 34, “Informes financieros para períodos intermedios” (“IAS 34”), aplicando políticas contables congruentes con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el International Accounting Standards Board y las Interpretaciones del International Financial Reporting Interpretations Committee (“IFRIC”) que se describen en la Nota 3. Anteriormente, la Compañía elaboraba sus estados financieros consolidados anuales para períodos intermedios de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados de Canadá (“PCGA”). Para mayor información sobre los principales ajustes relacionados con la transición a las NIIF, véase la Nota 23.

Puesto que este es nuestro primer período de informes después de la adopción de las NIIF, los presentes estados financieros consolidados condensados para períodos intermedios comprenden los estados financieros consolidados anuales al 31 de diciembre de 2010 elaborados de conformidad con dichas normas.

La información que aquí se presenta rebasa la mínima requerida conforme a la IAS 34, a fin de presentar las políticas contables de la Compañía de conformidad con las NIIF y la información adicional requerida por éstas, que también ponen de relieve los cambios con respecto a los estados financieros consolidados anuales de la Compañía correspondientes al ejercicio 2010, los cuales se elaboraron conforme a los PCGA de Canadá. A partir de 2012, es posible que la Compañía no presente la misma cantidad de información en los estados financieros consolidados para períodos intermedios ya que no será necesaria para el lector puesto que podrá recurrir a los estados financieros consolidados anuales elaborados de conformidad con las NIIF.

Los presentes estados financieros consolidados condensados para períodos intermedios fueron aprobados por la Junta Directiva el 11 de mayo de 2011.

## **Base de medición**

Estos estados financieros fueron elaborados sobre la base de los costos históricos salvo en lo que se refiere a los instrumentos financieros derivados y las transacciones de pago basado en acciones, que se miden a su valor justo como se explica en la Nota 3 – Principales políticas contables. Estos estados financieros consolidados contienen cifras comparativas de conformidad con las NIIF, no auditadas.

Los estados financieros consolidados se elaboraron de acuerdo con el principio de empresa en funcionamiento.

## **Moneda funcional y de presentación**

A menos que se indique lo contrario, todas las cifras de estos estados financieros se expresan en millones de dólares estadounidenses que es la moneda funcional y de presentación de los mismos.

## **Principales estimaciones y juicios contables**

Para la elaboración de los estados financieros de conformidad con las NIIF, es necesario que la Dirección realice estimaciones e hipótesis que afectan los montos presentados del activo y del pasivo, incluido el de carácter contingente, a la fecha de los estados de situación financiera así como los ingresos, los gastos y los flujos de efectivo durante los períodos presentados. Dichas estimaciones se relacionan principalmente con transacciones pendientes y sucesos ocurridos a la fecha de los estados financieros. Los resultados reales pueden ser diferentes de las estimaciones.

Las estimaciones y supuestos se aplican a las siguientes cantidades y divulgaciones específicamente: (i) los montos registrados con respecto a los gastos de agotamiento y depreciación, así como los montos utilizados para los cálculos de las pruebas de deterioro, se basan en estimaciones de las reservas de petróleo crudo y los costos futuros necesarios para explotar esas reservas por unidad de generación de efectivo; (ii) la compensación por medio de acciones se basa en la fluctuación prevista y estimaciones de la vida de las opciones; (iii) los pasivos por puesta fuera de servicio y la acumulación relacionada se basan en estimaciones de los costos y la oportunidad del abandono, la inflación y las tasas de interés; (iv) la provisión para impuestos sobre la renta se calcula con base en el juicio respecto a la aplicación de la normativa correspondiente y a estimaciones sobre la oportunidad, las probabilidades y la reversión de diferencias temporales entre las bases contables e impositivas del activo y el pasivo; (v) los montos asignados a los activos y pasivos adquiridos por la combinación de negocios de PanAndean se basan en estimaciones del valor justo de los activos de exploración adquiridos; (vi) los componentes de pasivo derivado y pasivo de las obligaciones convertibles se basa en estimaciones de la volatilidad prevista; y (vii) los montos registrados con respecto a las contingencias se basan en estimaciones de la probabilidad de los resultados, así como en los flujos de efectivo futuros estimados.

### NOTA 3 – PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

#### Consolidación

Estos estados financieros consolidados intermedios condensados comprenden las cuentas de Petrominerales y sus subsidiarias enumeradas en el siguiente cuadro:

Subsidiaria	País de constitución	Derechos de propiedad	
		31 de marzo de 2011	31 de diciembre de 2010
Petrominerales Ltd.	Alberta, Canadá	100%	100%
Petro International Ltd.	Bahamas	100%	100%
Petrominerales Bermuda Ltd.	Bermudas	100%	100%
Inversiones Sol del Sur SAS	Colombia	100%	100%
Petrominerales Orito Ltd.	Bermudas	100%	100%
Petrominerales Colombia Ltd.	Bermudas	100%	100%
Petrominerales Peru Ltd.	Bahamas	100%	100%
Pan Andean Ltd.	Irlanda	100%	100%
Petrominerales Perú SA	Perú	100%	100%

En la consolidación se eliminan las transacciones y saldos entre compañías. Los derechos sobre activos bajo control conjunto se contabilizan con el método de consolidación proporcional, según el cual se incluye en las cuentas la participación proporcional de Petrominerales en los ingresos, gastos, activos y pasivos, y se eliminan las transacciones y saldos entre compañías.

#### Conversión de divisas

La moneda funcional de la Compañía y sus subsidiarias es el dólar estadounidense. Los activos y pasivos monetarios denominados en otras monedas se convierten al tipo de cambio vigente en la fecha del balance general. Los activos, pasivos, ingresos y gastos no monetarios se convierten al tipo de cambio vigente en la fecha de las transacciones relacionadas. Las diferencias de cambio se incluyen en el cálculo de la utilidad neta como pérdida por conversión de divisas.

#### Activos de exploración y evaluación

Todos los costos relacionados directamente con la exploración y evaluación de reservas de petróleo crudo y gas se capitalizan inicialmente por área. Los costos de exploración y evaluación son aquellos gastos de un área cuya factibilidad técnica y comercial aún no se ha determinado.

Si se determina que un área es técnica y comercialmente factible, los costos acumulados se transfieren a la partida de propiedades, planta y equipo. Si se determina lo contrario o la Compañía decide suspender la actividad en esa área, los costos no recuperables se cargan a la utilidad neta como gastos de exploración y evaluación.

## **Propiedades, planta y equipo**

Todos los costos relacionados directamente con la explotación de reservas de petróleo crudo y gas se capitalizan por área. Los activos de petróleo crudo incluyen los gastos atribuibles a las áreas técnica y comercialmente factibles, es decir, por adquisición de propiedades probadas, perforación de desarrollo, terminación, recopilación e infraestructura, retiro de activos y transferencias de activos de exploración y evaluación. Las piezas de repuesto críticas incluyen el inventario para gastos futuros por propiedades, planta y equipo, y exploración y evaluación en activos de petróleo crudo; y se valúan al costo o al valor neto de realización, el que resulte menor.

Los costos acumulados en cada área se agotan con el método de unidades de producción, que se basa en las reservas probadas más las probables y los precios y costos futuros estimados. Los costos sujetos a agotamiento incluyen los costos futuros estimados de explotación de las reservas probadas más las probables. Los costos de proyectos de explotación se excluyen de los costos sujetos a agotamiento mientras no se pueden utilizar. Cuando se cede una propiedad, la ganancia o pérdida se contabiliza en la utilidad neta. Los canjes de propiedades se miden a su valor justo, a menos que la transacción carezca de sustancia comercial o el cálculo del valor justo sea poco fiable. Cuando un canje se mide a su valor justo, la ganancia o pérdida se contabiliza en la utilidad neta.

## **Mantenimiento y reparaciones**

Los gastos relacionados con renovaciones o mejoras que incrementan la capacidad productiva o prolonguen la vida de un activo se capitalizan. Los costos de mantenimiento y reparaciones se cargan a gastos en el momento en que se incurren.

## **Deterioro**

Los costos de propiedades, planta y equipo, y exploración y evaluación se acumulan en unidades de generación de efectivo por área geográfica, según su infraestructura operativa (por ejemplo ductos, instalaciones y puntos de venta), y son el nivel más bajo en el que se generan flujos de efectivo identificables en gran medida independientes de los generados por otros grupos de activos. La Compañía tiene cuatro unidades de generación de efectivo: Llanos, Neiva, Orito y Perú.

Al final de cada período de presentación de informes, Petrominerales evalúa estas unidades a fin de detectar indicios de deterioro de los activos. Si los detecta, la Compañía hace una estimación de su monto recuperable. El monto recuperable de una unidad de generación de efectivo es su valor justo menos los costos de venta y su valor en uso, el que resulte mayor. Cuando el valor en libros de un activo o grupo de unidades de generación de efectivo rebasa su monto recuperable, esos activos o unidades se consideran deteriorados y pierden valor.

Las pérdidas por deterioro de una unidad o grupo de unidades de generación de efectivo se distribuyen prorrata entre sus activos. Para ello, primero se reduce prorrata el valor en libros de la plusvalía mercantil atribuida a la unidad o grupo de unidades y después, el valor en libros de sus demás activos. Las pérdidas por deterioro se registran como gastos en el estado de resultados.

Si las circunstancias que dieron lugar a una pérdida por deterioro se revierten, el valor en libros del activo (o la unidad de generación de efectivo) se incrementa a la estimación revisada de su monto recuperable, de tal manera que no rebasa aquel que habría resultado si no se hubiera registrado tal pérdida en años anteriores. Las reversiones de pérdidas por deterioro se registran inmediatamente en el estado de resultados.

## **Propiedades, planta y equipo corporativos y otros**

Otros activos tangibles a largo plazo se contabilizan al costo histórico menos la depreciación acumulada. La depreciación se calcula mediante el método de línea recta durante la vida estimada del activo.

Para los efectos de las pruebas de deterioro, los activos corporativos se asignan a cada una de las unidades de generación de efectivo en función de los ingresos netos futuros y el monto recuperable.

## **Plusvalía mercantil**

Se registra plusvalía mercantil cuando el precio de compra de un negocio supera el valor justo del activo adquirido y el pasivo asumido. La plusvalía mercantil no se amortiza, y anualmente se realiza una prueba de deterioro para determinar el valor en libros. En la prueba de deterioro, se asigna plusvalía mercantil a cada unidad o grupo de unidades de generación de efectivo de la Compañía que según las previsiones se beneficiarán con la adquisición, y se somete a prueba como se describió antes en este documento, en la política de deterioro de la Compañía. Las pérdidas por deterioro se registran en el estado de resultados en el momento en que se identifican, y no se pueden revertir.

## **Capitalización de costos de préstamos**

Los costos de préstamos que se relacionan directamente con la adquisición, construcción o producción de un proyecto de capital cuya construcción dura largo tiempo (más de un año, según la Compañía) se capitalizan y suman a los costos del proyecto durante la construcción, hasta que los activos están sustancialmente listos para su uso previsto. Cuando se pide un préstamo específicamente para financiar un proyecto, el monto capitalizado representa los costos de financiamiento realmente incurridos menos los ingresos por intereses devengados. Los ingresos derivados de inversiones a corto plazo reducen el total de costos de financiamiento capitalizados relacionados. La Compañía no capitalizó ningún costo de financiamiento conforme a las NIIF ni en 2010 ni en el primer trimestre de 2011.

## **Pasivos por puesta fuera de servicio**

La Compañía reconoce el valor justo estimado de los pasivos por puesta fuera de servicio asociados a activos de propiedades, planta y equipo y exploración y evaluación, como pasivos en el período en que se incurren, normalmente en el momento de la adquisición o el desarrollo del activo. El valor justo se capitaliza y amortiza durante el mismo período que el activo relacionado. La Compañía estima el pasivo en función de los costos estimados del abandono y rehabilitación de los pozos y los sitios de pozos que habrá que abandonar de conformidad con los contratos de petróleo y gas. En el cálculo se tienen en cuenta únicamente los pozos y sitios de pozos que la Compañía ha adquirido, construido, perforado, acondicionado o mejorado. Este cálculo se revisa periódicamente y los ajustes necesarios se realizan de manera prospectiva. Las variaciones en el valor presente de las obligaciones de retiro futuras atribuibles al paso del tiempo se contabilizan como anulación de descuentos. Las obligaciones de retiro reales liquidadas durante el período reducen el pasivo por puesta fuera de servicio.

## **Constatación de los ingresos**

Los ingresos por ventas de petróleo crudo se contabilizan en el momento en que la titularidad se traspasa al cliente y se ha efectuado la entrega.

## **Utilidades por acción**

La Compañía calcula las utilidades básicas por acción dividiendo la utilidad neta entre el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación.

Calcula las utilidades diluidas por acción dividiendo la utilidad neta ajustada a los gastos por intereses sobre las obligaciones convertibles, si son diluibles, entre el número promedio ponderado de las acciones ordinarias diluidas en circulación, el cual se obtiene con el método de las acciones de tesorería. Este método supone que el producto del ejercicio de las opciones de compra de acciones en dinero, las acciones ordinarias diferidas y las acciones de incentivo se utiliza para recomprar acciones ordinarias de la Compañía precio de mercado promedio durante el período pertinente. El número de acciones ordinarias diluidas en circulación también refleja la dilución que podría ocurrir si las obligaciones convertibles se convirtieran en acciones ordinarias al inicio del período o en el momento de su emisión.

## **Compensación por medio de acciones**

La Compañía contabiliza la compensación por medio de acciones con el método del valor justo de las opciones de compra de acciones, las acciones ordinarias diferidas y las acciones de incentivo (colectivamente denominadas "derechos") otorgadas a consejeros, ejecutivos, empleados y consultores utilizando el modelo de determinación de precios de opciones Black-Scholes. Los gastos de compensación por medio de acciones se contabilizan como tales durante el período de adjudicación, registrando el monto correspondiente en la reserva de pagos por medio de acciones. Estos gastos se calculan como el valor justo estimado de los derechos relacionados en la fecha de otorgamiento y amortizado durante el período de adjudicación. Una vez que se ejercen los Derechos, los montos asociados que antes se registraron en la reserva para pagos por medio de acciones se reclasifican en el capital en acciones ordinarias.

Conforme a la NIIF 2 – Pagos por medio de acciones, la Compañía incorporó la proyección de una tasa de caducidad de los derechos que no se adjudicarán. No se registra ningún gasto por derechos que no se adjudicarán, salvo en los casos en que la adjudicación depende de una condición de mercado, que se tratan como adjudicaciones independientemente de que se cumpla o no esa condición, y siempre que se cumplan todas las demás condiciones de desempeño o servicio.

Cuando se modifican los términos de los derechos, se contabilizan los gastos mínimos que se habrían registrado como si no se hubieran hecho esas modificaciones. Se contabilizan gastos adicionales por cualquier modificación que incremente el total del valor justo del plan de pagos basados en acciones o beneficie al empleado conforme a los parámetros vigentes en la fecha de la modificación.

Cuando se cancela un derecho, cualquier gasto de adjudicación aún no contabilizado se registra inmediatamente como si el derecho se hubiera adquirido en la fecha de cancelación. No obstante, si la adjudicación cancelada se reemplaza con una nueva que se designa como adjudicación de reemplazo en la fecha de otorgamiento, tanto la cancelada como la nueva se tratan como una modificación de la adjudicación original, tal como se describe en el párrafo anterior.

## **Impuestos sobre la renta**

La Compañía contabiliza los impuestos sobre la renta con el método del pasivo, según el cual registra un activo o pasivo de impuestos diferidos para dar cuenta de cualquier diferencia entre la base contable y la base fiscal del activo, el pasivo, y los quebrantos y créditos fiscales no utilizados, aplicando las tasas fiscales prácticamente en vigor. El efecto en el activo y el pasivo de impuestos diferidos de un cambio en las tasas fiscales se reconoce en la utilidad neta durante el período en que ocurre el cambio. El activo de impuestos diferidos sólo se reconoce en la medida en que es más probable que improbable que en el futuro se disponga de ingresos gravables suficientes para que se realice dicho activo.

## **Efectivo y equivalentes de efectivo**

El efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen las inversiones y los depósitos con vencimiento a tres meses o menos cuando se adquieren.

## **Inventario de petróleo crudo**

El inventario consiste en el petróleo crudo en tránsito o en tanques de almacenamiento registrado en el balance general y se evalúa al costo, con el método del costo promedio ponderado, o al valor neto de realización, el que resulte menor. Los costos incluyen los gastos directos e indirectos incurridos para llevar el petróleo crudo a su condición y ubicación actuales.

## **Instrumentos financieros**

### *Instrumentos financieros no derivados*

Los instrumentos financieros no derivados de la Compañía consisten en efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar comerciales y otras, y la parte de pasivo derivado de la obligación convertible. En principio, los instrumentos financieros no derivados se contabilizan a su valor justo más los costos de transacción directamente atribuibles, excepto los activos y pasivos financieros que se registran a su valor justo como utilidad o pérdida, por lo que los costos de transacción directamente atribuibles se cargan a gastos en la fecha en que se incurren. Después de su reconocimiento inicial, se clasifican en una de las siguientes categorías y se evalúan como se indica. Los intereses, dividendos, pérdidas y ganancias que se relacionan con activos y pasivos financieros se reconocen en la utilidad neta y en las operaciones en el estado de flujo de efectivo.

#### *(i) Inversiones conservadas hasta su vencimiento*

Después de su reconocimiento inicial, las inversiones conservadas hasta su vencimiento se evalúan al costo amortizado con el método de la tasa de interés real, menos las pérdidas por deterioro. La Compañía no tiene ninguna inversión conservada hasta su vencimiento.

#### *(ii) Activos disponibles para la venta*

Después de su reconocimiento inicial, los activos disponibles para la venta se evalúan a su valor justo y tanto sus variaciones, salvo las pérdidas por deterioro, como las diferencias cambiarias relacionadas con las partidas monetarias disponibles para la venta se registran directamente en el capital, en otra utilidad integral. Cuando se discontinúa una inversión, la ganancia o pérdida de capital acumulada se registra como utilidad o pérdida. La Compañía no tiene ningún activo disponible para la venta.

#### *(iii) Activos y pasivos financieros registrados a su valor justo como utilidad o pérdida*

La inversión de la Compañía en el ducto OBC constituye un activo financiero que se registra a su valor justo como utilidad o pérdida. Después de su reconocimiento inicial, los instrumentos financieros se evalúan a su valor justo, cuyas variaciones se registran como utilidad o pérdida.

La Compañía contabiliza el efectivo y los equivalentes de efectivo a su valor justo. El efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen efectivo disponible, depósitos bancarios a plazo y otras inversiones altamente líquidas con vencimiento original a tres meses o menos. Los sobregiros bancarios por pagar a la vista que forman parte integrante de la gestión de efectivo de la Compañía, cuyos saldos la Dirección puede o desea compensar con efectivo, se incluyen en la partida de efectivo y equivalentes de efectivo para los efectos del estado de flujo de efectivo.

*(iv) Otros*

Las cuentas por cobrar comerciales y otras, las cuentas por pagar comerciales y otras, la parte de pasivo de las obligaciones convertibles, y los impuestos sobre el capital se clasifican como otros instrumentos financieros no derivados. Después de su reconocimiento inicial, los instrumentos financieros no derivados se evalúan al costo amortizado con el método de la tasa de interés real, menos las pérdidas por deterioro.

*Instrumentos financieros derivados*

Las características de conversión de las obligaciones convertibles cuyo valor justo equivalente la Compañía puede pagar en efectivo en el momento de la conversión se clasifican como pasivo derivado. Los pasivos derivados se registran en la fecha de reconocimiento y posteriormente en cada fecha del balance general a su valor justo, cuyas variaciones se reconocen en el estado de resultados.

*Instrumentos financieros compuestos*

Los instrumentos financieros compuestos emitidos por la Compañía consisten en deuda convertible en acciones ordinarias a opción de ésta; el número de acciones por emitir no cambia con las variaciones en el valor justo, y la Compañía no puede optar por el pago en efectivo del valor justo equivalente del instrumento en el momento de la conversión.

El componente de pasivo de un instrumento financiero compuesto se reconoce inicialmente al valor justo de un pasivo similar que no tiene la opción de conversión en capital. Después de su reconocimiento inicial, el componente de pasivo se evalúa al costo amortizado con el método de la tasa de interés real.

El componente de pasivo de un instrumentos financiero compuesto se reconoce inicialmente en función de la diferencia entre su valor justo y el del componente de pasivo. El componente de capital no se reevalúa después de su reconocimiento inicial.

Los costos de transacción directamente atribuibles se asignan a los componentes de pasivo y capital en proporción a su valor en libros inicial.

*Capital en acciones ordinarias*

Las acciones ordinarias se clasifican como capital. Los costos incrementales directamente atribuibles a las emisiones de acciones ordinarias y opciones de compra de acciones se reconocen como una deducción de capital, neta de efectos fiscales. Los dividendos de los accionistas se reconocen contra el capital, netos de beneficios fiscales.

**NOTA 4 – CAMBIOS EN LAS POLÍTICAS CONTABLES**

Después de examinar pronunciamientos nuevos y revisados emitidos pero que aún no entran en vigor, la Compañía determinó que podría verse afectada por lo siguiente:

A partir del 1 de enero de 2013, Petrominerales deberá adoptar la NIIF 9, “Instrumentos financieros”, como resultado de la primera fase del proyecto del IASB de sustitución de la IAS 39, “Instrumentos financieros – Reconocimiento y medición”. La nueva norma sustituye los múltiples modelos actuales de clasificación y medición de los activos y pasivos financieros con un modelo único que contempla solamente dos categorías de clasificación:

costo amortizado y valor justo. No se prevé ningún efecto sustancial de la adopción de esta norma en los estados financieros consolidados de la Compañía.

## NOTA 5 – INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La NIIF 8 exige que los segmentos operativos se identifiquen con base en los informes internos sobre los componentes de la Compañía que los directores revisan regularmente para asignar recursos a los segmentos y evaluar su desempeño.

Los segmentos geográficos e informables de la Compañía son Colombia, Perú y Otros. Otras actividades incluyen las oficinas corporativas de la Compañía en Canadá y Colombia. Para los segmentos informables se aplican las políticas contables de la Compañía.

A los efectos de controlar el desempeño de los segmentos y asignarles recursos, los directores de la Compañía dan seguimiento a los activos tangibles, intangibles y financieros atribuibles a cada segmento. Todos los activos se asignan a segmentos informables. En los siguientes cuadros se presenta información sobre los segmentos informables de la Compañía:

<b>Trimestre finalizado el 31 de marzo de 2010</b>	<b>Colombia</b>	<b>Perú</b>	<b>Otros</b>	<b>Total</b>
Ingresos	247.8	-	-	247.8
Agotamiento y depreciación	48.7	-	-	48.7
Utilidad antes de gastos financieros	123.3	-	(3.5)	119.8
Intereses y gastos de acumulación	1.6	-	2.0	3.6
Gastos por impuestos sobre la renta	20.3	-	-	20.3
Utilidad neta	98.7	-	(5.3)	93.4
Gastos de exploración y evaluación y de propiedades, planta y equipo	106.2	5.5	-	111.7

<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010</b>	<b>Colombia</b>	<b>Perú</b>	<b>Otros</b>	<b>Total</b>
Total del activo	1,047.9	51.8	732.9	1,832.6
Total del pasivo	508.2	32.3	585.5	1,126.0

<b>Trimestre finalizado el 31 de marzo de 2011</b>	<b>Colombia</b>	<b>Perú</b>	<b>Otros</b>	<b>Total</b>
Ingresos	349.7	-	-	349.7
Agotamiento y depreciación	67.7	-	-	67.7
Utilidad antes de gastos financieros	137.6	-	(1.4)	136.2
Gastos financieros netos	5.7	-	47.2	52.9
Gastos por impuestos sobre la renta	46.5	-	-	46.5
Utilidad neta	82.6	-	(45.8)	36.8
Gastos de exploración y evaluación y de propiedades, planta y equipo	147.2	2.3	-	149.5
Total del activo	1,230.9	55.0	672.7	1,958.6
Total del pasivo	570.9	35.5	613.9	1,220.3

## NOTA 6 – GASTOS FINANCIEROS NETOS

Trimestre finalizado el 31 de marzo

	2011	2010
Intereses en efectivo y cargos contingentes	5.4	1.9
Acumulación de obligaciones convertibles	4.0	1.2
Acumulación de impuesto sobre el capital en Colombia	0.6	-
Anulación de descuentos de pasivo por puesta fuera de servicio	0.3	0.2
Amortización de costos de financiamiento diferidos	0.4	0.3
Total de gastos por intereses y acumulación	10.7	3.6
Pérdida por pasivo financiero derivado	39.0	-
Pérdida por conversión de divisas	3.8	2.5
Ingresos por intereses	(0.6)	-
Total de gastos financieros netos	52.9	6.1

## NOTA 7 – OTROS ACTIVOS

	Tarifas para ductos prepagadas	Cargos diferidos	Total de otros activos
Saldo al 1 de enero de 2010	21.2	5.3	26.5
Adiciones	3.8	0.1	3.9
Menos: amortización	(3.8)	(1.3)	(5.1)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	21.2	4.1	25.3
Adiciones	0.2	0.8	1.0
Menos: amortización	(0.8)	(0.3)	(1.1)
<b>Saldo al 31 de marzo de 2011</b>	<b>20.6</b>	<b>4.6</b>	<b>25.2</b>

Los costos de la inversión en la instalación de descarga de petróleo crudo en Monterrey se tratan como tarifas para ductos prepagadas por los primeros 24 millones de barriles entregados a la instalación. Dichos costos se están amortizando con el método de unidades de producción, que se basa en los barriles de petróleo entregados a la instalación desde que fue puesta en funcionamiento en 2009. Los cargos diferidos son los costos relacionados con la facilidad crediticia garantizada de \$150 millones que se está amortizando mediante el método de línea recta durante la vigencia del contrato correspondiente.

## NOTA 8 – ACTIVOS DE EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN

Saldo al 1 de enero de 2010	84.2
Adiciones	167.3
Adiciones de pasivo por puesta fuera de servicio, netas de transferencias a propiedades, planta y equipo	4.9
Adquisición de PanAndean (Nota 9)	32.0
Transferencia a propiedades, planta y equipo	(23.5)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	264.9
Adiciones	61.5
Adiciones de pasivo por puesta fuera de servicio, netas de transferencias a propiedades, planta y equipo	1.5
Transferencia a propiedades, planta y equipo	(38.3)
<b>Saldo al 31 de marzo de 2011</b>	<b>289.6</b>

Los activos de exploración y evaluación consisten en los proyectos de exploración y evaluación de la Compañía en curso. En el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2011, se transfirieron \$38.3 millones a propiedades, planta y equipo (véase la Nota 9) en relación con pozos exitosos. La Compañía no tiene ningún activo tangible de exploración.

#### NOTA 9 – PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

	Partes de repuesto críticas	Activos de petróleo crudo	Corporativos y otros	Total
Costo al 1 de enero de 2010	21.2	784.6	7.0	812.8
Adiciones	8.4	322.1	8.6	339.1
Adiciones de pasivos por puesta fuera de servicio, incluidas transferencias de exploración y evaluación	-	13.3	-	13.3
Transferencias de exploración y evaluación	-	23.5	-	23.5
Costo al 31 de diciembre de 2010	29.6	1,143.5	15.6	1,188.7
Depreciación y agotamiento acumulados	-	(319.2)	(3.5)	(322.7)
Depreciación y agotamiento en el período	-	(215.0)	(2.9)	(217.9)
<b>Valor en libros al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>29.6</b>	<b>609.3</b>	<b>9.2</b>	<b>648.1</b>

	Partes de repuesto críticas	Activos de petróleo crudo	Corporativos y otros	Total
Costo al 31 de diciembre de 2010	29.6	1,143.5	15.6	1,188.7
Adiciones	18.1	68.5	1.4	88.0
Movimiento de pasivos por puesta fuera de servicio, incluidas transferencias de exploración y evaluación	-	3.0	-	3.0
Transferencias de exploración y evaluación	-	38.3	-	38.3
Costo al 31 de marzo de 2011	47.7	1,253.3	17.0	1,318.0
Depreciación y agotamiento acumulados	-	(534.2)	(6.4)	(540.6)
Depreciación y agotamiento en el período <sup>(1)</sup>	-	(67.3)	(1.0)	(68.3)
<b>Valor en libros al 31 de marzo de 2011</b>	<b>47.7</b>	<b>651.8</b>	<b>9.6</b>	<b>709.1</b>

<sup>(1)</sup> En el período, la partida de depreciación y agotamiento del inventario se cifró en \$600,000.

Los activos corporativos y otros consisten principalmente en equipo de cómputo y mobiliario y accesorios de oficina.

## NOTA 10 – COMBINACIÓN DE NEGOCIOS

El 14 de abril de 2010, Petrominerales adquirió el 100% de las acciones ordinarias emitidas y en circulación de PanAndean Resources plc (“PanAndean”) por \$29.6 millones en efectivo, a manera de un esquema de arreglo conforme a la legislación del Reino Unido. En la fecha de adquisición, PanAndean cotizaba en la bolsa AIM con propiedades en la etapa de exploración en Colombia y Perú. Esta adquisición tuvo por objeto facilitar la estrategia de Petrominerales de aumentar su presencia en Perú aprovechando los terrenos existentes en la Cuenca Ucayali. Así, la plusvalía mercantil consiste en gran medida en el beneficio estratégico que una mayor presencia en dicha cuenca reportará a la Compañía. No se prevé ninguna deducción del impuesto sobre la renta por la plusvalía mercantil registrada. Los costos de \$1.2 millones incurridos por la adquisición se cargaron a gastos en el estado de resultados.

El estado de resultados incluye los resultados operativos de PanAndean desde el 14 de abril de 2010. Estos montos no se han informado por separado ni como si la adquisición hubiera ocurrido el 1 de enero de 2010, debido a que son insignificantes porque PanAndean no produce ni tiene ingresos.

La transacción se contabilizó con el método de compra, según el cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos, excluyendo la plusvalía mercantil, se registran a su valor justo. El siguiente cuadro resume los activos adquiridos reconocidos y la contraprestación transferida por la adquisición.

<b>Contraprestación pagada, neta de efectivo adquirido</b>	<b>Monto</b>
Efectivo pagado	29.6
Efectivo adquirido	(0.8)
<b>Contraprestación total pagada, neta de efectivo adquirido</b>	<b>28.8</b>

<b>Activos adquiridos y pasivos asumidos</b>	
Activos financieros	0.5
Exploración y evaluación	32.0
Plusvalía mercantil	5.0
Pasivos financieros	(0.3)
Pasivos de impuestos diferidos	(8.4)
<b>Total de activo neto adquirido</b>	<b>28.8</b>

## NOTA 11 – INVERSIÓN EN OLEODUCTO

La Compañía posee el 9.65% de las acciones ordinarias del proyecto Oleoducto Bicentenario de Colombia (“OBC”). Este oleoducto se construirá en tres fases, y la Compañía se ha comprometido hasta la primera. Se estima que esta fase costará aproximadamente \$1,000 millones (\$96.5 millones netos) e incrementará en unos 120,000 bppd (11,580 bppd netos) la capacidad de descarga en el primer trimestre de 2012. Finalmente, se prevé que las fases dos y tres del proyecto se terminen a fines de 2013 y aumenten en 330,000 bppd la capacidad bruta de transporte, a un costo bruto incremental de unos \$4,400 millones. Petrominerales tiene la opción de participar en esas fases.

## NOTA 12 – CAPITAL ACCIONARIO

### Autorizado

La Compañía está autorizada para emitir un número ilimitado de acciones ordinarias sin valor nominal.

### Acciones ordinarias

<b>Emitidas, en circulación y pagadas totalmente</b>	<b>Número</b>	<b>Monto</b>
Saldo al 1 de enero de 2010	98,610,917	\$ 197.7
Opciones de compra de acciones ejercidas	1,764,899	9.6
Acciones ordinarias diferidas ejercidas	25,625	-
Acciones de incentivo ejercidas	2,947	-
Emisión de acciones en función de los dividendos atribuibles a las acciones ordinarias diferidas ejercidas	123	-
Obligaciones convertibles convertidas	2,987,367	92.1
Transferencia de la reserva para pagos basados en acciones en relación con opciones de compra de acciones y acciones ordinarias diferidas ejercidas	-	2.5
Saldo al 31 de diciembre de 2010	103,391,878	301.9
Opciones de compra de acciones ejercidas	280,691	2.0
Acciones de incentivo ejercidas	5,608	-
Transferencia de la reserva para pagos basados en acciones en relación con opciones de compra de acciones, acciones de incentivo y acciones ordinarias diferidas ejercidas	-	0.6
<b>Saldo al 31 de marzo de 2011</b>	<b>103,678,177</b>	<b>\$ 304.5</b>

### Dividendos

A principios del segundo trimestre de 2010, Petrominerales empezó a pagar un dividendo trimestral de CAN\$0.125 por acción. El monto total de dividendos declarados en el primer trimestre de 2011 fue de \$13.4 millones, que se pagaron el 15 de abril de 2011. El total de dividendos declarados en 2010 fue de \$37.3 millones, de los cuales se pagaron \$13.4 millones el 15 de enero de 2011 por el dividendo declarado el 31 de diciembre de 2010.

### Reservas para pagos por medio de acciones

<b>Variaciones de las reservas para pagos basados en acciones</b>	<b>Monto</b>
Saldo al 1 de enero de 2010	9.9
Compensación por medio de acciones	13.9
Transferencia a acciones ordinarias en relación con opciones de compra de acciones ejercidas	(2.5)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	21.3
Compensación por medio de acciones	6.3
Transferencia a acciones ordinarias en relación con opciones de compra de acciones ejercidas	(0.6)
<b>Saldo al 31 de marzo de 2011</b>	<b>27.0</b>

## Opciones de compra de acciones

La Compañía ha implementado un plan de opciones de compra de acciones para consejeros, ejecutivos, empleados y consultores que permite emitir hasta el 10 por ciento de sus acciones en circulación. El precio de ejercicio no puede ser inferior al precio de mercado de las acciones de la Compañía en la fecha de otorgamiento. Si bien la Junta Directiva establece los términos de las opciones, éstas generalmente se adquieren en partes iguales en el curso de un período de cuatro años a partir de la fecha de otorgamiento y expiran entre 5 y 10 años después de esa fecha.

En seguida se presenta una relación de las opciones de compra de acciones en circulación:

	Opciones de compra de acciones	Precio de ejercicio promedio ponderado (CAN\$)
Saldo al 1 de enero de 2010	6,046,182	7.98
Otorgadas	2,823,300	27.27
Ejercidas	(1,764,899)	5.51
Caducadas y canceladas	(339,431)	11.92
Saldo al 31 de diciembre de 2010	6,765,152	16.47
Otorgadas	83,780	36.20
Ejercidas	(280,691)	7.33
Caducadas	(177,276)	10.96
<b>Saldo al 31 de marzo de 2011</b>	<b>6,390,965</b>	<b>17.16</b>

El siguiente cuadro resume la información sobre las opciones de compra de acciones al 31 de marzo de 2011:

Opciones de compra de acciones en circulación			Opciones de compra de acciones ejercitables		
Variación de precios de ejercicio (CAN\$)	Número	Vigencia contractual promedio ponderada (años)	Precio de ejercicio promedio ponderado (CAN\$)	Número	Precio de ejercicio promedio ponderado (CAN\$)
3.11 – 6.94	1,176,960	3.87	4.38	593,148	4.14
6.95 – 11.78	1,311,265	3.42	8.54	112,229	8.31
11.79 – 24.07	1,357,920	5.24	16.74	167,437	14.63
24.08 – 28.10	1,674,900	5.55	26.76	144,825	27.82
28.11 – 36.95	869,920	4.18	30.55	82,050	30.24
	<b>6,390,965</b>	<b>4.55</b>	<b>17.16</b>	<b>1,099,689</b>	<b>11.23</b>

### Plan de compensación por medio de acciones ordinarias diferidas

La Compañía ha implementado un plan de compensación en virtud del cual puede otorgar acciones ordinarias diferidas a consejeros, ejecutivos y empleados a cambio del pago de \$0.05 por acción. Las acciones ordinarias diferidas son adquiridas por los beneficiarios al cabo de tres años o cuando dejan la Compañía, y expiran a los 10 años de la fecha de otorgamiento. En el marco de este plan se ha aprobado la emisión de hasta 500,000 acciones ordinarias diferidas.

<b>Relación de acciones ordinarias diferidas</b>	<b>Número</b>
Saldo al 1 de enero de 2010	97,844
Otorgadas	59,171
Ejercidas	(25,625)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	131,390
Otorgadas	42,446
Ejercidas	-
<b>Saldo al 31 de marzo de 2011</b>	<b>173,836</b>

### Plan de compra de acciones de incentivo

La Compañía estableció un plan de acciones de incentivo que permite a los consejeros, ejecutivos y empleados recibir una acción ordinaria mediante el pago del precio de ejercicio de CAN\$0.05 por acción una vez adjudicada. Si bien la Junta Directiva establece los términos de las acciones de incentivo, éstas generalmente se adquieren en partes iguales en el curso de un período de cuatro años a partir de la fecha de otorgamiento y expiran entre 5 y 10 años después de esa fecha. En el marco de este plan se ha aprobado la emisión de hasta 3 millones de acciones de incentivo.

<b>Relación de acciones de incentivo</b>	<b>Número</b>
Saldo al 1 de enero de 2010	34,130
Otorgadas	838,036
Ejercidas	(2,947)
Caducadas y canceladas	(16,600)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	852,619
Otorgadas	41,458
Ejercidas	(5,608)
Caducadas y canceladas	(15,115)
<b>Saldo al 31 de marzo de 2011</b>	<b>873,354</b>

Al 31 de marzo de 2011, existían 170,606 acciones de incentivo ejercitables (142,150 al 31 de diciembre de 2010) con una vigencia contractual promedio de 9 años (la misma que al 31 de diciembre de 2010).

## Compensación por medio de acciones

El valor justo de las opciones de compra de acciones, las acciones ordinarias diferidas y las acciones de incentivo otorgadas se estimó en la fecha de otorgamiento respectiva mediante el modelo de evaluación del precio de las opciones de Black-Scholes, partiendo de los siguientes supuestos:

Trimestre finalizado	2011	2010
Tasa de interés libre de riesgo	2.25%	2.25%
Precio de mercado	CAN\$ 36.20	CAN\$ 28.95
Tipo de dividendos	1.40%	0%
Vigencia prevista de las opciones y acciones de incentivo (años)	3.0 – 4.0	3.0 – 4.0
Vigencia prevista de las acciones ordinarias diferidas (años)	8.0	8.0
Tasa de caducidad – opciones	5%	6%
Volatilidad prevista	37.1%	42.5%
Valor justo de las opciones de compra de acciones otorgadas	CAN\$ 7.74	CAN\$ 9.24
Valor justo de las acciones ordinarias diferidas otorgadas	CAN\$ 34.79	CAN\$ 28.99
Valor justo de las acciones de incentivo otorgadas	CAN\$ 35.79	CAN\$ 27.85

La volatilidad prevista se determinó con base en las transacciones en el mercado de opciones durante el período en que cae la fecha de otorgamiento del plan en cuestión. El valor justo se ajusta en función de las tasas de cancelación anticipada previstas. La Dirección es responsable de todos los datos y supuestos utilizados en el modelo, incluida la determinación de la volatilidad prevista.

Los gastos de compensación por medio de acciones correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2011 sumaron \$6.3 millones (\$2.6 millones en 2010).

## NOTA 13 – UTILIDADES POR ACCIÓN

El siguiente cuadro presenta el número promedio ponderado de las acciones ordinarias considerado para calcular las utilidades básicas y diluidas por acción. El cálculo de las utilidades por acción se basa en la utilidad neta después de impuestos. En el primer trimestre de 2001, no se requirió ningún ajuste a la utilidad neta debido que las obligaciones convertibles tuvieron un efecto antidilusivo. En el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2011, las acciones antidilusivas excluidas por las obligaciones convertibles ascendieron a 16,0 millones.

Trimestre finalizado el 31 de marzo	2011	2010
<b>Ajustes a la utilidad neta</b>		
Utilidad neta básica	36.8	93.4
Gastos por intereses y acumulación sobre obligaciones convertibles	-	2.0
Efecto fiscal	-	(0.7)
Utilidad neta diluida	36.8	94.7
<b>Ajustes a las acciones ordinarias promedio ponderadas</b>		
Acciones ordinarias promedio ponderadas en circulación, básicas	103,580,646	98,734,202
Efecto de las opciones de compra de acciones, las acciones ordinarias diferidas y las acciones de incentivo	3,892,808	3,456,363
Efecto de las obligaciones convertibles	-	2,987,367
Acciones ordinarias promedio ponderadas en circulación, diluidas	107,473,454	105,177,932

## NOTA 14 – DEUDA BANCARIA

Al 31 de marzo de 2011, la Compañía tenía una facilidad crediticia garantizada de \$150 millones sin utilizar, la cual está garantizada con la totalidad de sus activos, se revisa semestralmente junto con el prestamista y expira el 30 de diciembre de 2013.

La Compañía también tiene líneas de crédito disponibles en Colombia por un total \$41.2 millones. Los anticipos cubiertos por la facilidad crediticia están respaldados por un pagaré otorgado por la Compañía. Al 31 de marzo de 2011, la Compañía tenía cartas de crédito activas por un total de \$26.6 millones para garantizar compromisos de trabajo relacionados con bloques de exploración. Las cartas de crédito emitidas contra la línea de crédito operativa en Colombia (\$25.5 millones) reducen los montos disponibles en virtud de la facilidad crediticia.

## Nota 15 – OBLIGACIONES CONVERTIBLES

### *Obligaciones convertibles 2010*

Las obligaciones convertibles 2010 originalmente se emitieron el 6 de diciembre de 2007, por un monto de \$100 millones, y se clasificaron como instrumentos financieros compuestos. En 2008 la Compañía compró \$18.3 millones del valor del principal de las mismas. En la fecha de vencimiento, el 6 de diciembre de 2010, las obligaciones convertibles remanentes, por un monto de capital de \$81.7 millones, se convirtieron en 2,987,367 acciones ordinarias a la tasa contractual de conversión de US\$27.3485 por acción. En la fecha de conversión, los componentes de capital de las obligaciones convertibles, que sumaban \$92.1 millones, se transfirieron al capital en acciones. La acumulación registrada en 2010 con respecto a estas obligaciones ascendió a \$4.9 millones.

### *Obligaciones convertibles 2016*

El 25 de agosto de 2010, Petrominerales emitió \$550 millones de obligaciones convertibles con vencimiento el 25 de agosto de 2016 y un cupón anual de 2.625%. Las obligaciones son convertibles en acciones ordinarias de Petrominerales, con un precio de conversión de US\$34.3147 por acción, sujeto al ajuste en función de los dividendos. Si se convierten, la Compañía tiene la opción de entregar un total de 16,028,116 acciones ordinarias o efectivo equivalente al valor de mercado de estas acciones, al precio promedio ponderado por acción para el período de negociación de 20 días siguiente al aviso de conversión. Además, los obligacionistas tienen el derecho de opción de venta, una única vez, mediante el pago anticipado de las obligaciones al 100% de su valor nominal más los intereses acumulados al 25 de agosto de 2013, ejercitable dentro de los 30 días comprendidos entre el 10 de junio y el 10 de julio de ese año.

Al emitirse, la obligación 2016 se dividió entre el pasivo y la característica de conversión (que, conforme a las NIIF, se ha clasificado como pasivo derivado). La porción de pasivo se calculó restando los costos de transacción y el valor justo de la característica de conversión del monto de capital de las obligaciones. El producto de US\$550 millones de la emisión dio como resultado que \$432 millones se clasificaran como pasivo y \$101 millones, como pasivo financiero derivado. El valor justo de la característica de conversión se estima en cada fecha del balance general, y las variaciones en el valor justo estimado entre períodos se registra en el estado de resultados como gasto financiero. El siguiente cuadro resume la contabilización de las obligaciones convertibles 2016:

	Pasivo	Pasivo financiero derivado	Total
Emisión de obligaciones convertibles el 25 de agosto de 2010 (neto de costos de emisión de \$17,0)	\$ 432.2	\$ 101.1	\$ 533.3
Acumulación en 2010	5.6	-	5.6
Pérdida derivada en 2010	-	139.1	139.1
Saldo al 31 de diciembre de 2010	437.8	240.2	678.0
Acumulación en 2011	4.0	-	4.0

Pérdida derivada en 2011	-	39.0	39.0
<b>Saldo al 31 de marzo de 2011</b>	<b>\$ 441.8</b>	<b>\$ 279.2</b>	<b>\$ 721.0</b>

La porción correspondiente al pasivo se evalúa al costo amortizado y se incrementará proporcionalmente al saldo de capital al vencimiento utilizando el método de la tasa de interés real. El incremento y los intereses pagados se contabilizan como gastos financieros en el estado consolidado de resultados. Los pasivos financieros derivados se evalúan a su valor justo como utilidad o pérdida, y las variaciones en dicho valor se registran en los gastos financieros.

El valor justo del pasivo financiero derivado se calcula utilizando un modelo de valuación binomial y los siguientes supuestos:

	<b>31 de marzo 2011</b>	31 de diciembre de 2010	25 de agosto de 2010
Tasa de interés libre de riesgo	<b>2.77%</b>	2.61%	2.14%
Vigencia prevista (años)	<b>5.4</b>	5.6	6.0
Volatilidad prevista	<b>42.4%</b>	46.5%	37.5%
Precio de mercado	<b>\$37.88</b>	\$33.34	\$23.48
Precio de conversión	<b>\$34.31</b>	\$34.75	\$34.75

#### NOTA 16 – PASIVOS POR PUESTA FUERA DE SERVICIO

La Dirección calculó las obligaciones de puesta fuera de servicio y restauración basándose en los costos estimados de rehabilitación y abandono de pozos, sitios de pozos y ciertas instalaciones en función de los requisitos contractuales de la Compañía. Dichas obligaciones sufrieron los siguientes cambios:

Al	<b>31 de marzo, 2011</b>	31 de diciembre 2010
Pasivos por puesta fuera de servicio, al inicio del período	<b>34.9</b>	16.3
Obligaciones incurridas	<b>3.8</b>	18.5
Anulación de descuentos	<b>0.3</b>	0.1
Cambio en las estimaciones	<b>0.7</b>	-
Pasivos por puesta fuera de servicio, al cierre del período	<b>39.7</b>	34.9

Las obligaciones se calcularon a una tasa de inflación de 4% y se descontaron a una tasa libre de riesgo del 4% anual. Se prevé que la mayoría de estas obligaciones se paguen antes de la terminación del Contrato de Producción Incremental (CPI) relacionado, dentro de unos 12 años, o deberán abandonarse de conformidad con el contrato de exploración, o se financiarán con los recursos generales de la Compañía disponibles en el momento de la liquidación. Al 31 de marzo de 2011, el monto total no descontado de los flujos de efectivo estimados para liquidar las obligaciones es de \$95.0 millones (\$86.8 millones en 2010).

## NOTA 17 – IMPUESTOS

### *Impuestos sobre la renta*

La provisión para impuestos sobre la renta difiere del monto que se habría proyectado si se hubieran aplicado las tasas fiscales corporativas reglamentarias a la utilidad antes de impuestos. La Compañía no paga impuestos en Bahamas. Las razones principales de esta diferencia son las siguientes:

Período finalizado el	31 de marzo de 2011	31 de marzo de 2010
Utilidad antes de impuestos	83.3	113.7
Tasa fiscal reglamentaria en Colombia	33%	33%
Gastos fiscales previstos	27.5	37.6
Aumento (disminución) de la provisión para impuestos sobre la renta resultante de:		
Pérdida derivada no deducible	12.9	-
Gastos por impuestos sobre el capital no deducibles	9.1	-
Costos de obligaciones convertibles no deducibles	2.5	0.7
Gastos no deducibles	0.4	-
Aumento de reservas para impuestos	-	(8.1)
Compensación por medio de acciones	2.1	0.9
Cambio en las estimaciones y otros	(8.0)	(10.8)
Gastos por impuestos sobre la renta corrientes y diferidos	46.5	20.3
Compuestos por:		
Gastos por impuestos sobre la renta corrientes	46.3	28.0
Gastos por impuestos diferidos	0.2	(7.7)
Gastos por impuestos	46.5	20.3

### *Impuestos diferidos*

A continuación se muestran los componentes de los activos y pasivos de impuestos diferidos a cargo de la Compañía en Colombia que se derivan de diferencias temporales:

Al	31 de marzo de 2011		31 de diciembre de 2010		1 de enero de 2010	
	Activos de impuestos diferidos	Pasivos de impuestos diferidos	Activos de impuestos diferidos	Pasivos de impuestos diferidos	Activos de impuestos diferidos	Pasivos de impuestos diferidos
Quebrantos trasladables	-	-	0.6	-	0.7	-
Propiedades, planta y equipo	-	127.2	-	122.8	-	35.2
Obligaciones por puesta fuera de servicio	13.1	-	11.6	-	5.3	-
Pasivo por puesta fuera de servicio	9.9	-	6.6	-	4.0	-
	23.0	127.2	18.8	122.8	10.0	35.2
Reserva para valuación	-	-	-	-	-	-
Pasivo de impuestos diferidos netos		104.2		104.0		25.2

En el pasivo de impuestos diferidos netos se incluyen \$8.4 millones relacionados con Perú.

## Impuestos sobre el capital

Período finalizado el	<b>31 de marzo de 2011</b>	31 de marzo de 2010
Gastos por impuestos sobre el capital	<b>27.7</b>	0.5

Los impuestos sobre el capital se basan en los niveles de capital en Colombia. En diciembre de 2010, el gobierno de Colombia aprobó una nueva legislación que obliga a las empresas del país y a las sucursales de compañías extranjeras a pagar un impuesto sobre el capital basado en el capital neto a partir del 1 de enero de 2011. La tasa de impuesto aplicable a Petrominerales es el 6% del capital neto, equivalente a \$33.6 millones, pagaderos en partes iguales en el curso de cuatro años a partir de 2011 (\$2.1 millones por trimestre). El 1 de enero de 2011 se registró el valor presente neto de la obligación de \$27.7 millones, de los cuales \$20.3 millones se clasificaron como a largo plazo. Este gasto por impuestos se clasifica como gasto de operación en el estado de operaciones dado que no se basa en la utilidad.

### NOTA 18 – OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

Hasta el 31 de diciembre de 2010, el accionista mayoritario de Petrominerales era Petrobank Energy and Resources Ltd. (“Petrobank”). Debido a la Reorganización de Petrobank descrita en la Nota 1, estas empresas ya no están relacionadas.

Durante 2010, la Compañía formó parte de un Contrato de Servicios de Gestión con Petrobank que abarca ciertos servicios que incluyen apoyo ejecutivo, corporativo, legal, administrativo, financiero, de tesorería, contable, de tecnología de información, de recursos humanos, y espacio de oficina para los empleados de Petrominerales ubicados en Calgary, Alberta. Los montos relacionados con dicho contrato que se pagaron a Petrobank en el primer trimestre de 2010 sumaron \$0.8 millones y se contabilizaron como gastos generales y administrativos.

### NOTA 19 – GESTIÓN DE CAPITAL

Una política de la Compañía consiste en mantener una base de capital sólida con miras a flexibilizar el desarrollo de sus negocios y conservar la confianza de los inversionistas, los acreedores y el mercado.

Asimismo, gestiona su estructura de capital y efectúa ajustes en respuesta a los cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos subyacentes. La Compañía procura que su estructura de capital incluya capital en acciones ordinarias, obligaciones convertibles, deuda bancaria y superávit de capital de trabajo (una medición fuera del marco NIIF definida como activo circulante menos cuentas por pagar y pasivo acumulado). A fin de mantener o ajustar dicha estructura, periódicamente emite acciones ordinarias u otros valores, vende activos o ajusta sus gastos de capital en función de los niveles de deuda corrientes y proyectados.

	<b>31 de marzo, 2011</b>	31 de diciembre de 2010	1 de enero 2010
Deuda bancaria <sup>(1)</sup>	-	-	-
Superávit de capital de trabajo	<b>566.1</b>	580.2	13.5
Obligaciones convertibles – monto de capital <sup>(2)</sup>	<b>550.0</b>	550.0	81.7
Capital en acciones ordinarias	<b>304.5</b>	301.9	197.7

<sup>(1)</sup> Petrominerales tiene una línea de crédito rotativa sin utilizar con una base de empréstito de \$150 millones y una línea de crédito operativo en Colombia por un monto de \$41.2 millones.

<sup>(2)</sup> Las obligaciones vencen el 25 de agosto de 2016, son convertibles en acciones ordinarias a \$34.31 cada una y tienen un cupón anual de 2.625%, pagadero semestralmente en efectivo o en acciones ordinarias.

La Compañía se mantiene atenta al apalancamiento y ajusta su estructura de capital basándose en la relación entre deuda neta y flujo de efectivo de las operaciones antes de capital de trabajo no monetario. Calcula esta relación como deuda neta, una medición fuera del marco NIIF que la Compañía define como deuda bancaria activa más el monto de capital de las obligaciones convertibles, a menos que lo sean en dinero, y deficiencia de capital de trabajo, dividida entre el flujo de efectivo de las operaciones antes de cambios en el capital de trabajo no monetario correspondiente al último trimestre calendario, anualizado. Al 31 de marzo de 2011, la deuda neta era negativa dado que la Compañía tenía un superávit de capital de trabajo. Petrominerales utiliza la relación entre deuda neta y flujo de efectivo como un indicador básico del apalancamiento de la Compañía y para mantener un balance general sólido. A efecto de facilitar el manejo de esta relación, la Compañía prepara presupuestos anuales y los actualiza cuando es necesario conforme a ciertos factores, que incluyen los precios corrientes y proyectados del petróleo crudo, los cambios en la estructura de capital, la ejecución del plan de negocios de la Compañía y las condiciones generales del sector. El presupuesto anual se somete a la aprobación de la Junta Directiva y se revisa y actualiza cada vez que se requiere.

La Compañía cumple con las disposiciones de sus contratos sobre obligaciones convertibles y líneas de crédito. Las estipulaciones financieras de la línea de crédito exigen el mantenimiento de una relación entre deuda bancaria y utilidades de doce meses continuos antes de intereses, impuestos, agotamiento, depreciación y amortización menor de 3.0 veces, y de una relación corriente mayor de 1.0 veces (activo circulante dividido entre pasivo circulante menos deuda bancaria sin utilizar). Las estipulaciones financieras de las obligaciones convertibles de la Compañía exigen que se mantenga una relación entre patrimonio y total de activos de 30% como mínimo, y que el monto de las garantías y gravámenes sobre sus activos se limite al 35 por ciento del valor en libros del total de activos.

En el segundo trimestre de 2010, Petrominerales empezó a pagar un dividendo trimestral de CAN\$0.125 por acción. La estrategia de la Compañía consiste en producir dividendos razonables para los accionistas y a la vez ejecutar un plan operativo orientado al crecimiento acumulativo.

## **NOTA 20 – GESTIÓN DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS Y DEL RIESGO FINANCIERO**

La Compañía está expuesta a los siguientes riesgos por el uso de instrumentos financieros: riesgo de crédito, riesgo de liquidez y riesgo de mercado. Esta nota presenta información sobre la exposición de la Compañía a cada uno de esos riesgos, así como las políticas y procesos que utiliza para evaluarlos y gestionarlos y con qué fines.

La Junta Directiva es la principal responsable de establecer y supervisar el marco de gestión del riesgo financiero de la Compañía, y da seguimiento a las actividades de gestión de riesgos. La Compañía identifica y analiza los riesgos a que está expuesta y puede utilizar instrumentos financieros para mitigarlos. Los principales riesgos identificados por Petrominerales son: riesgo de crédito, riesgo de liquidez, riesgo de mercado, riesgo de divisas, riesgo de los productos básicos, y riesgo de tasas de interés.

### **Riesgo de crédito**

La producción de petróleo crudo se vende, a precios de mercado ajustados a diferenciales de calidad, a seis contrapartes principales. La mayor parte se vende a Ecopetrol, la empresa petrolera estatal de Colombia, y el resto a cinco empresas petroleras internacionales. Generalmente la exposición crediticia máxima de la Compañía a sus clientes es de dos meses de ingresos por ventas, salvo en el mes de producción de diciembre, ya que las ventas de noviembre y parte de las de diciembre de nuestro principal cliente de petróleo se reciben antes del fin de año. La Compañía no prevé ningún incumplimiento de ninguna de sus contrapartes. Además, redujo su riesgo de crédito frente a ciertas contrapartes por medio de seguros de crédito.

A continuación se presenta un desglose de las cuentas por cobrar de la Compañía:

	<b>31 de marzo, 2011</b>	31 de diciembre 2010	1 de enero 2010
Clientes de petróleo crudo	<b>233.1</b>	144.6	37.7
Otras cuentas por cobrar	<b>6.6</b>	7.0	5.4
Gastos pagados por anticipado	<b>4.0</b>	4.0	4.4
<b>Total</b>	<b>243.7</b>	155.6	47.5

Las cuentas por cobrar a clientes de petróleo crudo normalmente se cobran unos 45 días después del mes de producción. La política de la Compañía para mitigar el riesgo de crédito asociado a estos saldos consiste en establecer relaciones de comercialización con grandes compradores, negociar el pago anticipado y obtener garantías o seguros de crédito, o ambos. Históricamente, la Compañía no ha experimentado ningún problema de cobranza con sus clientes de petróleo crudo. Al 31 de marzo de 2011, ninguna de las cuentas por cobrar de la Compañía con vencimiento a más de 90 días se ha deteriorado. Para determinar la recuperabilidad de las cuentas por cobrar comerciales y otras, Petrominerales realiza un análisis de riesgos considerando el tipo y el plazo de vencimiento de las cuentas por cobrar activas, así como la solvencia de las contrapartes.

El efectivo y los equivalentes de efectivo consisten en saldos bancarios en efectivo y depósitos a corto plazo con vencimiento menor de 90 días. La Compañía gestiona su exposición crediticia relacionada con inversiones a corto plazo seleccionando a las contrapartes de acuerdo con sus calificaciones crediticias y da seguimiento a todas las inversiones.

El valor en libros de las cuentas por cobrar y el efectivo y los equivalentes de efectivo representan la máxima exposición crediticia. Al 31 de marzo de 2011, la Compañía no tiene constituida una reserva o provisión para cuentas de dudosa recuperación; y durante los trimestres finalizados el 31 de marzo de 2011 y 2010 no se vio obligada a cancelar en libros ninguna cuenta por cobrar.

### **Riesgo de Liquidez**

El riesgo de liquidez es el riesgo de que la Compañía no pueda cumplir con sus obligaciones financieras a su vencimiento. La Compañía gestiona la liquidez a modo de asegurarse, con medios razonables, que sea suficiente para cumplir con sus obligaciones a su vencimiento, ya sea en condiciones normales o inusuales, sin incurrir en pérdidas inaceptables o poner en riesgo sus objetivos de negocios.

La Compañía prepara presupuestos de gastos de capital anuales, les da seguimiento con regularidad y los actualiza cuando es necesario. La producción de petróleo crudo se supervisa diariamente con el objeto de calcular el flujo de efectivo corriente, y los gastos de capital se controlan mediante autorizaciones de gastos de los proyectos. Para facilitar el programa de gastos de capital, la Compañía tiene una línea de crédito basado en una reserva rotativa, como se indica en la Nota 14.

El siguiente cuadro presenta los vencimientos contractuales de los pasivos financieros al 31 de marzo de 2011:

<b>Pasivo financiero</b>	<b>Total</b>	<b>&lt; 1 año</b>	<b>1-2 años</b>	<b>Posteriormente</b>
Cuentas por pagar y pasivo acumulado	<b>298.0</b>	298.0	-	-
Cartas de crédito	<b>25.5</b>	9.2	12.6	3.7
Obligaciones convertibles – capital	<b>550.0</b>	-	-	550.0
<b>Total</b>	<b>873.5</b>	<b>307.2</b>	<b>12.6</b>	<b>553.7</b>

## **Riesgo de mercado**

El riesgo de mercado es el riesgo de que los cambios en los factores de mercado, tales como los tipos de cambio, los precios de los productos básicos y las tasas de interés, afecten los flujos de efectivo, la utilidad neta, la liquidez o el valor de los instrumentos financieros de la Compañía. La gestión del riesgo de mercado tiene por objeto mitigar las exposiciones a este riesgo cuando se considera necesario y maximizar los rendimientos.

## **Riesgo de divisas**

El riesgo de divisas es el riesgo de que el valor justo o los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero fluctúen a causa de variaciones en los tipos de cambio. La Compañía está expuesta a estas variaciones debido a que algunos de sus gastos están denominados en pesos colombianos y dólares canadienses. Al 31 de marzo de 2011, si el dólar estadounidense hubiera registrado un alza de 5% frente al peso colombiano y todas las demás variables se hubieran mantenido constantes, la cifra correspondiente a la utilidad neta del ejercicio habría resultado \$4.9 millones arriba (\$5.4 millones arriba en 2010), principalmente debido a las cuentas por pagar denominadas en pesos.

En el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2011, la Compañía no tenía ningún contrato de divisas a término.

## **Riesgo de precios de los productos básicos**

El riesgo de precios de los productos básicos es el riesgo de que las variaciones en estos precios causen fluctuaciones en el valor justo o los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero. Las variaciones importantes de los precios de los productos básicos también pueden afectar la base de empréstitos de la Compañía en el marco de su línea de crédito con garantía. La reducción de dichos precios puede mermar la capacidad de la Compañía para reunir capital. Los sucesos económicos internacionales que determinan los niveles de oferta y demanda influyen en los precios del petróleo crudo. Periódicamente, la Compañía intenta mitigar el riesgo de precios de los productos básicos mediante el uso de instrumentos financieros derivados. Una política de la Compañía es celebrar únicamente contratos de productos básicos que considera adecuados hasta por un máximo del 50% de sus volúmenes de producción proyectados.

En el primer trimestre de 2011, la Compañía celebró dos contratos de venta. El primero ocasionó que 680,304 barriles de petróleo se expusieran a cambios en los precios de referencia del Brent desde \$114.67 por barril. Este contrato se liquidó a mediados de abril de 2011. En el primer trimestre de 2011 se registró una ganancia de \$1.9 millones por el valor justo de este contrato debido a los incrementos en los precios del Brent. El segundo contrato permite que un tercero participe en transacciones derivadas con ciertos barriles de petróleo crudo de la Compañía. Ese tercero acordó compartir el 50% de los beneficios económicos que resulten de dichas transacciones. Este contrato no expone a la Compañía a ninguna pérdida y durante el trimestre le reportó ingresos por \$1.5 millones.

En el primer trimestre en la partida de ingresos de petróleo del estado de resultados se registró una ganancia total de \$3.4 millones.

## **Riesgo de tasas de interés**

El riesgo de tasas de interés es el riesgo de que el valor justo o los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero fluctúen debido a variaciones en las tasas de interés de mercado. La Compañía está expuesta al riesgo de flujo de efectivo de tasas de interés en su deuda bancaria a tasa de interés flotante, en la medida en que la utilice, debido a las fluctuaciones en las tasas de interés de mercado y el riesgo de precio de las tasas de interés sobre las obligaciones convertibles a tasa fija. El resto de sus activos y pasivos financieros no está expuesto al riesgo de tasas de interés. Actualmente la Compañía no tiene una sensibilidad significativa a las tasas de interés.

Al primer trimestre de 2011, la Compañía no tenía ningún contrato de intercambio de tasas de interés o financiero.

### **Valor justo de los instrumentos financieros**

Los instrumentos financieros de la Compañía se clasifican como efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar comerciales y otras, cuentas por pagar comerciales y otras, deuda bancaria y obligaciones convertibles en el estado de situación financiera. A continuación se indican el valor en libros y el valor justo de estos instrumentos financieros al 31 de marzo de 2011, por categoría, así como las ganancias y los gastos por intereses relacionados correspondientes a los tres meses finalizados en esa fecha:

<b>Instrumento financiero</b>	<b>Valor en libros</b>	<b>Valor justo</b>	<b>Gastos por intereses</b>
<i>Activos conservados para fines de negociación</i>			
Efectivo y equivalentes de efectivo <sup>(1)</sup>	645.9	645.9	
<i>Préstamos y cuentas por cobrar</i>			
Cuentas por cobrar	243.7	243.7	
<i>Otros pasivos</i>			
Cuentas por pagar y pasivo acumulado	298.0	298.0	
Deuda bancaria	-	-	6.4 <sup>(2)</sup>
Obligaciones convertibles	441.8	721.2 <sup>(3)</sup>	4.0 <sup>(4)</sup>
Pasivo derivado de obligaciones convertibles	279.2		

<sup>(1)</sup> El rendimiento real de los equivalentes de efectivo al 31 de marzo de 2011 fue de 0.31% (0.31% al 31 de diciembre de 2010).

<sup>(2)</sup> Se incluye en los gastos financieros netos en el estado de resultados. Incluye intereses, compromisos y otros cargos relacionados con líneas de crédito y la amortización de costos de financiamiento diferidos de \$300,000 con respecto a la deuda bancaria de la Compañía.

<sup>(3)</sup> Debido a la falta de información sobre las negociaciones activas, es difícil evaluar de una manera fiable el valor justo de los componentes de deuda y de pasivo derivado de las obligaciones convertibles. La Compañía estimó el valor justo de las obligaciones convertibles basándose en transacciones de mercado recientes. Al 31 de marzo de 2011, el monto de capital de las obligaciones convertibles era de \$550 millones.

<sup>(4)</sup> Se incluye en los gastos financieros en el estado de resultados condensado para períodos intermedios. Los gastos por intereses no monetarios relativos a la acumulación de los costos iniciales de descuento y de transacción compensados contra este pasivo se incluyen en la acumulación de las obligaciones convertibles en el estado de flujo de efectivo. El rendimiento real de las obligaciones convertibles es de 7.0%.

Petrominerales clasifica el valor justo de los instrumentos financieros medidos a su valor justo de acuerdo con la siguiente jerarquía, que se basa en los datos de mercado observables utilizados para valuar el instrumento.

- Nivel 1 – Cotizaciones de mercado disponibles en mercados activos para activos o pasivos idénticos a la fecha del informe correspondiente. Los mercados activos son aquellos en que las transacciones ocurren con la frecuencia y el volumen suficientes para proporcionar continuamente información sobre precios.
- Nivel 2 – La información sobre precios difiere de las cotizaciones de mercados activos que se indican en el nivel 1. Los precios clasificados en el nivel 2 son directa o indirectamente observables a la fecha del informe correspondiente. Las valuaciones del nivel 2 se basan en información que incluye cotizaciones a término de productos básicos, valor especulativo y factores de volatilidad, que en su mayor parte se pueden observar o corroborar en el mercado.
- Nivel 3 – Las valuaciones de este nivel son aquellas que contienen información sobre el activo o el pasivo que no se basa en datos observables del mercado.

Los instrumentos financieros de la Compañía se evalúan con arreglo a esta jerarquía de valor justo. El efectivo y los equivalentes de efectivo se clasifican en el nivel 1 y las obligaciones convertibles, en el nivel 2. La evaluación de la importancia de determinada información para establecer el valor justo requiere buen juicio y puede afectar el nivel de clasificación de los instrumentos financieros según la jerarquía de valor justo.

## NOTA 21 – NOTAS AL ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

### Variaciones en el capital de trabajo no monetario

Trimestre finalizado el 31 de marzo	2011	2010
Cambio en:		
Cuentas por cobrar	(88.1)	(135.9)
Cuentas por pagar y pasivo acumulado	(11.1)	37.1
Inventario de petróleo crudo	(5.5)	(3.3)
Agotamiento relacionado con el inventario de petróleo crudo y otros activos	0.6	1.6
	(104.1)	(100.5)
Exclusión de variaciones en los intereses por pagar	1.9	(0.8)
Exclusión de las variaciones en la parte corriente de los impuestos sobre el capital	(6.1)	-
	(108.3)	(101.3)
Cambios relacionados con:		
Atribuibles a actividades de operación	(94.5)	(125.7)
Atribuibles a actividades de inversión	(13.8)	24.4

## NOTA 22 – COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

El siguiente cuadro resume los compromisos contractuales de la Compañía al 31 de marzo de 2011:

Tipo de obligación	Total	< 1 año	1-3 años	Posteriormente
Contratos de exploración <sup>(1)</sup>	81.7	37.5	42.9	1.3
Contratos de almacenamiento y transporte	16.6	8.4	8.2	-
Inversión en ductos	71.1	71.1	-	-
Arrendamiento de oficinas	7.6	2.0	4.1	1.5
<b>Total</b>	<b>177.0</b>	<b>119.0</b>	<b>55.2</b>	<b>2.8</b>

(1) Conforme a los contratos de exploración, dentro de los tres próximos años la Compañía debe cumplir con compromisos de trabajo por un total de \$81.7 millones. Estos compromisos forman parte de las actividades normales de exploración, que incluyen costos de propiedades, adquisición y procesamiento de datos sísmicos y perforación de pozos de exploración. La Compañía ha emitido cartas de crédito por un total de \$26.6 millones para garantizar las obligaciones estipuladas en estos contratos de exploración.

### Contingencias

En estos momentos la Compañía no puede prever la resolución final de ciertas controversias en que Petrominerales se ha visto envuelta en el curso de sus actividades normales. Petrominerales contabiliza los costos en el período en que se incurren o pueden determinarse. La Dirección estima que la resolución de estos asuntos no tendría ningún efecto sustancial adverso en la situación financiera o los resultados operativos consolidados de la Compañía.

### *Controversia sobre el precio de participación alto*

Actualmente Petrominerales está envuelta en una controversia con la ANH relacionada con la interpretación del contrato de exploración del Bloque Corcel ("Contrato de Corcel") celebrado entre ambas el 2 de junio de 2005.

El Contrato Corcel estipula que Petrominerales debe pagar a la ANH un precio de participación alto cuando la producción acumulada de un área de explotación supere los cinco millones de barriles de petróleo, determinado antes de la deducción de regalías. El precio de participación alto asciende al 30 por ciento del precio recibido por arriba de ciertos precios mínimos, según la calidad del petróleo producido.

La ANH ha expresado la opinión de que para determinar cuándo debe pagarse el precio de participación alto, hay que combinar las áreas de explotación a que se refiere el Contrato Corcel. Puesto que la producción combinada de las áreas de explotación en Corcel ha superado los cinco millones de barriles de petróleo, la ANH sostiene que Petrominerales está obligada a pagar un precio de participación alto con respecto a la producción de ese bloque a partir de abril de 2009. En consonancia con su opinión, la ANH solicitó pagos adicionales agregando \$69.1 millones a la fecha. Al 31 de marzo de 2011, aunque la producción total del bloque ascendió a 14.4 millones de barriles, ninguna de sus áreas de explotación individual produjo acumulativamente más de cinco millones de barriles de petróleo.

Petrominerales disiente con la interpretación de la ANH ya que desde su punto de vista el Contrato Corcel estipula que el precio de participación alto debe pagarse a partir de que el área de explotación de que se trate haya producido acumulativamente más de cinco millones de barriles de petróleo.

Actualmente la controversia está sometida a un proceso de solución conforme a lo dispuesto en el Contrato Corcel. Petrominerales prevé que la solución será favorable para la Compañía, por lo que los presentes estados financieros no incluyen ninguna provisión para regalías adicionales.