



PETROMINERALES

Informe Financiero T3 2011

ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

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

	Tres meses finalizado el 30 de Septiembre,			Nueve meses finalizados el 30 de Septiembre,		
	2011	2010	% Variación	2011	2010	% Variación
Financieros						
(\$ millones, salvo que se indique lo contrario)						
Ingresos de petróleo crudo	363,0	231,5	57	1,090,7	798,1	37
Flujo de fondos de operaciones ⁽¹⁾	196,4	128,5	53	572,9	444,5	29
Por acción - básica (\$)	1,93	1,29	50	5,56	4,48	31
- diluida (\$)	1,66	1,17	34	4,77	4,17	12
Utilidad neta ajustada ⁽¹⁾⁽²⁾	58,8	59,1	(1)	248,5	248,2	-
Por acción - básica (\$)	0,58	0,59	(2)	2,41	2,50	(4)
- diluida (\$)	0,55	0,58	(5)	2,22	2,39	(12)
Utilidad Neta	133,7	27,2	392	386,2	216,3	79
Por acción - básica (\$)	1,31	0,27	385	3,75	2,18	72
- diluida (\$)	0,55	0,27	104	2,22	2,12	5
Gastos en PP&E y E&E ⁽³⁾	210,4	119,1	77	534,7	343,6	56
Activo total	2.111,9	1,640,8	28	2.111,9	1640,8	28
Superávit (déficit) neto de capital de trabajo ⁽¹⁾	134,0	517,5	(74)	134,0	517,5	(74)
Acciones ordinarias, cierre del período (000s)	100.650	99.834	1	100.650	99.834	1
Acciones ordinarias totalmente diluidas (000s) ⁽⁴⁾	124.142	123.946	-	124.142	123.946	-
Operaciones						
Netback operativo (\$/bbl) ⁽¹⁾						
Precio de referencia Brent	113,38	76,93	47	111,88	77,15	45
Precio de referencia WTI	89,54	76,15	18	95,47	77,67	23
Precio realizado de petróleo crudo ⁽⁵⁾	87,76	64,54	36	90,45	64,83	40
Regalías	10,73	9,08	18	11,67	7,47	56
Gastos de Producción	15,92	7,61	109	12,15	6,79	79
Netback operativo ⁽¹⁾	61,11	47,85	28	66,63	50,57	32
Producción de petróleo crudo (bpd)	37.124	32.667	14	39.398	38.298	3
Venta de petróleo crudo (bpd)	39.923	32.696	22	39.606	38.121	4

⁽¹⁾ Medición fuera del marco NIIF. Ver apartado "Mediciones fuera del marco NIIF" dentro de la sección "Análisis y Comentarios de la Dirección".

⁽²⁾ La Utilidad Neta se ajustó en función de los efectos contables de las NIIF por cambios en el pasivo financiero derivado. Para el trimestre y los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 la utilidad neta ajustada incluye una reducción de \$74,9 millones y \$137,7 millones respectivamente (2010 incremento de \$31,9 para ambos periodos, tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2010). La Gerencia considera la utilidad neta ajustada como una mejor medida del desarrollo económico de la Compañía.

⁽³⁾ PP&E son activos de propiedad, planta y equipo y E&E se compone de activos de exploración y evaluación.

- (4) Consiste en la suma de las acciones ordinarias, opciones de compra de acciones, acciones ordinarias diferidas, acciones de incentivo y bonos convertibles en circulación que se podrían convertir en acciones a la fecha de cierre del período.
- (5) Neto de transporte; excluye los ingresos por compras de petróleo

PUNTOS DESTACADOS Y TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS DURANTE EL TERCER TRIMESTRE

(Las comparaciones son del tercer trimestre del 2011 comparado con el tercer trimestre de 2010 a menos que se indique lo contrario)

TRANSACCIONES IMPORTANTES DURANTE EL TERCER TRIMESTRE

(Las comparaciones son del tercer trimestre de 2011 vs. el tercer trimestre de 2010, o según se indique)

- El flujo de fondos operacional fue de \$196,4 millones ó \$1,93 por acción básica, 53 y 50 por ciento más que en el 2010, respectivamente.
- La utilidad neta fue de \$133,7 millones, la cual incluye \$74,9 millones de ganancia no en efectivo debido al nuevo tratamiento contable bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) para nuestras obligaciones convertibles.
- La producción fue de 37.124 bppd en el tercer trimestre, un 14 por ciento más que en el 2010, a pesar de los bloqueos en las vías durante septiembre que causaron una suspensión temporal en nuestros campos Corcel y Guatiquía, reduciendo la producción promedio del tercer trimestre en aproximadamente 2.200 bppd.
- Perforamos cinco pozos exploratorios en el trimestre, incluyendo nuestro descubrimiento Cobra-1 que inició producción a una tasa superior a los 4.000 bppd en agosto.
- Después de septiembre 30, completamos la perforación de tres pozos: Socaco-1, Caspio-1 y Pisingo-1. Pisingo-1 arrojó pruebas de 3.300 bppd y esperamos que el pozo inicie producción a mediados de noviembre, mientras Socaco-1 y Caspio-1 se han completado como pozos potencialmente productores de crudo.
- Nuestro *netback* operacional se incrementó a \$61,11 por barril durante el tercer trimestre, 28 por ciento más que en 2010, debido principalmente al aumento de precios del petróleo a nivel mundial.
- Adquirimos un 5% de participación en el Oleoducto Central S.A. (“Ocesa”) por un precio de \$281 millones. El oleoducto de Ocensa es estratégico para Petrominerales debido a que asegura una capacidad de transporte por oleoducto y es la opción más económica para transportar el crudo desde los Llanos, al mismo tiempo que nos da acceso a los mercados internacionales de petróleo. Comenzamos a transportar el crudo por el oleoducto de Ocensa como dueños desde septiembre 1 de 2011, sin embargo, el beneficio total se verá reflejado en el cuarto trimestre.
- Nuestro balance general continúa sólido. Finalizamos el trimestre con un superávit en el capital de trabajo de \$134 millones.
- Durante el trimestre, continuamos con la recompra de acciones ordinarias bajo el programa normal de oferta (“NCIB”). Petrominerales está autorizado a comprar hasta 8,2 millones de acciones bajo este esquema. Desde que comenzó el programa, hemos recomprado 4,4 millones de acciones, representando cerca del cuatro por ciento de nuestras acciones ordinarias en circulación a un precio promedio de CAD\$26,92
- Nuestras acciones ordinarias comenzaron a transar en la Bolsa de Valores de Colombia (“BVC”) bajo el nemotécnico “PMGC” en agosto 3 de 2011. Nuestra liquidez o promedio diario de acciones transadas ha incrementado 55% desde este reciente listamiento y 12% de nuestras acciones es el volumen promedio que se transa en la BVC.

RESUMEN OPERACIONAL

La producción promedió 37.124 bppd en el tercer trimestre de 2011, una disminución de la producción en un ocho por ciento respecto al segundo trimestre. La declinación de la producción del trimestre vs. el trimestre anterior se debió principalmente a la suspensión temporal de las operaciones en nuestros Bloques Corcel y Guatiquía durante 7 días en septiembre, además de las declinaciones naturales de la producción.

Esta suspensión temporal de la producción se dio a causa de los bloqueos en las vías públicas y las alteraciones del orden público en el área desde el 7 hasta el 14 de septiembre. Compensando la disminución en la producción tuvimos un importante descubrimiento, Cobra-1, en nuestro Bloque Corcel, que comenzó a producir a más de 4.000 bppd en agosto.

El promedio de la producción fue de 35.857 bppd en el mes de octubre, siete por ciento más que el registrado en septiembre. La producción de octubre se vio impactada en aproximadamente 2.300 bppd por el cierre en tres pozos mientras se aumentaba la capacidad de disposición de agua y se realizaban reacondicionamientos. Esperamos adicionar al menos dos nuevos pozos inyectores durante el cuarto trimestre, lo cual nos permitirá reanudar para principios de diciembre la producción de aquellos pozos que debimos cerrar.

Pozos Profundos en los Llanos (Corcel, Guatiquia y sur del Bloque 31) en Colombia

Durante el trimestre perforamos dos pozos exploratorios (Cobra-1 y Babaco-1), un desvío del pozo Candelilla-3 en agosto y un pozo inyector en Corcel. En octubre, dos pozos adicionales alcanzaron sus objetivos de profundidad (Socaco-1 y Caspio-1).

Nuestro pozo exploratorio Cobra-1 fue perforado a una profundidad total de 12.000 pies y sus registros indicaron 121 pies de arenas netas, 51 pies de la formación Guadalupe y 70 pies de la formación Lower Sand 1. Este pozo inició producción desde la formación Lower Sand 1 con una bomba electrosumergible (“BES”) a principios de agosto a una tasa de producción por encima de 4.000 bppd y 16 grados API con corte de agua de menos del 1%. Actualmente, el pozo está produciendo a una tasa superior a los 3.500 bppd. Con base en los resultados de Cobra-1, decidimos perforar un segundo pozo en la estructura, Cobra-2, y esperamos resultados para finales de noviembre. El pozo Cobra-2 tiene como objetivo la formación Guadalupe encontrada en el pozo original descubierto.

En el Bloque 31, completamos la perforación de nuestro segundo pozo exploratorio, Socaco-1, a una profundidad total de 15.767 pies alcanzada en octubre 5. Con base en los registros que indicaron 18 pies de arenas netas con presencia de hidrocarburos desde las formaciones Lower Sand 1 y Guadalupe, revestimos el pozo como potencial productor de crudo. Identificamos tres intervalos para las pruebas del pozo, sin embargo a causa del poco cemento disponible, solo pudimos realizar pruebas en dos de los intervalos. El primer intervalo arrojó agua y esperamos tener resultados del segundo intervalo a mediados de noviembre.

Como reportamos anteriormente en septiembre 22, perforamos y realizamos pruebas en el pozo exploratorio Babaco-1 del Bloque 31. Los registros indicaron 89 pies de arenas netas con presencia de hidrocarburos desde la formación Lower Sand-1, donde se realizaron pruebas en cuatro intervalos separados. En dos de los intervalos encontramos crudo pesado de siete grados API que no contenía cantidades comerciales. Los otros dos intervalos recuperaron agua. Estamos actualmente evaluando el pozo para disposición de agua.

Luego del pozo Babaco-1, comenzamos a perforar el pozo exploratorio Caspio-1 del Bloque 31. El pozo fue perforado a una profundidad medida total de 15.100 pies. Con base en los registros que indicaron 15 pies de arenas netas con presencia de hidrocarburo desde la formación Lower Sand 1, revestimos el pozo como potencial productor de petróleo y esperamos tener los resultados de las pruebas para finales de noviembre.

Actualmente tenemos tres taladros operando en el área. En el Bloque 31, Jamuco-1 inició operaciones de perforación en octubre 16 y nuestro segundo taladro está siendo movilizado a la locación Iboga-1. Una vez Cobra-2 sea perforado, planeamos movilizar nuestro tercer taladro al descubrimiento en Yatay, en nuestro Bloque Guatiquia, para perforar un pozo que tenga como objetivo la formación Guadalupe.

Piedemonte (Bloques 25, 31, 59 y 15), Cuenca de Llanos Profundos, Colombia

En octubre 24 reiniciamos la perforación de nuestro prospecto Bromelia, nuestra primera locación del Piedemonte en el Bloque 25. Esperamos tener resultados de este pozo antes de finalizar el año. El segundo prospecto de exploración en el Bloque 25, Canatua-1, espera iniciar perforación en el primer trimestre de 2012.

Llanos Central (Casimena, Castor, Casanare Este, Mapache), Colombia

En nuestro Bloque Mapache, el pozo Disa-1 (perforado en el primer trimestre) inició producción el 9 de julio.

En nuestro Bloque Casimena comenzamos a perforar el prospecto Zacay el 26 de agosto y alcanzó una profundidad medida total de 7.934 pies el 8 de septiembre. El pozo fue revestido para realizar pruebas con base en los registros de arenas netas. No recuperamos muestras de hidrocarburo de ningunas de las zonas probadas y estamos evaluando el pozo para propósitos de disposición de aguas. Luego de Zacay-1, comenzamos a perforar el prospecto exploratorio Pisingo-1 en septiembre 21 y alcanzamos profundidad medida total en octubre 6. Los registros indicaron 13 pies de arenas netas con presencia de hidrocarburo desde la formación Mirador y procedimos a revestir el pozo como potencial productor de crudo. El pozo arrojó pruebas con 3.300 bppd de 24 grados API. Mientras hacíamos las pruebas encontramos un incremental corte de agua y producción de las arenas. Hemos cerrado el pozo para instalar gravilla y esperamos reiniciar producción la próxima semana. Luego de Pisingo-1, comenzamos a perforar Gaita-1, un pozo destinado a probar una potencial extensión meridional de nuestro descubrimiento Yenac.

Bloques de Crudo Pesado, Cuenca de los Llanos (Rio Ariari, Chiguiro Oeste, Chiguiro Este), Colombia

Tenemos dos taladros operando en el área de crudo pesado, uno para perforación convencional y otro para perforación estratigráfica. En esta área hemos venido ejecutando un programa de perforación exploratoria enfocado principalmente en el Bloque Rio Ariari. Durante el trimestre hemos perforado dos pozos exploratorios, Calandria-1 y un pozo estratigráfico, ES-17.

Como anunciamos previamente, el pozo Calandria-1 fue perforado a una profundidad medida total de 6.602 pies en julio. Los registros indicaron 40 pies de arenas netas con presencia de hidrocarburo desde la formación Mirador. Se realizaron pruebas en tres intervalos del pozo y no hubo muestras de hidrocarburo. Con base en los análisis de los resultados, creemos que durante las pruebas del pozo produjimos agua debido a la movilidad relativa del agua, comparada con la viscosidad del crudo de 7 grados API que cubrían las herramientas de perforación que utilizamos.

Después de Calandria-1, perforamos Borugo-T1, un pozo vertical idéntico al pozo anteriormente perforado, Borugo-1. El propósito fue de probar a pozo abierto los 5 pies superiores del reservorio, buscando minimizar

el flujo potencial de agua. Cuando hicimos las pruebas del pozo, recuperamos trazos de crudo, no obstante, cuando se retiraron las herramientas de perforación éstas estaban cubiertas de crudo pesado.

El 3 de septiembre empezamos un programa de perforación estratigráfica en el Bloque Rio Ariari que consiste inicialmente de 33 locaciones, de las cuales 22 son objetivos exploratorios y 12 son prolongaciones de descubrimientos existentes. Las locaciones de prolongación ayudarán a definir la extensión lateral de algunos de nuestros descubrimientos, al mismo tiempo que nos dará control estratigráfico para nuestros dos primeros pozos horizontales.

El 20 de octubre iniciamos la perforación de Cadillo-1A, un pozo vertical diseñado para tener un punto de control en la punta (“Toe”) de nuestro primer pozo horizontal, Tatama-1. El pozo horizontal será perforado cerca de nuestro descubrimiento Mochelo y generará importante información sobre la producción, lo que nos ayudará en la planeación del desarrollo comercial del crudo pesado.

En agosto completamos la adquisición de 369 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en la mitad occidental del Bloque Rio Ariari que cubre el área de nuestra reciente actividad de perforación. La sísmica adquirida está actualmente siendo interpretada. La información sísmica, junto con el programa de perforación estratigráfica, delinearán la extensión del área de nuestros actuales éxitos exploratorios y ayudarán a definir nuestra próxima fase de perforación exploratoria en el Bloque Rio Ariari.

Antorcha, Cuenca del Magdalena Medio, Colombia

Como parte de nuestro programa de perforación estratigráfica, planeamos perforar dos pozos en este bloque durante el primer trimestre de 2012 para realizar pruebas de dos conceptos separados de exploración.

Orito, Cuenca del Putumayo, Colombia

El 1ro de mayo de 2011, movilizamos un taladro a nuestro Bloque Orito y comenzamos el programa de perforación de 7 pozos. A la fecha, hemos perforado tres pozos Orito-194, Orito-195 y Orito-136, mientras un cuarto pozo, Orito-193, está actualmente siendo perforado.

Hemos completado la adquisición de 50 km de sísmica 3D sobre el sur del campo Orito y hemos iniciado un programa de sísmica 3D de 80 km en el adjunto Bloque Las Águilas.

Neiva, Cuenca Superior del Magdalena, Colombia

Perforamos tres pozos durante el trimestre en nuestro Bloque Neiva. Desde septiembre 21, el taladro está suspendido mientras nos otorgan los permisos regulatorios para continuar con nuestro programa de perforación de desarrollo.

Bloque 126, Perú

En Perú, la construcción de nuestras principales bases logísticas en Nueva Italia y Sheshea continúa, y están ahora funcionando para soportar nuestras actuales operaciones de movilización. Nuestro primer pozo, La Colpa 2X, está completado en más del 80% y la locación está preparada para movilizar el taladro. La movilización del taladro heli-transportable continúa desde Nueva Italia y Sheshea y esperamos iniciar las operaciones de perforación del primer pozo, La Colpa-2x, más adelante en noviembre. Nuestra fecha de inicio de perforación ha sido atrasada debido a los bajos niveles del río y el clima.

Bloque 114 y 131, Perú

Petrominerales tiene el 30 por ciento de la participación en los Bloques 114 y 131. En el Bloque 131 el operador ha iniciado un programa de sísmica 2D de 300 kilómetros. El compromiso en la siguiente fase de exploración es la perforación de un pozo antes de septiembre de 2013. A la fecha hemos identificado dos prospectos a perforar en el Bloque 131. En el Bloque 114, la siguiente fase de exploración incluye la adquisición de 260 kilómetros de sísmica 2D sísmica antes de mayo de 2013. A la fecha se han identificado cuatro prospectos de perforación y seis posibles prospectos en este bloque. El operador es responsable de nuestra parte de los costos en la fase de adquisición de sísmica, así como de nuestra parte de los costos en la perforación de nuestro primer pozo exploratorio en cada uno de los bloques.

Bloque 161 y 141, Perú

El Bloque 161, situado en la parte central del oriente del Perú tiene un área de 1,2 millones de acres y Petrominerales tiene el 80 por ciento de su participación. Los compromisos actuales, a ser finalizados antes de junio de 2012 incluyen la adquisición de 350 kilómetros de nueva sísmica 2D y un reporte geológico y geofísico actualizado que incorpora la data geológica existente y la sísmica reprocesada. El Bloque 141, ubicado en la parte sur del Perú, tiene un área de 1,3 millones de acres y Petrominerales tiene el 80 por ciento de su participación. En septiembre el Bloque entró en un estatus de fuerza mayor debido a la nueva regulación del Gobierno que requiere consulta adicional a la comunidad. Como resultado, nuestro actual compromiso de completar 300 kilómetros de sísmica 2D antes de julio de 2012 ha sido suspendido mientras el Gobierno Peruano hace aclaraciones al respecto.

PERSPECTIVAS

El programa de inversión de capital del último trimestre del 2011 incluye la perforación de dos grandes prospectos en el Piedemonte de los Llanos y la Cuenca Ucayali en Perú, junto con nuestro primer pozo horizontal de crudo pesado en el Bloque Rio Ariari. Estos prospectos tienen el potencial de incrementar las reservas de la Compañía y son adicionales a nuestro actual programa de exploración del 2011 de hasta 34 pozos exploratorios, 14 estratigráficos en nuestra área de crudo pesado y 12 pozos de desarrollo en nuestros Bloques Orito y Neiva. Continuaremos invirtiendo en sísmica 3D de alta calidad para generar nuevas oportunidades de crecimiento en nuestro inventario de prospectos de varios años, el cual actualmente tiene identificado a la fecha 100 locaciones de perforación.

TELECONFERENCIA SOBRE RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2011

Los Directivos de Petrominerales realizarán una teleconferencia con los inversionistas, analistas financieros, periodistas y cualquier otra persona interesada el próximo jueves 3 de noviembre de 2011 a las 8:00 a.m. (MST) (9:00 a.m. Bogotá, 10:00 a.m. EST) para discutir nuestros resultados financieros y operativos del tercer trimestre.

Los detalles de la teleconferencia son los siguientes:

Teléfonos para participar en la llamada en directo: +1 416-695-6617 / +1 800-952-4972

Teléfonos para escuchar la repetición: +1 905-694-9451 / +1 800-408-3053

Código de acceso para la repetición: 5666437

La transmisión en directo se puede ver en el siguiente vínculo:

<http://events.digitalmedia.telus.com/petrominerales/080411/index.php>

DISCUSION Y ANÁLISIS DE LA DIRECCION

La siguiente *Discusión y Análisis de la Dirección* ("MD&A") es de fecha 2 de Noviembre de 2011 y debe leerse junto con los estados financieros intermedios consolidados sin auditar y las notas de Petrominerales Ltd. que les acompañan. ("Petrominerales" o la "Compañía") por los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre 2011. MD&A para el año terminado el 31 de diciembre de 2010, y los estados financieros consolidados auditados para el año terminado el 31 de diciembre de 2010. Información adicional para la compañía, incluyendo el Formulario de Información Anual ("AIF") se puede encontrar en SEDAR en www.sedar.com, o en SIMEV en www.superfinanciera.gov.co o en www.petrominerales.com. Todos los montos son en dólares estadounidenses a no ser que se indique lo contrario y todas las cantidades tabuladas son en millones de dólares estadounidenses, excepto los montos de acciones o según se indique lo contrario.

Petrominerales Ltd. ("Petrominerales" o la "Compañía") es una empresa internacional de petróleo y gas dedicada a la exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo en Colombia y Perú. Petrominerales está constituida en Alberta, Canadá, y es una compañía que cotiza en la Bolsa de Valores de Toronto y la Bolsa de Valores de Colombia. La oficina principal de la compañía está ubicada en 1900, 111 - 5^a Avenue SW, Calgary, Alberta, Canadá, T2P 3Y6.

Efectivo diciembre 31 de 2010, la Compañía completó una reorganización (la "Reorganización") mediante la cual cambió la jurisdicción legal de la empresa matriz del grupo de Bahamas a Alberta, Canadá. Asimismo, el 31 de diciembre de 2010, Petrobank Energy and Resources Ltd. ("Petrobank"), anterior accionista principal de la Compañía, distribuyó su participación del 65 por ciento en Petrominerales entre sus accionistas.

NIIF

El período fiscal del 2011 es el primero de Petrominerales bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Como tal, las políticas contables de la Compañía han sido ajustadas para cumplir con las NIIF comenzando con el balance del 1 de enero de 2010. Un resumen completo de todos los cambios significativos, incluyendo la conciliación de los estados financieros bajo los PCGA Canadiense vs. aquellos preparados bajo NIIF, se presentan en la Nota 23 "Adopción por primera vez de las NIIF" de los estados financieros intermedios sin auditar de la Compañía al 30 de septiembre de 2011.

La adopción de las NIIF no tuvo impacto en la caja generada por la Compañía. Sin embargo, la adopción tuvo impacto en el reporte de posición financiera del 2010 (o balance general) y estado de operaciones y utilidad (o estado de resultados) de la Compañía. La utilidad neta anteriormente reportada para el tercer trimestre de 2010 es \$8,2 millones más baja y para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2010 fue \$26,3 millones más alta bajo las NIIF a causa de:

	Tres meses finalizados 30 de Septiembre de 2010	Nueve meses finalizados 30 de Septiembre de 2010
2010 Utilidad neta bajo PCGA Canadiense	35,4	190,0
Agotamiento y depreciación	16,2	52,3
Impuestos diferidos	5,2	1,5
Pérdida cambiaria	3,4	5,7
Compensación basada en acciones	(1,1)	(1,3)
Perdida en pasivos derivados	(31,9)	(31,9)
2010 utilidad neta bajo NIIF	27,2	216,3
Aumento (disminución) neto	(8,2)	26,3

La utilidad neta para el trimestre y los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 fue de \$133,7 millones y \$386,2 millones, respectivamente, bajo las NIIF. Los ajustes contables significativos que afectan la utilidad neta debido a la conversión a las NIIF fue un menor agotamiento por la utilización de reservas probadas más reservas probables y las ganancias en el pasivo financiero derivado de \$74,9 millones en el trimestre y \$137,7 millones para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011. Bajo las NIIF, la función de conversión implícita en nuestros bonos convertibles que vencen en el 2016 se contabiliza como un pasivo en derivados financieros. Como resultado, las disminuciones en el precio de las acciones de la Compañía generan una ganancia en derivados mientras los aumentos resultan en una pérdida en derivados

RESUMEN FINANCIERO

(Las comparaciones son del tercer trimestre del 2011 comparado con el tercer trimestre de 2010 a menos que se indique lo contrario)

Promedio Diario de Producción de Petróleo Crudo y Volúmenes de Ventas (bppd)

	Tres meses finalizado el 30 de Septiembre,			Nueve meses finalizado el 30 de Septiembre,		
	2011	2010	Variación	2011	2010	Variación
Guatiquia	16.844	16.516	2%	19.116	21.739	(12%)
Corcel	9.732	8.155	19%	9.763	9.198	6%
Neiva	4.017	3.790	6%	4.025	3.280	23%
Orito	1.919	2.762	(31%)	1.966	2.924	(33%)
Casimena	2.785	1.141	144%	3.235	677	378%
Otros	1.827	303	502%	1.293	480	169%
Producción total	37.124	32.667	14%	39.398	38.298	3%
Cambios de inventario y otros	2.799	29	-	208	(177)	-%
Volúmenes de ventas de petróleo producido	39.923	32.696	22%	39.606	38.121	4%
Petróleo comprado	-	2.134	(100%)	-	2.785	(100%)
Volumen de ventas	39.923	34.830	15%	39.606	40.906	(3%)

La producción incrementó 14 y 3 por ciento para los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre. El incremento en producción se debe principalmente a las adiciones de nuestros bloques de Corcel, Neiva y Llanos Central, que superan las declinaciones naturales.

La producción de Guatiquia incrementó en 2 por ciento en el trimestre y disminuyó 12 por ciento en el año acumulado debido principalmente a adiciones de nuestro descubrimiento en Yatay en Enero de 2011 y el de Azalea en julio de 2011, compensado por las declinaciones naturales de nuestro campo Candelilla.

La producción de Corcel se incrementó en 19 y 6 por ciento en los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre principalmente debido a nuestro descubrimiento Caruto-1 en Diciembre de 2010, nuestro descubrimiento Macapay-1 que comenzó producción en Junio de 2011 y nuestro descubrimiento Cobra-1 que comenzó producción en Agosto de 2011 que supera las declinaciones naturales. La producción de Corcel y Guatiquia estuvo impactada negativamente por un bloqueo de vías durante 7 días en el mes de septiembre que nos obligó a suspender la producción en ambos campos.

La producción de Neiva incrementó 6 por ciento en el trimestre y 23 por ciento en los nueve meses terminados en 30 de septiembre debido a adiciones de nuestro programa de perforación de desarrollo. En Mayo de 2011,

movilizamos un nuevo taladro para recomenzar nuestro programa de perforación de desarrollo y permitir pozos más profundos. Desde entonces, hemos adicionado cuatro pozos productores.

La producción de Orito disminuyó 31 y 33 por ciento por los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre debido a declinaciones naturales y algunos pozos que fueron cerrados temporalmente esperando reparaciones al sistema de levantamiento por gas. Re-comenzamos la perforación de desarrollo en el bloque Orito en Mayo de 2011 y a la fecha se han puesto dos pozos a producción.

La producción de Casimena proviene de nuestro descubrimiento en Yenac en Abril de 2010 y nuestro descubrimiento Mantis en Enero de 2011. La producción por los tres y nueve meses del año es más alta comparada con los mismos periodos del 2010 debido a dos pozos adicionales en producción.

Otra se relaciona primordialmente a producciones de nuestros bloques Mapache y Castor. En nuestro bloque Mapache, el pozo Disa-1 comenzó producción en Julio de 2011. En nuestro bloque Castor, el pozo Capybara-2 comenzó producción en Abril de 2011.

Precios Promedio de Referencia y Realizados	Tres meses finalizado el 30 de septiembre,			Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,		
	2011	2010	Variación	2011	2010	Variación
Brent (\$/bbl)	113,38	76,93	47%	111,88	77,15	45%
Vasconia (\$/bbl)	109,12	74,11	47%	107,32	74,92	43%
WTI (\$/bbl)	89,54	76,15	18%	95,47	77,67	23%
Ajustes (descuentos) vs WTI, descontando costos de oleoducto y comercialización	9,30	(3,93)	-%	5,40	(6,17)	-%
Precio de venta (\$/bbl)	98,84	72,22	37%	100,87	71,50	41%
Descuento de precio de venta como porcentaje de Brent	13%	6%	117%	10%	7%	43%
Descuento (ganancia) de precio de venta como porcentaje de WTI	(10%)	5%	-%	(6%)	8%	-%

La mayoría de la producción de la Compañía tiene un precio en relación a la mezcla Colombiana Vasconia que ha estado altamente relacionada con el precio del petróleo Brent desde el comienzo de 2011. Los precios de venta de la Compañía aumentaron un 37 y 41 por ciento por los tres y los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 en comparación con los mismos periodos de 2010, consistentes con los incrementos de precios de referencia Brent del 47 por ciento y 45 por ciento, respectivamente.

En comparación con el segundo trimestre de 2011, los precios de venta disminuyeron un 7 por ciento a \$98,84 dólares por barril vs. \$105,97 dólares por barril, principalmente debido a la disminución del precio Brent del 4 por ciento o \$4,94 por barril e impactos por vender nuestro petróleo a un precio de embarque más bajo que el precio promedio del tercer trimestre.

Costos de Transporte	Tres meses finalizado el 30 de septiembre,			Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,		
	2011	2010	Variación	2011	2010	Variación
Costos de transporte	40,7	23,1	76%	112,7	69,4	62%
\$ por barril	11,08	7,68	44%	10,42	6,67	56%
Precio de realización, después de costos de transporte (\$/bbl)	87,76	64,54	36%	90,45	64,83	40%
Descuento de precio de realización como porcentaje de Brent	23%	16%	44%	19%	16%	19%
Descuento de precio de realización como porcentaje de WTI	2%	15%	(87%)	5%	17%	(70%)

La mayoría de la producción de petróleo de la Compañía se transporta en carrotaques a varias estaciones de descarga para la venta, excepto para los campos de Orito y Neiva, los cuales están conectados a oleoductos. Los costos de transporte aumentaron a \$11,08 dólares por barril en el trimestre y a \$10,42 dólares en lo corrido del año, representando un incremento de 44 y el 56 por ciento en comparación con el mismo período de 2010. El costo de transporte en camión por barril incrementó durante el 2011 debido principalmente a que tuvimos que transportar el crudo a estaciones de descarga más distantes, lo cual tiene un mayor costo por barril, el invierno excepcionalmente fuerte que resultó en el deterioro de las condiciones de las vías y que provocó ineficiencias en la flota de camiones. Las altas tarifas son el resultado de un incremento en la demanda de camiones causada por la limitada capacidad de oleoductos debido a la creciente producción en Colombia.

Comparado con el segundo trimestre de 2011, los costos de transporte se incrementaron 2 por ciento vs. \$10.82 por barril, principalmente debido a entregas de petróleo a estaciones más distantes y costos de espera de camiones mientras que la producción fue temporalmente suspendida por siete días en nuestros campos de Corcel y Guatiquia en septiembre debido a un bloqueo de la vía.

El 1 de septiembre de 2011, comenzamos la entrega de petróleo al oleoducto de Orensa bajo nuestra participación del cinco por ciento. Por los barriles enviados por el oleoducto, estamos ahorrando hasta 10 dólares por barril mediante una combinación de menores costos de transporte y mayores precios de venta, dando el acceso directo a los mercados de exportación disponibles a través del oleoducto.

Ingresos de Petróleo

Los ingresos por petróleo del tercer trimestre aumentaron un 57 por ciento debido a un aumento del 37 por ciento en el precio de venta y un incremento del 22 por ciento (4.457 bppd) en ventas de crudo producido, compensado por una disminución del 100 por ciento en las ventas del petróleo comprado. Los ingresos por petróleo en lo corrido del año a la fecha aumentaron un 37 por ciento debido a un aumento del 41 por ciento en el precio de venta compensado por un aumento del 4 por ciento (1.485 bppd) en las ventas de petróleo producido y una disminución del 100 por ciento (2.785 bppd) en las ventas del petróleo comprado. No hicimos compras ni comercialización de petróleo de terceros en el 2011 debido a la limitada infraestructura de transporte en Colombia. La siguiente tabla muestra la diferencia de ingresos entre los períodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2010 y 2011.

	Tres meses finalizado el 30 de septiembre,	Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,
Ingresos por petróleo, Septiembre 30, 2010	231,5	798,1
Variación en volumen de ventas	47,6	29,0
Variación en precio de venta	98,2	317,5
Ingresos por compras de petróleo de terceros	(14,3)	(53,9)
Ingresos por petróleo, September 30, 2011	363,0	1,090,7
\$ Variación en ingresos	131,5	292,6
% Variación en ingresos	57%	37%

Regalías	Tres meses finalizado el 30 de septiembre,			Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,		
	2011	2010	Variación	2011	2010	Variación
Regalías	39,4	27,3	44%	126,2	77,7	62%
\$ por barril	10,73	9,08	18%	11,67	7,47	56%
Regalías como porcentaje del precio de venta	12%	14%	(14%)	13%	12%	8%

Marco legal de Regalías

Las regalías del Gobierno Colombiano comienzan en una tasa del ocho por ciento hasta que la producción neta de la compañía por campo supera los 5.000 bppd y luego aumenta en un uno por ciento por cada incremento de la producción de 10.000 bppd por campo, hasta un máximo del 25 por ciento.

Adicionalmente, el pago de participación por precios altos se aplica en ciertos contratos de exploración en Colombia cuando la producción acumulada, en un área de explotación bajo contratos más antiguos o en lo producido en forma acumulada en toda el área del contrato en los nuevos contratos, supera los cinco millones de barriles producidos. Anteriormente al tercer trimestre de 2011, únicamente el área de explotación Candelilla en el bloque Guatiquia había alcanzado el límite de los cinco millones de barriles. En el tercer trimestre de 2011, la producción acumulada del campo Corcel A superó cinco millones de barriles y ahora está sujeto a este pago adicional. El pago de participación por precios altos se abona a la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH") y se calcula como un porcentaje de la diferencia entre el precio realizado del petróleo y un umbral de precio de petróleo establecido por la ANH, multiplicado por una tasa contractual. La tasa contractual es generalmente de 30 por ciento para los contratos de Petrominerales.

Por último, la producción del Bloque Corcel está sujeta a una participación en utilidades netas ("NPI") del ocho por ciento. La cuenta de NPI es un saldo acumulado que incluye la deducción de las inversiones de capital, de tal forma que cuando es negativo, no hay lugar a pago.

Análisis Comparativo

Hubo un incremento en las regalías del 44 por ciento para el tercer trimestre y un 62 por ciento anual a la fecha debido al aumento de los precios del petróleo realizados y los pagos de participación por precios altos sobre la producción de Candelilla efectivos a agosto de 2010 y una mayor venta de petróleo producido. Como resultado de las regalías de precios altos, las regalías como porcentaje de los precios del petróleo realizados aumentó del 12 por ciento al 13 en lo corrido del año. Sin embargo, las regalías como porcentaje de los precios del petróleo disminuyeron de 14 por ciento en el tercer trimestre de 2010 a 12 por ciento en el tercer trimestre de 2011

debido a que una menor proporción de la producción del tercer trimestre fue sujeta a pagos de regalías por altos precios.

Controversia por Participación en Precios Altos

Petrominerales actualmente tiene una disputa con la ANH en relación con la interpretación del contrato de exploración del Bloque Corcel (el "Contrato Corcel") celebrado entre la ANH y Petrominerales el 2 de junio de 2005.

El Contrato de Corcel requiere un pago por participación en altos precios a ser pagado por Petrominerales a la ANH una vez las áreas de explotación hayan acumulado una producción de cinco millones de petróleo o más, determinado antes de la deducción de regalías. El pago de participación de precios altos es pagado al 30 por ciento del precio recibido que supere ciertos límites de precios, basados en la calidad del crudo producido.

La ANH ha indicado que su posición sobre las áreas de explotación bajo el contrato de Corcel debe ser combinada para los propósitos de determinar cuando hay lugar a las regalías por precios altos. Dado que la producción combinada de todas las áreas de explotación de Corcel ha superado los cinco millones de barriles de crudo, la ANH asegura que Petrominerales está requerido a pagar participación por precios altos con respecto a la producción del bloque Corcel a partir de Abril de 2009 en adelante. Con base en su posición, la ANH ha solicitado pagos adicionales por un total de \$69,1 millones a septiembre 30 de 2011. A septiembre 30 de 2011, aun cuando la producción total del bloque fue 16,4 millones de barriles, únicamente el área de explotación Corcel A en el bloque Corcel ha producido acumuladamente más de 5 millones de barriles de crudo.

Petrominerales está en desacuerdo con la interpretación de la ANH y considera que el contrato de Corcel en cuanto al pago de participación de precios altos es requerido para cada área de explotación individual, una vez la producción acumulada supere cinco millones o más de barriles de crudo.

La disputa está actualmente en un proceso de resolución de conflictos como lo determina el contrato de Corcel. Petrominerales considera que la resolución de esta disputa será a favor de la Compañía, y por lo tanto, ninguna provisión adicional de regalías se ha hecho en estos estados financieros.

Gastos de Producción	Tres meses finalizado el 30 de septiembre,			Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,		
	2011	2010	Variación	2011	2010	Variación
Gastos de Producción	58,5	22,9	155%	131,4	70,7	86%
\$ por bbl	15.92	7.61	109%	12.15	6.79	79%

Los gastos de producción aumentaron en el tercer trimestre y los primeros nueve meses del 2011 en total y por barril debido a costos de manejo de agua más altos, costos de renta de equipos y otros costos asociados con la suspensión en producción causada por el bloqueo de vías cerca a los bloques de Corcel y Guatiquia.

En general el costo de manejo de agua ha incrementado cada trimestre del 2011, debido a los crecientes volúmenes de producción de agua, inflación relacionada con el costo de transporte por camión en Colombia, y limitadas facilidades con capacidad de inyección de agua que son más eficientes. Además, los costos por barril del transporte de agua producida han incrementado debido a que estamos produciendo más cantidad de agua en áreas donde debemos transportarla en camiones hasta los lugares de disposición desde los campos, particularmente Llanos Central y Corcel Noreste.

En septiembre y octubre comenzamos la reducción de costo de manejo de aguas mediante el incremento de capacidad de agua en los pozos de disposición, y en el corto plazo, cerrando temporalmente ciertos pozos hasta que los pozos de disposición se encuentran disponibles. Para finales de Noviembre, esperamos adicionar dos pozos adicionales para disposición de agua que van a reducir los volúmenes de agua transportada por camión y reducir nuestro costo de operación.

Gastos de Agotamiento y Depreciación ("D&D")	Trimestre finalizado el 30 de septiembre,			Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,		
	2011	2010	Variación	2011	2010	Variación
Gastos D&D	89,4	50,4	77%	220,8	153,8	44%
\$ per bbl of sales volumes of produced oil	24.34	16.76	45%	20.42	14,83	38%

El gasto de D&D aumentó en 77 por ciento en el tercer trimestre y 44 por ciento por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011, debido principalmente al aumento en la tasa de agotamiento por barril y más altos volúmenes de venta de crudo producido. La tasa de agotamiento por barril del tercer trimestre incremento 45 por ciento debido a mayores costos de hallazgo y desarrollo en relación con las reservas probadas y probables.

Gastos Generales y Administrativos	Tres meses finalizado el 30 de septiembre,			Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,		
	2011	2010	Variación	2011	2010	Variación
Gastos generales de administración	7,8	6,7	16%	26,3	16,8	57%
\$ por bbl	2.15	2.21	(2%)	2.44	1.60	53%

Los aumentos en los gastos generales y administrativos en el año 2011, se debieron principalmente a los niveles mayores de personal, los costos relacionados a su salario, costos de oficina y la inflación en Colombia. El incremento en el costo por barril en el año acumulado fue consistente con el incremento de del dólar Estadounidense y la disminución de trimestre a trimestre debido a que los volúmenes de producción fueron bajos en el tercer trimestre de 2010.

Gastos de Compensación Basada en Acciones	Tres meses finalizado el 30 de septiembre			Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,		
	2011	2010	Variación	2011	2010	Variación
Gastos de compensación basada en acciones	4,1	4,4	(7%)	15,1	9,5	59%

El gasto de compensación basada en acciones es un gasto no en efectivo que se basa en el valor razonable de las opciones sobre acciones, acciones de incentivo, acciones ordinarias diferidas y los derechos de apreciación de acciones ("SAR") concedidas. El valor razonable se calcula en la fecha de otorgamiento y se amortiza durante el periodo de ejercicio de cada opción, acción de incentivo o tramo de SAR, o inmediatamente después de la concesión de las acciones ordinarias diferidas ("DCS"). El gasto para el 2011 aumentó como resultado de los mayores niveles de personal.

Ingresos financieros netos (gastos)	Tres meses finalizado el 30 de septiembre,			Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,		
	2011	2010	Variación	2011	2010	Variación
Intereses	(3,6)	(2,3)	57%	(10,8)	(3,7)	192%
Cargos de administración bancarios y otros gastos bancarios	(1,8)	(0,9)	100%	(5,4)	(3,5)	54%
Amortización de bonos convertibles en acciones	(4,3)	(2,9)	48%	(12,5)	(5,4)	131%
Amortización del impuesto al patrimonio en Colombia	(0,5)	-	100%	(1,8)	-	100%
Amortización de pasivos por desmantelamiento y remediación ambiental	(0,3)	(0,3)	-%	(1,0)	(0,6)	67%
Amortización de costos financieros diferidos	(0,6)	(0,4)	50%	(1,3)	(1,0)	30%
Intereses y gastos de amortización	(11,1)	(6,8)	63%	(32,8)	(14,2)	131%
Ganancia (pérdida) en pasivos financieros derivados	74,9	(31,9)	-%	137,7	(31,9)	-%
Ganancia (pérdida) en cambiaria	11,1	(6,5)	-%	(2,4)	(9,7)	(75%)
Ingresos por intereses	0,6	0,4	100%	1,8	0,5	260%
Ingreso (Gasto) financiero neto	75,5	(44,8)	-%	104,3	(55,3)	-%

Intereses y Gastos de Amortización de Bonos Convertibles en Acciones

Los intereses y gastos de amortización fueron de \$ 11,1 millones para el tercer trimestre y \$ 32,8 millones por lo corrido del año, lo que representa aumentos del 63 y 131 por ciento sobre el 2010. Los aumentos del 2011 se debieron principalmente a los costos asociados con los \$ 550 millones en bonos convertibles emitidos el 25 de agosto de 2010.

Ganancia (pérdida) en Pasivos Financieros Derivados

Bajo las NIIF, la característica de conversión de los bonos convertibles con vencimiento en el 2016 emitidos el 25 de agosto 2010 se clasifica como un derivado, ya que, si se convierten, la Compañía tiene la opción de entregar el número fijo de acciones ordinarias por acuerdo contractual o su equivalente en efectivo a valor de mercado del número fijo de acciones ordinarias, Los derivados se contabilizan a valor razonable en el balance general, y los cambios en el valor razonable se contabilizan en la cuenta de operaciones. Una ganancia en derivado no efectiva de \$ 74,9 millones se registró en el tercer trimestre y \$ 137,7 millones para los primeros nueve meses del año ya que el precio de las acciones de la compañía disminuyó un 26 por ciento en el trimestre y 37 por ciento para los primeros nueve meses del año.

Ganancia (pérdida) Cambiaria

Los movimientos en la tasa de cambio del peso colombiano impactan los gastos denominados en pesos ya que aproximadamente el 65 por ciento de los desembolsos de la Compañía son en pesos colombianos, El peso colombiano se devaluó un ocho por ciento con respecto al dólar de EE.UU. en el tercer trimestre, desde 1.780:1 al 30 de Junio de 2011 a 1.915:1 al 30 de septiembre de 2011. Esta variación en los tipos de cambio resultó en una ganancia cambiaria de \$ 11,1 millones principalmente en cuentas por pagar denominadas en pesos colombianos.

La tasa spot de Peso Colombiano a dólar estadounidense al 31 de diciembre de 2010 fue de 1.914:1 que fue consistente con la del 30 de septiembre de 2011 que fue de 1.915:1. Sin embargo, el peso colombiano promedió 1.823:1 durante los primeros nueve meses del año resultando en una revaluación del cinco por ciento, comparada con la tasa spot del 30 de septiembre de 2011. Este movimiento en tasas de cambio resultó en una pérdida cambiaria de \$ 2,4 millones en lo corrido del año principalmente debido a las cuentas por pagar denominadas en pesos.

Gasto en Impuesto de Renta	Tres meses finalizado el 30 de septiembre,			Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,		
	2011	2010	Variación	2011	2010	Variación
Impuesto de renta corriente	19,5	(0,7)	-%	95,8	50,7	89%
Impuesto de renta diferido	43,7	10,3	324%	50,6	22,8	122%
Impuestos de Renta	63,2	9,6	558%	146,4	73,5	99%
Tasa efectiva de impuestos , calculada según los ingresos ajustados calculada antes de impuestos e impuesto al patrimonio	52%	14%	271%	35%	23%	52%

La ganancia de la Compañía antes de impuestos está sujeta a la tasa estatutaria del impuesto de renta del 33 por ciento. El incremento del gasto de impuestos en ambos periodos, el trimestre y los nueve meses del año, se debe principalmente al aumento de la ganancia base de impuestos como resultado de cambios en la regulación tributaria efectiva desde el 1 de enero de 2011 que eliminó ciertas deducciones generadas en la compra de activos fijos.

La tasa efectiva de impuesto de la Compañía en cualquier año está en función de la relación entre el gasto total y el importe de las ganancias antes de impuestos para el año y se diferencia de la tasa de impuestos estatutaria debido a que considera ítems no deducibles, ajustes por cambios en las tasas de impuestos y otra legislación tributaria, así como la variación entre el estimado de las reservas y la diferencia entre la provisión y el monto actual reportado en la declaración de impuestos. La tasa efectiva de impuestos de la Compañía en lo corrido del 2011 fue del 35%, calculada usando la utilidad antes de impuestos, impuesto al patrimonio y ganancia de derivados de \$422,6 millones y es más alta que la del 2010 principalmente debido a la eliminación de beneficios tributarios. Comparada con la tasa estatutaria, la tasa efectiva de impuestos es más alta principalmente a gastos no deducibles de compensación basada en acciones, intereses y amortización de bonos convertibles en acciones.

La tasa efectiva de impuestos por los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2011 fue del 52 por ciento, calculada usando la utilidad antes de impuestos, impuesto al patrimonio y ganancias de derivados por \$122 millones. Adicionalmente a la eliminación de beneficios de impuestos en el 2011, la tasa de impuestos del tercer trimestre es mayor a la misma del 2010 debido a una disminución en las bases de impuestos causadas por una devaluación del Peso Colombiano durante el trimestre.

Gastos de Impuesto al Patrimonio Colombiano	Tres meses finalizado el 30 de septiembre,			Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,		
	2011	2010	Variación	2011	2010	Variación
Impuesto al patrimonio colombiano	-	0,6	(100%)	27,7	1,6	1631%

Se cobra un impuesto al patrimonio sobre los niveles de capitalización patrimonial en Colombia. El Gobierno Colombiano aprobó una nueva legislación en diciembre de 2010 que obliga a las compañías colombianas y subsidiarias de compañías extranjeras a pagar un impuesto al patrimonio basado en el patrimonio neto al 1 de enero de 2011. La tasa de impuesto aplicable a Petrominerales es del seis por ciento del patrimonio neto y el pasivo fue estimado en \$63.500 millones de pesos (aproximadamente \$33,2 millones). El pasivo es pagadero en

ocho cuotas iguales durante 4 años comenzando en el 2011 de los cuales \$7.900 millones de pesos (aproximadamente \$4,4 millones) fue pagado en Mayo de 2011 y \$7.900 millones de pesos (aproximadamente \$4,5 millones) fue pagado en septiembre de 2011. El valor presente neto del pasivo total, se estima en \$27,7 millones, y se registró como pasivo y se llevó al gasto en el estado de operaciones en el primer trimestre del 2011. Bajo las NIIF, este costo se clasifica como gasto operativo ya que el impuesto no se basa en los ingresos y no es deducible para efectos fiscales, La diferencia de \$5,5 millones entre la obligación de \$33,2 millones y su valor actual de \$27,7 millones se está amortizando durante 4 años, en donde \$0,6 millones fueron registrados como amortización en gastos financieros netos en el estado de operaciones en el trimestre (por nueve meses a 30 de septiembre de 2011 - \$1,8 millones).

Utilidad neta

La utilidad neta del tercer trimestre aumentó un 392 por ciento a \$133,7 millones debido principalmente a un incremento en los precios mundiales del petróleo y la ganancia en nuestro pasivo derivado por bonos convertibles. La utilidad neta en lo corrido del año a la fecha aumentó un 79 por ciento a \$386,2 millones debido a mayores precios mundiales del petróleo y el aumento en el pasivo derivado por los bonos convertibles, compensado por mayores impuestos al patrimonio. La siguiente tabla resume los cambios en la utilidad neta ajustada y la utilidad neta por acción.

Reconciliación de cambios en la utilidad neta ajustada ⁽²⁾	Tres meses finalizado el 30 de septiembre,		Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,	
		Básico por acción (\$)		Básico por acción (\$)
Utilidad neta ajustada ⁽²⁾ , periodo 2010	58,8	0,58	248,5	2,41
Aumento (disminución) debido a:				
Volumen de ventas	47,6	0,47	29,0	0,28
Precio de venta	98,2	0,96	317,5	3,08
Ventas de petróleo de terceros, neto de compras	0,1	-	(1,7)	(0,02)
Regalías	(12,1)	(0,12)	(48,5)	(0,47)
Gasto Operativos	(35,6)	(0,35)	(60,7)	(0,59)
Transporte	(17,6)	(0,17)	(43,3)	(0,42)
Aumento en el netback operativo	80,6	0,79	192,3	1,86
Gastos Generales y Administrativos	(1,1)	(0,01)	(9,5)	(0,09)
Agotamiento y depreciación	(39,0)	(0,38)	(67,0)	(0,66)
Intereses y gastos de acumulación	(4,3)	(0,04)	(18,6)	(0,18)
Otros ⁽¹⁾	17,1	0,17	1,5	0,02
Impuestos patrimoniales	0,6	-	(26,1)	(0,25)
Impuestos de Renta	(53,6)	(0,53)	(72,9)	(0,71)
Cambio en acciones básicas en circulación	-	-0,01	-	0,10
Utilidad neta ajustada⁽²⁾, periodo 2011	59,1	0,59	248,2	2,50

⁽¹⁾ Otros incluye ingresos por intereses, gastos de compensaciones basadas en acciones, gastos de adquisición y (ganancias) pérdidas por diferencia en cambio.

⁽²⁾ Medida no-NIIF. Ver apartado "Mediciones fuera del marco NIIF" dentro de la sección "Análisis y Comentarios de la Dirección". La Utilidad Neta se ajustó en función de los efectos contables de las NIIF por cambios en el pasivo financiero derivado. Para el trimestre y los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 la utilidad neta ajustada incluye una reducción de \$74,9 millones y \$137,7 millones

respectivamente (2010 incremento de \$31,9 para ambos periodos, tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2010). La Gerencia considera la utilidad neta ajustada como una mejor medida del desarrollo económico de la Compañía.

Flujo de Fondos de Operaciones

El flujo de fondos de operaciones se incrementó 53 por ciento en el tercer trimestre y un 29 por ciento anual a la fecha, debido principalmente a netbacks operativos más altos como resultado del aumento de los precios de mercado, compensado por un mayor impuesto a la renta. La siguiente tabla resume los cambios en el flujo de fondos de operaciones.

Conciliación de los cambios en el flujo de fondos de operaciones	Tres meses finalizado 30 de Septiembre,		Nueve meses finalizado 30 de Septiembre 30,	
		Per share, Basic (\$)		Per share, Basic (\$)
Flujo de fondos de operaciones , período 2010	128,5	1,29	444,5	4,48
Aumento (disminución) debido a:				
Volumen de ventas	47,6	0,47	29,0	0,28
Precio de venta	98,2	0,96	317,5	3,08
Ventas de petróleo de terceros, neto de compras	0,1	-	(1,7)	(0,02)
Regalías	(12,1)	(0,12)	(48,5)	(0,47)
Gasto Operativos	(35,6)	(0,35)	(60,7)	(0,59)
Transporte	(17,6)	(0,17)	(43,3)	(0,42)
Aumento netback operativo	80,6	0,79	192,3	1,86
Gastos Generales y Administrativos	(1,1)	(0,01)	(9,5)	(0,09)
Pérdida Cambiaria	17,6	0,17	7,3	0,07
Gastos de intereses netos de ingresos por intereses	(2,0)	(0,02)	(7,7)	(0,07)
Otros ⁽¹⁾	(7,0)	(0,07)	(8,9)	(0,09)
Impuestos corrientes	(20,2)	(0,20)	(45,1)	(0,44)
Cambio en acciones básicas en circulación	-	(0,02)	-	(0,16)
Flujo de fondos de operaciones , período 2011	196,4	1,93	572,9	5,56

⁽¹⁾ Otros incluye ingresos por intereses, gastos de adquisición e impuesto al patrimonio colombiano pagado.

El siguiente cuadro muestra la conciliación del flujo de fondos de operaciones a flujo de efectivo de actividades operativas para el período señalado:

	Tres meses finalizado 30 de Septiembre,			Nueve meses finalizado 30 de Septiembre 30,		
	2011	2010	Change	2011	2010	Change
Flujo de fondos de operaciones: No NIIF	196,4	128,5	53%	572,9	444,5	29%
Cambios en capital de trabajo no efectivo, incluidos los intereses por pagar e impuestos por pagar	1,7	(1,1)	-%	(32,5)	(20,9)	56%
Flujo de caja de actividades operativas: NIIF	198,1	127,4	55%	540,4	423,6	28%

El flujo de fondos por acción para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 se ha calculado utilizando los efectos diluyentes indicados a continuación:

	Tres meses terminados el 30 de septiembre de:	
	2011	2010
Ajustes de flujos de fondos de operaciones		
Flujo de fondos de operaciones, básico	196,4	128,5
Interés en efectivo sobre bonos convertibles	3,6	2,3
Flujo de fondos de operaciones, diluido	200,0	130,8
Promedio ponderado de ajustes en acciones ordinarias		
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, básica	101.850.232	99.540.449
Efecto de opciones sobre acciones, acciones ordinarias diferidas y acciones incentivo	2.700.578	2.620.643
Efecto de bonos convertibles	16.028.116	9.696.782
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, diluidas	120.578.926	111.857.874

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre de:	
	2011	2010
Ajustes de flujos de fondos de operaciones		
Flujo de fondos de operaciones, básico	572,9	444,5
Interés en efectivo sobre bonos convertibles	10,8	3,5
Flujo de fondos de operaciones, diluido	583,7	448,0
Promedio ponderado de ajustes en acciones ordinarias		
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, básica	103.052.623	99.154.871
Efecto de opciones sobre acciones, acciones ordinarias diferidas y acciones incentivo	3.204.979	3.088.861
Efecto de bonos convertibles	16.028.116	5.248.415
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, diluidas	122.285.718	107.492.147

Gastos de Capital

	Tres meses terminados el 30 de septiembre 2011						Nueve meses terminados 30 septiembre 2011
	Obras Civiles	Perforación y completamiento	Facilidades e infraestructura	Sísmica y otros	HSEC	Total	Total
Pozos Profundos (Llanos)	20,3	55,0	14,1	5,8	1,8	97,0	282,2
Llanos Centrales	5,5	12,2	6,5	3,1	1,0	28,3	77,8
Crudo Pesado	2,4	14,2	1,0	11,5	1,0	30,1	81,3
Orito	3,0	14,0	0,9	3,9	0,3	20,3	28,2
Neiva	0,1	12,2	1,6	0,1	0,5	14,5	35,6
Perú	2,8	6,5	1,7	0,4	0,1	11,5	18,1
Piedemonte	3,6	4,2	-	0,4	0,5	8,7	11,5
Total	37,7	118,3	24,4	25,2	5,2	210,4	534,7
Registrado como:							
E&E						107,7	260,0
PP&E						102,7	274,7

Gastos de capital de los Pozos Profundos de los Llanos relacionados con Corcel, Guatiquia y Bloque Sur 31:

- Los costos de perforación y completamiento se relacionan con los costos de perforación de pozos productores de petróleo, inyectores de agua y reacondicionamiento, incluyendo Azalea-1 (re-completamiento), Macapay-1 (re-completamiento), Cobra-1 (en producción desde Julio 30), Candelilla-3 vertical (en producción desde agosto), Camoruco-1 (perforado en julio 4), Babaco-1 (perforado en julio 29), y costos que estaban en progreso a septiembre 30 de los pozos Caspio-1, Socaco-1 y Cobra-2.
- Los costos de facilidades se relacionan con la construcción de una facilidad central de producción al noreste del Bloque Corcel, costos de modificación de la facilidad central de procesamiento de Corcel (“CPF”) para incrementar la capacidad de manejo de fluidos y la instalación de líneas de flujo que conectan la producción de Guatiquia con la CPF de Corcel, y
- Los costos de sísmica que incluyen 180 kilómetros cuadrados del programa de sísmica 3D en el Bloque 31.
- Los costos de infraestructura incluyen los costos de obras civiles en relación con los pozos perforados en el trimestre y las futuras locaciones de perforación incluyendo Jamuco-1, Iboga-1 and Yatay-2.

Los gastos de capital en Llanos Central se relacionan con:

- Los costos de perforación y completamiento relacionados con los pozos de petróleo, pozos inyectores de agua y reacondicionamiento/recompletamiento. En nuestro Bloque Casimena incurrimos en costos de perforación en los pozos Zacay-1 y Pisingo-1, y por obras civiles iniciales en el futuro pozo Gaita-1. En nuestro Bloque Castor, tuvimos costos de reacondicionamiento relacionados con el pozo Capybara-2. En nuestro Bloque Mapache, tuvimos costos de completamiento y costos de facilidades del pozo exploratorio Disa-1 (en producción desde julio);
- Los costos de sísmica incluyen 154 kilómetros cuadrados del programa de sísmica 2D de nuestro Bloque Castor.
- Los costos de infraestructura incluyen la construcción de obras civiles en el Bloque Casimena relacionados con el campo Yenac, obras civiles relacionadas con los pozos perforados en el trimestre y facilidades temporales de producción para el pozo Capybara-2.

Los gastos de capital en el área de Crudo Pesado se relacionan principalmente con nuestros Bloques Rio Ariari y Chiguiro Este:

- Los costos de perforación, completamiento e infraestructura relacionados con los pozos Azulejo, Calandria y los gemelos Borugo y
- Los costos de sísmica incluyen 372 kilómetros cuadrados de sísmica 3D del Bloque Rio Ariari.

Los gastos de capital en Orito se relacionan con la perforación de dos pozos en el tercer trimestre. Los gastos en Neiva se relacionan con la perforación de tres pozos en el trimestre.

Los costos de Perú se relacionan con costos de obras civiles vinculadas a la preparación de locaciones así como bases logísticas para nuestro programa de perforación inicial de tres pozos.

Los costos del Piedemonte se relacionan con la construcción de obras civiles asociadas con la preparación de locaciones para los pozos Bromelia y Canatua y los costos de perforación inicial para el revestimiento de la superficie del pozo Bromelia.

RESUMEN DE LOS RESULTADOS TRIMESTRALES

	NIIF							PCGA
	2011			2010				2009
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Financieros (\$ millones, salvo que se indique lo contrario)								
Ingresos de Petróleo Crudo	363,0	378,0	349,7	250,6	231,5	318,8	247,8	160,6
Flujo de fondos de operaciones	196,4	194,7	181,8	153,3	128,5	176,0	140,1	106,2
Por acción– básica (\$)	1,93	1,88	1,76	1,52	1,29	1,77	1,42	1,08
– diluída (\$)	1,66	1,62	1,49	1,29	1,17	1,68	1,33	1,03
Utilidad neta ajustada ^{(1) (3)}	58,8	113,9	75,8	34,6	59,1	95,7	93,4	51,2
Por acción – básica (\$)	0,58	1,10	0,73	0,34	0,59	0,96	0,95	0,52
– diluída (\$)	0,55	0,99	0,60	0,33	0,58	0,93	0,90	0,51
Utilidad neta (pérdida)	133,7	215,7	36,8	(72,5)	27,2	95,7	93,4	51,2
Por acción – básica (\$)	1,31	2,08	0,35	(0,72)	0,27	0,96	0,95	0,52
– diluída (\$)	0,55	0,99	0,34	(0,72)	0,27	0,93	0,90	0,51
Generales y administrativos	7,8	8,9	9,6	7,8	6,5	5,1	5,0	3,9
PP&E y adiciones de E&E	210,4	174,8	149,5	162,8	119,1	112,8	111,7	82,0
Operaciones								
Netback operativo (\$/bbl) ⁽¹⁾								
Precio de referencia Brent	113,38	118,32	104,89	87,49	77,02	79,59	76,75	74,51
Precio de Referencia WTI	89,54	102,34	94,61	85,34	76,15	78,06	79,08	76,19
Ajuste por calidad, tarifas de oleoductos, comercialización	9,30	3,63	3,29	(4,94)	(3,93)	(7,01)	(7,48)	(9,87)
Precio ventas petróleo	98,84	105,97	97,90	80,40	72,22	71,05	71,60	66,32
Transporte en Camión	11,08	10,82	9,36	6,51	7,68	7,52	6,95	4,57
Precio realizado del petróleo	87,76	95,15	88,54	73,89	64,54	63,53	64,65	61,75
Regalías ⁽²⁾	10,73	12,82	11,50	12,06	9,09	6,35	7,12	6,76
Gastos de Producción	15,92	12,74	7,70	13,06	7,63	6,25	6,48	7,62
Netback Operativo	61,11	69,59	69,34	48,77	47,82	50,93	51,05	47,37
Producción de petróleo crudo (bppd)	37.124	40.308	40.802	33.142	32.667	44.203	38.199	24.555
Ventas de petróleo producido (bppd)	39.923	39.202	39.688	32.138	32.696	49.466	38.462	25.607

⁽¹⁾ Medición fuera del marco NIIF. Ver apartado "Mediciones fuera del marco NIIF".

⁽²⁾ Neto de transporte y excluye ingresos por compras de petróleo.

⁽³⁾ La utilidad neta ha sido ajustada por los efectos de la pérdida en el pasivo en derivados financieros y el pago único de impuesto al patrimonio de 4 años registrado en el primer trimestre de 2011.

Los factores significativos que influenciaron los resultados trimestrales fueron:

- La producción en 2011 aumentó principalmente debido al descubrimiento de Yatay que entró en producción a principios de 2011. La producción del tercer trimestre estuvo impactada negativamente por aproximadamente 2.200 bppd debido a la suspensión de la producción durante 7 días en los Bloques Corcel y Guatiquia a causa de los bloqueos de vías;
- La producción en el 2010 fue superior a la de 2009 debido principalmente al descubrimiento de Candelilla que entró en producción a principios de 2010. Durante el segundo trimestre de 2010 la producción promedió 44.203 bppd, más alto que otros trimestres, debido a que estuvieron en producción los tres pozos de Candelilla desde la formación Lower Sand;
- El transporte por camión por barril aumentó en 2011 principalmente debido a más altas tarifas de transporte por carretera y entregas a destinos más lejanos;
- A partir del tercer trimestre de 2010, nuestra tasa de regalías por barril aumentó debido al inicio de pagos de participación por precios altos sobre la producción del área de Candelilla;
- Los costos operacionales del cuarto trimestre de 2010 fueron mayores debido principalmente al ajuste de costos histórico en el Bloque Orito, excluyendo este ajuste, los costos operacionales hubieran sido de \$8,15 por barril;

- Los gastos operacionales del segundo y tercer trimestre de 2011 incrementaron por el número de reacondicionamientos realizados en algunos pozos y el aumento en el precio de transporte por carrotaque y manejo de agua; y
- Los gastos de capital se han venido incrementando consistentemente con nuestro crecimiento operativo y programas de perforación.

RECURSOS DE LIQUIDEZ Y CAPITAL

Con base en la situación financiera de la Compañía al 30 de septiembre de 2011 y flujos de caja futuros proyectados, la administración espera que la Compañía sea capaz de financiar sus programas de inversión y cumplir sus obligaciones financieras, incluidos los reembolsos de la deuda. La Compañía considera que está bien posicionada financieramente, con una significativa capacidad de crédito disponible, activos que están proporcionando netbacks operativos fuertes, junto con un extenso inventario de prospectos de exploración. La Compañía tiene un historial de generación de flujos de fondos de operaciones positivos y para el tercer trimestre de 2011 reportó un flujo de fondos de las operaciones de \$198,1 millones.

FUENTES DE LIQUIDEZ

Tipo de Activos	septiembre 30, 2011	diciembre 31, 2011
Excedentes de capital de trabajo ⁽¹⁾	134,0	580,2
Facilidades de crédito disponibles basadas en reservas	150,0	150,0
Total	284,0	730,2

1) A septiembre 30 de 2011, los equivalentes de caja de \$275,4 millones fueron invertidos en bancos de alta calidad crediticia con diferentes vencimientos de hasta 90 días. Las inversiones fueron realizadas principalmente en dos bancos internacionales.

El flujo de entrada de efectivo de la Compañía durante el tercer trimestre y los primeros nueve meses del año están resumidos en la siguiente tabla, la cual deriva del flujo de caja consolidado de Petrominerales.

Fuentes de Caja	Tres meses terminados el 30 de septiembre,			Nueve meses terminados el 30 de septiembre,		
	2011	2010	Change	2011	2010	Change
Caja proveniente de actividades de operación	198,1	127,4	55%	540,4	423,6	28%
Emisión de acciones ordinarias	1,1	1,8	(44%)	4,0	6,0	(33%)
Otros, incluyendo los bonos convertibles	(0,1)	533,2	(100%)	(0,9)	533,2	(100%)
Total	199,1	639,1	(69%)	543,5	974,5	(44%)

REQUERIMIENTOS DE CAJA

El siguiente cuadro muestra un resumen de liquidez consolidada y compromisos de capital sobre la base de los compromisos y obligaciones de deuda existentes (incluida la amortización de los intereses):

Tipo de Obligación	Total	< 1 año	1-3 años	Después
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	289,1	289,1	-	-
Impuesto de renta por pagar	64,1	64,1	-	-
Impuesto al patrimonio por pagar a largo plazo	12,8	-	12,8	-
Bonos convertibles ⁽¹⁾	620,8	14,5	28,8	577,5
Pasivos por desmantelamiento y remediación ambiental	106,2	-	-	106,2
Contratos de exploración ⁽²⁾	190,3	147,0	43,3	-
Contratos de almacenamiento y transporte	10,8	5,8	5,0	-
Inversión en oleoducto ⁽³⁾	39,6	39,6	-	-
Alquiler oficina	6,6	2,0	4,1	0,5
Total	1.340,3	562,1	94,0	684,2

- (1) Incluye el interés efectivo sobre los bonos convertibles de \$550 millones que vencen en el 2016 e incluye un cupón anual de 2,625% pagable semestralmente. Los bonos son convertibles en acciones ordinarias de Petrominerales a un precio de conversión de US\$34,3147 por acción, sujeto a ajustes a los dividendos. Si se convierten, la Compañía tiene la opción de entregar un total de 16.028.116 acciones ordinarias o el equivalente en efectivo al precio de mercado de las 16.028.116 acciones ordinaria basadas en un promedio ponderado del precio de la acción de los siguientes 20 días bursátiles luego de la notificación de conversión. Adicionalmente, los tenedores de los bonos tendrán derecho a una opción put (de vender) del prepago de los bonos al 100 por ciento del valor par más sus intereses el 25 de agosto de 2013. Los tenedores de los bonos deberán ejercer su opción put dentro de los siguientes 30 días entre el periodo comprendido de junio 10 a Julio 10 de 2013.
- (2) De conformidad con los contratos de exploración, la Compañía tiene compromisos de trabajo por un total de \$190,3 millones que se deben completar durante los próximos tres años. Los compromisos de trabajo son en el curso normal de las actividades comerciales que incluyen la adquisición y procesamiento de datos sísmicos y la perforación de pozos de exploración. La Compañía ha emitido cartas de crédito por un total de \$45,9 millones para garantizar las obligaciones derivadas de estos contratos de exploración.
- (3) La Compañía es propietaria del 9,65 por ciento del proyecto del Oleoducto Bicentenario de Colombia ("OBC"). El oleoducto será construido en tres fases, de las cuales la Compañía se ha comprometido hasta la primera fase. La primera fase del proyecto conectará la producción de la Cuenca Llanos de Araguañey a Banadia. Esta fase tendrá un costo de aproximadamente \$1,0 mil millones (\$96,5 millones netos) y añadirá aproximadamente 120.000 bpd (11.580 bppd netos) de capacidad de descarga en el tercer trimestre de 2012. En última instancia, las fases dos y tres del proyecto se espera se completen a finales de 2014 y añadirá otros 330.000 bppd de capacidad de transporte a un costo incremental bruto total de aproximadamente \$4,4 mil millones (\$425 millones netos). Petrominerales tiene la opción de participar en las fases siguientes.

Usos de la Caja	Tres meses terminados el 30 de septiembre,			Nueve meses al 30 de septiembre,		
	2011	2010	Variación	2011	2010	Variación
Caja usada para actividades de inversión y financiamiento						
Gastos en PP&E y E&E ⁽¹⁾	(210,4)	(119,1)	77%	(534,7)	(343,6)	56%
Inversión en oleoductos ^{(2) (3)}	(264,2)	-	100%	(340,8)	-	100%
Dividendos pagados ⁽⁴⁾	(13,4)	(12,0)	12%	(40,6)	(12,2)	233%
Recompra de acciones ⁽⁵⁾	(84,3)	-	100%	(96,3)	-	100%
Otros	8,1	(23,9)	-%	20,8	(0,4)	-%
	(564,2)	(155,5)	263%	(991,6)	(368,2)	169%

- (1) Revisar la anterior sección de gastos de capital para la explicación sobre la caja usada para gastos de PP&E y E&E.
- (2) La compañía adquirió el 5% de participación en el Oleoducto Central S.A. ("Ocensa") de crudo por parte de Total E&P Holdings ("Total"), por un precio de compra de \$281 millones. A junio 30 pagamos un anticipo de US\$28.1 millones y el restante de \$252,9 millones fue pagado en julio 20 de 2011.
- (3) Ver nota 3 de la tabla anterior.
- (4) Petrominerales inició el pago trimestral de dividendos por Cdn.\$0,125 por acción a partir del segundo trimestre de 2010. La estrategia de Petrominerales es la de ejecutar un plan de negocio con enfoques de exploración diversificados que permite crecer mientras se ofrece dividendos a los accionistas.
- (5) La Bolsa de Valores de Toronto ("TSX") aprobó el programa NCIB de recompra de acciones en el mercado abierto por parte de la Compañía, de acuerdo a la regulación del TSX. Petrominerales está autorizado a comprar hasta 8.212.601 acciones, representando aproximadamente el 10% del flotante público de las acciones de Petrominerales, tal y como se define en las políticas del TSX. Durante los primeros 9 meses del 2011, la Compañía recompró 3.353.489 acciones a un precio promedio de \$28,72.

Petrominerales mantiene líneas de crédito operativas en Colombia que son usadas principalmente para la emisión de cartas de crédito y que soportan los compromisos exploratorios. A septiembre 30 de 2011 las cartas de crédito que fueron usadas contra el cupo aprobado sumaron en total \$41,6 millones. La Compañía también tiene una carta de crédito por \$4,3 millones emitida en Perú para el Bloque 126.

La Compañía está en cumplimiento con los acuerdos incluidos en sus líneas de crédito y compromisos de los bonos convertibles. La línea de crédito contiene compromisos financieros de mantener una proporción de deuda bancaria a ganancias de los últimos doce meses antes de intereses, impuestos, agotamiento, depreciación y amortización por debajo de 3,0 veces y mantener una razón corriente superior a 1,0 (activo corriente dividido por pasivo corriente menos deuda bancaria sin utilizar y la porción de pasivos de los bonos convertibles). Las obligaciones convertibles tienen compromisos financieros para mantener una relación entre el valor en libros del patrimonio a activos totales de al menos 30 por ciento y limitar el monto de garantías y gravámenes que la Compañía tiene en el valor en libros de sus activos totales al 35 por ciento.

ACCIONES ORDINARIAS

El número total de acciones ordinarias de Petrominerales, opciones sobre acciones, acciones ordinarias diferidas y acciones de incentivo vigentes al 2 de noviembre de 2011 fue 107.128.622 (acciones ordinarias -99.626.484, opciones sobre acciones - 6.272.585, acciones ordinarias diferidas - 176.094, acciones de incentivo - 1.053.459).

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

El 31 de diciembre de 2010, el anterior accionista principal de la Compañía, Petrobank, distribuyó su participación del 65 por ciento en Petrominerales entre sus accionistas. La Compañía era parte de un Contrato de Gestión de Servicios con Petrobank que estipulaba ciertos servicios, incluidos los ejecutivos, corporativos, legales, de administración, finanzas, tesorería, contabilidad, tecnología de la información, soporte en recursos humanos y áreas de oficinas para los empleados de Petrominerales ubicados en Calgary, Alberta. Como resultado de la distribución de acciones el 31 de diciembre de 2010, las compañías ya no están relacionadas.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2011 a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado el 31 de diciembre de 2010.

Sensibilidades

Las ganancias y flujo de caja de la Compañía son sensibles a los cambios en el precio del crudo. Los siguientes factores demuestran el impacto esperado en el flujo de caja anualizado antes de impuestos:

Cambio de:		(millones)
Brent	\$1,00/bbl precio de referencia Brent (suponiendo 40.000 bppd)	\$12,7
Petróleo Crudo	1.000 bppd de producción @ \$85/bbl Brent	\$20,0

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMACIONES CRÍTICAS

La administración de la Compañía hizo juicios, suposiciones y estimaciones en la preparación de estos estados financieros. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones, y esas diferencias pueden ser sustanciales. Las bases de presentación y las políticas significativas de contabilidad de la Compañía se pueden encontrar en las notas a los estados financieros intermedios consolidados. Los comentarios siguientes destacan los cambios significativos en las políticas contables críticas y estimaciones de lo divulgado en el MD&A de la Compañía para el año que termina el 31 de diciembre de 2010, como resultado de la adopción de las NIIF.

Activos de Exploración y Evaluación

La decisión sobre la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de los activos de exploración y evaluación consiste en una serie de supuestos, tales como reservas estimadas, proyecciones de precios de bienes básicos, volúmenes de producción esperados y tasas de descuento, todos los cuales están sujetos a cambios importantes en el futuro.

Balance de apertura – Bases bajo Costo Total (Full Cost Pools)

En la transición a NIIF, las bases bajo costo total (full cost pool) bajo los PCGA Canadienses fue asignado a nuestras áreas NIIF sobre la base de valores estimados de reservas probadas. La estimación de valores de reservas probadas requirió una serie de supuestos y estimaciones, incluidas las cantidades de reservas, volúmenes de producción esperados, precios futuros de bienes básicos, tasas de descuento, así como futuros costos de desarrollo y operación. Las estimaciones de valor razonable resultantes no necesariamente pueden ser indicativos de las cantidades que se pueden realizar o liquidar en una transacción de mercado actual, ni representan los costos históricos gastados.

Estimados de Reservas

Bajo las NIIF, las estimaciones de reservas a nivel de área, en lugar de centro de costo país, puede tener un impacto significativo en la utilidad neta, ya que son un componente clave en el cálculo de DD&A. Una revisión a la baja en la estimación de las cantidades de reservas podría resultar en un cargo mayor de DD&A a las utilidades. Además, DD&A se calcula utilizando estimaciones de reservas probadas y probables.

Las estimaciones de las reservas pueden tener un impacto significativo sobre la utilidad neta y el valor contable de los activos de capital. El proceso de estimación de reservas requiere de unos juicios importantes basados en datos disponibles geológicos, geofísicos, de ingeniería, datos económicos, tasas proyectadas de producción, proyecciones estimadas de precios de productos básicos y los tiempos para gastos futuros, todos los cuales están sujetos a la interpretación y la incertidumbre. Los estimados de reservas impactan la utilidad neta a través del gasto de agotamiento y la aplicación de la prueba de deterioro. Las revisiones o cambios en las estimaciones de reservas pueden tener un efecto positivo o negativo en las utilidades netas y pueden afectar el valor en libros de los activos de capital.

Los acreedores también usan las estimaciones de reservas para evaluar la base de endeudamiento permitido por las facilidades de crédito garantizadas. Los cambios en las estimaciones de reservas pueden dar lugar a aumentos o disminuciones en la base de endeudamiento, lo cual podría afectar la situación financiera de la Compañía.

Deterioro de Activos

Para la prueba de deterioro, la evaluación de hechos y circunstancias es un proceso subjetivo que a menudo implica un número de estimaciones y está sujeto a interpretación. Además, las pruebas de activos o Unidades

Generadoras de Efectivo (abreviado en inglés como "CGU") por deterioro, así como la evaluación de las reversiones potenciales de depreciación, requiere estimaciones del monto recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo. La estimación de una cantidad recuperable requiere una serie de supuestos y estimaciones, incluidas las cantidades de reservas, volúmenes de producción esperados, precios futuros de bienes básicos, tasas de descuento, así como futuros costos de desarrollo y operación. Estos supuestos y estimaciones están sujetos a cambios a medida que haya nueva información disponible y cambios en cualquiera de los supuestos, tales como una disminución de reservas por revisión, la disminución de los precios de bienes básicos o un aumento en costos, podría resultar en un deterioro del valor en libros de un activo o CGU.

Pasivos Derivados

Los Bonos Convertibles del 2016, si son convertidos por el titular, podrán ser liquidados en efectivo o en acciones ordinarias a opción de la Compañía. El potencial de un pago en efectivo al vencimiento resulta en un pasivo en derivados. Como resultado de la medición del pasivo por el pago potencial relacionado con la característica de conversión bajo los acuerdos de obligaciones convertibles a valor razonable según las NIIF, habrán fluctuaciones en el valor razonable estimado que afectarán las ganancias y pérdidas de pasivos por derivados que se reconocen. El valor razonable del pasivo fluctúa, ya que se basa en supuestos de tasa de interés libre de riesgo, el precio de la acción al final del periodo, así como la volatilidad del precio de la acción.

Impuesto de Renta Diferido

La Compañía reconoce un pasivo diferido de impuesto de renta sobre la base de las estimaciones de las diferencias temporales entre los valores contables y fiscales de sus activos, pasivos, impuestos y bases de impuestos. Una estimación también se utiliza para los tiempos y tasa del impuesto a la reversión de las diferencias temporales y para cualquier conflicto potencial futuro en las declaraciones de impuestos. Las diferencias reales y el momento de las reversiones pueden diferir de las estimaciones, impactando el saldo del impuesto de renta diferido y la utilidad neta.

Contingencias

En el curso normal de operaciones, Petrominerales tiene disputas con participantes de la industria para los que la Compañía actualmente no puede determinar el resultado final. Petrominerales registra los costos a medida que incurre en ellos o se pueden determinar. La Dirección considera que la resolución de estos asuntos no tendría un efecto material adverso en la situación financiera consolidada de la Compañía o los resultados de las operaciones.

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

En noviembre de 2009, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) emitió la NIIF 9 "Instrumentos Financieros", que es el resultado de la primera fase del proyecto de la IASB para reemplazar a la NIC 39, "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". En octubre de 2010, se revisó el estándar. El estándar nuevo y revisado sustituye a la actual clasificación múltiple y modelos de medición de los activos y pasivos financieros con un modelo único que tiene sólo dos categorías de clasificación: el costo amortizado y valor razonable. La adopción de este estándar no debería tener impacto material en los estados financieros consolidados de la Compañía.

En mayo de 2011, el IASB emitió la NIIF 10, "Estados Financieros Consolidados", que proporciona orientación adicional para determinar si una sociedad que recibe inversión debe ser consolidada. El lineamiento se aplica a todas las sociedades participadas. Se requiere que la norma se adopte para los períodos

comenzando el 1 de Enero del 2013. Estamos evaluando el impacto estándar que puede tener en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

En mayo de 2011, el IASB emitió la NIIF 11, que presenta un nuevo modelo para determinar si una entidad debe contabilizar acuerdos conjuntos con la consolidación proporcional o el método de participación patrimonial. La entidad tendrá que seguir la sustancia más que la forma legal de un acuerdo conjunto y ya no tendrá la opción de método de contable. Se requiere que la norma se adopte para los períodos comenzando el 1 de Enero del 2013. Estamos evaluando el impacto estándar que puede tener en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

En mayo de 2011, el IASB emitió la NIIF 12, "Divulgación de Participaciones en Otras Entidades, que agrega y modifica los requisitos de divulgación incluidos en otras normas. La norma requiere que una compañía suministre información acerca de las subsidiarias, acuerdos conjuntos, asociados y entidades no consolidadas estructuradas. Se requiere que la norma se adopte para los períodos comenzando el 1 de enero del 2013. Estamos evaluando el impacto estándar que puede tener en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

En mayo de 2011, el IASB emitió la NIIF 13, "La Medición del Valor Razonable ", para proporcionar una guía completa para los casos en que NIIF exige el uso de valor razonable. La norma proporciona orientación para determinar el valor razonable y requiere divulgación sobre dichas mediciones. Se requiere que la norma se adopte para los períodos comenzando el 1 de enero del 2013. Estamos evaluando el impacto estándar que puede tener en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

En mayo de 2011, el IASB emitió enmiendas a la NIC 27, "Estados Financieros Individuales", para establecer los requisitos contables y de divulgación de las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas cuando la entidad elabore estados financieros separados y sustituye a la actual NIC 27 Estados Financieros Consolidados y Separados como la guía de consolidación se incluye NIIF 10 Estados Financieros Consolidados. Estamos evaluando el impacto estándar que puede tener en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

En mayo de 2011, el IASB emitió enmiendas a la NIC 28, "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos", para establecer la contabilidad de las inversiones en asociadas y define cómo el método de participación se aplica en la contabilización de asociadas y negocios conjuntos. Estamos evaluando el impacto que puede tener en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

En junio de 2011, el IASB emitió enmiendas a la NIC 1, "Presentación de las Partidas de Otros Ingresos", para separar las partidas de otros resultados integrales (OCI), entre los que se reclasifican a resultados y los que no lo hacen. Se requiere que la norma se adopte para los períodos comenzando en o después del 1 de julio del 2012. Estamos evaluando el impacto que puede tener en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

POLÍTICAS REGULATORIAS

Certificación de la Información Divulgada en Documentos Interinos

De acuerdo con el Instrumento Multilateral 52-109 de los Administradores de Valores de Canadá, la Compañía entrega trimestralmente un "Certificado Provisional de Registro" ("Certificación"). La Certificación exige que los funcionarios que certifican, declaren que ellos son responsables de establecer y mantener controles y procedimientos de divulgación ("DC&P"), así como el control interno sobre los informes financieros ("CIIF").

La Certificación exige que los funcionarios que emiten la certificación declaren que ellos diseñaron el DC&P, o hicieron que se diseñara bajo su supervisión, para proporcionar una seguridad razonable de que: (i) la información material relacionada con Petrominerales se da a conocer a los funcionarios que emiten la certificación por otros, (ii) la información requerida para ser divulgada por Petrominerales en los informes presentados ante, o enviados a las autoridades reguladoras de valores es registrada, procesada, resumida y reportada dentro de los períodos de tiempo especificados por la legislación de valores de Canadá. Además, la Certificación requiere que los funcionarios que emiten la certificación declaren que han diseñado el CIIF, o han hecho que se diseñe bajo su supervisión, para proporcionar una seguridad razonable sobre la confiabilidad de la información financiera y la preparación de estados financieros para propósitos externos.

Durante el trimestre y nueve meses terminados el 30 de septiembre 2011, no ha habido ningún cambio en el CIIF de la Compañía que la haya afectado materialmente, o que probablemente afecte materialmente el CIIF de la Compañía. La Compañía ha tenido continuamente sistemas relacionados con DC&P y CIIF y seguirá monitoreando dichos procedimientos a medida que evolucionan los negocios de la Compañía.

PERSPECTIVAS

Nuestro objetivo a largo plazo se centra en la entrega de éxitos exploratorios, la construcción de un valor neto de activos y la generación de atractivos retornos totales para los accionistas a través de las siguientes estrategias:

- Crecimiento material en reservas a través de la ejecución de un programa equilibrado y diversificado de perforación exploratoria;
- Mantener un inventario de perforación de varios años de prospectos de exploración por medio de una continua adición a nuestra posición en tierras y la adquisición de sísmica 3D de alta calidad sobre esas tierras;
- Producir reservas de manera económica y con el mejor enfoque de la categoría;
- Liderazgo en exploración de petróleo y gas mediante el uso de tecnología, innovación y el respeto permanente por la salud y la seguridad de nuestros empleados, el énfasis en desempeño medioambiental, líder en la industria y un verdadero diálogo con nuestras partes interesadas;
- Crecimiento financiado internamente por medio de la generación de flujo de caja a partir de nuestros activos; y
- Entregar a los inversionistas un dividendo, producto de sus acciones.

Los principales desafíos que deben ser gestionados eficazmente para habilitar nuestro crecimiento son la volatilidad de los precios de bienes básicos, permisos y autorizaciones gubernamentales, regulaciones ambientales y las presiones competitivas en nuestra industria. Los detalles adicionales sobre el impacto de estos factores en nuestros resultados de 2010 se discutió en la sección de Riesgo de nuestro Formulario de Información Anual ("AIF") para el año finalizado el 31 de diciembre de 2010.

Además de los planes discutidos en este MD&A, favor ver el Resumen Operativo del tercer trimestre de 2011 de la Compañía.

Declaraciones Prospectivas. *Cierta información contenida en este informe constituye declaraciones prospectivas. Las palabras "anticipar", "esperar", "proyectar", "estimar", "pronosticar" y expresiones similares tienen la intención de identificar tales declaraciones prospectivas. En concreto, este informe contiene declaraciones prospectivas relacionadas con la coordinación de proyectos de capital, resultados financieros, resultados de operaciones y participaciones y costos del OBC. La información prospectiva se basa en expectativas y suposiciones clave hechas por Petrominerales, incluidas las hipótesis sobre el éxito de las actividades de*

perforación futuras, el rendimiento de los pozos existentes, precios prevalecientes de bienes básicos, disponibilidad de mano de obra y servicios, recepción de permisos y aprobaciones regulatorias requeridas y el desempeño de las actividades previstas por los socios de la industria. Se advierte al lector que los supuestos utilizados en la preparación de dicha información, aunque se considere razonable en el momento de la preparación, pueden ser incorrectas. Los resultados reales alcanzados durante el período pronosticado pueden variar de la información proporcionada en este documento como resultado de numerosos riesgos conocidos y desconocidos e incertidumbres y otros factores. Un análisis de los riesgos e incertidumbres se pueden encontrar en los registros de valores Canadienses de la Compañía. Tales factores incluyen, pero no se limitan a: condiciones económicas de mercado y de negocios generales, fluctuaciones en los precios del petróleo; los resultados de la perforación de exploración y desarrollo, recompletamientos y actividades relacionadas; tiempo y disponibilidad de equipos, resultado de las negociaciones del contrato de exploración, fluctuaciones en tasas de cambio de moneda extranjera, incertidumbre en las estimaciones de reservas, cambios en las regulaciones ambientales y otros, riesgos asociados con operaciones petroleras y de gas; dependencia de los asociados en relación con la construcción del OBC y otros factores, muchos de los cuales están fuera del control de la Compañía. No hay representación de Petrominerales en sentido de que los resultados reales obtenidos durante el período de pronóstico serán iguales en su totalidad o en parte, a los pronosticados. Salvo que sea requerido por las leyes de valores aplicables, Petrominerales no asume ninguna obligación de actualizar o revisar públicamente ninguna declaración prospectiva contenida en este o en cualquier otro lugar, ya sea como resultado de nueva información, eventos futuros u otros.

Mediciones fuera del marco NIIF. Este informe contiene las condiciones financieras que no se consideran medidas de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), tales como el flujo de fondos de operaciones, utilidad neta ajustada, flujo de fondos por acción, utilidad neta ajustada por acción, superávit neto de capital de trabajo y netback operativo. Estas medidas se utilizan por lo general en la industria de petróleo y gas y se consideran informativas para la dirección y los accionistas. Nosotros evaluamos nuestro desempeño y el de nuestros segmentos de negocio basado en el flujo de caja de operaciones y la utilidad neta ajustada. El flujo de fondos de operaciones es un término no-NIFF que representa la caja generada por las operaciones antes de cambios en capital de trabajo no efectivo. La utilidad neta ajustada se determina mediante la adición de las pérdidas o deducción de las ganancias sobre los pasivos de derivados. La Dirección considera importantes el cálculo del flujo de fondos de las operaciones, flujo de fondos por acción, utilidad neta ajustada y la utilidad neta ajustada por acción, ya que ayudan a evaluar el desempeño y demostrar la capacidad de la empresa de generar efectivo suficiente para financiar futuras oportunidades de crecimiento y pago de la deuda. El superávit neto de capital de trabajo incluye los activos corrientes menos cuentas por pagar, pasivos acumulados, impuestos sobre la renta por pagar y la parte corriente del monto de principal de los bonos convertibles (cuando están fuera del dinero y no reembolsables en acciones al vencimiento) y se utiliza para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. El netback operativo se determina con dividiendo las ventas de petróleo menos regalías, transporte y gastos operativos por el volumen de ventas de petróleo producido. La Dirección considera el netback operativo importante, ya que es una medida de rentabilidad por barril vendido, y refleja la calidad de la producción. El flujo de fondos de operaciones, flujo de fondos por acción, utilidad neta ajustada, superávit neto de capital de trabajo y netbacks operativos no pueden ser comparables a los reportados por otras compañías ni tampoco deben ser vistos como una alternativa al flujo de caja de operaciones, utilidad neta y otras medidas desempeño financiero calculadas de acuerdo con las NIIF.

ESTADOS INTERMEDIOS CONSOLIDADOS DE POSICION FINANCIERA (SIN AUDITAR)

(Millones de dólares estadounidenses)

A	Nota	Septiembre 30, 2011	Diciembre 31, 2010	Enero 1, 2010
			(Nota 23)	(Nota 23)
ACTIVOS				
Activo corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo		\$ 275,4	\$ 723,3	\$ 63,0
Comercio y otras cuentas por cobrar	20	211,0	155,6	47,5
Impuesto de renta por cobrar		-	4,3	8,5
Inventario de petróleo crudo		0,8	6,1	1,4
		487,2	889,3	120,4
Activos no corrientes				
Otros activos	7	22,8	25,3	26,5
Activos de exploración y evaluación	8	396,2	264,9	84,2
Propiedad, planta y equipo	9	859,9	648,1	489,0
Inversiones en oleoductos	11	340,8	-	-
Plusvalía	10	5,0	5,0	-
		1.624,7	943,3	599,7
Activo total		\$ 2.111,9	\$ 1.832,6	\$ 720,1
PASIVO Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS				
Pasivo corriente				
Acreedores comerciales y otras por pagar		\$ 289,1	\$ 309,1	\$ 106,9
Impuesto de renta por pagar		64,1	-	-
Bonos convertibles	15	-	-	76,8
		353,2	309,1	183,7
Pasivo no corriente				
Pasivos de Impuestos Diferidos	17	154,6	104,0	25,2
Porción a largo plazo del impuesto al patrimonio	17	12,8	-	-
Bonos convertibles	15	450,3	437,8	-
Pasivos financieros derivados	12,15	103,0	240,2	-
Pasivos por desmantelamiento	16	62,2	34,9	16,3
Total liabilities		1.136,1	1.126,0	225,2
Patrimonio de los accionistas				
Componente Patrimonial de Bonos Convertibles	15	-	-	10,4
Acciones ordinarias	12	297,7	301,9	197,7
Reserva para pagos basado en acciones	12	34,2	21,3	9,9
Utilidades retenidas		643,9	383,4	276,9
		975,8	706,6	494,9
Total pasivo y patrimonio de los accionistas		\$ 2.111,9	\$ 1.832,6	\$ 720,1

Compromisos y Contingencias (Nota 22)

Las notas adjuntas son parte integral de estos estados financieros intermedios consolidados.

ESTADOS INTERMEDIOS CONSOLIDADOS DE OPERACIONES Y UTILIDAD (SIN AUDITAR)

(Millones de dólares estadounidenses, excepto montos por acción)

		Tres meses finalizado el 30 de septiembre,		Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,	
	Nota	2011	2010	2011	2010
			(Nota 23)		(Nota 23)
Ingresos					
Petróleo		\$ 363,0	\$ 231,5	\$ 1.090,7	\$ 798,1
Regalías		(39,4)	(27,3)	(126,2)	(77,7)
		323,6	204,2	964,5	720,4
Gastos Operativos					
Producción		58,5	22,9	131,4	70,7
Transporte		40,7	23,1	112,7	69,4
Petróleo comprado		-	14,4	0,1	52,3
Agotamiento y depreciación	9	89,4	50,4	220,8	153,8
Generales y administrativos		7,8	6,7	26,3	16,8
Costos de adquisición	10,11	1,7	0,1	2,1	1,2
Impuesto al patrimonio colombiano	17	-	0,6	27,7	1,6
Compensación basada en acciones	12	4,1	4,4	15,1	9,5
		202,2	122,6	536,2	375,3
Ingresos financieros netos (gastos)	6	75,5	(44,8)	104,3	(55,3)
Utilidad antes de impuestos		196,9	36,8	532,6	289,8
Impuestos de Renta	17	63,2	9,6	146,4	73,5
Utilidad neta y utilidad integral		\$ 133,7	\$ 27,2	\$ 386,2	\$ 216,3
Utilidad neta por acción					
Básica	13	\$ 1,31	\$ 0,27	\$ 3,75	\$ 2,18
Diluida	13	\$ 0,55	\$ 0,27	\$ 2,22	\$ 2,12

Las notas adjuntas son parte integral de estos estados financieros intermedios consolidados.

ESTADO INTERMEDIO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO (SIN AUDITAR)

(Millones de dólares estadounidenses)

	Nota	Tres meses finalizado el 30 de septiembre,		Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,	
		2011	2010	2011	2010
			(Nota 23)		(Nota 23)
Acciones ordinarias:					
Saldo al comienzo del período		\$ 304,8	\$ 202,8	\$ 301,9	\$ 197,7
Recompra y cancelación de acciones	12	(8,7)	-	(9,9)	-
Ejercicio de opciones sobre acciones, acciones ordinarias diferidas y acciones incentivo	12	1,6	2,6	5,7	7,7
Saldo al final del período		\$ 297,7	\$ 205,4	\$ 297,7	\$ 205,4
Componente Patrimonial de Bonos Convertibles:					
Saldo al comienzo del período	15	\$ -	\$ 10,4	\$ -	\$ 10,4
Conversión de bonos convertibles	15	-	-	-	-
Saldo al final del período		\$ -	\$ 10,4	\$ -	\$ 10,4
Reserva para Pagos Basado en Acciones:					
Saldo al comienzo del período		\$ 30,8	\$ 14,1	\$ 21,3	\$ 9,9
Ejercicio de opciones sobre acciones, acciones ordinarias diferidas y acciones incentivo	12	(0,5)	(0,7)	(1,7)	(1,6)
Compensación basada en acciones	12	3,9	4,4	14,6	9,5
Saldo al final del período		\$ 34,2	\$ 17,8	\$ 34,2	\$ 17,8
Utilidades retenidas:					
Saldo al comienzo del período		\$ 598,0	\$ 454,3	\$ 383,4	\$ 276,9
Utilidad neta y utilidad integral		133,7	27,2	386,2	216,3
Dividendos	12	(12,2)	(12,5)	(39,3)	(24,2)
Recompra y cancelación de acciones	12	(75,6)	-	(86,4)	-
Saldo al final del período		\$ 643,9	\$ 469,0	\$ 643,9	\$ 469,0
Total del Patrimonio:					
Saldo al comienzo del período		\$ 933,6	\$ 681,6	\$ 706,6	\$ 494,9
Utilidad neta y utilidad integral		133,7	27,2	386,2	216,3
Dividendos	12	(12,2)	(12,5)	(39,3)	(24,2)
Recompra y cancelación de acciones	12	(84,3)	-	(96,3)	-
Ejercicio de opciones sobre acciones, acciones ordinarias diferidas y acciones incentivo	12	1,1	1,9	4,0	6,1
Compensación basada en acciones	12	3,9	4,4	14,6	9,5
Saldo al final del período		\$ 975,8	\$ 702,6	\$ 975,8	\$ 702,6

Las notas adjuntas son parte integral de estos estados financieros intermedios consolidados.

ESTADO INTERMEDIO CONSOLIDADO DE FLUJO DE CAJA (SIN AUDITAR)

(Millones de dólares estadounidenses)

	Nota	Tres meses finalizado el 30 de septiembre,		Nueve meses finalizado el 30 de septiembre,	
		2011	2010	2011	2010
			(Nota 23)		(Nota 23)
Actividades Operativas					
Net income for the period		\$ 133,7	\$ 27,2	\$ 386,2	\$ 216,3
Utilidad neta para el período					
Ajustes por partidas no monetarias:					
Agotamiento y depreciación	9	89,4	50,4	220,8	153,8
Impuestos diferidos	17	43,7	10,3	50,6	22,8
Amortización de bonos convertibles	15	4,3	2,9	12,5	5,4
Amortización de descuentos	16,17	0,8	0,3	2,8	0,6
Amortización de descuentos	12	4,1	4,4	15,1	9,5
Compensación basada en acciones	6,15	(74,9)	31,9	(137,7)	31,9
Ganancia no realizada en pasivos financieros derivados	7	1,3	1,1	3,7	4,2
Amortización de otros activos	17	-	0,6	27,7	1,6
Impuesto al patrimonio colombiano - gasto	17	(1,6)	-	0,1	-
Impuesto al patrimonio colombiano - Cambio en moneda extranjera	17	(4,4)	(0,6)	(8,9)	(1,6)
		196,4	128,5	572,9	444,5
Cambios en capital de trabajo no monetario	21	-	(1,5)	(97,3)	(56,2)
Gasto corriente de impuesto de renta	17	19,5	(0,7)	95,8	50,7
Impuestos de renta pagados en efectivo		(14,2)	(1,2)	(27,4)	(17,7)
Gastos por intereses y cargos bancarios administrativos	6	3,6	2,3	10,8	3,7
Intereses pagados en efectivo		(7,2)	-	(14,4)	(1,4)
		198,1	127,4	540,4	423,6
Actividades de Financiación	12	(13,4)	(12,0)	(40,6)	(12,2)
Dividendos pagados	12	1,1	1,8	4,0	6,0
Emisión de acciones ordinarias - neto de costos	7	(0,1)	(0,1)	(0,9)	(0,1)
Costos de financiamiento	12	(84,3)	-	(96,3)	-
Emisión de bonos convertibles	15	-	533,3	-	533,3
		(96,7)	523,0	(133,8)	527,2
Actividades de Inversión					
Gastos en propiedades, planta y equipo	9	(102,7)	(75,9)	(274,7)	(193,3)
Gastos en activos de exploración y evaluación	8	(107,7)	(43,2)	(260,0)	(150,3)
Gastos en otros activos	7	-	(1,2)	(0,3)	(3,7)
Adquisiciones corporativas	10	-	-	-	(28,8)
Inversiones en oleoductos	11	(264,2)	-	(340,8)	-
Cambios en capital de trabajo no monetario	21	8,3	(22,7)	21,3	32,1
		(466,3)	(143,0)	(854,5)	(344,0)
Aumento (disminución) en efectivo y equivalentes de efectivo		(364,9)	507,4	(447,9)	606,8
Efectivo y equivalentes, comienzo de período		640,3	162,4	723,3	63,0
Efectivo y equivalentes, final de período		\$ 275,4	\$ 669,8	\$ 275,4	\$ 669,8
Efectivo y equivalentes de efectivo consisten en:					
Efectivo		\$ 62,7	\$ 13,4	\$ 62,7	\$ 13,4
Equivalentes de efectivo		\$ 212,7	\$ 656,4	\$ 212,7	\$ 656,4

Las notas adjuntas son parte integral de estos estados financieros intermedios consolidados.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS CONSOLIDADOS

Al 30 de septiembre de 2011, 31 de diciembre de 2010, y 1 de enero de 2010, y para el trimestre y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 y 2010 (No auditados, todos los importes de la tabla son expresados en millones de dólares estadounidenses, excepto información por acción, o según se indique lo contrario)

NOTA 1 - ENTIDAD QUE REPORTA

Petrominerales Ltd. ("Petrominerales" o la "Compañía") es una empresa internacional de petróleo y gas dedicada a la exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo en Colombia y Perú. Petrominerales está constituida en Alberta, Canadá, y es una compañía que cotiza en la Bolsa de Valores de Toronto y la Bolsa de Valores de Colombia. La oficina principal de la compañía está ubicada en 1900, 111 - 5^a Avenue SW, Calgary, Alberta, Canadá, T2P 3Y6.

Efectivo diciembre 31 de 2010, la Compañía completó una reorganización (la "Reorganización") mediante la cual cambió la jurisdicción legal de la empresa matriz del grupo de Bahamas a Alberta, Canadá. Además, el 31 de diciembre de 2010, Petrobank Energy and Resources Ltd., anterior accionista principal de la Compañía ("Petrobank"), distribuyó su participación del 65 por ciento en Petrominerales entre sus accionistas.

NOTA 2 – BASE DE PRESENTACIÓN

Declaración de Cumplimiento

La Junta de Estándares Contables Canadienses ("AcSB") confirmó que para los estados financieros intermedios y anuales relacionados con los años fiscales que comienzan el 1^o de enero de 2011, las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), podrán reemplazar los principios contables canadienses generalmente aceptados ("PCGA Canadiense") para todas las empresas con fines de lucro transadas en la bolsa. En consecuencia, la NIIF 1 "Adopción por Primera Vez de las NIIF" se ha aplicado efectivo el 1^o de enero de 2010 usando las NIIF al 1^o de enero de 2011. El efecto de la transición de los PCGA Canadiense a las NIIF se cuantifica en la Nota 23 y en las notas a estos estados financieros intermedios consolidados.

Estos estados financieros intermedios consolidados incluyen las cuentas de la Compañía al 30 de septiembre 2011, 31 de diciembre de 2010, y enero 1 de 2010, y para los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2011 y 2010. Estos estados financieros intermedios consolidados han sido preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad ("NIC") 34 "Información Financiera Intermedia" ("NIC 34") con las políticas contables consistentes con las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB") y las interpretaciones del Comité Internacional de Interpretaciones de Reportes Financieros ("IFRIC") y no contienen la completa divulgación de información requerida para los estados financieros anuales.

Además, la información divulgada de la Compañía incluida en los estados financieros superan los requisitos mínimos según la NIC 34. La Compañía ha optado por superar los requisitos mínimos a fin de presentar las políticas contables de la Compañía, de acuerdo con las NIIF y la información adicional requerida según las NIIF, que también ponen en relieve los cambios a partir de los estados financieros anuales consolidados de la Compañía del 2010 preparados de acuerdo con los PCGA de Canadá. En el año 2012 y a futuro, la compañía no puede proporcionar la misma cantidad de divulgación en futuros estados financieros intermedios consolidados, ya que el lector podrá confiar en los estados financieros consolidados anuales que se preparan de acuerdo con las NIIF.

La emisión de estos estados financieros intermedios consolidados fueron autorizados por la Junta Directiva de la Compañía el 2 de Noviembre de 2011.

Base de Medición

La preparación de estos estados financieros intermedios consolidados resultó en cambios a políticas contables y métodos de cálculo, en comparación con los más recientes estados financieros anuales para el año terminado el 31 de diciembre 2010 elaborado bajo las normas PCGA de Canadá. Consulte la Nota 23 "Adopción por primera vez de las NIIF", para una reconciliación entre los PCGA de Canadá y los cálculos de las NIIF. Para información completa sobre las políticas contables adoptadas en la transición a las NIIF, ver la Nota 3 en los estados financieros intermedios consolidados para el trimestre terminado el 31 de marzo de 2011. Mucha información divulgada, incluyendo la naturaleza de los negocios e información corporativa, no ha cambiado respecto a las PCGA de Canadá y en consecuencia, estos deben ser leídos en conjunto con los estados financieros consolidados para el año terminado el 31 de diciembre de 2010 y las notas que les acompañan.

La Compañía prepara estos estados financieros intermedios consolidados sobre una base de negocio en marcha, que contempla la realización de los activos y pasivos en el curso normal del negocio a medida que van venciendo. Por consiguiente, estos estados financieros intermedios consolidados han sido preparados sobre la base del costo histórico, excepto efectivo y equivalentes de efectivo, instrumentos financieros derivados y transacciones de pago basadas en acciones, que han sido medidos en su valor razonable.

Moneda Funcional y de Presentación

Estos estados financieros son presentados en dólares estadounidenses, que es a la vez la moneda funcional y de presentación de los estados financieros consolidados, y todas las cantidades se presentan en millones, excepto cuando se indique lo contrario.

Estimaciones Contables Significativas y Juicios

La preparación de estados financieros de acuerdo con las NIIF requiere que la Dirección efectúe estimaciones y supuestos que afectan los montos reportados de activos y pasivos y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados de situación financiera, así como los montos de ingresos, gastos y flujos de efectivo durante los períodos presentados. Dichos estimados se relacionan primordialmente a transacciones sin liquidar y eventos a la fecha de los estados financieros. Los resultados reales pueden diferir de manera material de los montos estimados.

Los montos y revelaciones específicos afectados por estimados y supuestos son: (i) las cantidades registradas por los gastos de depreciación y agotamiento y las cantidades utilizadas para la prueba de deterioro se basan en estimaciones de las reservas de petróleo crudo y los costos futuros necesarios para desarrollar las reservas sobre la base de una unidad generadora de efectivo ("UGE"), (ii) la compensación basada en acciones se basa en estimaciones de la volatilidad esperada y vida estimada de las opciones, (iii) los pasivos por desmantelamiento y pasivo ambiental y amortización se basan en estimaciones de costos de abandono, el momento del abandono, la inflación y las tasas de interés, (iv) la provisión para impuestos de renta se basa en juicios en la aplicación de la ley fiscal y estimaciones sobre el tiempo, probabilidad y la reversión de las diferencias temporales entre los saldos contables y fiscales de los activos y pasivos, (v) las cantidades asignadas a los activos y pasivos adquiridos a partir de la combinación de negocios de PanAndean se basan en estimaciones del valor razonable de los activos de exploración adquiridos; (vi) el pasivo por derivados financieros y los componentes de pasivo de las obligaciones convertibles se basan en estimaciones de la volatilidad esperada y (vii) las cantidades registradas por contingencias se basan en estimaciones de la probabilidad de resultados y estimaciones de los flujos de efectivo futuros.

NOTA 3- POLÍTICAS DE CONTABILIDAD SIGNIFICATIVAS

Estos estados financieros intermedios consolidados se preparan con las mismas políticas contables y métodos de cálculo que se exponen en la Nota 3 de los estados financieros intermedios consolidados al período trimestral finalizado el 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

NOTA 4 - CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía ha analizado los pronunciamientos de contabilidad nuevos y revisados que han sido emitidos pero aún no son efectivos y determinó que los siguientes pueden tener un impacto en la Compañía:

En noviembre de 2009, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB") emitió la NIIF 9 "Instrumentos Financieros", que es el resultado de la primera fase del proyecto de la IASB para reemplazar a la NIC 39, "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición. En octubre de 2010, se revisó el estándar. El estándar nuevo y revisado sustituye a la actual clasificación múltiple y los modelos de medición de los activos y pasivos financieros con un modelo único que tiene sólo dos categorías de clasificación: el costo amortizado y valor razonable. La adopción de este estándar no debería tener impacto material en los estados financieros consolidados de la Compañía.

En mayo de 2011, el IASB emitió la NIIF 10, "Estados Financieros Consolidados", que proporciona orientación adicional para determinar si una sociedad participada debe ser consolidada. El lineamiento se aplica a todas las sociedades participadas, incluyendo las sociedades vehículo para un propósito especial. Se requiere que la norma se adopte para los períodos comenzando el 1 de enero del 2013. Estamos evaluando el impacto que puede tener esto en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

En mayo de 2011, la IASB emitió la NIIF 11, "Acuerdos Conjuntos", que presenta un nuevo modelo para determinar si una entidad debe contabilizar acuerdos conjuntos con la consolidación proporcional o el método de participación. La entidad tendrá que seguir la sustancia más que la forma legal de un acuerdo conjunto y ya no tendrá la opción de método de contable. Se requiere que la norma se adopte para los períodos comenzando el 1 de enero del 2013. Estamos evaluando el impacto que puede tener esto en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

En mayo de 2011, el IASB emitió la NIIF 12, "Divulgación de Participaciones en Otras Entidades, que agrega y modifica los requisitos de divulgación incluidos en otras normas. La norma requiere que una compañía suministre información acerca de las subsidiarias, acuerdos conjuntos, asociados y entidades no consolidadas estructuradas. Se requiere que la norma se adopte para los períodos comenzando el 1 de enero del 2013. Estamos evaluando el impacto que puede tener esto en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

En mayo de 2011, el IASB emitió la NIIF 13, "La Medición del Valor Razonable", para proporcionar una guía completa para los casos en que las NIIF exigen el uso del valor razonable. La norma proporciona orientación para determinar el valor razonable y requiere divulgación sobre dichas mediciones. Se requiere que la norma se adopte para los períodos comenzando el 1 de enero del 2013. Estamos evaluando el impacto que puede tener estándar en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

En mayo de 2011, el IASB emitió enmiendas a la NIC 27, "Estados Financieros Individuales", para establecer los requisitos contables y de divulgación de las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas cuando la entidad elabore estados financieros separados y sustituye a la actual NIC 27 Estados Financieros Consolidados y Separados como la guía de consolidación se incluye NIIF 10 Estados Financieros Consolidados. Estamos evaluando el impacto que puede tener esto en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

En mayo de 2011, el IASB emitió enmiendas a la NIC 28, "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos", para establecer la contabilidad de las inversiones en asociadas y define cómo el método de participación se aplica en la contabilización de asociadas y negocios conjuntos. Estamos evaluando el impacto que puede tener esto en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

En junio de 2011, el IASB emitió enmiendas a la NIC 1, "Presentación de las Partidas de Otros Ingresos", para separar las partidas de otros resultados integrales (OCI), entre los que se reclasifican a resultados y los que no lo hacen. Se requiere que la norma se adopte para los períodos comenzando en o después del 1 de julio del 2012. Estamos evaluando el impacto que puede tener esto en nuestros estados de operaciones y posición financiera.

NOTA 5 – INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La NIIF 8 requiere que los segmentos operativos se identifiquen sobre la base de los informes internos acerca de los componentes de la Compañía que se revisan periódicamente por los funcionarios ejecutivos de la Compañía para asignar recursos a los segmentos y evaluar su desempeño.

Los segmentos reportables y geográficos de la compañía son Colombia, Perú y Otros. Otras actividades incluyen las oficinas corporativas de la Compañía en Canadá y Colombia. Las normas contables usadas para los segmentos reportables son las mismas que las políticas contables de la Compañía.

Para los efectos de supervisión del desempeño del segmento y la asignación de recursos entre segmentos, los ejecutivos de la Compañía vigilan los activos tangibles, intangibles y financieros atribuibles a cada segmento. Todos los activos son asignados a segmentos reportables. Las siguientes tablas muestran información respecto de los segmentos reportables de la Compañía.

	Tres meses finalizado el 30 de septiembre de 2011				Nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2011			
	Colombia	Peru	Otros	Total	Colombia	Peru	Otros	Total
Ingreso	363,0	-	-	363,0	1.090,7	-	-	1.090,7
Agotamiento y depreciación	89,4	-	-	89,4	220,8	-	-	220,8
Ingreso antes de gasto financiero	153,0	-	(31,6)	121,4	449,1	-	(20,8)	428,3
Gasto financiero neto	(8,5)	-	67,0	75,5	(11,6)	-	115,9	104,3
Gasto en Impuesto de Renta	63,2	-	-	63,2	146,4	-	-	146,4
Utilidad Neta	98,3	-	35,4	133,7	291,1	-	95,1	386,2
Gastos de E&E y PP&E	199,6	10,8	-	210,4	517,3	17,4	-	534,7

	Tres meses finalizado el 30 de septiembre de 2010				Nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2010			
	Colombia	Peru	Otros	Total	Colombia	Peru	Otros	Total
Ingreso	231,5	-	-	231,5	798,1	-	-	798,1
Agotamiento y depreciación	50,4	-	-	50,4	153,8	-	-	153,8
Ingreso antes de gasto financiero	82,8	-	(1,2)	81,6	344,9	-	0,2	345,1
Gasto financiero neto	(7,7)	-	(37,1)	(44,8)	(14,3)	-	(41,0)	(55,3)
Gasto en Impuesto de Renta	9,6	-	-	9,6	73,5	-	-	73,5
Utilidad Neta	65,9	-	(38,7)	27,2	257,5	-	(41,2)	216,3
Gastos de E&E y PP&E	116,3	2,8	-	119,1	335,3	8,3	-	343,6

	As at September 30, 2011				As at December 31, 2010			
	Colombia	Peru	Otros	Total	Colombia	Peru	Otros	Total
Activo total	1.795,8	72,1	244,0	2.111,9	1.047,9	51,8	732,9	1.832,6
Pasivo Total	552,0	55,0	568,2	1.136,1	508,2	32,3	585,5	1.126,0

NOTE 6 – INGRESO FINANCIERO NETO (GASTO)

	Tres meses finalizado el 30 de septiembre de 2011		Nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2011	
	2011	2010	2011	2010
Gasto por intereses en bonos convertibles	(3,6)	(2,3)	(10,8)	(3,7)
Cargos de líneas de crédito y otros cargos bancarios	(1,8)	(0,9)	(5,4)	(3,5)
Amortización de bonos convertibles	(4,3)	(2,9)	(12,5)	(5,4)
Amortización de impuesto al patrimonio en Colombia	(0,5)	-	(1,8)	-
Amortización de pasivos de desmantelamiento y ambiental	(0,3)	(0,3)	(1,0)	(0,6)
Amortización de costos financieros diferidos	(0,6)	(0,4)	(1,3)	(1,0)
Total gastos de amortización e intereses	(11,1)	(6,8)	(32,8)	(14,2)
Ganancia (pérdida) en pasivos financieros derivados	74,9	(31,9)	137,7	(31,9)
Ganancia (pérdida) cambiaria	11,1	(6,5)	(2,4)	(9,7)
Ingresos por intereses	0,6	0,4	1,8	0,5
Total ingreso financiero neto (gasto)	75,5	(44,8)	104,3	(55,3)

NOTA 7 – OTROS ACTIVOS

	Tarifa prepagada de Oleoducto	Cargos Diferidos	Total Otros Activos
Saldo a 1 enero 2010	21,2	5,3	26,5
Adiciones	3,8	0,1	3,9
Menos: amortización	(3,8)	(1,3)	(5,1)
Saldo a 31 diciembre 2010	21,2	4,1	25,3
Adiciones	0,3	0,9	1,2
Menos: amortización	(2,4)	(1,3)	(3,7)
Saldo a 30 September 2011	19,1	3,7	22,8

Los costos de inversión en las facilidades de descargue de petróleo crudo en Monterrey son tratados como tarifas prepagadas de oleoducto para los primeros 24 millones de barriles entregados en la facilidad. Los costos se amortizan utilizando el método de unidades de producción basado en los barriles de petróleo entregados a la facilidad desde que fue comisionada en el 2009. Los cargos diferidos consisten en los costos relacionados con el cupo de crédito garantizado de \$150 millones que se amortizan utilizando el método de línea recta durante la vigencia del contrato de crédito.

NOTA 8 - ACTIVOS DE EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN (E&E)

Saldo a 1 enero 2010	84,2
Adiciones	167,3
Adiciones de pasivos de desmantelamiento y remediación, neto de transferencias a PP&E	4,9
Adquisición de PanAndean (Nota 9)	32,0
Transferencia a propiedad, planta y equipo	(23,5)
Saldo a 31 diciembre 2010	264,9
Adiciones	260,0
Adiciones de pasivos de desmantelamiento y remediación ambiental, neto de transferencias a PP&E	7,1
Transferencia a propiedad, planta y equipo	(135,8)
Saldo a 30 September 2011	396,2

Los activos de exploración y evaluación se componen de los proyectos de exploración y evaluación de la Compañía actualmente en curso. Para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre 2011, \$42,7 millones y \$135,8 millones, respectivamente, fueron transferidos a propiedad, planta y equipo (ver Nota 9) con respecto a los pozos exitosos. La Compañía no posee activos tangibles de exploración.

NOTA 9 - PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

	Inventario	Activos de petróleo crudo	Corporativos y otros	Total
Costo a 01 de enero 2010	21,2	784,6	7,0	812,8
Adiciones	8,4	322,1	8,6	339,1
Adiciones de pasivos de desmantelamiento y remediación, Incluidas las transferencias de E&E	-	13,3	-	13,3
Transferencias de E&E	-	23,5	-	23,5
Costo a 31 de diciembre 2010	29,6	1.143,5	15,6	1.188,7
Depreciación y agotamiento acumulados	-	(320,2)	(3,5)	(323,7)
Depreciación y agotamiento del periodo	-	(214,0)	(2,9)	(216,9)
Valor en libros al 31 Diciembre 2010	29,6	609,3	9,2	648,1

	Inventario	Activos de petróleo crudo	Corporativos y otros	Total
Costo a 31 de diciembre 2010	29,6	1.143,5	15,6	1.188,7
Adiciones	18,5	251,7	4,5	274,7
Movimiento de pasivo de desmantelamiento y remediación, Incluidas las transferencias de E&E	-	19,2	-	19,2
Transferencias de E&E	-	135,8	-	135,8
Costo a 30 de septiembre 2011	48,1	1.550,2	20,1	1.618,4
Depreciación y agotamiento acumulados	-	(534,2)	(6,4)	(540,6)
Depreciación y agotamiento del periodo ⁽¹⁾	-	(214,9)	(3,0)	(217,9)
Valor en libros al 30 septiembre 2011	48,1	801,1	10,7	859,9

⁽¹⁾ El gasto por depreciación y agotamiento por los nueve meses terminados el 30 septiembre 2011 fue \$220,8 millones, de los cuales \$217,9 millones fueron reconocidos en propiedad, planta y equipo, El gasto adicional de \$2,9 millones fue reconocido en inventario de crudo al 31 Diciembre 2010.

Los activos corporativos y otros se componen principalmente de equipos informáticos y muebles y enseres de oficina.

NOTA 10 - COMBINACIONES DE NEGOCIOS

El 14 de abril de 2010, Petrominerales adquirió el 100 por ciento de las acciones ordinarias emitidas y en circulación de PanAndean Resources plc ("PanAndean") por \$ 29,6 millones en efectivo por medio de un Scheme of Arrangement ("Esquema de Arreglo") en la Ley del Reino Unido. En la fecha de adquisición, PanAndean era una empresa cotizada en la bolsa de valores de Londres ("AIM") con propiedades en etapa de exploración en Colombia y Perú. Esta adquisición se completó para facilitar la estrategia de Petrominerales y aumentar su presencia en Perú y construir sobre la superficie existente en la Cuenca Ucayali. Como tal, la plusvalía consistía en gran parte de los beneficios estratégicos que una mayor presencia en la Cuenca Ucayali del Perú le traería a la Compañía. Ninguna parte de la plusvalía registrada se espera que sea deducible para efectos del impuesto sobre la renta. La Compañía ha incurrido en 1,2 millones en costos relacionados con la adquisición, los cuales han sido registrados en el estado de resultados.

El estado de resultados incluye los resultados de las operaciones de PanAndean desde el 14 de abril de 2010. Estas cantidades no han sido divulgadas por separado, ni se han divulgado los montos, como si la adquisición se hubiera producido el 1ro de enero de 2010, ya que los montos no son significativos porque PanAndean no tiene producción o ingresos.

Esta transacción ha sido contabilizada por el método de adquisición por el cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos, con exclusión de la plusvalía, se registran a valores razonables. La siguiente tabla resume los activos identificables adquiridos y transferidos de conformidad con el pago realizado:

Pago neto de efectivo adquirido	Monto
Efectivo pagado	29,6
Efectivo adquirido	(0,8)
Pago total neto de efectivo adquirido	28,8

Activos adquiridos pasivos asumidos	Monto
Activos financieros	0,5
Exploración y evaluación	32,0
Plusvalía	5,0
Pasivos Financieros	(0,3)
Pasivo Diferido de Impuestos	(8,4)
Total neto de activos adquiridos	28,8

NOTA 11 - INVERSIÓN EN OLEODUCTOS

	OBC⁽¹⁾	OCENSA⁽²⁾	Total
Saldo al 1 Enero y 31 Diciembre 2010	-	-	-
Adiciones	59,8	281,0	340,8
Saldo al 30 Septiembre 2011	59,8	281,0	340,8

(1) La Compañía es propietaria del 9,65 por ciento de las acciones ordinarias del proyecto del oleoducto Bicentenario de Colombia ("OBC"). El oleoducto será construido en tres fases, de las cuales la Compañía se ha comprometido hasta la primera fase. La fase uno del proyecto se espera tendrá un costo de aproximadamente mil millones de dólares estadounidenses (\$ 96,5 millones netos) y añadirá aproximadamente 120.000 bppd (11.580 bppd netos) de capacidad de descarga en el segundo trimestre de 2012. La Compañía ha pagado \$59,8 millones hasta la fecha. En última instancia, las fases dos y tres del proyecto se esperan completar en el 2014 y añadirá otros 330.000 bppd de

capacidad de transporte a un costo incremental bruto total de aproximadamente \$4,4 mil millones. Petrominerales tiene la opción de participar en las siguientes fases.

- (2) El 20 Julio 2011, la compañía adquirió una participación del cinco por ciento en el oleoducto de Oleoducto Central S.A. ("Ocensa") por un valor de compra de \$281 millones. Al 30 de junio se pagó un anticipo de \$28,1 millones y los restantes \$252,9 millones fueron pagados al cierre de la transacción. La Compañía ha incurrido en \$2,1 millones en costos relacionados con la adquisición que han sido imputados en el estado de resultados.

NOTA 12 – CAPITAL ACCIONARIO

Autorizado

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

Acciones Ordinarias

Emitidas, en circulación y totalmente pagadas	Número	Monto
Saldo al 1 de enero de 2010	98.610.917	\$ 197,7
Ejercicio de opciones	1.764.899	9,6
Ejercicio de las acciones ordinarias diferidas	25.625	-
Ejercicio de acciones de incentivo	2.947	-
Emisión de acciones por dividendos atribuibles al ejercicio acciones ordinarias diferidas	123	-
Conversión de bonos convertibles	2.987.367	92,1
Transferencia de pagos basados en acciones relacionadas con la reserva de acciones, opciones sobre acciones de incentivo y ejercicio de acciones ordinarias diferidas	-	2,5
Saldo al 31 de diciembre de 2010	103.391.878	301,9
Cancelado debido a reorganización (Nota 1)	(3.859)	-
Ejercicio de opciones	585.804	4,0
Ejercicio de acciones de incentivo	29.035	-
Ejercicio de las acciones ordinarias diferidas	257	-
Recompradas bajo oferta de emisor de curso normal	(3.353.489)	(9,9)
Transferencia de pagos basados en acciones relacionadas con la reserva de acciones, opciones sobre acciones de incentivo y ejercicio de acciones ordinarias diferidas	-	1,7
Saldo al 30 Septiembre 2011	100.649.626	\$297,7

Dividendos

Petrominerales inició un pago de un dividendo trimestral de CAD \$0,125 por acción a partir del segundo trimestre de 2010. El monto total de los dividendos declarados en los primeros nueve meses de 2011 fue de \$39,3 millones (2010 – \$24,2 millones). El dividendo declarado en el tercer trimestre de 2011 fue de \$12,2 millones (2010 – \$12,5 millones) que fue pagado el 12 Octubre 2011.

Oferta de Emisor de Curso Normal ("NCIB")

Durante los primeros nueve meses, la Compañía recompró 3.353.489 acciones ordinarias bajo una oferta de emisor de curso normal ("NCIB") a un costo promedio de \$28,72 (CAD\$27,99) por acción por un precio de adquisición total de \$96,3 millones. El valor contable de las acciones ordinarias recompradas fue de \$2,95 por acción, por un valor total en libros de \$9,9 millones que se registró en el capital social. La cantidad residual de \$86,4 millones fue registrada directamente en las utilidades retenidas. Todas las acciones ordinarias adquiridas en la NCIB fueron canceladas.

Reserva para pagos basada en acciones

Variaciones en las reservas de pago basadas en acciones	Monto
Saldo al 1 de enero de 2010	9,9
Compensación basada en acciones	13,9
Transferencia a las acciones ordinarias relacionadas con las opciones sobre acciones, incentivos de acciones y acciones ordinarias diferidas ejercidas	(2,5)
Saldo a 31 diciembre 2010	21,3
Compensación basada en acciones, con exclusión de los derechos de revalorización de las acciones	14,6
Transferencia a las acciones ordinarias relacionadas con las opciones sobre acciones, incentivos de acciones y acciones ordinarias diferidas ejercidas (DSCs)	(1,7)
Saldo a 30 Septiembre 2011	34,2

Opciones sobre Acciones

La Compañía ha establecido un plan de opciones sobre acciones para los directivos, funcionarios, empleados y consultores. El plan permite la emisión de hasta 10 por ciento de las acciones en circulación de la Compañía. El precio de ejercicio no puede ser menor al precio de mercado de la acción en la fecha de la concesión. Los términos de las opciones sobre acciones son determinados por la Junta Directiva de la Compañía, pero por lo general, las opciones concedidas a nuevas contrataciones, se pueden ejercer de manera uniforme sobre un período de cuatro años, acciones emitidas en entregas anuales se pueden ejercer cuatro años a partir de la fecha de concesión y vencen entre cinco y 10 años después de la fecha de concesión.

Conciliación de las opciones en acciones en circulación	Acciones Opciones	Promedio Ponderado Precio de Ejercicio (CAD \$)
Saldo al 1 de enero de 2010	6.046.182	7,98
Concedidas	2.823.300	27,27
Ejercidas	(1.764.899)	5,51
Pérdidas de derecho y cancelaciones	(339.431)	11,92
Saldo al 31 de diciembre de 2010	6.765.152	16,47
Concedidas	570.530	31,74
Ejercidas	(585.804)	6,79
Pérdidas de derecho y cancelaciones	(505.884)	15,79
Expiradas	(5.000)	3,75
Saldo a 30 Septiembre 2011	6.238.994	18,85

A continuación se resume la información sobre las opciones sobre acciones en circulación al 30 septiembre 2011:

Opciones de acciones en circulación				Opciones de acciones ejercibles	
Rango de Ejercicio Precios (CAD\$)	Número	Promedio ponderado Restantes Vida contractual (Años)	Promedio Ponderado Precio de Ejercicio (CAD\$)	Número	Promedio Ponderado Precio de Ejercicio (CAD\$)
3,11 – 7,56	1.592.570	3,29	5,76	834.008	4,45
7,57 – 16,98	1.146.379	3,97	12,00	243.045	11,92
16,99 – 25,70	1.128.350	4,47	21,92	117.612	22,49
25,71 – 28,10	1.120.425	5,60	27,77	163.800	27,90
28,11 – 37,42	1.251.270	4,19	31,06	155.250	30,04
	6.238.994	4,23	18,85	1.513.715	12,22

Plan de Compensación de Acciones Ordinarias Diferidas

La Compañía tiene un plan de acciones ordinarias diferidas que le permite conceder acciones ordinarias diferidas a sus directores, funcionarios y empleados. El plan permite a los titulares recibir acciones ordinarias contra el pago de \$0,05 por acción. Las acciones ordinarias diferidas se pueden ejercer después de tres años o cuando el receptor deja la Compañía, y vencen 10 años después de la fecha de concesión. Hasta 0,5 millones de acciones ordinarias diferidas han sido aprobados para la emisión en virtud de este plan.

Conciliación de acciones ordinarias diferidas	Número
Saldo al 1 de enero de 2010	97.844
Concedidas	59.171
Ejercidas	(25.625)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	131.390
Concedidas	49.461
Ejercidas	(257)
Pérdidas de derecho	(4.500)
Saldo a 30 Septiembre 2011	176.094

Al 30 septiembre 2011, existían 18.138 acciones comunes diferidas ejercibles (Diciembre 31, 2010 – 7.000) con una vida contractual restante de 8,3 años (Diciembre 31, 2010 – 8,6 años).

Plan de Acciones de Incentivo

La Compañía ha establecido un plan de acciones de incentivo para los directivos, funcionarios y empleados. El plan permite a los titulares recibir una acción ordinaria contra el pago de CAD \$0,05 por acción al precio de ejercicio. Los términos de acciones de incentivo concedidas son determinados por la Junta Directiva de la Compañía, pero por lo general, las opciones de incentivo concedidas a nuevas contrataciones se pueden ejercer de manera uniforme sobre un período de cuatro años, acciones de incentivo concedidas anualmente se pueden ejercer cuatro años a partir de la fecha de concesión y vencen entre 5 y 10 años después de la fecha de concesión. Hasta tres millones de acciones de incentivo han sido aprobadas para su emisión en virtud de este plan.

Conciliación de Acciones de Incentivo	Número
Saldo al 1 de enero de 2010	34.130
Concedidas	838.036
Ejercidas	(2.947)
Perdidas y canceladas	(16.600)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	852.619
Concedidas	253.920
Ejercidas	(29.035)
Perdidas y canceladas	(28.135)
Saldo a 30 Septiembre 2011	1.049.369

Al 30 de septiembre 2011, había 183.694 acciones de incentivo ejercibles (Diciembre 31, 2010 – 142.150) con una vida contractual remanente de 4,8 años (Diciembre 31, 2010 – 4,9 años).

Plan de Derechos de Revalorización de Acciones

La Compañía estableció un plan de derechos sobre la revalorización (SAR) para los funcionarios y empleados durante el segundo trimestre de 2011. El plan permite a su titular recibir un pago en efectivo equivalente al valor razonable de una acción ordinaria común basada en el precio de la acción en la fecha de ejercicio del derecho menos el precio de ejercicio de \$0,05 por SAR. Los términos de los SARs concedidos son determinados por la Junta Directiva de la Compañía, pero por lo general, los SARs concedidas a nuevas contrataciones se pueden ejercer de manera uniforme sobre un período de cuatro años, SARs concedidas anualmente se pueden ejercer cuatro años a partir de la fecha de concesión y vencen entre cinco y 10 años después de la fecha de concesión. La Compañía otorgó 186.300 SAR en el 2011. Un pasivo derivado de \$0,5 millones se registró al 30 septiembre 2011 en relación con los SARs, y una cantidad equivalente se registró como compensación basada en acciones en el estado intermedio consolidado de operaciones y utilidad.

Compensación basada en acciones

El valor razonable de las opciones sobre acciones, acciones ordinarias diferidas, acciones de incentivo concedidas y SARs se han estimado en sus respectivas fechas de concesión usando el modelo Black- Scholes de valoración de opciones sobre los siguientes supuestos:

Nueve meses terminados el 30 Septiembre	2011	2010
Tasa de interés libre de riesgo	1,5% - 2,25%	2,25%
Precio de mercado	34,78	26,88
Tasa del dividendo	1,5%	2%
Vida esperada - opciones y acciones de incentivo (años)	3,0 – 4,0	3,0 – 4,0
Vida esperada - acciones ordinarias diferidas (años)	8,0	8,0
Vida esperada – SARs (años)	4,0	-
Tasa de pérdida de derechos - opciones	1% - 5%	1% - 5%
Volatilidad esperada	41%	32,5%
Valor razonable de las opciones sobre acciones concedidas por opción	CAD.\$ 10,60	CAD.\$ 7,04
Valor razonable de las acciones ordinarias diferidas concedidas por acción	CAD.\$ 34,62	CAD.\$ 27,63
Valor razonable de las acciones de incentivo otorgados por acción	CAD.\$ 32,40	CAD.\$ 24,74
Valor razonable de SAR concedida de acuerdo al derecho	CAD.\$ 28,58	CAD.\$ -

La volatilidad esperada se determinó con base en las transacciones de mercado de opciones para el período en el que cae la fecha de concesión del plan correspondiente. El valor razonable se ajusta a las tasas esperadas de cancelación anticipada.

Gastos de compensación basados en acciones en los tres y nueve meses terminados el 30 septiembre 2011 ascendió a \$4,1 y \$15,1 millones, respectivamente (2010 – \$4,4 millones y \$9,5 millones respectivamente).

NOTA 13 - UTILIDAD POR ACCIÓN

La siguiente tabla resume el promedio ponderado del número de acciones ordinarias que se utilizan en el cálculo de las ganancias básicas y diluidas por acción. La utilidad neta después de impuestos se utiliza para determinar las ganancias por acción. Las opciones de acciones no diluidas excluyen por los tres y nueve meses terminados 30 septiembre 2011 410.770 y 89.880, respectivamente (2010 - 499.000 y 1.646.225 respectivamente)

Tres meses finalizados el 30 Septiembre,

	2011	2010
Ajustes en la utilidad neta		
Utilidad neta, básica	133,7	27,2
Intereses y gastos de amortización de obligaciones convertibles	7,9	-
Ganancia sobre pasivos derivados relacionados con obligaciones convertibles	(74,9)	-
Utilidad neta, diluida	66,7	27,2
Promedio ponderado de ajustes en acciones ordinarias		
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, básica	101.850.232	99.540.449
Efecto de opciones sobre acciones, acciones ordinarias diferidas y acciones de incentivo	2.700.578	2.620.643
Efecto de bonos convertibles	16.028.116	-
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, diluidas	120.578.926	102.161.092

Nueve meses terminados el 30 Septiembre,

	2011	2010
Ajustes en la utilidad neta		
Utilidad neta, básica	386,2	216,3
Intereses y gastos de amortización de obligaciones convertibles	23,3	-
Ganancia sobre pasivos derivados relacionados con obligaciones convertibles	(137,7)	-
Utilidad neta, diluida	271,8	216,3
Promedio ponderado de ajustes en acciones ordinarias		
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, básica	103.052.623	99.154.871
Efecto de opciones sobre acciones, acciones ordinarias diferidas y acciones de incentivo	3.204.979	3.088.861
Efecto de bonos convertibles	16.028.116	-
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, diluidas	122.285.718	102.243.732

NOTA 14 – DEUDA BANCARIA

Al 30 septiembre 2011, la Compañía tenía una línea de crédito garantizada y no utilizada de \$150 millones. La línea se encuentra garantizada contra todos los activos de la Compañía, es revisada en forma semestral con la entidad financiera y expira el 30 de diciembre de 2013.

La Compañía también tiene líneas de crédito disponibles en Colombia. Los anticipos correspondientes bajo la línea se encuentran respaldados por un pagaré proporcionado por la Compañía. Al 30 septiembre 2011, la Compañía tenía cartas de crédito por un total de \$45,9 millones en circulación para garantizar los compromisos de trabajo en

bloques de exploración. Las cartas de crédito emitidas usando la línea de crédito operativo en Colombia (\$41,6 millones) reduce los montos disponibles en la línea de crédito.

NOTA 15 – OBLIGACIONES CONVERTIBLES

Bonos Convertibles del 2010

Los bonos convertibles con vencimiento en el 2010 fueron emitidos originalmente por \$ 100 millones el 6 de diciembre de 2007 y clasificados como un instrumento financiero compuesto. En el 2008, \$18,3 millones del valor del principal de las obligaciones fue recomprado por la Compañía. En la fecha de vencimiento, 6 de diciembre de 2010, el resto de bonos convertibles, con un monto de capital de \$ 81.7 millones, se convirtieron en 2.987.367 acciones ordinarias al tipo de cambio contractual de \$27,3485 por acción. En la fecha de conversión, tanto el principal como los componentes patrimoniales de las obligaciones convertibles por un total de \$92,1 millones, fueron transferidos al capital social. La amortización registrada en el 2010 en relación con estos bonos fue de \$4,9 millones.

Bonos Convertibles del 2016

El 25 de agosto de 2010, Petrominerales emitió \$550 millones de obligaciones convertibles con vencimiento al 25 de agosto de 2016, con una tasa cupón anual del 2,625 por ciento. Las obligaciones son convertibles en acciones ordinarias de Petrominerales a un precio de conversión de \$34,3147 por acción, sujeto al ajuste por 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 las 16.028.116 acciones ordinarias con base en el precio promedio ponderado de la acción para el período de 20 días bursátiles siguientes al aviso de conversión. Además, los titulares de las obligaciones tienen la opción de venta anticipada por una sola vez de las obligaciones por el 100 por ciento del valor nominal más los intereses devengados al 25 de agosto de 2013. Los titulares de las obligaciones deberán ejercer su opción de venta en un plazo de 30 días entre el 10 de junio y 10 de julio de 2013.

Durante la emisión, los bonos del 2016 se dividieron entre la característica de pasivo y la de conversión (que ha sido clasificado como un pasivo derivado según las NIIF). La cantidad de la porción del pasivo fue determinada por la resta de los costos de transacción y el valor razonable de la función de conversión del monto principal de los bonos. De los \$550 millones producto de la emisión resultaron que \$432,2 millones se clasificaran como un pasivo y \$101,1 millones se clasificaran como un pasivo financiero derivado. El valor razonable de la función de conversión se calcula a cada fecha de balance con los cambios en la estimación del valor razonable entre los períodos reconocidos en el estado de resultados como gastos financieros. La siguiente tabla resume la contabilidad de los bonos convertibles 2016:

	Pasivos	Pasivos Derivados ⁽¹⁾	Total
Emisión de bonos convertibles el 25 de agosto de 2010 (neto de \$ 17,0 millones de costos de emisión)	\$ 432,2	\$ 101,1	\$ 533,3
Amortización 2010	5,6	-	5,6
Pérdida en derivados 2010	-	139,1	139,1
Saldo al 31 de diciembre de 2010	437,8	240,2	678,0
Amortización 2011	12,5	-	12,5
Ganancia en derivados 2011	-	(137,7)	(137,7)
Saldo a 30 Septiembre 2011	\$ 450,3	\$ 102,5	\$ 552,8

⁽¹⁾ El total del pasivo derivado en los estados financieros intermedios consolidados incluye el pasivo derivado por bonos convertibles de \$102,5 millones más los SARs de pasivo derivados de \$0,5 millones.

La porción de pasivos se mide por su costo amortizado y se amortiza hasta el saldo de capital al vencimiento por el método de interés efectivo. La amortización y los intereses pagados se registran como gasto financiero en el estado

consolidado de las operaciones. El pasivo financiero derivado se mide a valor razonable por medio de pérdida o ganancia, registrando los cambios en el valor razonable en el gasto financiero.

El valor razonable del pasivo financiero derivado se determina mediante un modelo de valoración binomial y los supuestos utilizados fueron los siguientes:

	30 de Septiembre 2011	31 de Diciembre 2010	25 de Agosto 2010
Tasa de interés libre de riesgo	0,94%	2,61%	2,14%
Vida esperada (años)	4,9	5,6	6,0
Volatilidad esperada	52,0%	46,5%	37,5%
Precio de mercado	\$20,55	\$33,34	\$23,48
Precio de conversión	\$34,31	\$34,75	\$34,75

NOTA 16 - OBLIGACIONES DE DESMANTELAMIENTO Y REMEDIACION AMBIENTAL

El total de las obligaciones de desmantelamiento y remediación ambiental fueron calculadas por la gerencia con base en los costos estimados para recuperar y abandonar los pozos, locaciones de pozos, y ciertas facilidades sobre la base de los requisitos contractuales de la Compañía. Los cambios en las obligaciones de desmantelamiento y remediación ambiental fueron los siguientes:

A,	Septiembre 30, 2011	Diciembre 31, 2010
Pasivos por desmantelamiento, inicio del periodo	34,9	16,3
Obligaciones contraídas	18,9	18,5
Amortización de descuentos	1,0	0,1
Cambio en las estimaciones	7,4	-
Pasivos por desmantelamiento y remediación, final del período	62,2	34,9

Las obligaciones se han calculado utilizando una tasa de inflación del tres por ciento y una tasa de descuento libre de riesgo del 2,375% anual. La mayoría de estas obligaciones se esperan pagar antes de que finalice el contrato de producción incremental (IPC), en aproximadamente 11 años, o están obligados a ser abandonados bajo los términos del contrato de exploración. Se espera financiar las obligaciones con recursos internos de la Compañía disponibles en el momento de la liquidación. El monto total sin descontar de flujos de caja estimados que se necesitan para liquidar las obligaciones al 30 de septiembre de 2011 es de \$ 106,2 millones (2010 – 86,8 millones).

NOTA 17 - IMPUESTOS

Impuesto de Renta

La provisión para impuestos sobre la renta difiere de la cantidad que se habría esperado por la aplicación de las tasas estatutarias corporativas a los ingresos antes de impuestos. La razón principal para esta diferencia es la siguiente:

Período finalizado,	Tres meses finalizados Septiembre 30,		Nueve meses finalizados Septiembre 30,	
	2011	2010	2011	2010
Utilidad antes de impuestos	196,9	36,8	532,6	289,8
Tasa de impuesto de renta estatutario en Colombia	33%	33%	33%	33%
Gasto esperado en impuestos	65,0	12,3	175,8	96,2
Aumento (disminución) en la provisión de impuesto a la renta como resultado de:				
Pérdida (Ganancia) no gravable en derivados	(24,7)	10,5	(45,4)	10,5
Costos no deducibles de obligaciones convertibles	2,6	1,7	7,7	3,0
Gastos no deducibles	0,9	0,2	2,1	0,5
Provisiones de impuestos	-	(9,9)	-	(25,1)
Compensación basada en acciones	1,2	1,4	4,7	3,1
Cambio en estimaciones y otros	18,2	(6,6)	1,4	(14,7)
Gasto en impuesto de renta	63,2	9,6	146,4	73,5
Consiste de:				
Gasto corriente de impuesto de renta (recuperación)	19,5	(0,7)	95,8	50,7
Gasto por impuesto diferido	43,7	10,3	50,6	22,8
Gasto de Impuestos	63,2	9,6	146,4	73,5

Impuestos al Patrimonio

Periodo finalizado,	Trimestre finalizado Septiembre 30,		Nueve meses finalizados Septiembre 30,	
	2011	2010	2011	2010
Gasto de Impuesto al Patrimonio	-	0,6	27,7	1,6

Se cobra un impuesto al patrimonio sobre los niveles de capitalización patrimonial en Colombia. El Gobierno colombiano aprobó una nueva legislación en diciembre de 2010 que obliga a las compañías colombianas y subsidiarias de compañías extranjeras a pagar un impuesto al patrimonio basado en el patrimonio neto al 1ro de enero de 2011. La tasa de impuesto aplicable a Petrominerales es de seis por ciento del patrimonio neto y el pasivo en la Compañía se estimó en Pesos Colombiano ("COP") 63.500 millones (aproximadamente a \$33,2 millones). Este pasivo es pagado en cuotas iguales durante 4 años comenzando en el 2011, de los cuales COP 7.900 millones (aproximadamente \$4,5 millones) fueron pagados en mayo de 2011 y COP 7.900 millones (aproximadamente \$4,4 millones) fueron pagados en septiembre de 2011. El valor presente neto del pasivo total, se estima en \$ 27,7 millones, y se registró como pasivo y se llevó al gasto en el estado de operaciones en el primer trimestre de 2011. Bajo las NIIF, este costo se clasifica como gasto operativo ya que el impuesto no se basa en los ingresos y no es deducible para efectos fiscales. La diferencia de \$5,5 millones entre la obligación de \$33,2 millones y su valor actual de \$27,7 millones se está acrecentando a lo largo de cuatro años, por lo que \$0,6 millones se registraron como amortización de los gastos financieros netos en el estado de las operaciones en el trimestre (nueve meses a septiembre 30, 2011 - \$1,8 millones).

A septiembre 30 de 2011, el valor presente neto remanente del impuesto al patrimonio fue de COP 40.500 millones (aproximadamente \$20,7 millones), que fueron clasificados de la siguiente manera: \$7,9 millones como pasivo corriente en las cuentas por pagar y \$12,8 millones como impuestos al patrimonio por pagar a largo plazo.

NOTA 18 - TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Hasta el 31 de diciembre de 2010, Petrobank era el accionista mayoritario de Petrominerales. Como resultado de la Reorganización de Petrobank descrita en la Nota 1, las empresas ya no están relacionadas.

Durante el año 2010 la Compañía fue parte de un Contrato de Gestión de Servicios en los que Petrobank proporcionaba ciertos servicios, incluidos ejecutivos, legales, de administración, financieros, de tesorería, contabilidad, informática, recursos humanos, y de oficina para los empleados de Petrominerales ubicados en Calgary, Alberta. Las cantidades pagadas a Petrobank en virtud de este acuerdo fueron \$0,4 millones en el tercer trimestre (\$1,2 millones para los nueve meses terminados en septiembre 30) y se registraron como gastos generales y administrativos.

NOTA 19 - GESTIÓN DE CAPITAL

La política de la Compañía es mantener una sólida base de capital con el fin de proporcionar flexibilidad en el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado.

La Compañía administra su estructura de capital y realiza ajustes en respuesta a cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital que incluye capital social común, obligaciones convertibles, deuda bancaria y el superávit en capital de trabajo (una medida no-NIIF definida como activo corriente menos cuentas por pagar y pasivos estimados). Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, a lo largo del tiempo la Compañía podrá emitir acciones ordinarias u otros valores, vender activos o ajustar su gasto de capital para manejar los niveles de deuda actuales y proyectados.

	30 de Septiembre, 2011	31 de Diciembre, 2010	1 de Enero, 2010
Deuda Bancaria ⁽¹⁾	-	-	-
Superavit en el Capital de Trabajo	134,0	580,2	13,5
Obligaciones convertibles – monto de capital ⁽²⁾	550,0	550,0	81,7
Capital en acciones ordinarias	297,7	301,9	197,7

⁽¹⁾ Petrominerales tiene una línea de crédito renovable sin utilizar de \$150 millones y una línea de crédito operativa colombiana.

⁽²⁾ Los bonos convertibles vencen el 25 de agosto de 2016, y son convertibles en acciones ordinarias a \$34,31 por acción. Tienen un cupón anual del 2,625 por ciento, pagaderos semestralmente en efectivo o en acciones ordinarias. Adicionalmente, los tenedores de los bonos tendrán derecho a una opción única put (de vender) del prepago de los bonos al 100 por ciento del valor par más sus intereses el 25 de agosto de 2013. Los tenedores de los bonos deberán ejercer su opción put dentro de los siguientes 30 días entre el periodo comprendido de junio 10 a Julio 10 de 2013.

La compañía controla el apalancamiento y ajusta su estructura de capital basada en la razón de deuda neta y flujo de caja de las operaciones antes del capital de trabajo no monetario. Esta razón se calcula como deuda neta, una medida no-NIIF que la Compañía define como deuda bancaria pendiente, más el monto de capital de las obligaciones convertibles, a menos que el valor de las obligaciones sea superior al valor de mercado (in the money), y la deficiencia de capital de trabajo, dividido por el flujo de caja de las operaciones antes de cambios en el capital de trabajo no monetario para el trimestre más reciente, anualizado. Al 30 de septiembre de 2011, el indicador fue 0,5 veces, un nivel aceptable. Petrominerales utiliza la razón de deuda neta a flujo de efectivo como un indicador clave de apalancamiento de la Compañía y para monitorear la solidez del balance. Con el fin de facilitar la gestión de esta razón, la Compañía prepara presupuestos anuales, que se actualizan según sea necesario en función de diversos factores, incluyendo precios actuales y proyectados del petróleo, cambios en la estructura de capital, la ejecución del plan de negocios de la Compañía y las condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y las actualizaciones son preparadas y revisadas según sea necesario.

La Compañía está en cumplimiento de los compromisos financieros incluidos en sus líneas de crédito y los compromisos de bonos convertibles. La línea de crédito contiene compromisos financieros de mantener una relación de deuda bancaria a ganancias de los últimos doce meses antes de intereses, impuestos, agotamiento, depreciación y amortización por debajo de 3,0 veces y mantener una relación corriente superior a 1,0 vez (activo corriente dividido por pasivo corriente menos deuda bancaria sin utilizar). Las obligaciones convertibles tienen compromisos financieros para mantener una relación entre el valor en libros del patrimonio a activos totales de al menos 30 por ciento y limitar el monto de garantías y gravámenes que la Compañía tiene en el valor en libros de sus activos totales al 35 por ciento.

Petrominerales inició un pago de un dividendo trimestral de CAD\$0,125 por acción a partir del segundo trimestre de 2010. La estrategia de Petrominerales es proporcionar una rentabilidad por dividendo a los accionistas, al tiempo que ejecuta un plan de negocios orientado al crecimiento.

NOTA 20 - INSTRUMENTOS FINANCIEROS Y GESTIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

La Compañía tiene exposición a los siguientes riesgos a partir de su 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 los citados riesgos, y los objetivos, políticas y procesos de medición y gestión del riesgo de la Compañía.

La Junta Directiva tiene la responsabilidad general por el establecimiento y supervisión de la estructura del marco de gestión de riesgo financiero de la Compañía y el seguimiento de actividades de gestión de riesgos. La Compañía identifica y analiza los riesgos que enfrenta y puede utilizar instrumentos financieros para mitigar estos riesgos. Los principales riesgos identificados por Petrominerales son el riesgo de crédito, riesgo de liquidez, riesgo de mercado, riesgo de cambio a moneda extranjera, el riesgo del precio de los productos básicos y el riesgo de tasas de interés.

Riesgo de crédito

La producción de crudo se vende, según lo determinado por los precios de mercado ajustado por las diferencias de calidad, a seis principales contrapartes. La mayoría de la producción de crudo se vende a Gunvor y Ecopetrol, la petrolera estatal de Colombia, y el resto a cuatro compañías petroleras internacionales. Por lo general, la máxima exposición crediticia de la Compañía a los clientes es hasta dos meses de ventas. La Compañía no anticipa incumplimiento por ninguna de las contrapartes. Además, la Compañía reduce su riesgo de crédito a determinadas contrapartes, a través del seguro de crédito.

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

	30 de Septiembre, 2011	31 de Diciembre, 2010	1 de Enero, 2010
Clientes de petróleo	199,5	144,6	37,7
Otras cuentas por cobrar	10,1	7,0	5,4
Gastos pagados por anticipado	1,4	4,0	4,4
Total	211,0	155,6	47,5

Las cuentas por cobrar de clientes de crudo normalmente se reciben aproximadamente 45 días después de un mes de producción. La política de la empresa para mitigar el riesgo crediticio asociado con estos saldos es el establecimiento de relaciones de comercialización con grandes compradores, negociar el pago anticipado, obtener garantías crediticias y/o seguros de crédito. Históricamente, la Compañía no ha experimentado problemas de cartera con sus clientes de petróleo crudo. Ninguna de las cuentas por cobrar de más de 90 días se encontraba en riesgo al 30 de septiembre de 2011. En la determinación de la recuperación de cartera de deudores comerciales y

otras cuentas por cobrar, Petrominerales realiza un análisis de riesgos teniendo en cuenta el tipo y la antigüedad de la cartera por cobrar y la calidad crediticia de las contrapartes.

El efectivo y equivalentes de efectivo incluyen los saldos bancarios en efectivo y depósitos a corto plazo con vencimiento inferior a 90 días. La Compañía administra el riesgo crediticio en relación con las inversiones a corto plazo mediante la selección de las contrapartes basado en las calificaciones de crédito y la supervisión de todas las inversiones.

El monto en libros de las cuentas por cobrar y el efectivo y equivalentes de efectivo representan la exposición crediticia máxima. La Compañía no tiene una provisión para cuentas de dudosa recuperación al 30 de septiembre de 2011, y no se prevé ninguna cuenta de dudosa recuperación ni fue necesario castigar ninguna cuenta por cobrar durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 o 2010.

Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez es el riesgo de que la compañía no sea capaz de cumplir con sus obligaciones financieras a medida que vencen estas. El enfoque de la Compañía para administrar la liquidez es asegurar, dentro de los medios razonables, la liquidez suficiente para cumplir con sus obligaciones a su vencimiento, bajo condiciones normales así como inusuales, sin incurrir en pérdidas inaceptables o poner en peligro los objetivos empresariales de la Compañía.

La Compañía prepara presupuestos anuales de gastos de capital, que son controlados regularmente y actualizados según se considere necesario. La producción de crudo es revisada diariamente para proporcionar las estimaciones actuales de flujo de caja y la Compañía realiza autorizaciones de gastos en proyectos para gestionar los gastos de capital. Para facilitar el programa de inversiones, la Compañía cuenta con una línea de crédito rotativa renovable con base en reservas, como se indica en la Nota 14.

Los siguientes son los vencimientos contractuales de los pasivos financieros al 30 de septiembre de 2011:

Pasivo Financiero	Total	< 1 Año	1-2 Años	Mayores
Cuentas por pagar y pasivos estimados	289,1	289,1	-	-
Cartas de crédito	45,9	13,3	31,7	0,9
Obligaciones convertibles – monto principal ⁽¹⁾	550,0	-	-	550,0
Total	885,0	302,8	31,7	550,9

⁽¹⁾ Los bonos son convertibles en acciones ordinarias de Petrominerales a un precio de conversión de US\$34,3147 por acción, sujeto a ajustes en los dividendos. Si se convierten, la Compañía tiene la opción de entregar un total de 16.028.116 acciones ordinarias o el equivalente en efectivo al precio de mercado de las 16.028.116 acciones ordinarias basadas en un promedio ponderado del precio de la acción de los siguientes 20 días bursátiles luego de la notificación de conversión. Adicionalmente, los tenedores de los bonos tendrán derecho a una opción única put (de vender) del prepago de los bonos al 100 por ciento del valor par más sus intereses el 25 de agosto de 2013. Los tenedores de los bonos deberán ejercer su opción put dentro de los siguientes 30 días entre el periodo comprendido de junio 10 a Julio 10 de 2013.

Riesgo de Mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que los cambios en los factores del mercado, tales como los tipos de cambio, precios de materias primas, y las tasas de interés afecten los flujos de caja de la Compañía, la utilidad neta, liquidez o el valor de instrumentos financieros. El objetivo de la gestión del riesgo de mercado es mitigar la exposición al riesgo de mercado cuando se considere apropiado y maximizar la rentabilidad.

Riesgo de moneda extranjera

El riesgo de moneda extranjera es el riesgo de que el valor razonable o flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúen como consecuencia de los cambios en los tipos de cambio. La Compañía está expuesta a las fluctuaciones de moneda extranjera ya que ciertos gastos están denominados en pesos colombianos y dólares canadienses. Al 30 de septiembre de 2011, si el dólar estadounidense se hubiera apreciado un cinco por ciento frente al peso colombiano con todas las demás variables de ingresos constantes, la utilidad neta del año habría sido \$5,2 millones más alta (2010 - \$8,6 millones más), debido principalmente a las cuentas por pagar denominadas en pesos.

La Compañía no tenía contratos de cobertura (forward) de divisas establecidas en o durante el trimestre y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011.

Riesgo de precios de los bienes básicos

El riesgo de precios de los bienes básicos es el riesgo de que el valor razonable o flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúen como consecuencia de los cambios en los precios de bienes básicos. Los cambios significativos en los precios de bienes básicos también pueden afectar la base crediticia de la Compañía bajo su línea de crédito garantizada. La reducción de los precios de los bienes básicos también puede reducir la capacidad de la empresa para obtener capital. Los precios de bienes básicos para el petróleo crudo se ven afectados por los acontecimientos económicos mundiales que dictan los niveles de oferta y demanda. En ocasiones la Compañía puede intentar mitigar el riesgo de precios a través del uso de derivados financieros. La política de la Compañía es entrar en contratos de bienes básicos (commodity) considerados apropiados para un máximo del 50 por ciento de los volúmenes de producción previstos.

Riesgo de Tasa de Interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que el valor razonable o flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúen como consecuencia de los cambios en las tasas de interés del mercado. La Compañía está expuesta al riesgo de flujo de caja por tasa de interés sobre deuda bancaria a tasas de interés variable, en la medida en que se utiliza, debido a las fluctuaciones en las tasas de interés de mercado y el precio en la tasa de interés sobre las obligaciones convertibles en tasa fija. El resto de los activos y pasivos financieros de la Compañía no están expuestos a riesgo de tasas de interés. La sensibilidad de la Compañía a las tasas de interés no es material en el momento.

La Compañía no tenía swaps de tasa de interés (coberturas) o contratos financieros establecidos en o durante el transcurso de los primeros nueve meses de 2011.

Valor razonable de instrumentos financieros

Los instrumentos financieros de la Compañía se clasifican como efectivo y equivalentes de efectivo, deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, acreedores comerciales y otros pasivos, deuda bancaria y obligaciones convertibles en el estado de posición financiera. El valor en libros y valor razonable de estos instrumentos financieros al 30 de septiembre de 2011 se revela a continuación por categoría de instrumento financiero, así como cualquier ganancia y gasto de interés relacionado para el trimestre terminado el 30 de septiembre de 2011:

Instrumento Financiero	Valor en libros	Valor razonable	Gastos por Intereses
<i>Activos mantenidos para negociación</i>			
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	275,4	275,4	
<i>Préstamos y Cuentas por Cobrar</i>			
Cuentas por cobrar	211,0	211,0	
<i>Otros Pasivos</i>			
Cuentas por pagar y pasivos estimados	289,1	289,1	
Porción largo plazo del impuesto al patrimonio	12,8	12,8	
Deuda bancaria	-	-	5,4 ⁽²⁾
Bonos convertibles	450,3	496,4 ⁽³⁾	10,8 ⁽⁴⁾
Pasivo derivado de obligaciones convertibles	102,5		
Responsabilidad derivada de SARs	0,5	0,5	

⁽¹⁾ El rendimiento efectivo de los equivalentes de efectivo al 30 de septiembre de 2011 fue de 1.12% (al 31 de diciembre de 2010 - 0,31%).

⁽²⁾ Incluidos en los gastos financieros netos en el estado de resultados. Monto incluye los intereses, compromiso y otros cargos asociados con las líneas de crédito y la amortización de los costos financieros diferidos de \$0,8 millones en relación con la deuda bancaria de la Compañía.

⁽³⁾ El valor razonable de la deuda de obligaciones convertibles y componentes de pasivos derivados son difíciles de medir con fiabilidad debido a la falta de información sobre las operaciones activas. La Compañía ha estimado el valor razonable de las obligaciones convertibles sobre la base de las transacciones de mercado recientes. El monto principal de las obligaciones convertibles al 30 de septiembre de 2011 fue de \$550 millones.

⁽⁴⁾ Incluidos en los gastos financieros del estado de resultados de las operaciones. El gasto por intereses no monetario relacionado con la acumulación de los costos iniciales de descuento y transacción que se deducen de este pasivo se incluyen en la acumulación de obligaciones convertibles en el estado de flujo de caja. El rendimiento efectivo de los bonos convertibles es de 7,0%.

NOTA 21 - NOTAS AL ESTADO DE FLUJOS DE CAJA

Cambios en el capital de trabajo no monetario

	Tres meses finalizados en		Nueve meses finalizados en	
	septiembre 30,	2010	septiembre 30,	2010
	2011		2011	
Cambio en:				
Cuentas por cobrar	12,7	34,3	(55,4)	(82,8)
Cuentas por pagar y pasivos devengados	(17,3)	(55,7)	(20,0)	74,4
Inventario de petróleo crudo	12,2	(0,2)	5,3	(2,5)
El agotamiento relacionado con inventarios de petróleo crudo y otros activos	(4,8)	0,4	(2,9)	1,3
	2,8	(21,2)	(73,0)	(9,6)
Exclusión de cambio en intereses por pagar	3,6	(2,3)	3,6	(2,3)
Exclusión de la parte corriente del cambio en impuesto al patrimonio	0,5	-	(8,0)	-
Exclusión del cambio en dividendos por pagar	1,4	(0,7)	1,4	(12,2)
	8,3	(24,2)	(76,0)	(24,1)
Cambios relacionados con:				
Atribuibles a actividades operativas	-	(1,5)	(97,3)	(56,2)
Atribuibles a actividades de inversión	8,3	(22,7)	21,3	32,1

NOTA 22 – COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

El siguiente es un resumen de los compromisos contractuales de la Compañía al 30 de septiembre de 2011:

Tipo de Obligación	Total	< 1 Año	1-3 Años	Mayores
Contratos de exploración ⁽¹⁾	190,3	147,0	43,3	-
Contratos de almacenamiento y transporte	10,8	5,8	5,0	-
Inversión en oleoducto	39,6	39,6	-	-
Alquiler oficina	6,6	2,0	4,1	0,5
Bonos convertibles ⁽³⁾	550,0	-	-	550,0
Total	797,3	194,4	52,4	550,5

⁽¹⁾ De conformidad con los contratos de exploración, la Compañía tiene compromisos de trabajo por un total de \$190,3 millones que se deben completar durante los próximos tres años. Los compromisos de trabajo son actividades exploratorias dentro del curso normal del negocio que incluyen costos de propiedades, adquisición y procesamiento de datos sísmicos y la perforación de pozos exploratorios. La Compañía ha emitido cartas de crédito por un total de \$45,9 millones para garantizar las obligaciones derivadas de estos contratos de exploración.

⁽²⁾ Los bonos son convertibles en acciones ordinarias de Petrominerales a un precio de conversión de US\$34,3147 por acción, sujeto a ajustes en los dividendos. Si se convierten, la Compañía tiene la opción de entregar un total de 16.028.116 acciones ordinarias o el equivalente en efectivo al precio de mercado de las 16.028.116 acciones ordinaria basadas en un promedio ponderado del precio de la acción de los siguientes 20 días bursátiles luego de la notificación de conversión. Adicionalmente, los tenedores de los bonos tendrán derecho a una opción put (de vender) del prepago de los bonos al 100 por ciento del valor par más sus intereses el 25 de agosto de 2013. Los tenedores de los bonos deberán ejercer su opción put dentro de los siguientes 30 días entre el periodo comprendido de junio 10 a Julio 10 de 2013.

Contingencias

En el curso normal de operaciones, Petrominerales tiene disputas con participantes de la industria para los que la Compañía actualmente no puede determinar el resultado final. Petrominerales registra los costos a medida que se incurre en ellos o se pueden determinar. La Dirección considera que la resolución de estos asuntos no tendría un efecto material adverso en la situación financiera consolidada de la Compañía o los resultados de las operaciones.

Controversia por Participación en Precios Altos

Petrominerales actualmente tiene una disputa con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH") en relación con la interpretación del contrato de exploración del Bloque Corcel (el "Contrato Corcel") celebrado entre la ANH y Petrominerales el 2 de junio de 2005.

El contrato Corcel requiere que sea haga un pago de participación por precios altos a la ANH por parte de Petrominerales una vez el área de explotación haya producido un acumulado de cinco o más millones de barriles de petróleo, determinado antes de la deducción de regalías. El pago de participación por precios altos se cancela a razón del 30 por ciento del precio recibido por encima de cierto umbral de precios, basado en la calidad del petróleo producido.

La ANH ha manifestado su opinión de que las áreas de explotación en virtud del Contrato Corcel se deben combinar para efectos de determinar cuándo es pagadero el pago de participación por precios altos. Dado que la producción combinada de todas las áreas de explotación Corcel ha superado cinco millones de barriles de petróleo, la ANH afirma que Petrominerales está obligado a hacer pago de participación por precios altos con respecto a la producción del Bloque Corcel desde abril de 2009 en adelante. Basado en su opinión, la ANH ha solicitado pagos adicionales que suman \$69,1 millones al 30 de septiembre de 2010. Al 30 de septiembre de 2011, aunque la producción total del Bloque fue de 16,4 millones de barriles, solo el área de explotación Corcel A del Bloque Corcel ha acumulado una producción de más de 5 millones de barriles de petróleo.

Petrominerales está en desacuerdo con la interpretación de la ANH y considera que el Contrato Corcel establece que el pago de participación por precios altos se requiere para cada área de explotación individual, una vez esta haya acumulado una producción de cinco o más millones de barriles de petróleo.

La disputa se encuentra actualmente en proceso de resolución de conflictos según lo dispuesto en el Contrato de Corcel. Petrominerales considera que la resolución de esta disputa será a favor de la Compañía y, en consecuencia, no ha hecho ninguna provisión de regalías adicional en estos estados financieros.

NOTA 23 - ADOPCIÓN POR PRIMERA VEZ DE LAS NIIF

La Compañía adoptó las NIIF el 1 de enero de 2011 con fecha de transición el 1 de enero de 2010. La presente nota establece la manera en la que la transición desde los PCGA Canadienses a las NIIF ha afectado la situación financiera de la Compañía y la utilidad integral.

Las políticas contables establecidas en la Nota 3 se han aplicado en la preparación de los estados financieros para el período terminado el 30 de septiembre de 2011, la información comparativa presentada en los estados financieros para los períodos terminados el 30 de septiembre 2010 y 31 de diciembre de 2010, y en el preparación de una Declaración Posición Financiera NIFF de apertura al 1 de enero de 2010 (la "Fecha de Transición").

NIIF emplea un marco conceptual que es similar a los PCGA de Canadá. Si bien la adopción de las NIIF no ha cambiado los flujos de caja reales de la Compañía, la adopción se ha traducido en cambios en la posición financiera reportada y resultados de las operaciones de la Compañía. Las diferencias entre las NIIF y los PCGA canadienses que afectan a Petrominerales se describen en las notas que siguen a continuación de las tablas de la reconciliación.

Conforme a la NIIF 1 "Adopción por Primera Vez de las Normas Internacionales de Información Financiera", las NIIF se aplican a todas las cuentas de forma retroactiva a la fecha de transición a menos que una exención específica estuviera disponible y se hubiera usado. Las siguientes son las excepciones significativas que la Compañía ha elegido aplicar:

- Exención estimada de costos para propiedad, planta y equipo - La Compañía ha elegido reportar partidas de propiedad, planta y equipo en la Fecha de Transición al costo estimado en lugar del costo real que se determinaría conforme a las NIIF. El costo estimado de una partida puede ser su valor razonable a la Fecha de Transición o una cantidad determinada por una revaluación anterior bajo los PCGA de Canadá. La exención se puede aplicar sobre la base de activo por activo. Los activos de petróleo y gas que formaban parte del yacimientos a costo completo y que ser determinó que fueran activos desarrolladas o de producción fueron asignados a unidades generadoras de efectivo ("CGU") en la Fecha de Transición a prorrata usando valores de reserva, sujeto a una prueba de deterioro en la Fecha de Transición .
- Pagos Basados en Acciones - La Sociedad ha optado por no aplicar la NIIF 2 "Pagos Basados en Acciones" a los instrumentos de capital con derechos adquiridos antes de la Fecha de Transición. Como tal, sólo se efectuaron ajustes a los Pagos Basados en Acciones que se concedieron antes de la Fecha de Transición, pero no habían adquirido derechos.
- Pasivos por desmantelamiento - En la contabilización de los cambios en la obligación de desmantelar, retirar y restaurar elementos de propiedad, planta y equipo, los lineamientos relativos al NIIF requieren que los cambios en tales obligaciones se agreguen o resten del costo del activo a que se refiere. El monto amortizable ajustado del activo se deprecia entonces prospectivamente a lo largo de su vida útil restante. En lugar de volver a calcular el efecto de todos estos cambios a lo largo de la vida de la obligación, la compañía ha optado por medir el pasivo y los efectos de depreciación relacionados a la Fecha de Transición.
- Costes de Endeudamiento - La Compañía aplicó una exención transicional NIIF para capitalizar los costos de endeudamiento de forma prospectiva desde la fecha de transición.

- Diferencias de Conversión Acumuladas - La empresa eligió para establecer la cuenta de conversión acumulada, que se incluye en otros ingresos integrales acumulados, en cero al 1 de enero de 2010. Esta exención se ha aplicado a todas las filiales.
- Combinaciones de Negocios - La compañía eligió la exención de combinaciones de negocios para no aplicar la NIIF 3 Combinaciones de Negocios retroactivamente a combinaciones de negocios anteriores. En consecuencia, no hemos revisado las combinaciones de negocios que tuvieron lugar antes de la Fecha de Transición.

POSICION FINANCIERA CONSOLIDADA

Las siguientes tablas concilian la posición financiera consolidada de la Compañía de las cantidades anteriormente reportadas bajo PCGA Canadiense y bajo las NIIF desde la fecha de transición enero 1 de 2010, septiembre 30 de 2010 y diciembre 31 de 2010.

Al 1 de enero de 2010 (fecha de transición)	PCGA Canadiense	Notas				NIIF
		a	b	c	d	
ACTIVOS						
Activo corriente						
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 63,0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 63,0
Cuentas por cobrar	47,5	-	-	-	-	47,5
Impuesto de renta por cobrar	8,5	-	-	-	-	8,5
Inventario de petróleo crudo	1,4	-	-	-	-	1,4
	120,4	-	-	-	-	120,4
Activos no corrientes						
Otros activos	26,5	-	-	-	-	26,5
Activos de exploración y evaluación	-	84,2	-	-	-	84,2
Propiedad, planta y equipo	573,2	(84,2)	-	-	-	489,0
	599,7	-	-	-	-	599,7
Activo total	\$ 720,1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 720,1
PASIVO Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS						
Pasivo corriente						
Acreedores comerciales y otras por pagar	\$ 106,9	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 106,9
Bonos convertibles	76,8	-	-	-	-	76,8
Pasivo no corriente	183,7	-	-	-	-	183,7
Pasivos de Impuestos Diferidos	34,8	-	-	-	(9,6)	25,2
Pasivos por desmantelamiento	6,7	-	9,6	-	-	16,3
Pasivo Total	225,2	-	9,6	-	(9,6)	225,2
Patrimonio de los accionistas						
Las obligaciones convertibles - porción patrimonial	10,4	-	-	-	-	10,4
Acciones ordinarias	197,7	-	-	-	-	197,7
Excedente aportado	7,3	-	-	2,6	-	9,9
Otros Ingresos Integrales Acumulados	16,0	(16,0)	-	-	-	-
Utilidades retenidas	263,5	16,0	(9,6)	(2,6)	9,6	276,9
	494,9	-	(9,6)	-	9,6	494,9
Total pasivo y patrimonio de los accionistas	\$ 720,1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 720,1

Al 30 de septiembre de 2010	PCGA Canadiense	Notas						NIIF
		a	b	c	d	e	f	
ACTIVOS								
Activo corriente								
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 669,8	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 669,8
Cuentas por cobrar	130,3	-	-	-	-	-	-	130,3
Impuesto de renta por cobrar	-	-	-	-	-	-	-	-
Inventario de petróleo crudo	3,9	-	-	-	-	-	-	3,9
	804,0	-	-	-	-	-	-	804,0
Activos no corrientes								
Otros activos	26,1	-	-	-	-	-	-	26,1
Activos de exploración y evaluación	-	230,8	3,7	-	-	-	-	234,5
Propiedad, planta y equipo	745,1	(230,8)	4,9	-	-	52,0	-	571,2
Plusvalía	5,0	-	-	-	-	-	-	5,0
	776,2	-	8,6	-	-	52,0	-	836,8
Activo total	\$1.580,2	\$ -	\$ 8,6	\$ -	\$ -	\$ 52,0	\$ -	\$1.640,8
PASIVO Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS								
Pasivo corriente								
Acreeedores comerciales y otras por pagar	\$ 181,3	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 181,3
Impuesto de renta por pagar	24,5	-	-	-	-	-	-	24,5
Bonos convertibles	80,7	-	-	-	-	-	-	80,7
	286,5	-	-	-	-	-	-	286,5
Pasivo no corriente								
Pasivos de Impuestos Diferidos	73,1	-	-	-	(16,8)	-	-	56,3
Pasivos por desmantelamiento	10,8	-	17,9	-	-	-	-	28,7
Bonos convertibles	437,6	-	-	-	-	-	(3,9)	433,7
Pasivo derivados	-	-	-	-	-	-	133	133,0
Pasivo Total	808,0	-	17,9	-	(16,8)	-	129,1	938,2
Patrimonio de los accionistas								
Las obligaciones convertibles - porción patrimonial	107,6	-	-	-	-	-	(97,2)	10,4
Acciones ordinarias	205,4	-	-	-	-	-	-	205,4
Excedente aportado	13,9	-	-	3,9	-	-	-	17,8
Otros Ingresos Integrales Acumulados	16,0	(16,0)	-	-	-	-	-	-
Utilidades retenidas	429,3	16,0	(9,3)	(3,9)	16,8	52,0	(31,9)	469,0
	772,2	-	(9,3)	-	16,8	52,0	129,1	702,6
Total pasivo y patrimonio de los accionistas	\$ 1.580,2	\$ -	\$ 8,6	\$ -	\$ -	\$ 52,0	\$ -	\$ 1,640,8

A 31 de diciembre 2010	PCGA Canadiense	Notas						NIIF
		a	b	c	d	e	f	
ACTIVOS								
Activo corriente								
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 723,3	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 723,3
Cuentas por cobrar	155,6	-	-	-	-	-	-	155,6
Impuesto de renta por cobrar	4,3	-	-	-	-	-	-	4,3
Inventario de petróleo crudo	6,1	-	-	-	-	-	-	6,1
	889,3	-	-	-	-	-	-	889,3
Activos no corrientes								
Otros activos	25,3	-	-	-	-	-	-	25,3
Activos de exploración y evaluación	-	260,0	4,9	-	-	-	-	264,9
Propiedad, planta y equipo	845,3	(260,0)	8,2	-	-	54,6	-	648,1
Plusvalía	5,0	-	-	-	-	-	-	5,0
	875,6	-	13,1	-	-	54,6	-	943,3
Activo total	\$ 1.764,9	\$ -	\$ 13,1	\$ -	\$ -	\$ 54,6	\$ -	\$ 1.832,6
PASIVO Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS								
Pasivo corriente								
Acreedores comerciales y otras por pagar	\$ 309,1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 309,1
	309,1	-	-	-	-	-	-	309,1
Pasivo no corriente								
Pasivos de Impuestos Diferidos	104,4	-	-	-	(8,7)	8,3	-	104,0
Bonos convertibles	441,4	-	-	-	-	-	(3,6)	437,8
Pasivos Derivados	-	-	-	-	-	-	240,2	240,2
Pasivos por desmantelamiento	12,8	-	22,1	-	-	-	-	34,9
Pasivo Total	867,7	-	22,1	-	(8,7)	8,3	236,6	1.126,0
Patrimonio de los accionistas								
Bonos convertibles	97,4	-	-	-	-	-	(97,4)	-
Acciones ordinarias	301,9	-	-	-	-	-	-	301,9
Excedente aportado	16,0	-	-	5,3	-	-	-	21,3
Otros Ingresos Integrales Acumulados	16,0	(16,0)	-	-	-	-	-	-
Utilidades retenidas	465,9	16,0	(9,0)	(5,3)	8,7	46,3	(139,2)	383,4
	897,2	-	(9,0)	-	8,7	46,3	(236,6)	706,6
Total pasivo y patrimonio de los accionistas	\$ 1.764,9	\$ -	\$ 13,1	\$ -	\$ -	\$ 54,6	\$ -	\$ 1.832,6

Estados Intermedios Consolidados de Operaciones y Utilidad

Las siguientes tablas concilian la utilidad neta y la utilidad de la Compañía de las cantidades anteriormente incluidas en los PCGA canadienses con las NIIF para el trimestre terminado el 30 de septiembre de 2010, los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2010 y los doce meses terminados el 31 de diciembre 2010 :

Trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2010	PCGA Canadiense	Notas						NIIF
		a	b	c	d	e	f	
Ingresos								
Petróleo	\$ 231,5	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 231,5
Regalías	(27,3)	-	-	-	-	-	-	(27,3)
	204,2	-	-	-	-	-	-	204,2
Gastos Operativos								
Producción	22,9	-	-	-	-	-	-	22,9
Transporte	23,1	-	-	-	-	-	-	23,1
Petróleo comprado	14,4	-	-	-	-	-	-	14,4
Agotamiento y depreciación	66,9	(0,3)	-	-	-	(16,2)	-	50,4
Generales y administrativos	6,7	-	-	-	-	-	-	6,7
Costos de adquisición	0,1	-	-	-	-	-	-	0,1
Compensación basada en acciones	3,3	-	-	1,1	-	-	-	4,4
Gasto por impuesto al patrimonio colombiano	0,6	-	-	-	-	-	-	0,6
	138,0	(0,3)	-	1,1	-	(16,2)	-	122,6
Gasto Financiero								
(Ganancia)/pérdida por pasivo derivado	-	-	-	-	-	-	31,9	31,9
Ingresos por intereses	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses y acumulación	6,1	0,3	-	-	-	-	-	6,4
Pérdida cambiaria	9,9	-	-	-	(3,4)	-	-	6,5
	16,0	0,3	-	-	(3,4)	-	31,9	44,8
Utilidad antes de impuestos	50,2	-	-	(1,1)	3,4	16,2	(31,9)	36,8
Impuestos corrientes	(0,7)	-	-	-	-	-	-	(0,7)
Impuestos diferidos	15,5	-	-	-	(5,2)	-	-	10,3
Utilidad neta	\$ 35,4	\$ -	\$ -	\$ (1,1)	\$ 8,6	\$ 16,2	\$ (31,9)	\$ 27,2

Nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2010	PCGA Canadiense	Notas						NIIF
		a	b	c	d	e	f	
Ingresos								
Petróleo	\$ 798,1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 798,1
Regalías	(77,7)	-	-	-	-	-	-	(77,7)
	720,4	-	-	-	-	-	-	720,4
Gastos Operativos								
Producción	70,7	-	-	-	-	-	-	70,7
Transporte	69,4	-	-	-	-	-	-	69,4
Petróleo comprado	52,3	-	-	-	-	-	-	52,3
Agotamiento y depreciación Generales y administrativos	206,7	(0,6)	-	-	-	(52,3)	-	153,8
Costos de adquisición	16,8	-	-	-	-	-	-	16,8
Compensación basada en acciones	1,2	-	-	-	-	-	-	1,2
Gasto por impuesto al patrimonio colombiano	8,2	-	-	1,3	-	-	-	9,5
	1,6	-	-	-	-	-	-	1,6
	426,9	(0,6)	-	1,3	-	(52,3)	-	375,3
Gasto Financiero								
(Ganancia)/pérdida en pasivo derivado	-	-	-	-	-	-	31,9	31,9
Ingresos por intereses	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses y amortización	13,1	0,6	-	-	-	-	-	13,7
Pérdida cambiaria	15,4	-	-	-	(5,7)	-	-	9,7
	28,5	0,6	-	-	(5,7)	-	31,9	55,3
Utilidad antes de impuestos	265,0	-	-	(1,3)	5,7	52,3	(31,9)	289,8
Impuestos corrientes	50,7	-	-	-	-	-	-	50,7
Impuestos diferidos	24,3	-	-	-	(1,5)	-	-	22,8
Utilidad neta	\$ 190,0	\$ -	\$ -	\$ (1,3)	\$ 7,2	\$ 52,3	\$ (31,9)	\$ 216,3

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2010	PCGA canadiense	Notas						NIIF
		a	b	c	d	e	f	
Ingresos								
Petróleo	\$1.048,7	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$1.048,7
Regalías	(113,4)	-	-	-	-	-	-	(113,4)
	935,3	-	-	-	-	-	-	935,3
Gastos Operativos								
Producción	109,3	-	-	-	-	-	-	109,3
Transporte	88,7	-	-	-	-	-	-	88,7
Petróleo comprado	64,8	-	-	-	-	-	-	64,8
Gasto de adquisición	1,2	-	-	-	-	-	-	1,2
Agotamiento y depreciación	270,1	(0,8)	-	-	-	(54,6)	-	214,7
Generales y administrativos	24,4	-	-	-	-	-	-	24,4
Compensación basada en acciones	11,3	-	-	2,6	-	-	-	13,9
Gasto por impuesto al patrimonio colombiano	2,1	-	-	-	-	-	-	2,1
	571,9	(0,8)	-	2,6	-	(54,6)	-	519,1
Gastos financieros (ingresos)								
Ingresos por intereses	(1,0)	-	-	-	-	-	-	(1,0)
Pérdida en pasivo en derivados	-	-	-	-	-	-	139,1	139,1
Intereses y amortización	25,3	0,8	(0,7)	-	-	-	0,3	25,7
Pérdida cambiaria	7,1	-	-	-	(1,4)	-	-	5,7
	31,4	0,8	(0,7)	-	(1,4)	-	139,4	169,5
Utilidad antes de impuestos	332,0	-	0,7	(2,6)	1,4	54,6	(139,4)	246,7
Impuestos corrientes	32,5	-	-	-	-	-	-	32,5
Impuestos diferidos	59,8	-	-	-	2,3	8,3	-	70,4
Utilidad neta	\$ 239,7	\$ -	\$ 0,7	\$ (2,6)	\$ (0,9)	\$ 46,3	\$ (139,4)	\$ 143,8

Estado de Flujos de Caja

La adopción de las NIIF no tuvo impacto en los montos reportados como operativos, de inversión o financiación de flujos de caja en los estados consolidados de flujos de caja.

Notas a las conciliaciones NIIF

a. Reclasificaciones

(i) Activos de Exploración y Evaluación (E&E)

Los activos E&E consisten en proyectos de exploración de la Compañía, donde la viabilidad técnica y la viabilidad comercial aún no han sido determinados. Bajo los PCGA canadienses estos costos se agruparon con la propiedad, planta y equipo. Bajo NIIF, los activos de E&E se clasifican como una línea separada en el balance.

(ii) Otros Ingresos Integrales Acumulados

En la Fecha de Transición, la Compañía decidió reclasificar pérdidas cambiarias incluidas en otros ingresos integrales reconocidos bajo los PCGA canadienses a utilidades retenidas. Estas diferencias de conversión acumuladas fueron generadas cuando la Compañía cambió su moneda para reportes del dólar canadiense al americano en 2006. Como resultado, otros ingresos integrales acumulados al 1 de enero de 2010 fueron reclasificados a utilidades retenidas.

(iii) Amortización Por Pasivos De Desmantelamiento

Bajo el PCGA canadienses, la amortización sobre el pasivo por desmantelamiento se incluyó en la depreciación y el agotamiento. Bajo NIIF, se requiere que se incluyan en los gastos por intereses.

b. Pasivos por desmantelamiento

Bajo los PCGA canadienses, los pasivos por desmantelamiento fueron descontados a una tasa ajustada de crédito libre de riesgo del nueve por ciento. Bajo NIIF, el flujo de caja estimado para abandono y remediación los pozos y facilidades ha sido ajustada al riesgo, por lo tanto, la totalidad del pasivo de desmantelamiento se descuenta a una tasa libre de riesgo del cuatro por ciento para todos los períodos presentados.

Bajo los PCGA canadienses del descuento, la corrección del descuento, o la amortización se incluyó en el agotamiento y depreciación. Bajo NIIF, se incluye en gastos financieros.

c. Pagos Basados en Acciones

Bajo los PCGA canadienses, la Compañía utiliza el método de línea recta llevar al gasto las opciones de acciones que adquieren derechos. El valor razonable de las premios basados en acciones se calculó como una concesión y el valor razonable resultante se reconoce sobre la base de línea recta lo largo del periodo de adquisición de derechos. Bajo NIIF cada tramo de un premio con diferentes fechas de adquisición de derechos se considera un otorgamiento separado para el cálculo del valor razonable y el valor razonable resultante se amortiza a lo largo del periodo de adquisición de derechos de los tramos respectivos. La mayoría de las diferencias relativas a la compensación basada en acciones corresponde al cambio en el calendario de gastos de la línea recta bajo los PCGA canadienses a la adquisición de derechos clasificados según las NIIF. Esto se traduce en más gastos que se reconocen en los primeros años de adquisición de derechos bajo NIIF.

Bajo los PCGA canadienses, las pérdidas de los reconocimientos fueron registrados a medida que ocurrirán. Bajo NIIF, las estimaciones de pérdidas se reconocen en la fecha de la concesión y se revisa en cuanto a experiencias reales en períodos subsiguientes. La estimación de la tasa de pérdida utilizada se basa en pérdidas históricas.

d. Pasivos de Impuestos Diferidos

El cambio en el pasivo por impuestos diferidos es principalmente el resultado del cambio en la base contable del pasivo de desmantelamiento a la transición a NIIF, el cambio en la base contable de la propiedad, planta y equipo, y como resultado del agotamiento disminuido y el cambio en la contabilización de ganancias y pérdidas cambiarias derivadas de impuestos denominados en monedas extranjeras.

e. Agotamiento

En la transición a NIIF, la Compañía adoptó una política de agotar los intereses petroleros y de gas sobre la base de unidad de producción sobre las reservas probadas más probables. La política de agotamiento en los PCGA canadienses se basa en unidades de producción sobre las reservas probadas. Además, el agotamiento se calculó en todo el centro de costo de Colombia bajo los PCGA canadienses. NIIF requiere que el agotamiento y la amortización se calculen con base en el nivel de componentes individuales.

f. Bonos convertibles

Bajo los PCGA canadienses, se clasificaron los Bonos Convertibles como un instrumento financiero compuesto, por el que se bifurca el instrumento en componentes de deuda y patrimonio. La porción patrimonial fue reconocida a valor razonable. Bajo las NIIF, la función de conversión (la porción patrimonial bajo PCGA canadienses) de las Obligaciones Convertibles del 2016 se considera un pasivo derivado, y hay la obligación de ser valorado a valor razonable en cada ejercicio que se reporta.

INFORMACIÓN CORPORATIVA

DIRECTORES

John D. Wright ⁽³⁾

Calgary, Alberta, Canadá
Presidente y Asesor Estratégico

Alastair Macdonald ^{(1) (2) (4)}

Pembroke, Bermuda

Enrique Umaña Valenzuela ^{(1) (4)}

Bogotá D.C., Colombia

Ernesto Sarpi ⁽³⁾

Nápoles, Italia

Geir Ytreland ^{(2) (3)}

Droebak, Noruega

Jerald L. Robles ⁽⁴⁾

Denver, Colorado, EE.UU.

Kenneth R. McKinnon ^{(1) (2)}

Calgary, Alberta, Canadá

- (1) Miembro del Comité de Auditoría
- (2) Miembro del Comité de Compensación
- (3) Miembro del Comité de Reservas
- (4) Miembro del Comité de Nominaciones

FUNCIONARIOS

Corey C. Ruttan
Presidente y CEO

Allen Knight
Vicepresidente Nuevos Negocios

Andrea Hatzinikolas
Secretaria Corporativa y Asesor Legal General

Erik Lyngberg
Vice Presidente Senior de Exploración

Jaime Valenzuela
Vice Presidente de Planificación y Director de Operaciones

Jeff Chant
Vicepresidente de Desempeño Organizacional

John (Jack) F. Scott
Director de Operaciones (COO)

Kelly D. Sledz
Director Financiero (CFO)

Rubén Cano
Vicepresidente de Servicios y Logística

Tannya E. Morales-Kozy
Vicepresidente de Finanzas

OFICINAS

Calgary, Canadá
1900, 111-5th Avenue SW
Calgary, Alberta, Canadá, T2P 3Y6
TEL: +403-750-4400

Bogotá, Colombia
Calle 116 No. 7-15 Interior 2
Torre Cusezar, Piso 6
Bogotá D.C., Colombia
TEL: +57 1 629 2701

Lima, Perú
Av. Víctor Andrés Belaúnde 147
Centro Empresarial real
Vía Principal 123, Edificio Uno real,
Oficina 801 San Isidro, Lima, Perú
TEL: +51 1 627 3300

SITIO WEB: www.petrominerales.com

E-MAIL: ir@petrominerales.com

AGENTES DE REGISTRO Y TRANSFERENCIA

Computershare Trust
Company of Canada
Calgary, Alberta, Canadá

REGISTROS EN BOLSA

Bolsa de Toronto
SÍMBOLO: PMG

Bolsa de Valores de Colombia
SIMBOLO: PMGC

DOCUMENTOS DE VALORES

www.sedar.com
www.superfinanciera.gov.co

Las solicitudes de información y otras consultas de relaciones con inversionistas se pueden dirigir a: ir@petrominerales.com o por teléfono al +57 1 629 2701 o +1 403 750 4400.