



Reporte financiero 2010



PETROMINERALES



Contenido

- 3 Análisis y comentarios de la dirección
- 22 Informe de la dirección
- 23 Dictamen del auditor independiente
- 24 Balances generales consolidados
- 27 Notas a los estados financieros consolidados
- 43 Información corporativa

Abbreviations

| | |
|-----------------|---|
| ANH | Agencia Nacional de Hidrocarburos en Colombia |
| bb(l)s | barril (es) |
| bopd | barriles de petróleo por día |
| Cdn.\$ | Dólares Canadienses |
| IPC | Contrato de Producción Incremental |
| km | Kilómetros |
| km ² | Kilómetros Cuadrados |
| \$ | Dólares Estadounidenses |



Análisis y comentarios de la Dirección

Resumen de resultados anuales

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

| | 2010 | 2009 | 2008 |
|--|------------------|---------|---------|
| Financieros | | | |
| (miles de \$, salvo que se indique lo contrario) | | | |
| Ingresos de petróleo crudo | 1.048.699 | 463.655 | 343.182 |
| Flujo de fondos de operaciones ⁽¹⁾ | 597.817 | 283.824 | 234.534 |
| Por acción – básica (\$) | 6,00 | 2,89 | 2,34 |
| – diluida (\$) | 5,44 | 2,78 | 2,25 |
| Utilidad neta | 239.695 | 100.146 | 131.144 |
| Por acción – básica (\$) | 2,41 | 1,02 | 1,31 |
| – diluida (\$) | 2,29 | 1,00 | 1,28 |
| Dividendos declarados | 37.303 | - | - |
| Por acción | 0,38 | - | - |
| Gastos de capital | 506.433 | 280.879 | 268.153 |
| Activo total | 1.764.882 | 720.116 | 565.705 |
| Total del pasivo financiero a largo plazo | 558.563 | 41.472 | 99.700 |
| Superávit neto de capital de trabajo ⁽¹⁾ | 580.213 | 13.509 | 48.899 |
| Acciones ordinarias en circulación, cierre del período (miles de \$) | | | |
| Básicas | 103.392 | 98.611 | 99.399 |
| Diluidas ⁽²⁾ | 126.970 | 104.789 | 105.631 |
| Operaciones | | | |
| Ganancia operativa neta (\$/bbl) ⁽¹⁾ | | | |
| Precio de referencia de WTI | 79,63 | 61,80 | 99,75 |
| Ingresos de petróleo crudo ⁽³⁾ | 66,84 | 50,43 | 82,27 |
| Regalías | 8,49 | 5,14 | 8,02 |
| Gastos de producción | 8,18 | 7,09 | 8,46 |
| Ganancia operativa neta | 50,17 | 38,20 | 65,79 |
| Producción promedio de petróleo crudo por día (bppd) ⁽⁴⁾ | 37.027 | 22.360 | 10.967 |

(1) Medición fuera del marco PCGA. Véase el apartado "Mediciones fuera del marco PCGA" en la sección "Análisis y comentarios de la Dirección".

(2) Consiste en acciones ordinarias, opciones de compra de acciones, acciones ordinarias diferidas y acciones de incentivo en circulación, así como obligaciones convertibles en dinero que se podrían convertir en acciones, a la fecha de cierre del período.

(3) Neto de transporte; excluye los ingresos de las compras de petróleo.

(4) La producción real vendida en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010 asciende a 36.612 bppd (22.490 bppd en 2009; 10.967 bppd en 2008).

La siguiente sección de Análisis y comentarios de la Dirección es de fecha 2 de marzo de 2011 y debe leerse junto con los estados financieros consolidados y las notas adjuntas de Petrominerales Ltd. ("Petrominerales" o la "Compañía") correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009. Los estados financieros consolidados y la información comparativa fueron elaborados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados de Canadá ("PCGA"). En el sitio en Internet de SEDAR, www.sedar.com o en el sitio www.petrominerales.com puede encontrarse información adicional relacionada con la Compañía, entre ella su Formulario Informativo Anual.

A menos que se indique lo contrario, todos los montos de este Análisis y Comentarios de la Dirección, y las cifras de los cuadros, se expresan en miles de dólares estadounidenses.

Declaraciones referidas al futuro

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

Mediciones fuera del marco PCGA

El presente informe contiene términos financieros que no se consideran mediciones dentro del marco de los principios de contabilidad generalmente aceptados de Canadá ("PCGA"), entre otros: flujo de fondos de las operaciones, flujo de fondos por acción, superávit de capital de trabajo neto y ganancia operativa neta. Estas mediciones son de uso común en la industria petrolera y gasífera y se consideran informativas para la Dirección y los accionistas. Específicamente, los términos flujo de fondos de las operaciones y flujo de fondos por acción se refieren al efectivo generado por las actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo no monetario. La Dirección considera que estos dos flujos son importantes porque ayudan a evaluar el desempeño de la Compañía y demostrar que tiene la capacidad de generar el efectivo suficiente para financiar oportunidades de crecimiento futuras y dividendos. El superávit de capital de trabajo neto incluye el activo circulante menos el pasivo circulante y el monto circulante de las obligaciones convertibles, cuando se encuentran bajo par y no se pueden pagar en acciones al vencimiento, y se utiliza para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operativa neta se determina dividiendo las ventas de petróleo menos regalías, los gastos de transporte, y los gastos de operación entre el volumen de ventas de petróleo producido. La Dirección considera importante la ganancia operativa neta debido a que es una medición de la rentabilidad por barril vendido y refleja la calidad económica de la producción. El flujo de fondos de las operaciones, el flujo de fondos por acción, el superávit de capital de trabajo neto y las ganancias operativas netas pueden no ser comparables con los informados por otras compañías, ni deben considerarse como una alternativa al flujo de efectivo de las operaciones, la utilidad neta u otras mediciones del desempeño financiero calculadas de conformidad con los PCGA.

Transacciones y aspectos destacados durante el ejercicio

(Todas las cifras se expresan en dólares estadounidenses, salvo que se indique lo contrario; y las comparaciones anuales se refieren a las cifras entre los ejercicios 2010 y 2009.)

- Nuestra producción de petróleo crudo se cifró en 37.027 bppd, un aumento de 66% en relación con 2009.
- En 2010 generamos sólidas ganancias operativas netas, de \$50,17 por barril, es decir, un incremento de 31% con respecto a 2009.
- Registramos un flujo de fondos de operaciones de \$597,8 millones (\$6,00 por acción básica) y una utilidad neta de \$239,7 millones (\$2,41 por acción básica), un aumento de 111% y 139%, respectivamente, comparado con 2009.
- Gracias a un gran número de actividades de exploración exitosas, en 2010 descubrimos importantes yacimientos en Candelilla, Yatay, Caruto y Yenac.
- Iniciamos un programa de exploración de 10 pozos en nuestro yacimiento de petróleo pesado, dirigido a varias estructuras separadas y tipos de áreas prospectivas. Entre sus actividades más importantes se cuenta una prueba de producción de 600 bppd del pozo Mochelo-1.
- En 2010 nos destacamos como la compañía de exploración más activa de Colombia, al perforar 16 pozos de exploración que representan el 15% de los pozos de este tipo perforados en el país durante el ejercicio.
- Nuestra base de reservas se amplió con un aumento de 46%, a 27,1 millones de barriles de petróleo, en las reservas probadas de explotación y producción; 22%, a 44,0 millones de barriles de petróleo, en el total de reservas probadas; y 13%, a 60,2 millones de barriles de petróleo en las reservas probadas y probables.
- El VPN de las reservas probadas y probables 10 (antes de impuestos) se incrementó 21%, a US\$2.500 millones.
- Ampliamos considerablemente nuestros terrenos de exploración en Perú, a 5,4 millones de acres netos.

- En agosto reunimos fondos por \$550 millones mediante una emisión de bonos convertibles en acciones ordinarias de Petrominerales, con un precio de conversión de \$34.746, sujeto al ajuste en función de los dividendos pagados, y una tasa de interés anual de 2,625%.
- La liquidez de nuestras acciones mejoró significativamente a raíz de que concluimos nuestra reorganización el 31 de diciembre de 2010, en virtud de la cual Petrobank distribuyó a sus accionistas su participación del 65% en Petrominerales.
- En el segundo trimestre de 2010, la Compañía empezó a ofrecer un dividendo trimestral de CAN\$0,125 por acción (CAN\$0,50 por acción anualizados).

Transacciones y aspectos destacados durante el cuarto trimestre

(Salvo que se indique lo contrario, las comparaciones se refieren a las cifras del cuarto trimestre de los ejercicios 2010 y 2009)

- En el trimestre tuvimos exitosas actividades de exploración en tres sitios: Caruto, en el Bloque Corcel; Mochelo en el Bloque Río Ariari; y Yatay, en el Bloque Candelilla.
- La producción del cuarto trimestre de 2010 se situó en 33.142 bppd, cifra que representa un aumento de 35%. En 2011, la producción ha mejorado aún más, ascendiendo a un promedio de 37.582 bppd en enero y 42.501 bppd en febrero, principalmente debido a los mayores aportes de nuestros yacimientos en Yatay y Mantis.
- Registramos un flujo de fondos de operaciones de \$153,3 millones (\$1,52 por acción básica) y una utilidad neta de \$49,7 millones (\$0,49 por acción básica).
- Para apoyar nuestros objetivos de crecimiento en la Cuenca de los Llanos, nos comprometimos a adquirir una participación del 9,65% en el proyecto Oleoducto Bicentenario de Colombia (“OBC”).

Perfil de la compañía

Petrominerales Ltd. (“Petrominerales” o la “Compañía”) se dedica a la exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo en Colombia y Perú. Petrominerales es una empresa que cotiza en la Bolsa de Valores de Toronto, constituida en Alberta, Canadá. El 31 de diciembre de 2010, la Compañía concluyó una reorganización (la “reorganización”) en virtud de la cual la jurisdicción legal de la sociedad matriz del grupo Petrominerales cambió de Bahamas a Canadá. Además, el anterior accionista mayoritario, Petrobank Energy and Resources Ltd. (“Petrobank”), distribuyó a sus accionistas su participación del 65% en Petrominerales.

Análisis financiero y operativo

Producción promedio de petróleo por día⁽¹⁾

| Bloque | Trimestre finalizado el 31 de diciembre | | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre | | |
|--------------|---|--------|-----------|---|--------|-----------|
| | 2010 | 2009 | Variación | 2010 | 2009 | Variación |
| Guatiquía | 14.447 | - | 100% | 19.901 | - | 100% |
| Corcel | 9.747 | 17.558 | (44%) | 9.336 | 15.537 | (40%) |
| Neiva | 3.883 | 2.658 | 46% | 3.432 | 2.346 | 46% |
| Orito | 2.532 | 3.201 | (21%) | 2.825 | 3.338 | (15%) |
| Casimena | 1.417 | - | 100% | 1.027 | - | 100% |
| Otros | 1.116 | 1.138 | (2%) | 506 | 1.139 | (56%) |
| Total (bppd) | 33.142 | 24.555 | 35% | 37.027 | 22.360 | 66% |

(1) Representa el petróleo crudo producido en el período. Los volúmenes de ventas difieren debido al petróleo crudo en tránsito a la fecha de cierre del período y los volúmenes vendidos en representación de terceros. Los volúmenes de ventas fueron de 32.138 bppd en el cuarto trimestre de 2010 (25.607 bppd en 2009) y 36.612 bppd en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010 (22.490 bppd en 2009), como se muestra en el siguiente cuadro de conciliación de volúmenes de ventas.

En el cuarto trimestre y el ejercicio, la producción creció 35% y 66%, respectivamente, debido principalmente al éxito de las perforaciones en Guatiquía, Casimena y Neiva, lo que fue compensado por reducciones en la producción natural en Corcel y Orito.

A principios de 2010 descubrimos el campo Candelilla en el Bloque Guatiquía. El pozo Candelilla-1 empezó a producir inmediatamente; y perforamos tres pozos de avanzada, dos en el primer trimestre (Candelilla-2 y 3) y uno en el tercero (Candelilla-4).

La producción de Corcel disminuyó 44% en el cuarto trimestre y 40% en el ejercicio, principalmente a causa de reducciones en la producción natural, añadiendo únicamente tres pozos de producción en los últimos 15 meses (C2, Boa-2 y Caruto-1). Además, las limitaciones en el manejo del agua en los meses de julio y agosto ocasionaron la operación de algunos pozos con frecuencias de bombeo inferiores y el cierre de otros.

La producción de Neiva creció 46% en el cuarto trimestre y 40% en el ejercicio, gracias al éxito de nuestro programa de perforación de desarrollo en curso. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010, se perforaron 26 pozos y se completaron e iniciaron producción 27.

En el cuarto trimestre y el ejercicio, la producción de Orito disminuyó 21% y 15%, respectivamente, debido a que desde principios de 2009 no se perforó ningún pozo nuevo.

La producción de Casimena se basa en nuestro descubrimiento en Yenac. El pozo Yenac-1 empezó a producir 1.800 bppd en abril. Perforamos el pozo de avanzada Yenac-2, que empezó a producir 2.936 bppd el 7 de diciembre de 2010. Puesto que ambos pozos producen de la misma formación, sólo podremos explotar uno mientras no obtengamos los permisos necesarios --según las previsiones, en el tercer trimestre de 2011.

La partida Otros consta de la producción de los Bloques Mapache, Río Ariari y Castor.

Conciliación de volúmenes de ventas (bppd)

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre | |
|---|--|--------|--|--------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Producción | 33.142 | 24.555 | 37.027 | 22.360 |
| Variaciones en el inventario y otros | (1.004) | 1.052 | (415) | 130 |
| Volúmenes de ventas de petróleo producido | 32.138 | 25.607 | 36.612 | 22.490 |
| Petróleo comprado | 1.741 | - | 2.522 | - |
| Volúmenes de ventas | 33.879 | 25.607 | 39.134 | 22.490 |

“Petróleo comprado” se refiere al comprado a terceros y comercializado en su representación.

Precios promedio de referencia y realizados (\$/bbl)

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre de | | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---------------------------------|--|-------|-----------|--|-------|-----------|
| | 2010 | 2009 | Variación | 2010 | 2009 | Variación |
| WTI | 85,34 | 76,19 | 12% | 79,63 | 61,80 | 29% |
| Precio de venta | 80,40 | 68,19 | 18% | 73,48 | 56,49 | 30% |
| Transporte | 6,51 | 4,57 | 42% | 6,64 | 5,24 | 27% |
| Otros | - | 1,87 | (100%) | - | 0,82 | (100%) |
| Precio realizado del petróleo | 73,89 | 61,75 | 20% | 66,84 | 50,43 | 33% |
| Descuento en porcentaje del WTI | 13% | 19% | (32%) | 16% | 18% | (11%) |

La mayor parte de la producción de la Compañía se cotiza en relación con las mezclas de petróleo colombiano Vasconia. El descuento entre el Vasconia y el WTI disminuyó de 7% en 2009 a 4% en 2010, de la mano con la reducción general de los diferenciales de petróleo crudo pesado. En 2010, el precio realizado del petróleo de la Compañía, \$66,84 por barril, aumentó 33% debido sobre todo a un incremento de 29% en el precio de referencia del WTI y la reducción del descuento del petróleo crudo Vasconia en relación con el WTI. En el cuarto trimestre, el precio realizado del petróleo, \$73,89 por barril, aumentó 20% debido a la combinación de un incremento de 12% en el WTI con una reducción en el descuento del petróleo crudo Vasconia, las tarifas para oleoductos y las comisiones de comercialización. En los dos primeros meses de 2011, a causa del gran diferencial entre el WTI y el petróleo crudo Brent, la mezcla Vasconia registró un movimiento en relación con el petróleo Brent y se vendió con una prima sobre el precio del WTI.

La mayor parte de la producción de petróleo de la Compañía, excluyendo la de Orito y Neiva que están conectados a oleoductos, se envía en camiones a diversas estaciones de descarga para su venta. Los costos de transporte se elevaron a \$6,51 por barril durante el cuarto trimestre y a \$6,64 por barril en el ejercicio, un aumento de 42% y 27%, respectivamente. Esto se debió principalmente a que los mayores volúmenes de ventas y las restricciones de capacidad de ciertas estaciones de descarga y segmentos de oleoductos en la Cuenca de Los Llanos motivaron el envío en camiones a múltiples estaciones, algunas de ellas más distantes.

Otros costos de 2009 se relacionan con compras de petróleo por terceros realizadas a corto plazo para cumplir con las especificaciones del petróleo en una estación de descarga.

Ingresos de petróleo

En 2010, los ingresos de petróleo se incrementaron 126% a causa de un alza de 63% en los volúmenes de ventas de petróleo producido y de 33% en los precios realizados del petróleo crudo. En el cuarto trimestre, registraron un crecimiento de 56%, comparativamente al trimestre correspondiente, debido a un aumento de 26% en el volumen de ventas de petróleo producido y de 20% en los precios del petróleo crudo.

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre, |
|--|---|--|
| Ingresos de petróleo al 31 de diciembre de 2009 | 160.646 | 463.655 |
| Variación en los volúmenes de ventas | 40.971 | 291.236 |
| Variación en los precios | 36.095 | 226.976 |
| Ingresos de petróleo por compras a terceros | 12.859 | 66.832 |
| Ingresos de petróleo al 31 de diciembre de 2010 | 250.571 | 1.048.699 |
| Variación en dólares en los ingresos | 89.925 | 585.044 |
| Variación porcentual en los ingresos | 56% | 126% |

Regalías

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre de | | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|--|--|--------|-----------|--|--------|-----------|
| | 2010 | 2009 | Variación | 2010 | 2009 | Variación |
| Regalías | 35.660 | 15.923 | 124% | 113.416 | 42.159 | 169% |
| \$ por bbl | 12,06 | 6,76 | 78% | 8,49 | 5,14 | 65% |
| Regalías en porcentaje del precio realizado del petróleo | 16% | 11% | 45% | 13% | 10% | 30% |

MARCO GENERAL DE REGALÍAS

Las regalías del Gobierno colombiano son a una tasa del 8% hasta que la producción neta de la Compañía por campo supera los 5.000 bppd, a partir de lo cual se incrementan 1% por cada aumento de 10.000 bppd producidos por campo.

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

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

ANÁLISIS COMPARATIVO

Las regalías registraron un aumento del 124% en el cuarto trimestre y 169% en el ejercicio, debido principalmente a la mayor producción y el alza de los precios mundiales del petróleo, aunadas al comienzo de pagos de un precio de participación alto sobre la producción en Candelilla en agosto de 2010. Como resultado de lo anterior, las regalías por barril y el porcentaje de los precios realizados del petróleo aumentaron en el trimestre y en el ejercicio.

CONTROVERSIA SOBRE EL PRECIO DE PARTICIPACIÓN ALTO

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

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

La ANH ha expresado la opinión de que para determinar cuándo debe pagarse el precio de participación alto, hay que combinar las áreas de explotación a que se refiere el Contrato de Corcel. Puesto que la producción combinada de las áreas de explotación en Corcel ha superado los cinco millones de barriles de petróleo, la ANH sostiene que Petrominerales está obligada a pagar un precio de participación alto con respecto a la producción de ese Bloque a partir de abril de 2009. En consonancia con su opinión, la ANH solicitó pagos adicionales agregando \$68,9 millones a la fecha. Al 31 de diciembre de 2010, aunque la producción total del Bloque ascendió a 12,5 millones de barriles, ninguna de sus áreas de explotación produjo acumulativamente más de cinco millones de barriles de petróleo.

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

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

Gastos de producción

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre de | | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|----------------------|--|--------|-----------|--|--------|-----------|
| | 2010 | 2009 | Variación | 2010 | 2009 | Variación |
| Gastos de producción | 38.621 | 17.945 | 115% | 109.348 | 58.203 | 88% |
| \$ por bbl | 13,06 | 7,62 | 71% | 8,18 | 7,09 | 15% |

En 2010, los gastos de producción aumentaron 115% y 88% durante el trimestre y el ejercicio respectivamente, debido principalmente a los mayores niveles de producción y un aumento en los costos por barril. En el trimestre y el ejercicio, los gastos de producción por barril ascendieron a \$13,06 y \$8,18, respectivamente. El incremento durante 2010 se debió sobre todo a los mayores costos de manejo del agua y un cargo único del operador de campo por costos históricos adicionales en Orito. Sin este ajuste único, los costos de operación del cuarto trimestre se habrían situado en \$8,15 por barril.

Gastos generales y administrativos

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre | | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|------------------------------------|---|-------|-----------|--|--------|-----------|
| | 2010 | 2009 | Variación | 2010 | 2009 | Variación |
| Gastos generales y administrativos | 7.918 | 3.859 | 105% | 24.402 | 12.091 | 102% |
| \$ por bbl | 2,68 | 1,64 | 63% | 1,83 | 1,47 | 24% |

El incremento de los gastos generales y administrativos durante el cuarto trimestre y el ejercicio se debió sobre todo a los mayores niveles de personal, la inflación en Colombia y el alza del peso colombiano, los costos de oficina asociados con nuestra expansión de las operaciones y honorarios profesionales relacionados con nuestra inscripción en la Bolsa de Valores de Colombia.

Gastos de compensación por medio de acciones

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre | | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre | | |
|---|---|-------|-----------|---|-------|-----------|
| | 2010 | 2009 | Variación | 2010 | 2009 | Variación |
| Gasto de compensación por medio de acciones | 3.037 | 1.094 | 178% | 11.274 | 4.513 | 150% |

Los gastos de compensación por medio de acciones son egresos no monetarios que se basan en el valor justo de las opciones de compra de acciones, las acciones ordinarias diferidas y las acciones de incentivo otorgadas, amortizados durante el período de adquisición de la opción o acción de incentivo, o inmediatamente después de la fecha de otorgamiento de las acciones ordinarias diferidas. En 2010 estos gastos aumentaron en comparación con el 2009 principalmente porque se incrementó el número de otorgamientos durante el ejercicio y el valor justo por otorgamiento aumentó como resultado del precio más elevado de las acciones de Petrominerales.

Ingresos por intereses

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre | | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre | | |
|------------------------|---|------|-----------|---|------|-----------|
| | 2010 | 2009 | Variación | 2010 | 2009 | Variación |
| Ingresos por intereses | 454 | 15 | 2.927% | 1.001 | 348 | 188% |

En 2010, los ingresos por intereses sobre efectivo y equivalentes de efectivo se incrementaron debido a los mayores saldos de efectivo --especialmente en el cuarto trimestre, por el producto recibido de la emisión de \$550 millones de obligaciones convertibles en el mes de agosto de 2010.

Gastos por intereses

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre | | | Ejercicios finalizados el 31 de diciembre | | |
|--|---|-------|-----------|---|-------|-----------|
| | 2010 | 2009 | Variación | 2010 | 2009 | Variación |
| Intereses en efectivo y otros cargos | 6.123 | 1.191 | 414% | 13.610 | 4.866 | 180% |
| Acumulación de obligaciones convertibles | 4.935 | 1.156 | 326% | 10.329 | 4.426 | 133% |
| Amortización de costos de financiamiento diferidos | 338 | 129 | 162% | 1.351 | 517 | 161% |
| Gastos por intereses | 11.396 | 2.476 | 360% | 25.290 | 9.809 | 158% |

Los gastos por intereses aumentaron en el cuarto trimestre y el ejercicio debido principalmente a las mayores comisiones sobre el crédito bancario garantizado de la Compañía por \$150 millones (efectivo el 30 de diciembre de 2009) y el incremento de los gastos relacionados con los \$550 millones de obligaciones convertibles emitidas el 25 de agosto de 2010.

Ganancia (pérdida) por conversión de divisas

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre | | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre | | |
|--|---|-------|-----------|---|---------|-----------|
| | 2010 | 2009 | Variación | 2010 | 2009 | Variación |
| Ganancia (pérdida) por conversión de divisas | 8.256 | 2.033 | 306% | (7.153) | (8.274) | (14%) |

En el cuarto trimestre, el peso colombiano se devaluó 6% frente al dólar estadounidense, de 1.800:1 el 30 de septiembre, a 1.914:1 el 31 de diciembre de 2010. Esta fluctuación en el tipo de cambio generó una ganancia de \$8,3 millones principalmente con respecto al pasivo de impuestos futuros sobre la renta futuros y las cuentas por pagar denominadas en pesos colombianos. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010, un alza del 6% del peso colombiano frente al dólar estadounidense generó una pérdida de \$7,2 millones. Las fluctuaciones en el tipo de cambio del peso colombiano también afectan los gastos de la Compañía denominados en dólares estadounidenses debido a que alrededor del 65% de los gastos se incurren en pesos colombianos.

Gastos por agotamiento, depreciación y acumulación

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre | | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre | | |
|--|---|--------|-----------|---|---------|-----------|
| | 2010 | 2009 | Variación | 2010 | 2009 | Variación |
| Gastos por agotamiento, depreciación y acumulación | 63.375 | 42.797 | 48% | 270.070 | 159.609 | 69% |
| \$ por bbl | 21,43 | 18,17 | 18% | 20,20 | 19,44 | 4% |

En el cuarto trimestre los gastos por agotamiento, depreciación y acumulación aumentaron 48% debido a un aumento de 35% en la producción y de 18% en la tasa de agotamiento por barril. La causa principal del alza de la tasa de agotamiento por barril fue el aumento de los costos de exploración y desarrollo relacionados con las reservas probadas. En el ejercicio, los gastos por agotamiento, depreciación y acumulación se incrementaron 69% debido principalmente a un aumento de 66% en la producción, derivado de la congruencia de la tasa de agotamiento por barril con la cifra correspondiente de 2009.

Gastos por impuestos

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre | | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre | | |
|--|---|--------|-----------|---|--------|-----------|
| | 2010 | 2009 | Variación | 2010 | 2009 | Variación |
| Capital | 531 | 503 | 6% | 2.119 | 1.869 | 13% |
| Impuestos corrientes sobre la renta (recuperación) | (18.248) | 2.098 | - | 32.432 | 7.336 | 342% |
| Impuestos futuros sobre la renta | 35.585 | 9.605 | 270% | 59.881 | 10.251 | 484% |
| Gastos por impuestos | 17.868 | 12.206 | 46% | 94.432 | 19.456 | 385% |
| Tasa efectiva de impuestos | 26% | 19% | 37% | 28% | 16% | 75% |

Las utilidades antes de impuestos de la Compañía están sujetas a la tasa de impuesto sobre la renta reglamentaria en Colombia, que es del 33%. Además, se carga un impuesto al patrimonio a los niveles de capitalización del patrimonio en Colombia. En el cuarto trimestre y en el ejercicio, la Compañía registró tasas fiscales efectivas de 26% y 28%, respectivamente. Las tasas efectivas de impuestos son inferiores a la tasa del impuesto sobre la renta reglamentaria en Colombia en gran parte debido al aumento de reservas para impuestos destinadas a la adquisición de activos fijos, así como a las deducciones fiscales inmediatas que permite el importante programa de exploración de la Compañía. Las tasas efectivas de impuestos de 2010 fueron más altas que en 2009 principalmente por la reducción de la tasa aplicada al aumento de reservas para impuestos (30% en 2010, 40% en 2009).

En diciembre de 2010, el Gobierno de Colombia aprobó una nueva legislación que obliga a las empresas del país y a las sucursales de compañías extranjeras a pagar un impuesto sobre el capital basado en el capital neto a partir del 1 de enero de 2011. La tasa de impuesto aplicable a Petrominerales es el 6,8% del capital neto, pagadero en partes iguales durante cuatro años a partir de 2011.

Utilidad neta

En 2010, la utilidad neta aumentó 139%, a \$239,7 millones, debido principalmente a que los mayores volúmenes de ventas y precios de los productos básicos se vieron compensados por un incremento de los gastos por agotamiento, depreciación y amortización y los gastos por impuestos. En el cuarto trimestre, la utilidad neta decreció 3%, a \$49,7 millones, debido a que los mayores volúmenes de ventas y precios de los productos básicos compensaron el incremento de las regalías, los costos de operación y los gastos por agotamiento, depreciación y amortización. El cuadro que sigue resume las variaciones en la utilidad neta y la utilidad neta por acción.

Conciliación de variaciones en la utilidad neta

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre | |
|---|--|-------------|--|-------------|
| | Por acción, básica | | Por acción, básica | |
| Utilidad neta al 31 de diciembre de 2009 | 51.211 | 0,52 | 100.146 | 1,02 |
| Aumento (disminución) por: | | | | |
| Volúmenes de ventas | 40.971 | 0,40 | 291.236 | 2,92 |
| Precios realizados del petróleo | 36.095 | 0,35 | 226.976 | 2,27 |
| Ingresos de petróleo menos las compras de terceros | 381 | 0,01 | 2.080 | 0,02 |
| Regalías | (19.738) | (0,20) | (71.257) | (0,73) |
| Gastos de operación | (20.676) | (0,21) | (51.145) | (0,51) |
| Transporte y otros gastos | (4.078) | (0,04) | (38.935) | (0,39) |
| Utilidad neta operativa | 32.955 | 0,31 | 358.955 | 3,58 |
| Gastos generales y administrativos | (4.059) | (0,04) | (12.311) | (0,12) |
| Gastos por agotamiento, depreciación y amortización | (20.578) | (0,20) | (110.461) | (1,11) |
| Impuestos | (5.662) | (0,06) | (74.976) | (0,75) |
| Gastos por intereses | (8.920) | (0,09) | (15.481) | (0,16) |
| Otros ⁽¹⁾ | 4.718 | 0,05 | (6.177) | (0,05) |
| Utilidad neta al 31 de diciembre de 2010 | 49.665 | 0,49 | 239.695 | 2,41 |

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

Flujo de caja operacional

En 2010, el flujo de caja operacional aumentó 111%, a \$597,8 millones, debido principalmente a que los mayores volúmenes de ventas y precios de los productos básicos se vieron compensados por un incremento de las regalías y los costos de operación. En el cuarto trimestre, el flujo de fondos de operaciones aumentó 45%, a \$153,3 millones, debido principalmente a lo expuesto anteriormente. El siguiente cuadro resume las variaciones en el flujo de caja operacional.

| Conciliación de variaciones en | Trimestre finalizado el 31 de diciembre | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre | |
|--|--|-------------|--|-------------|
| | Por acción, básica | | Por acción, básica | |
| Flujo de caja operacional, 2009 | 106.171 | 1,08 | 283.824 | 2,89 |
| Aumento (disminución) por: | | | | |
| Volúmenes de ventas | 40.971 | 0,41 | 291.236 | 2,92 |
| Precios realizados del petróleo | 36.095 | 0,36 | 226.976 | 2,27 |
| Ingresos de petróleo menos las compras de terceros | 381 | 0,01 | 2.080 | 0,02 |
| Regalías | (19.738) | (0,20) | (71.257) | (0,72) |
| Gastos de operación | (20.676) | (0,21) | (51.145) | (0,52) |
| Transporte y otros gastos | (4.078) | (0,04) | (38.935) | (0,40) |
| Utilidad neta operativa | 32.955 | 0,33 | 358.955 | 3,57 |
| Gastos generales y administrativos | (4.059) | (0,05) | (12.311) | (0,13) |
| Gastos de adquisición | (1) | (0,00) | (1.190) | (0,01) |
| Cambio de divisas | 2.965 | 0,02 | (18) | (0,00) |
| Intereses | (5.037) | (0,06) | (6.097) | (0,06) |
| Impuestos | 20.318 | 0,20 | (25.346) | (0,26) |
| Flujo de caja operacional, 2010 | 153.312 | 1,52 | 597.817 | 6,00 |

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

| | Trimestre finalizado el 31 de diciembre | | | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre | | |
|---|---|---------|-----------|---|---------|-----------|
| | 2010 | 2009 | Variación | 2010 | 2009 | Variación |
| Flujo de caja operacional fuera del marco PCGA | 153.312 | 106.171 | 44% | 597.817 | 283.824 | 111% |
| Variaciones en el capital de trabajo no monetario | 6.252 | 43.708 | - | (14.662) | (4.809) | 812% |
| Flujo de efectivo de actividades de operación dentro del marco PCGA | 159.564 | 149.879 | (13%) | 583.155 | 279.015 | 99% |

Gastos de capital

| Trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2010 | Perforación y completamiento | Facilidades e infraestructura | Sísmica | Salud, seguridad, medio ambiente y comunidades | Total |
|---|------------------------------|-------------------------------|---------------|--|----------------|
| Corcel/Guatiquía/Sur del Bloque 31 | 46.647 | 33.295 | 5.395 | 1.621 | 86.958 |
| Llanos Central | 10.988 | 19.015 | 761 | 1.736 | 32.500 |
| Petróleo pesado | 8.847 | 6.800 | 4.422 | 432 | 20.501 |
| Neiva | 11.647 | 5.771 | 24 | 656 | 18.098 |
| Perú | - | - | 3.668 | - | 3.668 |
| Orito | 433 | 62 | 62 | 33 | 590 |
| Piedemonte Llanero | 77 | 296 | 1 | 121 | 495 |
| Total | 78.639 | 65.239 | 14.333 | 4.599 | 162.810 |

Los gastos de capital de Corcel, Guatiquía y sur del Bloque 31 se relacionan con:

- costos de perforación y completamiento de los pozos de exploración Caruto-1, Boa-2, Arion-1 y Yatay-1, y costos de perforación inicial de los pozos de exploración Cardenal-1 y Celeste-1;
- los costos de facilidades se relacionan con la instalación de procesamiento central en Corcel para incrementar la capacidad de manejo de fluidos, y la instalación de líneas de flujo para conectar esta instalación con la producción de Guatiquía;
- los costos de infraestructura incluyen los costos de construcción civil relacionados con los pozos que se perforaron en el trimestre y lugares iniciales incluidos en el programa de perforación de 2011; y
- costos relacionados con la adquisición de datos sísmicos tridimensionales de 148 kilómetros cuadrados en el Bloque Guatiquía.

Los gastos de capital de Central Llanos se relacionan con:

- costos de perforación y completamiento de los pozos de exploración Yenac-2 y Mantis-1;
- costos de facilidades relacionados con el incremento de la capacidad de manejo de fluidos en el yacimiento de Yenac y la capacidad de manejo de agua en Mapache;
- los costos de infraestructura incluyen los costos de construcción civil relacionados con los pozos de exploración Zorro-1, Disa-1 y Paloma-1 en el Bloque Mapache, que se prevé perforar en 2011.

Los gastos de capital de petróleo pesado se relacionan con:

- costos de perforación completamiento de los pozos de exploración Asarina-1 y Mochelo-1, en el Bloque Río Ariari;
- los costos de infraestructura incluyen los costos de construcción civil relacionados con el pozo Borugo-1 y otros lugares de perforación de 2011 en el Bloque Río Ariari; y
- costos relacionados con el programa de adquisición de datos sísmicos tridimensionales de 85 kilómetros cuadrados en el Bloque Chiguiro Este.

Los gastos de Neiva se relacionan con la perforación de seis pozos y los costos de completamiento de cinco pozos.

Los costos de Perú se relacionan con la adquisición de una participación adicional en el Bloque 126 y los costos iniciales de nuestro programa de perforación de tres pozos que se pondrá en marcha en el 2011.

Gastos de capital

| Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010 | Perforación y completamiento | Facilidades e infraestructura | Sísmica | Salud, seguridad, medio ambiente y comunidades | Total |
|---|------------------------------|-------------------------------|---------------|--|----------------|
| Corcel/Guatiquía/Sur del Bloque 31 | 118.644 | 125.166 | 21.743 | 5.238 | 270.791 |
| Llanos Central | 37.275 | 62.965 | 1.553 | 5.500 | 107.293 |
| Petróleo pesado | 21.387 | 16.406 | 5.677 | 1.761 | 45.231 |
| Neiva | 54.895 | 12.507 | 611 | 1.453 | 69.466 |
| Perú | - | - | 9.665 | - | 9.665 |
| Orito | 1.925 | 1.123 | 105 | 191 | 3.344 |
| Piedemonte Llanero | 110 | 308 | 22 | 203 | 643 |
| Total | 234.236 | 218.475 | 39.376 | 14.346 | 506.433 |

Los gastos de capital de Corcel, Guatiquía y sur del Bloque 31 se relacionan con:

- costos de perforación y completamiento de 10 y 9 pozos, respectivamente, y la perforación de dos pozos para la evacuación de agua;
- los costos de facilidades se relacionan con la instalación de procesamiento central Corcel para incrementar la capacidad de manejo de fluidos y evacuación de agua, las instalaciones de producción temporales en el Bloque Guatiquía para el yacimiento Candelilla, y la instalación de líneas de flujo para conectar la producción de Guatiquía con la instalación de procesamiento central Corcel;
- los costos de infraestructura incluyen los costos de construcción civil relacionados con el programa de perforación de 2010 y los lugares iniciales del de 2011;
- los costos sísmicos se relacionan con la adquisición de datos sísmicos tridimensionales en la parte sur del Bloque 31, las partes noroeste y sureste del Bloque Corcel, y de 148 kilómetros cuadrados en el Bloque Guatiquía.

Los gastos de capital de Llanos Central se relacionan con:

- costos de perforación y completamiento de seis pozos de exploración (Yenac-2 y Mantis-1 en el Bloque Casimena, Manzanillo-1 y Mapana-1 en el Bloque Mapache, Cerillo-1 en el Bloque Casanare Este y Capybara-1 en el Bloque Castor);
- costos de facilidades relacionados con el incremento de la capacidad de manejo de fluidos en el yacimiento de Yenac y la capacidad de manejo de agua en Mapache;
- los costos de infraestructura incluyen los costos de construcción civil relacionados con pozos de exploración futuros en el Bloque Mapache (Altea-1, Tucuso-1, Godetia-1, Zorro-1, Disa-1 y Paloma-1).

Los gastos de los bloques de petróleo pesado se relacionan con:

- costos de perforación y completamiento de los pozos de exploración Río Ariari-2, Avellana-1, Asarina-1 y Mochelo-1;
- los costos de infraestructura incluyen los costos civiles iniciales de lugares futuros (Calandria-1, Anturo-1 y Borugo-1) en el Bloque Río Ariari;
- costos relacionados con el programa de adquisición de datos sísmicos tridimensionales de 85 kilómetros cuadrados en el Bloque Chiguiro Este.

Los costos de Perú se relacionan con la adquisición de datos sísmicos tridimensionales de 150 kilómetros cuadrados en el Bloque 126, la adquisición de una participación adicional en éste y los costos iniciales de nuestro programa de perforación de tres pozos que se pondrá en marcha en 2011.

Los gastos de Neiva se relacionan con los costos de perforación de 26 pozos y completamiento de 27, así como la optimización de otros 17. Los gastos de Orito incluyen los costos de acondicionamiento e instalación relacionados principalmente con un proyecto piloto de inyección de agua.

Resumen de resultados trimestrales

| | 2010 | | | | 2009 | | | |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
| | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 |
| Financieros (miles de \$, salvo que se indique lo contrario) | | | | | | | | |
| Ingresos de petróleo crudo | 250.571 | 231.506 | 318.776 | 247.846 | 160.646 | 121.833 | 104.823 | 76.352 |
| Flujo de caja operacional | 153.312 | 128.430 | 175.989 | 140.086 | 106.171 | 71.709 | 64.098 | 41.846 |
| Por acción –básica (\$) | 1,52 | 1,29 | 1,77 | 1,42 | 1,08 | 0,73 | 0,65 | 0,42 |
| –diluida (\$) | 1,29 | 1,17 | 1,68 | 1,33 | 1,03 | 0,71 | 0,63 | 0,42 |
| Utilidad neta | 49.665 | 35.436 | 81.218 | 73.376 | 51.211 | 26.224 | 15.323 | 7.388 |
| Por acción –básica (\$) | 0,49 | 0,36 | 0,82 | 0,74 | 0,52 | 0,27 | 0,16 | 0,07 |
| –diluida (\$) | 0,46 | 0,35 | 0,78 | 0,71 | 0,51 | 0,26 | 0,15 | 0,07 |
| Gastos de capital | 162.810 | 119.132 | 112.697 | 111.792 | 81.983 | 53.998 | 79.527 | 65.371 |
| Operaciones | | | | | | | | |
| Utilidad operativa neta (\$/bbl) ⁽¹⁾ | | | | | | | | |
| Precio de referencia de WTI | 85,34 | 76,15 | 78,06 | 79,08 | 76,19 | 68,19 | 59,79 | 43,08 |
| Precio de venta de petróleo crudo ⁽²⁾ | 73,89 | 64,54 | 63,53 | 66,68 | 61,75 | 56,29 | 47,96 | 33,79 |
| Regalías | 12,06 | 9,09 | 6,35 | 7,37 | 6,76 | 5,52 | 4,30 | 3,67 |
| Gastos de producción | 13,06 | 7,63 | 6,25 | 6,71 | 7,62 | 8,02 | 6,76 | 5,92 |
| Utilidad operativa neta | 48,77 | 47,82 | 50,93 | 52,60 | 47,37 | 42,75 | 36,90 | 24,20 |
| Producción de petróleo crudo (bppd) | 33.142 | 32.667 | 44.203 | 38.199 | 24.555 | 21.546 | 21.548 | 21.771 |

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

- La producción de 2010 superó la de 2009 debido principalmente a Candelilla, que empezó a producir a principios de 2010.
- La producción del segundo trimestre promedió 44.203 bppd, un aumento respecto a otros trimestres debido a la producción de los tres pozos de Candelilla;
- Las regalías por barril se elevaron en el tercer y cuarto trimestres debido al comienzo de pagos del precio de participación alto sobre la producción en Candelilla en agosto de 2010.
- En el cuarto trimestre de 2010, los costos de operación se incrementaron principalmente a causa de un cargo único del operador de campo por costos históricos en Orito.
- El alza de los precios del petróleo crudo en 2010 con respecto a 2009 contribuyó al aumento de las ventas de petróleo; y
- Los gastos de capital han venido aumentando en forma congruente con el incremento de la producción y la base de reservas de la Compañía.

Compromisos

El siguiente cuadro resume los compromisos contractuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2010:

| Tipo de obligación | Total | < 1 año | 1-3 años | 4-5 años |
|---|-------------------|-------------------|------------------|-----------------|
| Contratos de exploración ^{(1) (2)} | \$ 53.300 | \$ 47.200 | \$ 6.100 | \$ - |
| Contrato de transporte | 2.040 | 2.040 | - | - |
| Compromiso en el oleoducto OBC ⁽³⁾ | 99.600 | 99.400 | 200 | - |
| Almacenamiento de petróleo | 900 | 400 | 500 | - |
| Arrendamiento de oficina | 8.100 | 2.100 | 4.000 | 2.000 |
| Total ⁽⁴⁾ | \$ 163.940 | \$ 151.140 | \$ 10.800 | \$ 2.000 |

- (1) Conforme a los contratos de exploración, dentro de los tres próximos años la Compañía debe cumplir con compromisos de trabajo por un total de \$53,3 millones. Estos compromisos forman parte de las actividades normales, que incluyen costos de propiedades, adquisición y procesamiento de datos sísmicos y perforación de pozos de exploración. La Compañía ha emitido cartas de crédito por un total de \$25,4 millones para garantizar las obligaciones estipuladas en estos contratos de exploración.
- (2) En la ronda colombiana de licitaciones abiertas de 2010, se nos adjudicaron los Bloques 59 y 15. Nuestros compromisos de trabajo de la primera fase en el Bloque 59 implican invertir \$24,2 millones en el curso de tres años para la adquisición de datos sísmicos tridimensionales de 300 kilómetros cuadrados y la perforación de cuatro pozos de exploración, y en el Bloque 15 gastar \$10,0 millones en el curso de tres años para la adquisición de datos sísmicos tridimensionales de 100 kilómetros cuadrados y la perforación de dos pozos de exploración. Estos compromisos adicionales se incluirán en el programa de perforación una vez que se firmen los contratos.
- (3) Cerramos un contrato para adquirir una participación del 965% en el proyecto Oleoducto Bicentenario de Colombia ("OBC"). La fase cero del proyecto incrementará en 40,000 bppd la capacidad de descarga de petróleo en Banadía, al conectar con el sistema de ductos de exportación de Cano Limón. La fase uno del proyecto conectará la producción de la Cuenca de Los Llanos de Araguaney a Banadía. Se estima que esta fase costará aproximadamente \$1.000 millones (\$96,5 millones netos) e incrementará en unos 120.000 bppd (11.580 bppd netos) la capacidad de descarga en el primer trimestre de 2012. Finalmente, se prevé que las fases dos y tres del proyecto se terminen a fines de 2013 y aumenten en 330.000 bppd la capacidad bruta de descarga, a un costo bruto incremental de unos \$4.400 millones. Petrominerales tiene la opción de participar en las fases dos y tres.
- (4) En diciembre de 2010, el Gobierno de Colombia aprobó una nueva legislación que obliga a las empresas del País y a las sucursales de compañías extranjeras a pagar un impuesto sobre el capital basado en el capital neto a partir del 1 de enero de 2011. La tasa de impuesto aplicable a Petrominerales es el 6,8% del capital neto, pagadero en partes iguales durante cuatro años a partir de 2011.

Liquidez y recursos de capital

Petrominerales financió su programa de capital de 2010, con los flujos de caja operacional. El programa de capital correspondiente a 2011 lo financiará mediante una combinación de saldos de efectivo corriente, flujos de caja operacional y líneas de crédito. Al 31 de diciembre de 2010, Petrominerales tenía \$723,3 millones en efectivo y equivalentes de efectivo, y unos cupos de crédito de \$150 millones sin utilizar. La Compañía considera que se encuentra en una buena posición financiera, con una gran capacidad de crédito y activos disponibles que le están permitiendo incrementar considerablemente la producción, así como obtener ganancias operativas netas y un amplio inventario de prospectos de exploración.

Petrominerales tiene una línea de crédito rotativo de \$150 millones no utilizada que se revisa semestralmente con el prestamista. También tiene \$550 millones de obligaciones convertibles en circulación con vencimiento el 25 de agosto de 2016. Las obligaciones son convertibles en acciones ordinarias de la Compañía a opción de los tenedores, al precio de \$34,746 por acción, sujeto al ajuste en función de los dividendos. La Compañía también tuvo \$81,7 millones del valor principal de obligaciones convertibles que vencieron el 6 de diciembre de 2010. Estas obligaciones se convirtieron en 2.987.367 acciones ordinarias a la tasa contractual de conversión de US\$27,3485 por acción. Además, Petrominerales también mantiene líneas de crédito colombianas de \$32,9 millones que utiliza principalmente para emitir cartas de crédito en apoyo de contratos de exploración. Al 31 de diciembre de 2010, las cartas de crédito emitidas a cargo de dichas líneas de crédito sumaron \$23,0 millones.

La Compañía cumple con las disposiciones de nuestros contratos sobre las obligaciones convertibles y la línea de crédito. Las estipulaciones financieras de la línea de crédito exigen el mantenimiento de una relación entre deuda bancaria y utilidades de doce meses continuos antes de intereses, impuestos, agotamiento, depreciación y amortización menor de 3,0 veces, y una relación corriente mayor de 1,0 vez (activo circulante dividido entre pasivo circulante menos deuda bancaria no utilizada y porción del pasivo de las obligaciones convertibles). Las estipulaciones financieras de las obligaciones convertibles exigen que se mantenga una relación entre valor en libros del patrimonio y total de activos de 30% como mínimo, y que el monto de las garantías y gravámenes sobre ese valor en libros se limite al 35% del total de activos.

Los activos de Petrominerales proporcionan un importante flujo de caja operacional y son su mayor fuente de liquidez. La Compañía, que tiene un historial de generación de flujos de caja positivo de las operaciones, en este rubro registró \$153,3 millones en el cuarto trimestre de 2010 y \$597,8 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010.

A principios del segundo trimestre de 2010, Petrominerales empezó a pagar un dividendo trimestral de CAN\$0,125 por acción. El total de dividendos declarados en 2010 fue de \$37,3 millones, de los cuales se pagaron \$24,3 millones antes del 31 de diciembre de 2010 (\$0 en 2009). La estrategia de la Compañía consiste en producir dividendos razonables para los accionistas y a la vez ejecutar un plan operativo orientado al crecimiento acumulativo y a la exploración.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009, la Compañía recompró 1.991.000 acciones ordinarias conforme a una oferta de compra normal por parte del emisor ("NCIB", por sus siglas en inglés), a un costo promedio de \$9,20 (CAN\$10,94) cada una, es decir, un costo total de \$18,3 millones. Todas las acciones ordinarias así adquiridas se cancelaron.

Información sobre acciones en circulación

Al 2 de marzo de 2011, el total de acciones ordinarias, opciones de compra de acciones, acciones ordinarias diferidas y acciones de incentivo en circulación de Petrominerales era de 111.093.397 (103.598.324 acciones ordinarias, 6.510.179 opciones de compra de acciones, 131.390 acciones ordinarias diferidas y 853.504 acciones de incentivo).

Operaciones con partes relacionadas

Antes del 31 de diciembre de 2010 y de la reorganización, la Compañía tenía un Contrato de Servicios de Gestión con Petrobank en virtud del cual Petrobank le prestaba ciertos servicios, entre otros: apoyo administrativo, legal, financiero, de tesorería, contable, de tecnología de información, de recursos humanos, y espacio de oficina para los empleados de Petrominerales ubicados en Calgary, Alberta. La remuneración mensual por los servicios se basaba en un monto negociado que representaba el valor justo de los mismos. Los montos relacionados con dicho contrato que se pagaron a Petrobank durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010 sumaron \$1,6 millones (\$1,3 millones en 2009) y se contabilizaron como gastos generales y administrativos.

Riesgos e incertidumbres

Petrominerales está expuesta a diversos riesgos, entre otros: riesgo de precios del petróleo crudo, riesgo de exploración, riesgo de competencia en la industria petrolera y gasífera, riesgo de disponibilidad de infraestructura para la venta de petróleo, riesgo de ubicación, riesgo de operación, riesgo de aprobaciones y permisos gubernamentales, y otros riesgos financieros.

Los precios del petróleo crudo representan el riesgo financiero más importante para la Compañía. Estos precios dependen de la oferta y la demanda internacionales, la política de la OPEP y los acontecimientos políticos en todo el mundo. Sus fluctuaciones no sólo afectan los flujos de caja de la Compañía, sino que también pueden ocasionar cambios en la capacidad de endeudamiento relacionada con sus líneas de crédito. La Dirección considera que no es conveniente ni posible eliminar el 100 por ciento de la exposición de la Compañía a las fluctuaciones en los precios del petróleo crudo. La Compañía se mantiene al tanto de las condiciones del mercado y puede usar selectivamente instrumentos derivados para reducir su exposición a dichas fluctuaciones.

Por otra parte, la Compañía está expuesta a un alto riesgo de exploración. La producción de reservas generalmente reduce el volumen de producción de las propiedades de petróleo y gas natural, a una tasa que depende de las características de los depósitos. Cuando se producen reservas en las propiedades de la Compañía, las reservas probadas disminuyen, a menos que adquiera o explote nuevas reservas. Las actividades de exploración, explotación y adquisición de reservas son intensivas en capital y están sujetas a numerosas estimaciones e interpretaciones de datos geológicos y geofísicos. No hay ninguna certeza de que estas actividades incrementen las reservas probadas de la Compañía en el futuro. Para mitigar este riesgo, Petrominerales emplea a geólogos y geofísicos con gran experiencia, utiliza la adquisición de datos sísmicos tridimensionales y otras tecnologías como instrumentos de exploración principales, y centra sus actividades de exploración en cuencas generadoras de hidrocarburos conocidas. Además, Petrominerales aplica un enfoque de cartera a la perforación de exploración al tener lugares de perforación dispersos en diferentes bloques de exploración y cuencas geológicas, y buscar múltiples tipos de áreas prospectivas.

La industria petrolera y gasífera es intensamente competitiva, especialmente en la adquisición de propiedades y reservas de petróleo y gas prospectivas. La posición competitiva de Petrominerales depende de su pericia en geología, geofísica e ingeniería, sus recursos financieros y su capacidad para adquirir y explotar reservas. Petrominerales compete con un gran número de compañías que cuentan con más personal técnico y mayores recursos financieros y operativos. Muchas de esas compañías no sólo se dedican a la adquisición, exploración, explotación y producción de reservas de petróleo y gas sino que además llevan a cabo operaciones de refinación y comercialización de productos refinados. Petrominerales también compete con empresas petroleras estatales, otras grandes compañías petroleras independientes y otras industrias que suministran energía y combustibles en la comercialización y venta de petróleo y gas a transportistas, distribuidores y usuarios finales, que incluyen consumidores industriales, comerciales y particulares. Asimismo, compete con otras compañías petroleras y de gas en la obtención de equipos de perforación y otros necesarios para perforar y terminar pozos, los cuales pueden escasear eventualmente, al igual que el equipo y otros materiales necesarios para construir instalaciones de producción y transmisión. Por último, es posible que compañías que no han invertido antes en la industria petrolera y gasífera decidan adquirir reservas, y con ello intensifiquen la competencia para Petrominerales.

Cuando aumenta la producción de petróleo crudo en Los Llanos, puede suceder que algún productor no tenga suficiente capacidad para transportar petróleo mediante el sistema de oleoductos. A fin de mitigar el riesgo de tener que reducir su producción, Petrominerales ha participado en la construcción de la estación de descarga de Monterrey y en el proyecto Oleoducto Bicentenario de Colombia (“OBC”), operado por Ecopetrol. Se prevé que esta inversión le facilite el acceso estratégico a capacidad de descarga básica y le ayude a mantener en un alto nivel los precios de venta realizados y la rentabilidad por barril.

Petrominerales tiene operaciones en Colombia y Perú, y periódicamente puede evaluar proyectos adicionales a escala internacional. Con la finalidad de mitigar los riesgos asociados a la operación en jurisdicciones extranjeras, la Compañía busca operar en regiones donde la industria petrolera es un componente clave de la economía. Al parecer de Petrominerales, la experiencia de sus directivos en la operación en Colombia y otras jurisdicciones internacionales ayuda a reducir esos riesgos. Es posible que algunos países donde la Compañía puede operar sean considerados inestables desde las perspectivas política y económica. En Colombia y Perú, el Gobierno tiene una larga historia de democracia y un marco jurídico establecido que, en opinión de Petrominerales, reduce al mínimo los riesgos políticos. La Compañía y su personal pueden estar expuestos a riesgos de seguridad, pero Petrominerales considera que estos riesgos se pueden enfrentar adecuadamente con programas de seguridad y sociales eficaces. Puesto que es difícil obtener seguros que cubran incidentes terroristas, el programa de seguros de la Compañía los excluye. Por lo tanto, cabe la posibilidad de que incidentes de ese tipo en el futuro pudieran afectar adversamente las operaciones de la Compañía.

Petrominerales está expuesta a diversos riesgos de operación inherentes a la industria, incluidos accidentes, explosiones de pozos, flujos incontrolados, huelgas y riesgos ambientales. Los riesgos de operación se gestionan mediante procedimientos operativos de campo. La Compañía cuenta con un plan de respuesta de emergencia detallado para afrontar incidentes potenciales y mantiene un programa integral de seguros para reducir el riesgo de pérdidas económicas significativas. Sin embargo, no es posible eliminar todos los riesgos. Las pérdidas resultantes de la ocurrencia de los riesgos pueden tener un efecto sustancial adverso en las operaciones de la Compañía.

En las jurisdicciones en las que opera, la Compañía está sujeta a autorizaciones y reglamentos gubernamentales y ambientales de gran alcance. Un retraso en una autorización reglamentaria puede significar retrasos en un proyecto e impedirnos cumplir obligaciones contractuales. Por otro lado, los cambios de reglamentos en dichas jurisdicciones pueden incrementar nuestros costos de operación. Los riesgos ambientales inherentes a la industria petrolera y gasífera están sujetos a leyes y reglamentos cada vez más estrictos. La Compañía opera de conformidad con todas las leyes ambientales y se esfuerza para reducir al mínimo el impacto ambiental de sus actividades previendo todos los aspectos de la seguridad y el medio ambiente en sus planes operativos.

La Compañía está expuesta a los riesgos financieros inherentes a la industria petrolera y gasífera, que incluyen el riesgo de precios de los productos básicos, el riesgo de tasas de interés y el riesgo crediticio. La Dirección considera que no es conveniente ni posible eliminar el 100 por ciento de la exposición de la Compañía a estos riesgos. La Compañía puede usar diversos instrumentos derivados para enfrentar el riesgo de mercado. La Junta Directiva revisa periódicamente los resultados de todas las actividades de gestión de riesgos y posiciones en circulación.

Sensibilidad

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

| Variación de: | | (millones) |
|----------------|--|------------|
| Petróleo crudo | Precio de referencia de WTI, \$1,00/bbl (suponiendo 35.000 bppd) | \$10,7 |
| | 1.000 bppd producidos a \$75/bbl WTI | \$17,9 |

Políticas y estimaciones contables críticas

Para la elaboración de los estados financieros de conformidad con los PCGA de Canadá, es necesario que la Dirección realice estimaciones e hipótesis y aplique juicios que pueden influir en ellos significativamente. En seguida se comentan las políticas y estimaciones contables que se consideran críticas en la determinación de los resultados financieros de la Compañía.

Activos de capital – Contabilidad de costos totales

La Compañía aplica el método contable de costos totales; o bien, el de esfuerzos exitosos, cuando todos los costos relacionados con pozos no productivos se registran como gastos en el período en que se incurren.

Conforme al método contable de costos totales, los costos capitalizados se someten a una prueba de deterioro de centros de costos país por país. Conforme al de esfuerzos exitosos, los costos se agregan propiedad por propiedad y el valor en libros de cada una se somete a una prueba de deterioro. Estas políticas pueden dar como resultado diferencias en cuanto al valor en libros de los activos de capital y la utilidad neta. El método utilizado más comúnmente por el grupo de compañías comparables de Petrominerales es el de costos totales.

Conforme al método contable de costos totales, para probar el deterioro, en cada centro de costos se impone un límite al valor en libros de los costos netos capitalizados. Se determina que existe un deterioro cuando el valor en libros de un centro de costos supera los flujos de efectivo netos futuros estimados no descontados que se asocian con las reservas probadas de ese centro. Los costos relacionados con propiedades no desarrolladas se someten a evaluaciones de deterioro individuales hasta que se puede verificar la existencia de reservas probadas. Si existe un deterioro, los costos registrados en el balance general superiores a los flujos de efectivo netos futuros descontados que se asocian con las reservas probadas y probables del centro de costos se cargan a los ingresos.

Estimaciones de reservas

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

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

Impuestos sobre la renta futuros

La Compañía contabiliza los pasivos de impuestos sobre la renta basándose en estimaciones de las diferencias temporales entre el valor en libros y el valor fiscal de sus activos. También utiliza estimaciones de la oportunidad de las reversiones de las diferencias temporales y de la tasa fiscal correspondiente. Las diferencias y la oportunidad reales de las reversiones pueden variar con respecto a las estimaciones e influir en el saldo de impuestos futuros sobre la renta y la utilidad neta.

Cambios en las políticas contables

Normas internacionales de información financiera

En febrero de 2008, el AcSB confirmó que la convergencia de los PCGA de Canadá con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) entrará en vigor a partir del 1 de enero de 2011 en el caso de los estados financieros anuales y para períodos intermedios, incluidos los estados comparativos correspondientes a 2010 y un balance general inicial al 1 de enero de 2010 que da cuenta de la transición de los PCGA de Canadá a las NIIF.

Si bien las NIIF se inscriben en un marco conceptual similar al de los PCGA de Canadá, existen ciertas diferencias entre ambos en los aspectos de reconocimiento, medición y divulgación que se resumen en la sección “Efectos potenciales de la adopción de las NIIF”.

Petrominerales puso en marcha su Proyecto de conversión a las NIIF a finales de 2008, cuando completó una fase de alcance inicial y estableció un plan y un equipo de proyecto que abarca a personal financiero clave y de gestión, asesores externos y un comité de auditoría.

En seguida se describen los componentes del plan del proyecto: políticas y procedimientos contables, preparación de estados financieros, capacitación y comunicación, efectos operativos, sistemas de TI, y entorno de control.

| Actividad | Hitos | Estado |
|---|---|--|
| Políticas y procedimientos contables: <ul style="list-style-type: none"> Identificar las diferencias entre los PCGA de Canadá y las NIIF Revisar y finalizar las políticas contables conforme a las NIIF Identificar los posibles ajustes iniciales y posteriores de los estados financieros conforme a las NIIF Elaborar los estados financieros, incluidas las divulgaciones del período de transición, con arreglo a las NIIF | <ul style="list-style-type: none"> Obtener la aprobación de la alta dirección de las políticas y el balance general inicial conforme a las NIIF Obtener la aprobación de la alta dirección de las decisiones de política y someterlas a la revisión del Comité de Auditoría Revisar los manuales de políticas y procedimientos contables vigentes en el primer período de presentación de informes conforme a las NIIF | <ul style="list-style-type: none"> La Dirección ya ha analizado las alternativas de políticas contables y examinado las decisiones principales correspondientes. Se está a punto de finalizar los ajustes del balance general |
| Preparación de estados financieros: <ul style="list-style-type: none"> Preparar la conciliación de adopción inicial requerida por la NIIF 1 Preparar los estados financieros y las notas correspondientes para su divulgación con arreglo a las NIIF Cuantificar los efectos de la conversión a las NIIF Preparar los estados financieros trimestrales con cifras comparativas de 2010 de conformidad con las NIIF | <ul style="list-style-type: none"> Obtener la aprobación de la alta dirección de los estados financieros pro forma y someterlos a la revisión del comité de auditoría | <ul style="list-style-type: none"> Se están revisando los borradores del balance general inicial y las notas de transición para su divulgación La Compañía está en el proceso de finalizar la determinación de los efectos de las NIIF en el año de transición Se están revisando los estados financieros y las notas correspondientes de conformidad con las NIIF Se están revisando las cifras trimestrales comparativas de 2010 de conformidad con las NIIF |
| Capacitación y comunicación: <ul style="list-style-type: none"> Preparar e impartir la capacitación sobre las NIIF prevista para los empleados y la gerencia Asegurar que las partes interesadas internas y externas reciban continuamente las comunicaciones adecuadas Impartir al personal involucrado capacitación específica de la Compañía sobre políticas y procedimientos | <ul style="list-style-type: none"> Antes de la fecha de cambio se brindará capacitación a los empleados pertinentes Se han comunicado los efectos de la conversión a las NIIF | <ul style="list-style-type: none"> En lo que va del ejercicio se ha impartido capacitación continua suficiente a los empleados clave involucrados en la implementación Divulgación trimestral del estado del proyecto en la sección de Análisis y comentarios de la Dirección |

| | | |
|---|---|---|
| Efectos operativos: | | |
| <ul style="list-style-type: none"> Identificar los efectos contractuales de la conversión, por ejemplo, en los contratos financieros y los acuerdos de compensación Identificar los efectos fiscales de la conversión | <ul style="list-style-type: none"> Evaluar los efectos de los contratos identificados Evaluar los efectos de las declaraciones de impuestos | <ul style="list-style-type: none"> No se prevé ningún efecto importante de la adopción de las NIIF en los contratos vigentes sustanciales Se están revisando los efectos fiscales |
| Sistemas de Tecnología de Información: | | |
| <ul style="list-style-type: none"> Identificar los cambios necesarios en los sistemas de TI e implementar soluciones Implementar una solución para capturar la información financiera conforme a los PCGA de Canadá y las NIIF durante el año de transición a éstas | <ul style="list-style-type: none"> Cambios necesarios en los sistemas de TI implementados a la fecha de cambio Solución implementada para capturar la información financiera de acuerdo con múltiples conjuntos de principios contables | <ul style="list-style-type: none"> Conforme avanza el trabajo relacionado con la adopción de las NIIF, se identifican los cambios necesarios de los sistemas de TI y se les da seguimiento Se ha contratado a consultores para que ayuden en la transición del sistema actual a la adopción de las NIIF |
| Control interno : | | |
| <ul style="list-style-type: none"> Con relación a todos los cambios de políticas y procedimientos identificados, evaluar la eficacia de los controles internos sobre los informes financieros y de los controles y procedimientos de divulgación, e implementar los cambios necesarios Diseñar e implementar controles internos sobre el proceso de cambio a las NIIF | <ul style="list-style-type: none"> Controles internos sobre el proceso de cambio a las NIIF implementados y probados antes del cambio | <ul style="list-style-type: none"> Los controles internos pertinentes se evalúan conforme avanza el trabajo Se han diseñado controles específicos en relación con el proceso de cambio a las NIIF |

Se han identificado diferencias importantes entre los PCGA de Canadá y las NIIF que afectarán a Petrominerales en los siguientes aspectos: propiedades, planta y equipo, activos de exploración y evaluación, agotamiento y depreciación, pruebas de deterioro, pagos por medio de acciones, pasivos por puesta fuera de servicio, y mayores requisitos de divulgación. La mayoría de los ajustes necesarios para la transición a las NIIF se realizarán retrospectivamente a cargo de las utilidades retenidas iniciales a la fecha de cambio. Dada la posibilidad de que se modifiquen ciertas NIIF, sus efectos podrían diferir de los previstos actualmente por Petrominerales. La determinación de las repercusiones de estas normas en los estados financieros está en sus últimas fases, pero en estos momentos no es posible prever razonablemente las relativas a los estados financieros consolidados.

Adopción inicial de las NIIF (“NIIF 1”)

La transición a las NIIF exige que la Compañía aplique la NIIF 1, que establece los requisitos para preparar estados financieros conforme a estas normas en el primer período de informes después de la fecha de cambio (1 de enero de 2010). Uno de esos requisitos es la aplicación retrospectiva de la NIIF 1 como si cada NIIF hubiera estado vigente siempre. Otro requisito indica ciertas exenciones a la aplicación retrospectiva y exenciones opcionales para facilitar la transición en el año de cambio. El cuadro siguiente resume las exenciones más importantes de la NIIF 1 que según las previsiones se aplicarán a la Compañía a partir de la adopción:

| Área de las NIIF | Resumen de la exención disponible |
|------------------------------|--|
| Propiedades, planta y equipo | <ul style="list-style-type: none"> La Compañía tendrá la opción de informar la partida de propiedades, planta y equipo en su balance general inicial en la fecha de transición al costo estimado, en vez del costo real determinado conforme a las NIIF. El costo estimado de una partida puede ser su valor justo en la fecha de transición a las NIIF o un monto determinado mediante una revaluación previa con arreglo a los PCGA de Canadá (en tanto ese monto se aproxime al valor justo, el costo, o el costo ajustado). La exención puede aplicarse activo por activo. Los activos de petróleo y gas que hayan formado parte del fondo de costos totales y se clasifiquen como activos de desarrollo o producción podrán distribuirse prorrata entre unidades de generación de efectivo en la fecha de transición, utilizando valores o volúmenes de reservas y sujeto a una prueba de deterioro en la fecha de transición. |
| Pagos por medio de acciones | <ul style="list-style-type: none"> La Compañía tendrá la opción de no aplicar la NIIF 2, “Pagos por medio de acciones”, a los instrumentos de capital adquiridos antes de la fecha de transición a las NIIF; así como tampoco a los pasivos resultantes de las transacciones de pago por medio de acciones liquidadas antes de esa fecha. Se prevé que la Compañía se abstendrá de aplicar esta norma a los instrumentos de capital antes de la fecha de transición a las NIIF; así como a los pasivos resultantes de las transacciones de pago por medio de acciones liquidadas antes de esa fecha. |
| Obligaciones de Abandono | <ul style="list-style-type: none"> Las NIIF requieren que los cambios en las obligaciones de desmantelamiento, retiro y restauración de propiedades, planta y equipo se sumen al costo de los activos relacionados o se deduzcan del mismo, y que durante la vida útil restante de los activos se deprecie su monto depreciable ajustado. En vez de recalcular el efecto de tales cambios durante la vigencia de las obligaciones, la Compañía podrá optar por evaluar el pasivo y los efectos de depreciación relacionados en la fecha de transición a las NIIF. La Compañía pretende evaluar los obligaciones de abandono y los efectos de depreciación relacionados en la fecha de transición a las NIIF. |

Áreas de importancia previstas

El siguiente cuadro muestra las áreas claves en las que prevemos diferencias entre las políticas contables y tendremos que tomar decisiones que podrían tener repercusiones en los estados financieros consolidados de la Compañía. Cabe notar que aquí no se incluyen los efectos de las decisiones de política de transición relacionadas con la NIIF 1, antes descritas.

| Área de política contable | Efecto de la adopción de la política |
|--|---|
| Deterioro de activos (*IAS 36*) | <ul style="list-style-type: none"> Las NIIF utilizan el concepto de las unidades de generación de efectivo para acumular los costos en libros de los activos a fin de probar y evaluar el deterioro. Estas normas requieren que las pruebas de deterioro se realicen al nivel de unidad de generación de efectivo, que es inferior al nivel actual de centro de costos. La IAS 36 establece un método de un paso para probar y medir el deterioro de los activos, que compara su valor en libros con su valor en uso o su valor justo menos costos de venta, el que resulte superior. El valor en uso se define como el monto equivalente al valor actual de los flujos de efectivo futuros previsiblemente derivables de los activos. Cuando no existe un mercado activo, el valor justo menos los costos de venta también se puede calcular con base en los flujos de efectivo descontados. El uso de estos flujos para probar y medir el deterioro de los activos varía entre las NIIF y los PCGA de Canadá, lo cual puede resultar en una mayor frecuencia de castigos por disminución del valor en libros de los activos en la aplicación de las NIIF, debido a que conforme a los PCGA de Canadá este valor se basa en los flujos de efectivo descontados. No obstante, la IAS 36 permite que las pérdidas por deterioro previamente reconocidas se reviertan si el deterioro es a causa de las circunstancias. En cambio, los PCGA de Canadá prohíben la reversión de las pérdidas por deterioro previamente reconocidas. La Compañía no espera reconocer el deterioro de sus activos en el balance general inicial conforme a las NIIF. |
| Gastos de exploración y evaluación (*NIIF 6*) | <ul style="list-style-type: none"> Las compañías de petróleo y gas deben informar sus gastos de exploración y evaluación de conformidad con la NIIF 6, que plantea varias opciones de política contable, por ejemplo, en los requisitos de reconocimiento, medición, presentación y divulgación de los costos incurridos durante la fase de exploración. A diferencia de los PCGA de Canadá, exige que los gastos de exploración y evaluación se identifiquen y presenten separadamente de los activos desarrollados y productivos. Cuando se determine que los gastos de exploración y evaluación han dado como resultado un proyecto técnica y comercialmente factible, Petrominerales tendrá que someterlos a una prueba de deterioro y transferirlos a la categoría de activos desarrollados y productivos. En la transición, la Compañía prevé que el saldo de activos de exploración y evaluación, que consisten principalmente en tierras subexploradas, fluctuará entre \$80 millones y \$90 millones. La aplicación de la NIIF 6 requerirá que se proporcione información adicional en las notas a los estados financieros. |
| Propiedades, planta y equipo (*IAS 16*) | <ul style="list-style-type: none"> Las NIIF y los PCGA de Canadá contienen los mismos principios básicos con referencia a la partida de propiedades, planta y equipo. No obstante, la IAS 16 exige que los costos correspondientes a propiedades, planta y equipo se asignen a los componentes importantes del activo y que cada uno de ellos se amortice por separado. Para las compañías de petróleo y gas que aplican el método contable de los costos totales, esta diferencia respecto a los PCGA de Canadá puede incrementar el número de componentes por amortizar separadamente y afectar el monto de los gastos de amortización. De acuerdo con la IAS 16, las compañías tienen la opción de contabilizar la partida de propiedades, planta y equipo mediante el modelo de costos o el de revaluación. En este caso, a raíz de la transición a las NIIF, Petrominerales preferirá aplicar el modelo de costos. |
| Pagos por medio de acciones (*IFRS 2*) | <ul style="list-style-type: none"> Existen dos diferencias principales que influirán en la manera en que la Compañía da cuenta de los pagos por medio de acciones. La primera es que las adjudicaciones por medio de acciones se amortizan mediante el método de la adquisición escalonada (conforme a los PCGA de Canadá, mediante el método de línea recta). La adjudicación escalonada requiere que cada pago se registre como un arreglo separado con una forma propia de determinar el valor justo y la vida de servicio, lo que resulta en un monto acelerado de gastos por adjudicación comparado con los PCGA de Canadá. La segunda diferencia consiste en que las transacciones de pago por medio de acciones tienen que estimarse con base en el número de adjudicaciones previstas para el final de cada período de presentación de informes. Los montos se ajustan prospectivamente si la información posterior indica que las estimaciones iniciales no fueron precisas. Se prevén algunas repercusiones de esto en la transición, y en los períodos futuros aplicaremos el método de gastos de adquisición escalonada. |
| Obligaciones de Abandono (*IAS 37*) | <ul style="list-style-type: none"> Las NIIF y los PCGA de Canadá contienen los mismos principios contables básicos con referencia a la partida de pasivos por puesta fuera de servicio, con la siguiente salvedad: las NIIF requieren que la Compañía aplique una tasa libre de riesgo para descontar los egresos de flujos de efectivo del pasivo relacionado, mientras que los PCGA de Canadá requieren que aplique una tasa libre de riesgo ajustada al crédito. Según las previsiones, con la adopción de las NIIF, la tasa de descuento incrementará el monto del pasivo y los activos de capital entre \$8 millones y \$12 millones por arriba de la cifra que se habría registrado conforme a los PCGA de Canadá. Es probable que esto tenga algunas repercusiones en la transición y en los períodos futuros. |

Está previsto que uno de los efectos de estos importantes cambios por la adopción inicial de las NIIF sea un aumento de entre \$6 millones y \$10 millones en los pasivos de impuestos sobre la renta diferidos.

Políticas reglamentarias

Certificación de divulgaciones en informes anuales

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

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

Los oficiales de certificación han evaluado, o encargado que se evalúe bajo su supervisión, la eficacia de los controles y procedimientos de divulgación y los controles internos sobre los informes financieros de la Compañía; y, con base en esa evaluación, concluyeron que dichos controles eran eficaces al 31 de diciembre de 2010.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010, los controles internos sobre los informes financieros no sufrieron ningún cambio que haya tenido o pudiera tener, según las previsiones razonables, un efecto sustancial adverso en la Compañía. La Compañía ha mantenido continuamente sistemas relacionados con controles y procedimientos de divulgación y controles internos sobre los informes financieros, y se propone darles seguimiento en el futuro.

Perspectivas

Además de los planes descritos en esta sección de Análisis y comentarios de la Dirección, véase el comunicado de prensa del 14 de diciembre de 2010 que resume el programa de inversión de capital de 2011 de la Compañía.

Informe de la Dirección

La Dirección es responsable de la integridad y objetividad de la información presentada en este informe, al igual que de la congruencia entre los estados financieros consolidados y los demás datos financieros y operativos aquí contenidos. La Dirección ha elaborado los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados de Canadá, basándose en estimaciones y juicios cuidadosos, particularmente cuando las transacciones relacionadas con el ejercicio de que se trata dependen de sucesos futuros. Los estados financieros consolidados se han preparado en apego a las políticas y procedimientos establecidos por la misma Dirección y reflejan en forma razonable la situación financiera de la Compañía, los resultados de sus operaciones y los cambios en dicha situación, también de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Canadá. La Dirección ha establecido y mantiene un sistema de controles internos que tiene por objeto brindar una certeza razonable de que los activos se protegen contra pérdidas y uso no autorizado, y que la información financiera es exacta y confiable.

La auditoría de los estados financieros consolidados por parte de los auditores externos de la Compañía, Deloitte & Touche LLP, constituye una evaluación independiente del cumplimiento de las responsabilidades de la Dirección con respecto a la razonabilidad de las condiciones y resultados financieros de la Compañía.

Los estados financieros consolidados fueron aprobados por la Junta Directiva después de haber sido examinados en detalle por el Comité de Auditoría de ésta, la Dirección y los auditores externos.



Corey C. Ruttan
Presidente y Director General



Kelly D. Sledz
Director Financiero

Calgary, Canadá
2 de marzo de 2011

Dictamen del Auditor Independiente

A los accionistas de Petrominerales Ltd.:

Hemos auditado los balances generales consolidados adjuntos de Petrominerales Ltd. (la "Compañía") al 31 de diciembre de 2010 y 2009, así como los estados consolidados de operaciones y utilidades retenidas, de utilidad integral y flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y las notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Dirección en lo relativo a los estados financieros consolidados

La Dirección es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados de Canadá, así como de aplicar los controles internos que considere necesarios para evitar que contengan inexactitudes importantes ya sea por error o fraude.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados basada en las auditorías que efectuamos. Nuestras auditorías se realizaron según las normas de auditoría generalmente aceptadas de Canadá, las cuales requieren que acatemos los requisitos de ética y se planeen y lleven a cabo de tal manera que se logre una certeza razonable de que los estados financieros consolidados no contienen inexactitudes importantes.

Una auditoría consiste en aplicar procedimientos para obtener evidencias que apoyen las cifras y datos expuestos en los estados financieros consolidados. Los procedimientos son seleccionados por el auditor de acuerdo con su buen juicio, e incluyen una evaluación de los riesgos de que los estados financieros consolidados contengan inexactitudes importantes ya sea por error o fraude. La evaluación abarca los controles internos pertinentes para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados a fin de establecer procedimientos de auditoría adecuados a las circunstancias, no para expresar una opinión sobre la eficacia de dichos controles. Una auditoría también incluye una evaluación de las políticas contables aplicadas y las estimaciones hechas por la Dirección, así como la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que nuestra auditoría brinda una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2010 y de 2009, y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los ejercicios terminados en esas fechas, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados de Canadá.

Calgary, Canadá
2 de marzo de 2011

Deloitte & Touche LLP

Deloitte & Touche LLP
Contadores públicos

Balance general consolidado

(Miles de dólares estadounidenses)

| Al 31 de diciembre de: | 2010 | 2009 |
|--|---------------------|------------|
| Activos | | |
| Activo corriente | | |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | \$ 723.277 | \$ 62.975 |
| Cuentas por cobrar (Nota 14) | 155.595 | 47.530 |
| Impuestos sobre la renta por cobrar (Nota 11) | 4.259 | 8.462 |
| Inventario | 6.077 | 1.376 |
| | 889.208 | 120.343 |
| Otros activos (Nota 4) | 25.398 | 26.594 |
| Activos de capital (Nota 6) | 845.261 | 573.179 |
| Crédito mercantil (Nota 5) | 5.015 | - |
| Activo total | \$ 1.764.882 | \$ 720.116 |
| Pasivo y capital | | |
| Pasivo corriente | | |
| Cuentas por pagar y pasivo acumulado | \$ 308.995 | \$ 106.834 |
| Obligaciones convertibles (Nota 8) | - | 76.829 |
| | 308.995 | 183.663 |
| Pasivos por impuestos futuros sobre la renta (Nota 11) | 104.427 | 34.724 |
| Obligaciones convertibles (Nota 8) | 441.384 | - |
| Obligaciones de retiro de activos (Nota 10) | 12.752 | 6.748 |
| | 867.558 | 225.135 |
| Capital contable | | |
| Obligaciones convertibles (Nota 8) | 97.396 | 10.407 |
| Acciones ordinarias (Nota 7) | 301.941 | 197.709 |
| Superávit aportado (Nota 7) | 16.058 | 7.328 |
| Otra utilidad integral acumulada (Nota 7) | 16.024 | 16.024 |
| Utilidades retenidas | 465.905 | 263.513 |
| | 897.324 | 494.981 |
| Total del pasivo y capital | \$ 1.764.882 | \$ 720.116 |

Deuda bancaria (Nota 9)

Compromisos (Nota 16)

Contingencias (Nota 17)

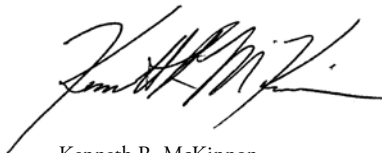
Véanse las notas adjuntas a estos estados financieros consolidados.

En nombre de la Junta Directiva:



John D. Wright

Presidente de la Junta Directiva



Kenneth R. McKinnon

Director y Presidente del Comité de Auditoría

Estado consolidado de operaciones y utilidades retenidas

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

| Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de: | 2010 | 2009 |
|--|-------------------|-------------------|
| Ingresos | | |
| Petróleo | \$ 1.048.699 | \$ 463.655 |
| Regalías | (113.416) | (42.159) |
| Intereses | 1.001 | 348 |
| | 936.284 | 421.844 |
| Gastos | | |
| Producción | 109.348 | 58.203 |
| Transporte | 88.678 | 49.743 |
| Petróleo comprado | 64.752 | - |
| Costos de adquisición (Nota 5) | 1.190 | - |
| Generales y administrativos | 24.402 | 12.091 |
| Compensación por medio de acciones (Nota 7) | 11.274 | 4.513 |
| Intereses (Nota 8) | 25.290 | 9.809 |
| Pérdida por conversión de divisas | 7.153 | 8.274 |
| Agotamiento, depreciación, e incrementos | 270.070 | 159.609 |
| | 602.157 | 302.242 |
| Utilidad antes de impuestos | 334.127 | 119.602 |
| Gastos por impuestos (Nota 11) | 94.432 | 19.456 |
| Utilidad neta | 239.695 | 100.146 |
| Utilidades retenidas al inicio del ejercicio | 263.513 | 177.800 |
| Dividendos en efectivo pagados o declarados (Nota 7) | (37.303) | - |
| Recompra de acciones ordinarias (Nota 7) | - | (14.433) |
| Utilidades retenidas al cierre del ejercicio | \$ 465.905 | \$ 263.513 |
| Utilidades básicas por acción (Nota 7) | \$ 2,41 | \$ 1,02 |
| Utilidades diluidas por acción (Nota 7) | \$ 2,29 | \$ 1,00 |

Véanse las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Estado consolidado de utilidad integral

(Miles de dólares estadounidenses)

| Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de | 2010 | 2009 |
|--|-------------------|-------------------|
| Utilidad neta | \$ 239.695 | \$ 100.146 |
| Otra utilidad integral | - | - |
| Utilidad integral | \$ 239.695 | \$ 100.146 |

Véanse las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Estado consolidado de flujo de efectivo

(Miles de dólares estadounidenses)

| Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de: | 2010 | 2009 |
|--|-------------------|------------------|
| Actividades de operación | | |
| Utilidad neta | \$ 239.695 | \$ 100.146 |
| Agotamiento, depreciación y acumulación | 270.070 | 159.609 |
| Impuestos futuros sobre la renta | 59.881 | 10.251 |
| Aumento de obligaciones convertibles | 10.329 | 4.426 |
| Compensación por medio de acciones | 11.274 | 4.513 |
| Pérdida no realizada por conversión de divisas | 1.448 | 2.588 |
| Amortización de otros activos | 5.120 | 2.291 |
| | 597.817 | 283.824 |
| Variaciones fuera del efectivo de capital de trabajo (Nota 15) | (14.662) | (4.809) |
| | 583.155 | 279.015 |
| Actividades de financiamiento | | |
| Dividendos pagados (Nota 13) | (24.311) | - |
| Emisión de acciones ordinarias (Nota 7) | 9.581 | 5.365 |
| Costos de financiamiento | (123) | (5.421) |
| Recompra de acciones ordinarias (Nota 7) | - | (18.324) |
| Emisión de obligaciones convertibles, neto de costos (Nota 8) | 533.322 | - |
| Variaciones fuera del efectivo de capital de trabajo (Nota 15) | 12.992 | - |
| | 531.461 | (18.380) |
| Actividades de inversión | | |
| Gastos por activos de capital | (506.433) | (280.879) |
| Gastos por otros activos | (3.801) | (20.696) |
| Adquisición corporativa (Nota 5) | (28.797) | - |
| Variaciones fuera del efectivo de capital de trabajo (Nota 15) | 84.717 | 17.260 |
| | (454.314) | (284.315) |
| Variación neta del efectivo y equivalentes de efectivo | 660.302 | (23.680) |
| Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio | 62.975 | 86.655 |
| Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio | \$ 723.277 | \$ 62.975 |
| Componentes del efectivo y equivalentes de efectivo: | | |
| Efectivo | \$ 1.894 | \$ 5.121 |
| Equivalentes de efectivo | \$ 721.383 | \$ 57.854 |
| Información sobre otros flujos de efectivo: | | |
| Impuestos pagados | \$ 34.550 | \$ 9.205 |
| Intereses pagados | \$ 8.320 | \$ 5.039 |
| Intereses recibidos | \$ 870 | \$ 347 |

Véanse las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Notas a los estados financieros consolidados

Correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009

(Todas las cifras de las tablas se expresan en miles de dólares estadounidenses, excepto los montos por acción o cuando se indique de otra forma)

Nota 1 – Formación de la compañía y bases de presentación

Petrominerales Ltd. (“Petrominerales” o la “Compañía”) se dedica a la exploración, explotación y producción de petróleo crudo en Colombia y Perú. Petrominerales es una empresa que cotiza en la Bolsa de Valores de Toronto incorporada en Alberta, Canadá. A partir del 31 de diciembre de 2010, la Compañía puso en práctica una reorganización (la “Reorganización”) en virtud de la cual la jurisdicción legal de la sociedad matriz del grupo Petrominerales cambió de Bahamas a Canadá. Además, el anterior accionista mayoritario, Petrobank Energy and Resources Ltd. (“Petrobank”), distribuyó a sus accionistas su participación del 65% en Petrominerales.

Estos estados financieros consolidados fueron elaborados por la Dirección de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados de Canadá (“PCGA”) como se describe en la Nota 2.

Nota 2 – Principales políticas contables

Consolidación

Los estados financieros consolidados comprenden las cuentas de la Compañía y sus subsidiarias en propiedad absoluta correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, y eliminan las transacciones y saldos entre compañías.

Incertidumbre en las mediciones

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

Las estimaciones y supuestos se aplican a las siguientes cantidades y divulgaciones específicamente: (i) los gastos registrados con respecto al agotamiento, la depreciación y la acumulación, así como los montos utilizados para los cálculos de las pruebas de límites, se basan en estimaciones de las reservas de petróleo crudo y los costos futuros necesarios para explotar esas reservas; (ii) la compensación por medio de acciones se basa en la volatilidad prevista y estimaciones de la vida de las opciones; (iii) las obligaciones de retiro de activos se basan en estimaciones de los costos y la oportunidad del abandono, la inflación y las tasas de interés; (iv) la provisión para impuestos sobre la renta se calcula con base en el juicio respecto a la aplicación de la normativa correspondiente y a estimaciones sobre la oportunidad, las probabilidades y la reversión de diferencias temporales entre las bases contables e impositivas del activo y del pasivo; (v) los montos asignados a los activos y pasivos adquiridos de PanAndean se basan en estimaciones del valor justo de los activos de exploración adquiridos; (vi) el componente de capital de las obligaciones convertibles se basa en estimaciones de la volatilidad prevista; y (vii) los montos registrados con respecto a las contingencias se basan en estimaciones de la probabilidad de los resultados, así como en los flujos de efectivo futuros estimados. Estas estimaciones están sujetas a incertidumbre en las mediciones, y sus cambios pueden influir sustancialmente en los estados financieros de períodos futuros.

Activos de capital

Todos los costos relacionados con la adquisición, exploración y desarrollo de propiedades de petróleo crudo se capitalizan e incluyen la compra de terrenos y arrendamientos, los cargos anuales sobre propiedades ociosas, los costos geológicos y geofísicos, y los costos de perforación y equipamiento de pozos productivos e improductivos.

Las ganancias y pérdidas resultantes de la enajenación de propiedades de petróleo crudo no se contabilizan a menos que el abono del producto contra los costos acumulados resulte en un cambio en la tasa de agotamiento de más del 20 por ciento.

Los costos capitalizados se acumulan en los centros de costos nacionales y se agotan y deprecian con el método de unidades de producción, a partir de las reservas probadas estimadas antes de regalías por ingenieros independientes. La Compañía tiene dos centros de costos, Colombia y Perú. Los costos de agotamiento incluyen los costos estimados de explotación de las reservas probadas. Los costos relacionados con propiedades sin explotar se excluyen de la base de agotamiento hasta que se determina si existen o no reservas probadas o si los costos han sufrido deterioro. Para determinar el deterioro, estas propiedades se evalúan por lo menos anualmente.

La depreciación de los activos fijos corporativos y otros se calcula mediante el método de línea recta durante la vida estimada del activo.

Para probar el deterioro, en cada centro de costos se impone un límite al valor en libros de los costos netos capitalizados. La Compañía está obligada a realizar esta prueba de deterioro por lo menos cada año. Cuando el valor en libros de un centro de costos supera los flujos de efectivo netos futuros estimados no descontados que se asocian con las reservas probadas de ese centro, esto puede ser un indicio de pérdida por deterioro. En tal caso, los costos registrados en el balance general superiores a los flujos de efectivo netos futuros no descontados que se asocian con las reservas probadas más las probables del centro de costos se cargan a las partidas de agotamiento, depreciación y acumulación en el estado de operaciones. Las reservas se determinan de conformidad con el Instrumento Nacional 51-101 “Normas de divulgación para actividades de petróleo y gas” de la organización Canadian Securities Administrators (Administradores de Valores de Canadá).

La Compañía no capitaliza los gastos generales y administrativos indirectos ni los intereses.

Crédito mercantil

El crédito mercantil es el excedente del precio de compra sobre el valor justo del activo neto identificable que se paga en la adquisición de una empresa. El crédito mercantil se registró al costo y no se ha amortizado. Hay indicios de un deterioro potencial cuando el valor en libros de la unidad informante, incluido el crédito mercantil asignado, es superior a su valor justo. La prueba de deterioro del crédito mercantil se realiza cada año o cuando hay indicios de deterioro, y se mide como el excedente del valor en libros del crédito mercantil asignado a la unidad informante sobre su valor justo, con base en el valor justo implícito del activo y pasivo de la unidad informante. Las pérdidas por deterioro se registran en el estado de operaciones.

Obligaciones de retiro de activo

La Compañía reconoce el valor justo estimado de las obligaciones de retiro futuras asociadas a activos de capital como pasivos en el período en que se incurren, normalmente en el momento de la adquisición o del desarrollo del activo. El valor justo se capitaliza y amortiza durante el mismo período que el activo relacionado. La Compañía estima el pasivo en función de los costos estimados del abandono y rehabilitación de los pozos y los sitios de pozos que se prevé estarán inactivos una vez que expiren los Contratos de Producción Incremental (CPI) el 6 de junio de 2023, o que habrá que abandonar de conformidad con los contratos de exploración. En el cálculo se tienen en cuenta únicamente los pozos y sitios de pozos que la Compañía ha construido, perforado, acondicionado o mejorado. Este cálculo se revisa periódicamente y los ajustes necesarios se realizan de manera prospectiva. Las variaciones en el valor actual neto de las obligaciones de retiro futuras atribuibles al paso del tiempo se contabilizan como gastos de acumulación. Las obligaciones de retiro reales liquidadas durante el período reducen el pasivo por retiro de activo.

Operaciones conjuntas

Dado que la Compañía realiza una parte de sus operaciones de petróleo crudo junto con otros, estos estados financieros reflejan únicamente su participación proporcional en esas actividades.

Constatación de los ingresos

Los ingresos por ventas de petróleo crudo se contabilizan en el momento en que la titularidad se traspaasa al cliente. Los ingresos de petróleo incluyen las ventas de petróleo producido y petróleo comprado.

Conversión de divisas

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

Utilidades por acción

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

Compensación por medio de acciones

La Compañía contabiliza la compensación por medio de acciones con el método del valor justo de las opciones de compra de acciones, las acciones ordinarias diferidas y las acciones de incentivo (colectivamente denominadas “Derechos”) otorgadas a consejeros, ejecutivos, empleados y consultores

utilizando el modelo de determinación de precios de opciones Black-Scholes. Los gastos de compensación por medio de acciones se contabilizan como tales durante el período de adjudicación, registrando el monto correspondiente en el superávit aportado. Estos gastos se calculan como el valor justo estimado de los Derechos relacionados en la fecha de otorgamiento, amortizado durante el período de adjudicación. Una vez que se ejercen los Derechos, los montos asociados que antes se registraron como superávit aportado se reclasifican en el capital en acciones ordinarias. La Compañía no ha incorporado la proyección de una tasa de caducidad de las opciones de compra de acciones que no se adjudicarán; en cambio, contabiliza las caducadas en el momento en la fecha de caducidad.

Impuesto sobre la renta

La Compañía contabiliza los impuestos sobre la renta con el método del pasivo, según el cual registra un activo o pasivo de impuestos sobre la renta futuros para dar cuenta de cualquier diferencia entre su base contable y su base fiscal, aplicando las tasas fiscales prácticamente en vigor. El efecto del activo y el pasivo de impuestos sobre la renta futuros de un cambio en las tasas fiscales se reconoce en la utilidad neta durante el período en que está prácticamente en vigor el cambio. El activo de impuestos sobre la renta futuros sólo se reconoce en la medida en que es más probable que improbable que en el futuro se disponga de ingresos gravables suficientes para que se realice dicho activo.

Obligaciones convertibles

La Compañía registra las obligaciones convertibles en circulación en los componentes de deuda y capital de su balance general. El componente de capital representa el valor justo del derecho de conversión otorgado al tenedor en el momento de la emisión, que permanece igual durante el plazo de las obligaciones relacionadas. El componente de deuda se calcula restando el valor justo del componente de capital del monto de capital de la obligación y los gastos. Esto significa que al componente de deuda de las obligaciones convertibles se le asigna un valor contable inferior al monto de capital por pagar al vencimiento. Durante el plazo de la obligación, el componente de deuda presentado en el balance general se incrementa al valor nominal total de las obligaciones en circulación al vencimiento. La diferencia, el aumento de las obligaciones convertibles, se refleja en los gastos por intereses, y este ajuste representa el rendimiento efectivo del componente de deuda de dichas obligaciones.

El componente de capital de las obligaciones convertibles se incluye en el capital contable en el balance general. Una vez que los tenedores convierten las obligaciones en acciones ordinarias, los componentes de deuda y capital se transfieren al capital en acciones ordinarias.

Efectivo y equivalentes de efectivo

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

Inventario

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

Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se evalúan a su valor justo en la fecha de reconocimiento inicial y se clasifican en una de las siguientes cinco categorías: conservados para fines de negociación, préstamos y cuentas por cobrar, inversiones conservadas hasta su vencimiento, activos financieros disponibles para la venta, u otros pasivos financieros.

Las evaluaciones posteriores de los instrumentos financieros se basan en su clasificación inicial. Los activos financieros conservados para fines de negociación se evalúan a su valor justo, cuyas variaciones se registran en la utilidad neta. Los instrumentos financieros disponibles para la venta se evalúan a su valor justo, cuyas variaciones se registran en otra utilidad integral en tanto el instrumento no se discontinúa o deteriora. Las categorías restantes de instrumentos financieros se reconocen al costo amortizado con el método de la tasa de interés real.

En el curso normal de sus actividades, la Compañía está expuesta a riesgos de mercado derivados de las fluctuaciones en los precios del petróleo crudo, los tipos de cambio y las tasas de interés, y puede usar diversos instrumentos para enfrentar estos riesgos. A menos que califiquen para la exención de compraventa normal, todos los contratos de gestión de riesgos se contabilizan en el balance general a su valor justo. Todas las variaciones en el valor justo de estos contratos se contabilizan en la utilidad neta, excepto si se aplica el tratamiento contable de las coberturas de flujo de efectivo, en cuyo caso se registran en otra utilidad integral mientras la transacción cubierta subyacente no se reconoce en la utilidad neta. Toda ineficiencia de la cobertura se contabiliza inmediatamente en la utilidad neta. Puesto que la Compañía decidió no aplicar el tratamiento contable de las coberturas de flujo de efectivo a sus contratos de gestión de riesgos con contrapartes financieras, todas las variaciones en el valor justo se contabilizan en la utilidad neta. El valor justo de los instrumentos financieros se determina con base en cotizaciones de terceros o valuaciones proporcionadas por terceros independientes. Las pérdidas o ganancias realizadas sobre los contratos de gestión de riesgos se reconocen en la utilidad en el período en que ocurren.

El efectivo y los equivalentes de efectivo se clasifican como conservados para fines de negociación y se evalúan a su valor justo, equivalente a su valor en libros. Las cuentas por cobrar se clasifican como préstamos y cuentas por cobrar, que se evalúan al costo amortizado. Las cuentas por pagar y el pasivo acumulado se clasifican como otros pasivos financieros, que se evalúan al costo amortizado.

Las obligaciones convertibles se clasifican como otros pasivos financieros. Tras su emisión, las obligaciones convertibles se clasificaron en los componentes de capital y pasivo financiero en el balance general, a su valor justo. El pasivo financiero, neto de costos de emisión, se presenta acumulado y se incluye en los gastos por intereses durante el plazo de las obligaciones mediante el método de la tasa de interés real.

En el caso de los activos y pasivos financieros que no se clasifican como conservados para fines de negociación, los costos de transacción directamente atribuibles a su adquisición o emisión se evalúan a su valor justo inicialmente reconocido, y se contabilizan como gastos por intereses mediante el método de la tasa de interés real.

Nota 3 – Cambios en las políticas contables

Pronunciamientos contables recientes

El Accounting Standards Board (Consejo de Normas de Contabilidad) confirmó que la convergencia de los PCGA de Canadá con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) entrará en vigor el 1 de enero de 2011. La Compañía ya logró un avance importante en la implementación de su proyecto y prevé completar dentro del plazo establecido. La Dirección terminará de evaluar en el primer trimestre de 2011 las consecuencias del plan en los estados financieros consolidados de la Compañía.

Nota 4 – Otros activos

| | Tarifas para oleoductos prepagadas | Cargos diferidos | Total otros activos |
|---|--|---------------------|------------------------|
| Saldo al 31 de diciembre de 2008 | \$ 2.141 | \$ 516 | \$ 2.657 |
| Adiciones | 20.807 | 5.421 | 26.228 |
| Menos: amortización | (1.774) | (517) | (2.291) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2009: | 21.174 | 5.420 | 26.594 |
| Adiciones | 3.801 | 123 | 3.924 |
| Menos: amortización | (3.769) | (1.351) | (5.120) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2010 | \$ 21.206 | \$ 4.192 | \$ 25.398 |

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

Nota 5 – Adquisición corporativa

El 14 de abril de 2010, Petrominerales adquirió el 100% de las acciones emitidas y en circulación de PanAndean Resources plc (“PanAndean”) por \$29,6 millones en efectivo, a manera de un esquema de arreglo conforme a la legislación del Reino Unido. En la fecha de adquisición, PanAndean cotizaba en la bolsa AIM con propiedades en etapa de exploración en Colombia y Perú. Esta adquisición tuvo por objeto facilitar la estrategia de Petrominerales de aumentar su presencia en Perú aprovechando los terrenos existentes en la Cuenca Ucayali. Así, el crédito mercantil consiste en gran medida en el beneficio estratégico que una mayor presencia en dicha cuenca reportará a la Compañía. No se prevé ninguna deducción del impuesto sobre la renta por el crédito mercantil registrado. Los costos de \$1,2 millones incurridos por la adquisición se cargaron a gastos en el estado de operaciones.

El estado de operaciones incluye los resultados operativos de PanAndean desde el 14 de abril de 2010. Estos montos no se han informado por separado debido a que son insignificantes porque PanAndean no produce ni tiene ingresos.

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

Contraprestación pagada, neta de efectivo adquirido

| | Monto |
|--|------------------|
| Efectivo pagado | \$ 29.555 |
| Efectivo adquirido | (758) |
| Contraprestación total pagada, neta de efectivo adquirido | \$ 28.797 |

Activo adquirido y pasivo asumido

| | Monto |
|---|------------------|
| Activo financieros netos | \$ 199 |
| Activos de capital | 31.957 |
| Crédito mercantil | 5.015 |
| Pasivos de impuestos futuros sobre la renta | (8.374) |
| Total de activo neto adquirido | \$ 28.797 |

Nota 6 – Activos de capital

| 31 de diciembre de 2010: | Costo | Depreciación y agotamiento acumulados | Valor neto en libros |
|--------------------------|---------------------|---------------------------------------|----------------------|
| Activos de petróleo | \$ 1.421.004 | \$ 588.965 | \$ 832.039 |
| Corporativos y otros | 19.637 | 6.415 | 13.222 |
| | \$ 1.440.641 | \$ 595.380 | \$ 845.261 |

| 31 de diciembre de 2009: | Costo | Depreciación y agotamiento acumulados | Valor neto en libros |
|--------------------------|-------------------|---------------------------------------|----------------------|
| Activos de petróleo | \$ 880.509 | \$ 320.244 | \$ 560.265 |
| Corporativos y otros | 16.490 | 3.576 | 12.914 |
| | \$ 896.999 | \$ 323.820 | \$ 573.179 |

A 31 de diciembre de 2010, los activos de petróleo incluían \$202,8 millones (\$84,7 millones en 2009) relacionados con propiedades no probadas que se han excluido del cálculo de agotamiento. La mayor parte de las propiedades no probadas se encuentran en Colombia, con excepción de \$50,2 millones (\$11,3 millones en 2009) en Perú. Al 31 de diciembre de 2010, los activos importantes de la Compañía en Perú estaban constituidos por propiedades no probadas y por los \$5.0 millones de crédito mercantil resultantes de la adquisición de PanAndean.

Con respecto a las reservas probadas, un cálculo de prueba de deterioro que se realizó para el centro de costos de Colombia al 31 de diciembre de 2010 arrojó flujos de efectivo netos futuros estimados no descontados superiores a los valores en libros. Para determinar dichos flujos, la Compañía utilizó los siguientes precios de referencia:

| Año | Petróleo crudo WTI ⁽¹⁾ – \$/bbl |
|--|--|
| 2011 | 88,00 |
| 2012 | 90,78 |
| 2013 | 93,64 |
| 2014 | 96,57 |
| 2015 | 99,58 |
| Variación porcentual de la inflación posterior | 2,0% |

(1) Los precios reales utilizados en las pruebas de deterioro se ajustaron a los diferenciales de calidad y los costos de transporte y comercialización del petróleo específicos de las operaciones de la Compañía.

Nota 7 – Capital en acciones

Autorizado

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

Acciones ordinarias

| Relación de acciones ordinarias | Número | Monto |
|--|--------------------|-------------------|
| Saldo al 31 de diciembre de 2008 | 99.399.431 | 194.859 |
| Acciones ordinarias recompradas y canceladas | (1.991.000) | (3.891) |
| Opciones de compra de acciones ejercidas | 1.224.786 | 5.365 |
| Acciones ordinarias diferidas ejercidas | (22.300) | - |
| Transferencia del superávit aportado en relación con opciones de compra de acciones, acciones ordinarias diferidas y acciones de incentivo ejercidas | - | 1.376 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2009 | 98.610.917 | 197.709 |
| Opciones de compra de acciones ejercidas | 1.764.899 | 9.577 |
| Acciones ordinarias diferidas ejercidas | 25.625 | 1 |
| Acciones de incentivo ejercidas | 2.947 | - |
| Emisión de acciones en función de los dividendos atribuibles a las acciones ordinarias diferidas ejercidas | 123 | 3 |
| Obligaciones convertibles convertidas | 2.987.367 | 92.107 |
| Transferencia del superávit aportado en relación con opciones de compra de acciones, acciones ordinarias diferidas y acciones de incentivo ejercidas | - | 2.544 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2010 | 103.391.878 | \$ 301.941 |

Oferta de compra normal por parte del emisor

En 2009, la Compañía compró 1.991.000 acciones ordinarias conforme a una oferta de compra normal por parte del emisor (NCIB, por sus siglas en inglés), a un costo promedio de \$9,20 (CAN\$10,94) cada una, es decir, un costo total de \$18,3 millones. Todas las acciones ordinarias así adquiridas se cancelaron.

Superávit aportado

| Cambios en el superávit aportado | Monto |
|--|------------------|
| Saldo al 31 de diciembre de 2008 | \$ 4.191 |
| Compensación por medio de acciones | 4.513 |
| Transferencia a acciones ordinarias en relación con opciones de compra de acciones ejercidas | (1.376) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2009 | \$ 7.328 |
| Compensación por medio de acciones | 11.274 |
| Transferencia a acciones ordinarias en relación con opciones de compra de acciones ejercidas | (2.544) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2010 | \$ 16.058 |

Otra utilidad integral acumulada

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009 no hubo ningún cambio en el rubro de otra utilidad integral acumulada.

Dividendos

A principios del segundo trimestre de 2010, Petrominerales empezó a pagar un dividendo trimestral de CAN\$0,125 por acción. El total de dividendos declarados fue de \$37,3 millones, de los cuales se pagaron \$24,3 millones antes del 31 de diciembre de 2010 (\$0 en 2009).

Opciones de compra de acciones

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

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

| | 2010 | | 2009 | |
|------------------------|--------------------------------|--|--------------------------------|--|
| | Opciones de compra de acciones | Precio de ejercicio promedio ponderado (CAN\$) | Opciones de compra de acciones | Precio de ejercicio promedio ponderado (CAN\$) |
| Al inicio | 6.046.182 | 7,98 | 6.192.723 | 6,11 |
| Otorgadas | 2.823.300 | 27,27 | 1.389.684 | 13,06 |
| Ejercidas | (1.764.899) | 5,51 | (1.224.786) | 4,78 |
| Caducadas y canceladas | (339.431) | 11,92 | (311.439) | 6,15 |
| Al cierre | 6.765.152 | 16,47 | 6.046.182 | 7,98 |

El siguiente cuadro resume la información sobre las opciones de compra de acciones al 31 de diciembre de 2010:

| Opciones de compra de acciones en circulación | | | | Opciones de compra de acciones ejercitables | |
|---|------------------|--|--|---|--|
| Variación de precios de ejercicio (CAN\$) | Cantidad | Vigencia contractual promedio ponderada (años) | Precio de ejercicio promedio ponderado (CAN\$) | Cantidad | Precio de ejercicio promedio ponderado (CAN\$) |
| 3,11 – 4,50 | 1.206.480 | 4,00 | 4,25 | 633.230 | 4,16 |
| 4,51 – 10,00 | 1.414.324 | 3,26 | 7,76 | 264.879 | 7,60 |
| 10,01 – 15,00 | 810.685 | 4,96 | 12,30 | 130.401 | 12,22 |
| 15,01 – 25,00 | 978.413 | 5,98 | 20,01 | 49.476 | 18,04 |
| 25,01 – 28,00 | 1.569.110 | 5,80 | 26,92 | - | - |
| 28,01 – 33,54 | 786.140 | 4,54 | 29,95 | - | - |
| | 6.765.152 | 4,73 | 16,47 | 1.077.986 | 6,62 |

Plan de acciones ordinarias diferidas

La Compañía ha implementado un plan de acciones ordinarias diferidas en virtud del cual los consejeros, ejecutivos y empleados pueden recibir una acción ordinaria a cambio del pago de CAN\$0,05 por acción. Las acciones ordinarias diferidas son adquiridas por los beneficiarios al cabo de tres años o cuando dejan la Compañía, y expiran a los 10 años de la fecha de otorgamiento. En el marco de este plan se ha aprobado la emisión de hasta 500.000 acciones ordinarias diferidas.

Variaciones en las acciones ordinarias diferidas en circulación

| | Cantidad |
|---|----------------|
| Saldo al 31 de diciembre de 2008: | 39.263 |
| Otorgadas | 58.581 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2009: | 97.844 |
| Otorgadas | 59.171 |
| Ejercidas | (25.625) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2010 | 131.390 |

Plan de compra de acciones de incentivo

La Compañía estableció un plan de acciones de incentivo que permite a los consejeros, ejecutivos y empleados, recibir una acción ordinaria mediante el pago del precio de ejercicio de CAN\$0,05 por acción una vez adjudicada. Si bien la Junta Directiva establece los términos de las acciones de incentivo, éstas generalmente se adquieren en partes iguales en el curso de un período de cuatro años a partir de la fecha de otorgamiento y expiran entre 5 y 10 años después de esa fecha. En el marco de este plan se ha aprobado la emisión de hasta 3 millones de acciones de incentivo.

Variaciones en las acciones de incentivo en circulación

| | Número |
|---|----------------|
| Saldo al 31 de diciembre de 2008: | - |
| Otorgadas | 34.130 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2009: | 34.130 |
| Otorgadas | 838.036 |
| Ejercidas | (2.947) |
| Caducadas y canceladas | (16.600) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2010 | 852.619 |

Al 31 de diciembre de 2010, existían 142.150 acciones de incentivo ejercitables (0 en 2009) con una vigencia contractual promedio de 9 años (10 años en 2009).

Compensación por medio de acciones

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

| Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de: | 2010 | 2009 |
|---|-------------|-------------|
| Tasa de interés libre de riesgo | 2,25% | 1,75%-2,25% |
| Tipo de dividendos | 1,50% | - |
| Vigencia prevista de las opciones (años) | 3,0-4,0 | 3,0-4,0 |
| Vigencia prevista de las acciones ordinarias diferidas (años) | 8 | 8 |
| Vigencia prevista de las acciones de incentivo (años) | 4 | 4 |
| Volatilidad prevista | 27,5%-42,5% | 37,5%-42,5% |
| Valor justo de las opciones de compra de acciones otorgadas | \$ 6,93 | \$ 3,64 |
| Valor justo de las acciones ordinarias diferidas otorgadas | \$ 27,63 | \$ 9,29 |
| Valor justo de las acciones de incentivo otorgadas | \$ 24,77 | \$ 16,30 |

Los gastos de compensaciones por medio de acciones correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010 sumaron \$11,3 millones (\$4,5 millones en 2009).

Utilidad por acción

El siguiente cuadro presenta el número promedio ponderado de las acciones ordinarias considerado para calcular las utilidades básicas y diluidas por acción.

| Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de: | 2010 | 2009 |
|---|-------------|------------|
| Ajustes a la utilidad neta | | |
| Utilidad neta básica | 239.695 | 100.146 |
| Gastos por intereses sobre obligaciones convertibles | 8.785 | -(1) |
| Utilidad neta diluida | 248.480 | 100.146 |
| Ajustes a las acciones ordinarias promedio ponderadas | | |
| Acciones ordinarias promedio ponderadas en circulación, básicas | 99.575.620 | 98.378.521 |
| Efecto de las opciones de compra de acciones, las acciones ordinarias diferidas y las acciones de incentivo | 2.975.029 | 1.609.888 |
| Efecto de las obligaciones convertibles | 6.019.129 | -(1) |
| Acciones ordinarias promedio ponderadas en circulación, diluidas | 108.569.778 | 99.988.409 |

(1) Las obligaciones convertibles tuvieron un carácter antidilutivo durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009.

Nota 8 – Obligaciones convertibles

Obligaciones convertibles 2010

Las obligaciones convertibles de 2010 originalmente se emitieron el 6 de diciembre de 2007, por un monto de \$100 millones. En 2008 la Compañía recompró \$18,3 millones del valor del principal de las mismas. En la fecha de vencimiento, el 6 de diciembre de 2010, las obligaciones convertibles remanentes, por un monto de capital de \$81,7 millones, se convirtieron en 2.987.367 acciones ordinarias a la tasa contractual de conversión de US\$27,3485 por acción. En la fecha de conversión, los componentes de capital de las obligaciones convertibles, que sumaban \$92,1 millones, se transfirieron al capital en acciones. La acumulación registrada en 2010 con respecto a estas obligaciones ascendió a \$4,9 millones (\$4,4 millones en 2009).

Obligaciones convertibles 2016

El 25 de agosto de 2010, Petrominerales emitió \$550 millones de obligaciones convertibles con vencimiento el 25 de agosto de 2016. Las obligaciones son convertibles en acciones ordinarias de Petrominerales, con un precio de conversión de US\$34,746 por acción, sujeto al ajuste en función de los dividendos, y con un cupón anual de 2,625%. Una vez convertidas, se puede emitir un total de 15.828.978 acciones ordinarias, sin embargo la Compañía puede pagar las obligaciones en efectivo. Además, los obligacionistas tienen el derecho de opción de venta, una única vez, mediante el pago anticipado de las obligaciones al 100% de su valor nominal más los intereses acumulados al 25 de agosto de 2013, ejercitable dentro de los 30 días comprendidos entre el 10 de junio y el 10 de julio de ese año. Las obligaciones se han clasificado como un pasivo neto del valor justo de la característica de conversión, u opción de compra, que se ha clasificado como capital contable. Después de su emisión, \$435,9 millones se clasificaron como pasivo y los \$97,4 millones restantes, como capital. La porción correspondiente al pasivo se incrementará proporcionalmente al saldo de capital al vencimiento. El incremento y los intereses pagados se contabilizan como gastos por intereses en el estado de operaciones. Si las obligaciones son convertidas en acciones ordinarias, la porción relativa del valor de la característica de conversión incluida en el capital contable se reclasifica en el capital en acciones ordinarias junto con los montos de capital convertidos.

El siguiente cuadro resume la atribución de las obligaciones convertibles al 31 de diciembre de 2010:

| | Monto |
|--|-------------------|
| Producto bruto | \$ 550.000 |
| Costos | (16.678) |
| Producto neto | 533.322 |
| Valor justo del componente de capital después de la emisión | 97.396 |
| Monto atribuido al componente de pasivo después de la emisión | 435.926 |
| Acumulación | 5.458 |
| Saldo del componente de pasivo al 31 de diciembre de 2010 | \$ 441.384 |

Gastos por intereses

Desglose de los gastos por intereses:

| Ejercicio finalizados el 31 de diciembre de: | 2010 | 2009 |
|--|------------------|-----------------|
| Intereses en efectivo y cargos contingentes | \$ 13.610 | \$ 4.866 |
| Acumulación de obligaciones convertibles | 10.329 | 4.426 |
| Amortización de costos de financiamiento diferidos | 1.351 | 517 |
| Gastos por intereses | \$ 25.290 | \$ 9.809 |

Nota 9 – Deuda bancaria

Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía tenía una facilidad crediticia de \$150 millones sin utilizar, la cual está garantizada con la totalidad de sus activos, se revisa semestralmente junto con el prestamista y expira el 30 de diciembre de 2013.

La Compañía también tiene líneas de crédito disponibles en Colombia por un total \$32,9 millones. Los anticipos cubiertos por la facilidad crediticia están respaldados por un pagaré otorgado por la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía tenía cartas de crédito activas por un total de \$25,4 millones para garantizar compromisos de trabajo relacionados con bloques de exploración. La mayor parte de las cartas de crédito han sido emitidas contra la línea de crédito local, lo que reduce los montos disponibles en virtud de la facilidad crediticia.

Nota 10 – Obligaciones de retiro de activos

La Dirección calculó las obligaciones futuras de retiro de activos basándose en los costos estimados de rehabilitación y abandono de pozos, sitios de pozos y ciertas instalaciones en función de sus requisitos contractuales.

Las obligaciones de retiro de activos sufrieron los siguientes cambios:

| Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de: | 2010 | 2009 |
|---|-----------|----------|
| Obligaciones de retiro de activos al inicio del ejercicio | \$ 6.748 | \$ 5.412 |
| Obligaciones incurridas | 5.388 | 1.132 |
| Gastos de acumulación | 759 | 508 |
| Cambio en las estimaciones | (143) | (304) |
| Obligaciones de retiro de activos al cierre del ejercicio | \$ 12.752 | \$ 6.748 |

Las obligaciones se calcularon a una tasa de inflación de cuatro por ciento y se descontaron a una tasa libre de riesgo ajustada al crédito del nueve por ciento anual. Se prevé que la mayoría de estas obligaciones se paguen antes de la terminación del Contrato de Producción Incremental ("CPI") relacionado, dentro de unos 13 a 20 años, y que se financien con los recursos generales de la Compañía disponibles en el momento de la liquidación. Al 31 de diciembre de 2010, el monto total no descontado de los flujos de caja estimados para pagar las obligaciones es de \$86,8 millones (\$38,1 millones en 2009). La tasa libre de riesgo ajustada al crédito correspondiente a las obligaciones de 2010 incurridas fue del 9 por ciento (la misma que en 2009).

Nota 11 – Impuestos

La provisión para impuestos sobre la renta de 2010 y 2009 difiere del monto que se habría proyectado si se hubieran aplicado las tasas fiscales corporativas reglamentarias de Colombia a la utilidad antes de impuestos. Las razones principales de esta diferencia son las siguientes:

| Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de: | 2010 | 2009 |
|--|------------|------------|
| Utilidad antes de impuestos | \$ 334.127 | \$ 119.602 |
| Tasa impositiva reglamentaria en Colombia | 33,0% | 33,0% |
| Gastos fiscales previstos | \$ 110.262 | \$ 39.468 |
| Aumento (disminución) de la provisión para impuestos sobre la renta resultante de: | | |
| Gastos no deducibles | 1.492 | 5.830 |
| Aumento de reservas para impuestos colombianos | (21.432) | (28.475) |
| Compensación por medio de acciones | 3.720 | 1.489 |
| Cambio en las estimaciones y otros | 390 | 1.144 |
| Gastos por impuestos sobre la renta corrientes y futuros | 94.432 | 19.456 |
| Compuestos por: | | |
| Gastos por impuestos sobre la renta corrientes | 32.432 | 7.336 |
| Gastos por impuestos sobre la renta futuros | 59.881 | 10.251 |
| | 92.313 | 17.587 |
| Impuestos sobre el capital | 2.119 | 1.869 |
| Gastos por impuestos | \$ 94.432 | \$ 19.456 |

La utilidad antes de impuestos de la Compañía está sujeta a los impuestos sobre la renta colombianos a una tasa reglamentaria de 33 por ciento. Los impuestos sobre el capital se basan en los niveles de éste en Colombia.

A continuación se muestran los componentes del activo y pasivo de impuestos sobre la renta futuros de la Compañía que se derivan de diferencias temporales:

| Al 31 de diciembre de: | 2010 | | 2009 | |
|--|---|---|---|---|
| | Activos de impuestos sobre la renta futuros | Pasivos de impuestos sobre la renta futuros | Activos de impuestos sobre la renta futuros | Pasivos de impuestos sobre la renta futuros |
| Quebrantos trasladables | \$ 590 | \$ - | \$ 650 | \$ - |
| Activos de capital | - | 116.199 | - | 40.077 |
| Obligaciones por retiro de activos | 4.208 | - | 2.172 | - |
| Provisiones y otros | 6.974 | - | 2.531 | - |
| | 11.772 | 116.199 | 5.353 | 40.077 |
| Reserva para valuación | - | - | - | - |
| Pasivo de impuestos futuros sobre la renta | \$ - | \$ (104.427) | \$ - | \$ (34.724) |

Al 31 de diciembre de 2010, las pérdidas no relacionadas con capital incurridas en Colombia totalizaron \$1,7 millones, que se pueden trasladar indefinidamente.

Nota 12 – Operaciones con partes relacionadas

Antes del 31 de diciembre de 2010, la Compañía tenía un Contrato de Servicios de Gestión con Petrobank, según el cual Petrobank proporcionaba ciertos servicios que incluían apoyo administrativo, legal, financiero, de tesorería, contable, de tecnología de información, de recursos humanos, y espacio de oficina para los empleados de Petrominerales ubicados en Calgary, Alberta. La remuneración mensual por los servicios se basaba en un monto negociado que representaba el valor justo de los mismos. Los montos relacionados con dicho contrato que se pagaron a Petrobank durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010 sumaron \$1,6 millones (\$1,3 millones en 2009) y se contabilizaron como gastos generales y administrativos.

Nota 13 – Gestión de capital

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

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

| Al 31 de diciembre de: | 2010 | 2009 |
|---|------------|------------|
| Deuda bancaria ⁽¹⁾ | \$ - | \$ - |
| Superávit de capital de trabajo | \$ 580.213 | \$ 13.509 |
| Obligaciones convertibles – monto de capital ⁽²⁾ | \$ 550.000 | \$ 81.700 |
| Capital en acciones ordinarias | \$ 301.941 | \$ 197.709 |

(1) Petrominerales tiene una línea de crédito rotativa, con una base de empréstito de \$150 millones no utilizada y una línea de crédito local por un monto de \$32,9 millones.

(2) Las obligaciones vencen el 25 de agosto de 2016, son convertibles en acciones ordinarias, o su equivalente de efectivo, a \$34,746 cada una y tienen un cupón anual de 2,625 por ciento, pagadero semestralmente en efectivo o en acciones ordinarias.

La Compañía se mantiene atenta al apalancamiento y ajusta su estructura de capital basándose en la relación entre deuda neta y flujo de efectivo de las operaciones antes de capital de trabajo no monetario. Calcula esta relación como deuda neta, una medición fuera del marco PCGA que la Compañía define como deuda bancaria activa más el monto de capital de las obligaciones convertibles, a menos que lo sean en dinero, y deficiencia de capital de trabajo, dividida entre el flujo de efectivo de las operaciones antes de cambios en el capital de trabajo no monetario correspondiente al último trimestre calendario, anualizado. Al 31 de diciembre de 2010, la deuda neta era negativa dado que la Compañía tenía un superávit de capital de trabajo. Petrominerales utiliza esta relación como un indicador básico del apalancamiento de la Compañía y para mantener un balance general sólido. A efecto de facilitar el manejo de esta relación, la Compañía prepara presupuestos anuales y los actualiza cuando es necesario conforme a ciertos factores, que incluyen los precios corrientes y proyectados del petróleo crudo, los cambios en la estructura de capital, la ejecución del plan de negocios de la Compañía y las condiciones generales del sector. El presupuesto anual se somete a la aprobación de la Junta Directiva y se revisa y actualiza cada vez que se requiere.

La Compañía cumple con las disposiciones de sus contratos sobre obligaciones convertibles y líneas de crédito. Las estipulaciones financieras de la línea de crédito exigen el mantenimiento de una relación entre deuda bancaria y utilidades de doce meses continuos antes de intereses, impuestos, agotamiento, depreciación y amortización menor de 3.0 veces, y de una relación corriente mayor de 1,0 veces (activo circulante dividido entre pasivo circulante menos deuda bancaria sin utilizar). Las estipulaciones financieras de las obligaciones convertibles de la Compañía exigen que se mantenga una relación entre patrimonio y total de activos de 30 por ciento como mínimo, y que el monto de las garantías y gravámenes sobre sus activos se limite al 35 por ciento del valor en libros del total de activos.

A principios del segundo trimestre de 2010, Petrominerales empezó a pagar un dividendo trimestral de CAN\$0,125 por acción. El monto total de dividendos declarados fue de \$37,3 millones, de los cuales se pagaron \$24,3 millones antes del 31 de diciembre de 2010 (\$0 en 2009). La estrategia de Petrominerales consiste en producir dividendos razonables para los accionistas y a la vez ejecutar un plan operativo de exploración orientado al crecimiento acumulativo.

Nota 14 – Instrumentos financieros y gestión del riesgo financiero

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

La Junta Directiva es la principal responsable de establecer y supervisar el marco de gestión del riesgo financiero de la Compañía, y da seguimiento a las actividades de gestión de riesgos. La Compañía identifica y analiza los riesgos a los que está expuesta y puede utilizar instrumentos financieros para mitigarlos.

Riesgo de crédito

La producción de petróleo se vende, a precios de mercado ajustados a diferenciales de calidad, a cinco contrapartes principales. La mayor parte se vende a Ecopetrol, la empresa petrolera estatal de Colombia, y el resto a cuatro empresas petroleras internacionales. Generalmente la exposición crediticia máxima de la Compañía a sus clientes es de dos meses de ingresos por ventas, salvo en el mes de producción de diciembre, ya que las ventas de noviembre y parte de las de diciembre de nuestro principal comprador de petróleo se reciben antes del fin de año. La Compañía no prevé ningún incumplimiento de ninguna de sus contrapartes. Además, en 2010 redujo su riesgo de crédito frente a ciertas contrapartes por medio de seguros de crédito.

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

| Al 31 de diciembre de: | 2010 | 2009 |
|--------------------------|------------|-----------|
| Cientes de petróleo | \$ 144.563 | \$ 37.712 |
| Otras cuentas por cobrar | 11.032 | 9.818 |
| Total | \$ 155.595 | \$ 47.530 |

Las cuentas por cobrar a clientes de petróleo crudo normalmente se cobran unos 45 días después del mes de producción. La política de la Compañía para mitigar el riesgo de crédito asociado a estos saldos consiste en establecer relaciones de comercialización con grandes compradores, negociar el pago anticipado y obtener garantías o seguros de crédito, o ambos. Históricamente, la Compañía no ha experimentado ningún problema de cobranza con sus clientes de petróleo crudo.

El efectivo y los equivalentes de efectivo consisten en saldos bancarios en efectivo y depósitos a corto plazo con vencimiento menor de 90 días. La Compañía gestiona su exposición crediticia relacionada con inversiones a corto plazo seleccionando a las contrapartes de acuerdo con sus calificaciones crediticias, da seguimiento a todas las inversiones a fin de asegurar un rendimiento estable, y evita las entidades de inversión complejas, que representan un mayor riesgo --por ejemplo, las de papel comercial respaldado por activos.

El valor en libros de las cuentas por cobrar y el efectivo y los equivalentes de efectivo representan la máxima exposición crediticia. Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía no tiene constituida una reserva o provisión para cuentas de dudosa recuperación; y durante los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009 no se vio obligada a cancelar en libros ninguna cuenta por cobrar.

A continuación se muestran los vencimientos de las cuentas por cobrar de la Compañía:

| Al 31 de diciembre de: | 2010 | 2009 |
|--------------------------------|------------|-----------|
| No vencidas (menos de 45 días) | \$ 148.166 | \$ 45.652 |
| Vencidas entre 0-30 días | 698 | 77 |
| Vencidas entre 31-120 días | 3.069 | 1.801 |
| Vencidas > 120 días | 3.662 | - |
| Total | \$ 155.595 | \$ 47.530 |

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el riesgo de que la Compañía no pueda cumplir con sus obligaciones financieras a su vencimiento. La Compañía gestiona la liquidez a modo de asegurarse, con medios razonables, que sea suficiente para cumplir con sus obligaciones a su vencimiento, ya sea en condiciones normales o inusuales, sin incurrir en pérdidas inaceptables o poner en riesgo sus objetivos de negocios. Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía registró saldos de efectivo por un total de \$723,3 millones, que le brindan una gran liquidez.

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

indica en la Nota 9, que el prestamista revisa por lo menos semestralmente. Asimismo, la Compañía trata de hacer coincidir su ciclo de pagos con el cobro de ingresos de petróleo. Al 31 de diciembre de 2010, no se ha utilizado la línea de crédito ya que los saldos de efectivo y los niveles de producción le han proporcionado a la Compañía fondos suficientes para ejecutar su programa de gastos de capital y sufragar todos los demás gastos.

El siguiente cuadro presenta los vencimientos contractuales de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2010:

| Pasivo financiero | Total | < 1 año | 1-2 años | Posteriormente |
|--------------------------------------|------------|------------|-----------|----------------|
| Cuentas por pagar y pasivo acumulado | \$ 308.995 | \$ 308.995 | \$ - | \$ - |
| Cartas de crédito | 25.399 | 9.998 | 15.401 | - |
| Obligaciones convertibles – capital | 550.000 | - | - | 550.000 |
| Total | \$ 884.394 | \$ 318.993 | \$ 15.401 | \$ 550.000 |

Riesgo de mercado

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

La Compañía puede usar diversos instrumentos derivados para enfrentar el riesgo de mercado. La Junta Directiva revisa periódicamente los resultados de todas las actividades de gestión de riesgos y posiciones en circulación.

Riesgo de divisas

El riesgo de divisas es el riesgo de que el valor justo o los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúen a causa de variaciones en los tipos de cambio. La Compañía está expuesta a estas variaciones debido a que algunos de sus gastos están denominados en pesos colombianos y dólares canadienses. Al 31 de diciembre de 2010, si el dólar estadounidense hubiera registrado un alza de 5% frente al peso colombiano y todas las demás variables se hubieran mantenido constantes, la cifra correspondiente a la utilidad neta y otra utilidad integral del ejercicio habría resultado \$14,2 millones arriba (\$5,0 millones arriba en 2009), principalmente debido al pasivo de impuestos sobre la renta futuros y las cuentas por pagar denominadas en pesos.

Al año terminado el 31 de diciembre de 2010, la Compañía no tenía ningún contrato de divisas a término.

Riesgo de precios de los productos básicos

El riesgo de precios de los productos básicos es el riesgo de que las variaciones en estos precios causen fluctuaciones en el valor justo o los flujos de caja futuros de un instrumento financiero. Las variaciones importantes de los precios de los productos básicos también pueden afectar la base de empréstitos de la Compañía en el marco de su línea de crédito con garantía. La reducción de dichos precios puede mermar la capacidad de la Compañía para reunir capital. Los sucesos económicos internacionales que determinan los niveles de oferta y demanda influyen en los precios del petróleo crudo. Si en el año terminado el 31 de diciembre de 2010, el petróleo West Texas Intermediate (WTI) se hubiera cotizado un dólar arriba por barril y todas las demás variables se hubieran mantenido constantes, la cifra correspondiente a la utilidad neta y otra utilidad integral del ejercicio habría resultado \$10,7 millones arriba. Periódicamente, la Compañía intenta mitigar el riesgo de precios de los productos básicos mediante el uso de instrumentos financieros derivados. Una política de la Compañía es celebrar únicamente contratos de productos básicos que considera adecuados hasta por un máximo del 50% de sus volúmenes de producción proyectados. En los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, la Compañía no tenía vigente ningún contrato de gestión de riesgos.

Riesgo de tasas de interés

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

Al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, la Compañía no tenía ningún contrato de intercambio de tasas de interés o financiero.

Clasificación, evaluación y valor justo de los instrumentos financieros

Los instrumentos financieros de la Compañía consisten en efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y pasivo acumulado, deuda bancaria y obligaciones convertibles en el balance general. A continuación se indican el valor en libros, el valor justo y los gastos por intereses de estos instrumentos financieros al 31 de diciembre de 2010, por categoría:

| Instrumento financiero | Valor en libros | Valor justo | Gastos por intereses |
|--|-----------------|------------------------|-----------------------|
| Activos conservados para fines de negociación | | | |
| Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾ | 723.277 | 723.277 | - |
| Préstamos y cuentas por cobrar | | | |
| Cuentas por cobrar | 155.595 | 155.595 | - |
| Otros pasivos | | | |
| Cuentas por pagar y pasivo acumulado | 308.995 | 308.995 | - |
| Deuda bancaria | - | - | 7,142 ⁽²⁾ |
| Obligaciones convertibles | 441.384 | 634.563 ⁽³⁾ | 18,148 ⁽⁴⁾ |

(1) El rendimiento real de los equivalentes de efectivo al 31 de diciembre de 2010 fue de 0,31%.

(2) Se incluye en los gastos por intereses en el estado de operaciones. Incluye intereses, compromisos y otros cargos relacionados con líneas de crédito y la amortización de costos de financiamiento diferidos de \$1,4 millones con respecto a la deuda bancaria de la Compañía.

(3) Debido a la falta de información sobre las negociaciones activas, es difícil evaluar de una manera fiable el valor justo de los componentes de deuda y de capital de las obligaciones convertibles. La Compañía estimó el valor justo de las obligaciones convertibles basándose en transacciones de mercado recientes. Al 31 de diciembre de 2010, el monto de capital de las obligaciones convertibles era de \$550 millones.

(4) Se incluye en los gastos por intereses en el estado de operaciones. El rendimiento real de las obligaciones convertibles es de 6,84%.

Petrominerales clasifica el valor justo de estas transacciones de acuerdo con la siguiente jerarquía, que se basa en los datos de mercado observables utilizados para valorar el instrumento.

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

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

La deuda bancaria genera intereses a tasa flotante, por lo que su valor justo se aproxima a su valor en libros. Debido a la naturaleza a corto plazo del efectivo y los equivalentes de efectivo, las cuentas por cobrar y las cuentas por pagar y el pasivo acumulado, el valor en libros de estos instrumentos se aproxima a su valor justo.

Nota 15 – Cambios en el capital de trabajo no monetario

| Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de: | 2010 | 2009 |
|--|--------------|-------------|
| Cambio en: | | |
| Cuentas por cobrar | \$ (108.065) | \$ (31.024) |
| Cuentas por pagar y pasivo acumulado | 202.161 | 44.110 |
| Dividendos declarados no pagados en las utilidades retenidas | (12.992) | - |
| Impuestos sobre la renta por cobrar | 4.203 | - |
| Adquisición de capital de trabajo no monetario | 199 | - |
| Inventario | (4.701) | (1.376) |
| Agotamiento incluido en el inventario | 2.242 | 741 |
| | \$ 83.047 | \$ 12.451 |
| Cambios relacionados con: | | |
| Atribuibles a actividades de operación | \$ (14.662) | \$ (4.809) |
| Atribuibles a actividades de financiamiento | \$ 12.992 | \$ - |
| Atribuibles a actividades de inversión | \$ 84.717 | \$ 17.260 |
| | \$ 83.047 | \$ 12.451 |

Nota 16 – Compromisos

El siguiente cuadro resume los compromisos contractuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2010:

| Tipo de obligación | Total | < 1 año | 1-3 años | 4+5 años |
|--|-------------------|-------------------|------------------|-----------------|
| Contrato de exploración ⁽¹⁾⁽²⁾ | \$ 53.300 | \$ 47.200 | \$ 6.100 | \$ - |
| Contrato de transporte | 2.040 | 2.040 | - | - |
| Compromiso en oleoducto OBC ⁽³⁾ | 99.600 | 99.400 | 200 | - |
| Almacenamiento de petróleo | 900 | 400 | 500 | - |
| Arrendamiento de oficina | 8.100 | 2.100 | 4.000 | 2.000 |
| Total⁽⁴⁾ | \$ 163.940 | \$ 151.140 | \$ 10.800 | \$ 2.000 |

- (1) Conforme a los contratos de exploración, dentro de los tres próximos años la Compañía debe cumplir con compromisos de trabajo por un total de \$53,3 millones. Estos compromisos forman parte del curso normal de sus actividades, que incluyen costos de propiedades, adquisición y procesamiento de datos sísmicos y perforación de pozos de exploración. La Compañía ha emitido cartas de crédito por un total de \$25,4 millones para garantizar las obligaciones estipuladas en estos contratos de exploración.
- (2) En la ronda colombiana de licitaciones abiertas de 2010, se nos adjudicaron los Bloques 59 y 15. Nuestros compromisos de trabajo de la primera fase en el Bloque 59 implican gastar \$24,2 millones en el curso de tres años para la adquisición de datos sísmicos tridimensionales de 300 kilómetros cuadrados y la perforación de cuatro pozos de exploración. Nuestros compromisos de trabajo de la primera fase en el Bloque 15 implican gastar \$10,0 millones en el curso de tres años para la adquisición de datos sísmicos tridimensionales de 100 kilómetros cuadrados y la perforación de dos pozos de exploración. Estos compromisos se incluirán en la programación una vez que se firmen los contratos.
- (3) La Compañía celebró un contrato para adquirir una participación del 9,65 por ciento en el proyecto Oleoducto Bicentenario de Colombia ("OBC"). La fase cero del proyecto incrementará en 40.000 bppd la capacidad de descarga de petróleo en Banadia, al conectar con el sistema de ductos de exportación de Cano Limón. La fase uno del proyecto conectará la producción de la Cuenca de Los Llanos de Araguañey a Banadia. Se estima que esta fase costará aproximadamente \$1.000 millones (\$96,5 millones netos) e incrementará en unos 120.000 bppd (11.580 bppd netos) la capacidad de descarga en el primer trimestre de 2012. Finalmente, se prevé que las fases dos y tres del proyecto se terminen a fines de 2013 y aumenten en 330.000 bppd la capacidad bruta de descarga, a un costo bruto incremental de unos \$4.400 millones. Petrominerales tiene la opción de participar en esas fases.
- (4) En diciembre de 2010, el gobierno de Colombia aprobó una nueva legislación que obliga a las empresas del país y a las sucursales de compañías extranjeras a pagar un impuesto sobre el capital basado en el capital neto a partir del 1 de enero de 2011. La tasa de impuesto aplicable a Petrominerales es el 6,8% del capital neto, pagadera en partes iguales durante cuatro años a partir de 2011.

Nota 17 – Contingencias

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

Controversia sobre precio de participación alto

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

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

La ANH ha expresado la opinión de que para determinar cuándo debe pagarse el precio de participación alto, hay que combinar todas las áreas de explotación a que se refiere el Contrato Corcel. Puesto que la producción combinada de las áreas de explotación del Bloque Corcel ha superado los cinco millones de barriles de petróleo, la ANH sostiene que Petrominerales está obligada a pagar un precio de participación alto con respecto a la producción de esas áreas a partir de abril de 2009. En consonancia con su opinión, la ANH solicitó pagos adicionales agregando \$68,9 millones a la fecha. Si bien la producción acumulada del bloque era de 12,5 millones de barriles al 31 de diciembre de 2010, ningún área de explotación de Petrominerales en ese bloque ha producido acumulativamente más de cinco millones de barriles de petróleo.

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

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

Perfil directivo y administrativo

Directores

Jerald L. Oaks ⁽¹⁾

Denver, Colorado, EEUU

Alastair Macdonald ⁽²⁾

Pembroke, Bermuda

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

Calgary, Alberta, Canadá

Ernesto Sarpi ⁽³⁾

Nápoles, Italia

Enrique Umaña-Valenzuela ⁽¹⁾

Bogotá, Colombia

John D. Wright ⁽³⁾

Calgary, Alberta, Canadá

Presidente de la Junta Directiva
y Asesor Estratégico

Geir Ytreland ^{(2) (3)}

Droebak, Noruega

(1) Miembro del Comité de Auditoría

(2) Miembro del Comité de Compensación

(3) Miembro del Comité de Reservas

Cargos administrativos

Ruben Cano

Vicepresidente de Servicios y Logística

Jeff Chant

Vicepresidente de Desarrollo Organizacional

Andrea Hatzinikolas

Asistente del Secretario Corporativo
y Asesora Jurídica

Allen E. Knight

Vicepresidente de Nuevos Negocios

Erik Lyngberg

Vicepresidente Senior de Exploración

Alastair MacDonald

Secretario Corporativo

Tannya E. Morales

Vicepresidente Financiera

Corey Ruttan

Presidente y CEO

Lorne Saina

Vicepresidente Operaciones

John (Jack) F. Scott

Chief Operating Officer (COO)

Kelly Sledz

Chief Financial Officer (CFO)

Casa matriz

Oficina en Bogotá - Colombia

Calle 116 No. 7-15, Interior 2,

Torre Cusezar, Piso 6

Bogotá D.C., Colombia

TEL: +57 1 629 2701

FAX: +57 1 214 2226

WEBSITE: www.petrominerales.com

E-MAIL: ir@petrominerales.com

Oficina en Calgary (Alberta) - Canadá

1900, 111 - 5th Avenue SW

Calgary, Alberta, Canadá

T2P 3Y6

Agentes de registro y transferencia

Computershare Trust

Compañía de Canadá

Calgary, Alberta, Canadá

Asesores legales

McCarthy Tétrault LLP

Calgary, Alberta, Canadá

Bancos

Standard Bank

New York, Nueva York, EEUU

Audidores

Deloitte & Touche LLP

Calgary, Alberta, Canadá &

Bogotá D.C., Colombia

Ingenieros de reservas

DeGolyer and MacNaughton

Dallas, Texas, EEUU

Bolsa de valores

Toronto Stock Exchange

SIMBOLO: **PMG**

Registro de documentación

www.sedar.com

Requerimientos de información o cualquier otra inquietud del área de relaciones con inversionistas pueden ser dirigidas a: ir@petrominerales.com

o por teléfono al +57 1 629 2701 o al +1 403 750 4400.

Declaración de la información a futuro

Ciertas declaraciones contenidas en este Informe Anual constituyen proyecciones futuras.

En particular este Informe Anual puede contener proyecciones futuras relacionadas con: las características de desempeño de los Bloques en donde la Compañía tiene participación; niveles de producción de petróleo; el tamaño de las reservas de petróleo; proyecciones de precios y costos de mercado; oferta y demanda de petróleo, expectativas en relación con la capacidad de adicionar reservas constantemente a través de adquisiciones y desarrollo; tratamiento bajo regímenes regulatorios gubernamentales y leyes de impuestos; y programas de gastos de capital.

Además, las declaraciones relacionadas con las reservas o los recursos se consideran proyecciones futuras ya que involucran evaluaciones implícitas, basadas en ciertos estimados y supuestos de que los recursos y las reservas descritas se podrán producir en forma rentable en el futuro. Con relación a las proyecciones futuras contenidas en este Informe Anual, la Compañía ha hecho supuestos relacionados con: niveles de producción de petróleo; precios de materias primas; condiciones generales económicas financieras y de mercado; disponibilidad de mano de obra y equipo de perforación; programación de tiempo y cantidad de gastos de capital; regulación del gobierno en las áreas de impuestos, tasas de regalías y protección medio ambiental; y expectativas y supuestos relacionados con la obtención de las aprobaciones regulatorias necesarias.

Los resultados reales podrían diferir en forma material de los resultados anticipados en estas proyecciones futuras como resultado de ciertos factores establecidos en el Informe Anual y otros factores de riesgo incluyendo pero sin limitarse: volatilidad en los precios del mercado del petróleo; fluctuación en las tasas de cambio; recursos financieros de la Compañía; pasivos inherentes a las operaciones de petróleo; incertidumbres asociadas con la estimación de reservas de petróleo; competencia para, entre otras cosas, capital, adquisición de reservas de tierras no desarrolladas; problemas geológicos, técnicos, de perforación y de procesamiento; cambios en la legislación, riesgos asociados con las operaciones internacionales de la Compañía, cambios en el ambiente o en las leyes de impuestos; y los demás factores discutidos bajo el título Factores de Riesgo en el formato de información anual de la Compañía.

Se advierte a los lectores que las listas anteriores de factores no son exhaustivas. La declaración futura contenida en este Informe Anual está expresamente calificada por esta declaración de advertencia. Además cualquier declaración futura se hace únicamente hasta cierta fecha y la Compañía no asume ninguna obligación de actualizar ninguna declaración futura ni ninguna otra declaración para reflejar eventos y circunstancias después de la fecha en la que se hizo la declaración o para reflejar la ocurrencia de eventos no previstos, excepto cuando sea requerido por la leyes de valores aplicables. De vez en cuando aparecen nuevos factores y no es posible que la administración de la Compañía pueda predecir todos estos factores y evaluar con anticipación el impacto de estos factores en el negocio de la Compañía o el grado en que ese factor o combinación de factores pueda hacer que los resultados reales sean materialmente diferentes de aquellos contenidos en la declaración futura.

Asamblea general de accionistas

La Asamblea General de Accionistas se realizará el 12 de mayo de 2011 a las 10:00 (Hora de Bogotá) en el salón Millennium del Hotel Radisson, Calle 113 no 7-65, Bogotá Colombia. Todos los accionistas quedan cordialmente invitados a asistir a la reunión. La reunión será transmitida por Internet. Los detalles de la transmisión estarán disponibles en nuestra página de internet antes de la reunión.

FSC Logo goes here



PETROMINERALES

Petrominerales Ltd. Casa Matriz

Calle 116 No. 7-15, Interior 2, Torre Cusezar, Piso 6,
Bogotá, Colombia

TEL: +57 1 629 2701 FAX: +57 1 214 2226

www.petrominerales.com TSX: PMG

Oficina en Calgary

1900, 111 - 5th Avenue SW
Calgary, Alberta, Canadá

TEL: 403 750 4400