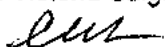


CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y NUEVE MESES TERMINADOS EN MARZO 31 DE 2014

Claudia Victoria Salgado R.



TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nal.



ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

(en dólares de Estados Unidos (los montos en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

| Financieros | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|--|--------------------------------------|---------|--------|---------------------------------------|------------------|--------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías | 55,653 | 34,602 | 61% | 146,043 | 102,394 | 43% |
| Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽²⁾ | 61,550 | 36,726 | 68% | 159,159 | 105,871 | 50% |
| Efectivo aportado por (usado en) actividades operativas | 13,099 | (8,520) | n/a | 69,229 | 4,316 | >999% |
| Por acción – básico (\$) | 0.15 | (0.10) | n/a | 0.79 | 0.06 | >999% |
| Por acción – diluido (\$) | 0.14 | (0.10) | n/a | 0.78 | 0.06 | >999% |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽³⁾ | 32,274 | 14,778 | 118% | 72,151 | 32,052 | 125% |
| Por acción – básicos (\$) | 0.36 | 0.17 | 112% | 0.83 | 0.45 | 84% |
| Por acción – diluidos (\$) | 0.35 | 0.17 | 106% | 0.81 | 0.45 | 80% |
| Ingreso neto (pérdida) | 19,438 | (3,425) | n/a | 12,007 | (8,761) | n/a |
| Por acción – básico (\$) | 0.22 | (0.04) | n/a | 0.14 | (0.12) | n/a |
| Por acción – diluido (\$) | 0.21 | (0.04) | n/a | 0.14 | (0.12) | n/a |
| Gastos de capital, netos ⁽⁴⁾ | 35,915 | 3,021 | >999% | 76,072 | 37,444 | 103% |
| Gastos de capital ajustados, netos, incluidos gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾⁽³⁾⁽⁴⁾ | 44,103 | 10,434 | 323% | 100,525 | 52,053 | 93% |
| | | | | Marzo 31 de 2014 | Junio 30 de 2013 | Cambio |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | | | | 35,699 | 52,290 | (32%) |
| Efectivo restringido | | | | 52,125 | 26,394 | 97% |
| Superávit de capital de trabajo, excluyendo la porción corriente de deuda con bancos y conceptos distintos a efectivo ⁽¹⁾ | | | | 33,328 | 69,148 | (52%) |
| Deuda con bancos a corto y largo plazo | | | | 135,675 | 134,316 | 1% |
| Total activos | | | | 548,501 | 469,592 | 17% |
| Acciones ordinarias, final del período (000) | | | | 90,220 | 86,506 | 4% |
| Operativos | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boeped) | | | | | | |
| Petróleo | 8,260 | 4,785 | 73% | 7,115 | 5,285 | 35% |
| Gas natural | 2,633 | 2,874 | (8%) | 2,919 | 1,051 | 178% |
| Total | 10,893 | 7,659 | 42% | 10,034 | 6,336 | 58% |
| Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd) | | | | | | |
| Petróleo | 8,792 | 4,267 | 106% | 6,976 | 5,477 | 27% |
| Gas natural | 2,626 | 2,874 | (9%) | 2,879 | 1,051 | 174% |
| Total | 11,418 | 7,141 | 60% | 9,855 | 6,528 | 51% |
| Precios realizados de venta (\$/boe) | | | | | | |
| LLA 23 (petróleo) | 88.61 | 99.62 | (11%) | 89.26 | 97.95 | (9%) |
| Esperanza (gas natural) | 23.00 | 30.20 | (24%) | 27.60 | 30.58 | (10%) |
| Rancho Hermoso (petróleo y líquidos a tarifa y no sujetos a tarifa) | 85.25 | 88.03 | (3%) | 89.99 | 70.22 | 28% |
| Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾ | 38.54 | 38.54 | - | 38.54 | 38.54 | - |
| Total ⁽²⁾ | 65.49 | 61.97 | 6% | 64.35 | 64.08 | - |
| Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾ | | | | | | |
| LLA 23 (petróleo) | 62.26 | 66.22 | (6%) | 64.29 | 65.23 | (1%) |
| Esperanza (gas natural) | 19.36 | 25.61 | (24%) | 23.19 | 25.85 | (10%) |
| Rancho Hermoso (petróleo y líquidos a tarifa y no sujetos a tarifa) | 25.76 | 37.28 | (31%) | 20.84 | 24.48 | (15%) |
| Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾ | 38.54 | 38.54 | - | 38.54 | 38.54 | - |
| Total ⁽²⁾ | 43.57 | 35.41 | 23% | 40.68 | 26.73 | 52% |

(1) Medida que no está en las NIIF – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

(2) Incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

(3) Incluye producción y ventas de petróleo a tarifa en relación con el CPI de Ecuador.

(4) Excluye adquisición de negocio.

Claudia Victoria Salgado R.

Tercer trimestre de 2014 – MD&A

TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nat.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la “Compañía”) y sus subsidiarias están dedicadas principalmente a actividades de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural en Colombia y Ecuador, con actividades secundarias en Brasil y Perú. La oficina principal de la Compañía está situada en 4500, 525 – 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1G1, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo CNE, y la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC.

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha mayo 12 de 2014 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios se refieren a los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres meses y nueve meses terminados en marzo 31 de 2014 y 2013 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el informe de discusión y análisis de la administración para el año terminado en junio 30 de 2013, y deben ser leídos en conjunto con ellos. Los estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, “Informes financieros intermedios”, y todos los montos contenidos aquí son expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas son expresados en miles de dólares de Estados Unidos, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el Formato de Información Anual, en SEDAR en www.sedar.com.

Planteamientos de proyecciones a futuro – Cierta información incluida en este documento contiene planteamientos de proyecciones a futuro. Todas las declaraciones distintas a hechos históricos contenidas aquí son planteamientos de proyecciones a futuro, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están por fuera del control de la Compañía, incluido el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de petróleo y gas natural de tales proyectos principales, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías calculadas con base en hidrocarburos continuarán siendo consistentes, o que las regalías continuarán siendo aplicadas sobre la base de una escala móvil en la medida en que la producción aumente en cualquier bloque. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía pueden diferir sustancialmente de aquellos expresados en estos planteamientos de proyecciones a futuro, o derivados de ellos y, por consiguiente, no puede asegurarse que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá; ni cuáles beneficios reportarán a la Compañía, si alguno de ellos llega a ocurrir.

Además de la información histórica, el MD&A contiene planteamientos de proyecciones a futuro que son generalmente identificables como cualquier planteamiento que exprese o que involucre discusiones en relación con expectativas, creencias, planes, objetivos, supuestos o eventos de desempeño futuro (con frecuencia, aunque no siempre, mediante el uso de palabras o frases tales como “probablemente tendrá como resultado”, “esperado”, “se anticipa”, “cree”, “estimado”, “pretende”, “planea”, “proyección” y “perspectiva”). Estos planteamientos no son hechos históricos. Pueden ser proyecciones a futuro y contener estimados, supuestos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados reales o las consecuencias difieran sustancialmente de los expresados en tales planteamientos. Los resultados reales logrados durante el período proyectado variarán con respecto a la información suministrada aquí, debido a numerosos riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos, y otros factores. Tales factores incluyen, sin que se limiten a ellos, las condiciones generales

Claudia Victoria Salgado R.

Claudia Victoria Salgado R.

Tercer trimestre de 2014 – MD&A

TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nal.

económicas, de mercado y del negocio; las fluctuaciones en los precios del petróleo y el gas; los resultados de las actividades de perforación para exploración y producción y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados a las operaciones de petróleo y gas, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. Por consiguiente, no hay declaración de la Compañía en el sentido de que los resultados reales obtenidos en el período proyectado serán, en todo o en parte, los mismos que fueron previstos. Salvo en la medida exigida por la ley, la Compañía no asume obligación de actualizar públicamente ni de revisar los planteamientos con proyecciones a futuro hechos en este MD&A o en otra parte, sea como resultado de nueva información, eventos futuros o de otra forma. A todos los planteamientos posteriores con proyecciones a futuro, sean orales o escritos, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

A los lectores igualmente se les advierte que no deben tener una confianza indebida en información o planteamientos con proyecciones a futuro.

Cambio en política contable – La Norma Internacional de Contabilidad Financiera (“NIIF”) 11, “Acuerdos conjuntos”, la cual entró en efecto para la Compañía en julio 1 de 2013, divide los acuerdos conjuntos en dos tipos: operaciones conjuntas y negocios conjuntos, cada uno con su propio modelo contable. Todos los acuerdos conjuntos deben ser revaluados en la transición a la NIIF 11 para determinar su tipo y aplicar la contabilidad apropiada.

Al adoptar la NIIF 11, la Compañía revisó y evaluó la forma legal y los términos de los acuerdos contractuales en relación con las inversiones de la Compañía en acuerdos conjuntos. La adopción de la NIIF 11 tuvo como resultado un cambio en el método contable para la participación de la Compañía en el contrato de producción incremental de los campos Libertador y Atacapi en Ecuador (el “CPI de Ecuador”), de una entidad conjuntamente controlada, con el uso del método de consolidación proporcional, a la contabilización con el uso del modelo de participación. Este cambio en la contabilidad para la inversión de la Compañía en el CPI de Ecuador ha sido aplicado de acuerdo con las disposiciones de transición correspondientes de las NIIF. La inversión inicial en el CPI de Ecuador a julio 1 de 2012, para efectos de aplicar el método de participación, fue medida como el total de los montos en libros de los activos y pasivos que la Compañía previamente había consolidado proporcionalmente. El cambio en el método contable ha afectado los montos previamente reportados en los estados financieros de la Compañía.

Como se describe en la siguiente sección, la Compañía ha hecho revelaciones adicionales relacionadas con ingresos, gastos y flujos de fondos del CPI de Ecuador.

Medidas que no están en las NIIF – Debido a la naturaleza del método contable de capital que la Compañía aplica a su participación en el CPI de Ecuador conforme a la NIIF 11, la Compañía no registra su participación proporcional de ingresos y gastos como sería lo usual en los acuerdos de participación conjunta en petróleo y gas. Por lo tanto, en este MD&A la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, para complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF. Tales medidas adicionales no deben ser consideradas como una alternativa a las medidas determinadas de acuerdo con las NIIF ni deben ser consideradas más significativas que estas últimas como un indicador del desempeño de la Compañía, pues tales medidas pueden no ser comparables con aquellas reportadas por otras compañías.

Una de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño es la de los fondos ajustados provenientes de sus operaciones. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida no definida en las NIIF. Representan el efectivo aportado por actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y gastos por obligaciones de desmantelamiento, e incluyen la participación proporcional de la Compañía de aquellos conceptos que de otro modo habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador si el mismo se hubiera contabilizado conforme al método contable de consolidación proporcional. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa al efectivo

proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a los IFRS, ni como más valiosos que éste, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los fondos ajustados provenientes de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras compañías. La Compañía también presenta los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción, de tal modo que los montos por acción se calculan mediante el uso del promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo de la utilidad por acción. La tabla siguiente concilia el efectivo aportado por actividades operativas de la Compañía con los fondos ajustados provenientes de las operaciones:

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | |
|---|---|------------------|--|------------------|
| | 2014 | 2013 | 2014 | 2013 |
| Efectivo proveniente de actividades operativas | \$ 13,099 | \$ (8,520) | \$ 69,229 | \$ 4,316 |
| Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo | 13,278 | 21,174 | (10,194) | 24,259 |
| Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuesto de renta corriente | 5,897 | 2,124 | 13,116 | 3,477 |
| Fondos ajustados provenientes de operaciones | \$ 32,274 | \$ 14,778 | \$ 72,151 | \$ 32,052 |

En adición a lo anterior, la administración usa mediciones de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluidos los ítems distintos a efectivo tales como la porción corriente de los contratos de productos básicos, la porción corriente de los derechos de adquisición de acciones, y la porción corriente de los activos o pasivos de derivados incorporados, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de petróleo y gas natural, menos regalías, menos los gastos de producción y de transporte, calculada por volúmenes de ventas en barriles equivalentes ("boe") usando una conversión. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos. El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por los IFRS y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

En este MD&A se utiliza la expresión "boe". El boe puede ser engañoso, especialmente si se usa aisladamente. La razón de conversión de boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este MD&A hemos expresado el boe usando el estándar de conversión colombiano de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

RESULTADOS DE LAS OPERACIONES

Visión general de los campos productores

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2014, la producción de la Compañía consistió principalmente en petróleo crudo y líquidos de gas natural de sus campos Leono, Labrador y Rancho Hermoso en la Cuenca de los Llanos en Colombia, gas natural de su bloque Esperanza en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, petróleo crudo de su CPI de Ecuador, y, en menor medida, petróleo crudo de sus propiedades Capella y Santa Isabel en Colombia.

En los pasados 18 meses, la Compañía ha hecho tres descubrimientos claves de petróleo ligero en su bloque LLA-23, situado en la cuenca de los Llanos. Estos tres descubrimientos actualmente están produciendo aproximadamente la mitad de la producción actual de la Compañía, y la Compañía está enfocada en desarrollar los descubrimientos existentes en todo su potencial productivo, y al mismo tiempo continuar la perforación de exploración del portafolio restante en lo que queda del año calendario 2014 y durante 2015 y 2016. El primer descubrimiento, Labrador, fue hecho en diciembre de 2012, y la Compañía actualmente está perforando su cuarto pozo de desarrollo, Labrador-4, en el campo. El descubrimiento de Leono, fue hecho en diciembre de 2013, y la Compañía está por iniciar la perforación del tercer pozo, Leono-3, en el campo, más

adelante en mayo de 2014. El tercer descubrimiento, Pantro, fue hecho en abril de 2014, con dos depósitos, el Gachetá y el Mirador, y arrojó en las pruebas 2.930 y 1.038 bopd de petróleo ligero bruto, respectivamente, desde el pozo Pantro-1.

Con base en sus éxitos de exploración en el bloque LLA-23, la Compañía recientemente añadió una segunda torre de perforación a su programa con el fin de acelerar la perforación de tres pozos de exploración adicionales (Tigro-1, Pointer-1 y Maltés-1), y hasta seis pozos de desarrollo en Leono, Pantro y Tigro en lo que resta del año calendario 2014 y durante los inicios de 2015. La Compañía también espera iniciar los registros en un programa de sísmica de 3D de 400 kilómetros cuadrados, el cual abarcará todo el bloque LLA-23. El objetivo del programa de sísmica de 3D es afirmar el portafolio de 12 indicaciones de exploración actualmente identificadas como prospectos para perforación en 2015 y 2016. Se espera que el programa de sísmica inicie en junio de 2014 y termine en agosto de 2014.

El bloque Esperanza, situado en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, produce gas natural seco para la venta a clientes locales conforme a contratos de largo plazo. Durante el trimestre terminado en marzo 31 de 2014, la Compañía suscribió dos nuevos contratos de venta de gas natural. Bajo los términos de los dos nuevos contratos, la Compañía suministrará 35 millones de pies cúbicos estándares por día (“MMscfpd”) (6,140 barriles de petróleo equivalente por día (“boepd”)) por un período de cinco años a partir de diciembre de 2015 a un precio fijo de \$5.40/MMbtu. Las reservas probadas más probables (“2P”) de gas de la Compañía en su campo Nelson situado en el bloque Esperanza aumentó en un 44% como resultado de la firma de estos nuevos contratos. El campo Nelson contiene reservas suficientes para satisfacer tanto los existentes como nuevos contratos de venta por toda la duración de los mismos. La Compañía planea perforar tres pozos de exploración de gas natural en el bloque Esperanza en el año calendario 2014, cada uno de los cuales con la meta de grandes prospectos de gas situados cerca del campo Nelson y la infraestructura de ducto y procesamiento existente. Se espera que el primer pozo de exploración, Palmer-1, inicie perforación a mediados de junio de 2014, y será seguido consecutivamente por los pozos de exploración Corozo-1 y Canadonga-1.

La Compañía, a través de un consorcio, participa en un contrato de producción incremental para los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, por el cual la Compañía recibe un precio a tarifa de \$38.54/bbl por cada barril de petróleo incremental producido sobre una curva base de producción predeterminada. Tales volúmenes de producción incremental se reportan como producción en este MD&A. Como se ha indicado ampliamente en aparte previo, la Compañía cambió su política contable con respecto al CPI de Ecuador, según lo requerido por la NIIF 11, la cual entró en efecto para la Compañía en julio 1 de 2013. Esto ha tenido como consecuencia que el CPI de Ecuador sea contabilizado conforme al método de participación y no según el método contable de consolidación proporcional, el cual era el aplicado previamente. Para los fines de este MD&A, la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, con el fin de complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía bajo las NIIF.

La producción a tarifa en Ecuador ha aumentado constantemente desde el año terminado en junio 30 de 2013, y se espera que siga aumentando hasta el año calendario 2016, cuando se espera que llegue a su pico de producción. Durante el trimestre terminado en marzo 31 de 2014 la Compañía participó en la perforación de tres nuevos pozos de desarrollo y el acondicionamiento de dos pozos existentes para sumar nueva producción. El consorcio planea perforar seis nuevos pozos de desarrollo adicionales y acondicionar cinco pozos productivos existentes en lo que resta del año calendario 2014.

La producción de petróleo crudo de Rancho Hermoso puede ser: i) “no sujeta a tarifa”, la cual representa petróleo crudo producido con base en un contrato de participación en producción con Ecopetrol S.A. (“Ecopetrol”), la compañía petrolera estatal de Colombia; o ii) producción “a tarifa”, la cual representa petróleo crudo producido con base en un contrato de servicio a riesgo con Ecopetrol por el cual la Compañía recibe una tarifa establecida por barril de petróleo producido. La producción a tarifa es limitada a una formación específica, la formación Mirador, mientras que la producción no sujeta a tarifa se deriva de las formaciones restantes, incluidas las de Ubaque, Guadalupe, Barco Los Cuervos, Carbonera y Gachetá. La producción de líquidos de gas natural incluye nafta y GLP derivados del procesamiento del gas relacionado proveniente del campo Rancho Hermoso. Conforme a sus contratos con Ecopetrol, la Compañía es

responsable del 100% de los gastos de producción del campo, mientras que reconoce el 100% de la producción bruta a tarifa y solamente el 24-25% de la producción bruta no sujeta a tarifa antes de regalías. En consecuencia, el promedio de gastos de producción por barril es mayor debido a esta carga adicional de costo bajo el contrato de participación de producción no sujeta a tarifa. En forma similar, el precio recibido por petróleo a tarifa (actualmente establecido en \$17.36 bbl hasta el final del contrato) está sustancialmente por debajo de los precios de petróleo de referencia y, por lo tanto, reduce los precios de venta promedio en el campo dependiendo del nivel de producción de petróleo a tarifa. Rancho Hermoso es un campo maduro y la Compañía planea realizar ciertas actividades de acondicionamiento adicionales con el objetivo de mantener las operaciones rentables y maximizar los flujos de caja libres hasta que llegue a su límite económico.

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2014, la Compañía también tuvo otra producción de petróleo crudo de sus propiedades Capella y Santa Isabel en Colombia. Se espera que el operador de la propiedad Capella (participación en la explotación del 10%) continúe su amplio programa de desarrollo para el campo en el año calendario 2014. En Santa Isabel, la Compañía planea perforar un pozo de exploración (Morsa-1) y uno de evaluación de su descubrimiento de Oso Pardo (Oso Pardo-2) hecho en 2013. En el vecino bloque VMM-2, la Compañía, junto con su socio, está terminando la prueba de producción del descubrimiento Lisama en los pozos MA-2 y MA-5, y continúa haciendo pruebas de los carbonatos y esquistos naturalmente fracturados de La Luna en su pozo de descubrimiento MA-1. La Compañía y su socio planean perforar tres pozos adicionales de evaluación en el descubrimiento poco profundo de Lisama antes de finales de 2014.

Además de sus campos productivos, la Compañía tiene participaciones en una serie de bloques de exploración en Colombia, Brasil y Perú.

Promedio diario de producción y volúmenes de ventas de petróleo y gas natural

La producción y los volúmenes de ventas en este MD&A se reportan antes de regalías.

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|--|---|--------------|------------|--|--------------|------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| Producción (boepd) | | | | | | |
| LLA 23 (petróleo) | 4,685 | 1,157 | 305% | 3,798 | 526 | 622% |
| Esperanza (gas) | 2,633 | 2,874 | (8%) | 2,919 | 1,051 | 178% |
| Rancho Hermoso (petróleo y líquidos a tarifa y no sujetos a tarifa) | 1,431 | 2,763 | (48%) | 1,726 | 4,244 | (59%) |
| Ecuador (petróleo a tarifa) | 1,700 | 622 | 173% | 1,242 | 329 | 278% |
| Otros (petróleo) | 444 | 243 | 83% | 349 | 186 | 87% |
| Total producción | 10,893 | 7,659 | 42% | 10,034 | 6,336 | 58% |
| Movimientos de inventario, generación de energía y otros | 525 | (518) | n/a | (179) | 192 | n/a |
| Total ventas | 11,418 | 7,141 | 60% | 9,855 | 6,528 | 51% |
| Ventas (boepd) | | | | | | |
| LLA 23 (petróleo) | 5,505 | 1,094 | 403% | 3,882 | 426 | 811% |
| Esperanza (gas) | 2,626 | 2,874 | (9%) | 2,879 | 1,051 | 174% |
| Rancho Hermoso (petróleo y líquidos a tarifa y no sujetos a tarifa) | 1,286 | 2,441 | (47%) | 1,503 | 4,577 | (67%) |
| Ecuador (petróleo a tarifa) | 1,700 | 622 | 173% | 1,242 | 329 | 278% |
| Otros (petróleo) | 301 | 110 | 174% | 349 | 145 | 141% |
| Total ventas | 11,418 | 7,141 | 60% | 9,855 | 6,528 | 51% |

El aumento general de los volúmenes de producción en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2014 comparado con los mismos períodos en 2013 se debe principalmente a nueva producción de los

descubrimientos Labrador y Leono en el bloque LLA-23 y aumentos de producción de los campos Libertador y Atacapi en Ecuador.

El volumen de ventas en los tres meses terminados en marzo 31 de 2014 fue positivamente afectado por la venta de una acumulación significativa de inventarios de petróleo crudo de diciembre 31 de 2013.

Ingresos de petróleo y gas natural

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|---|---|------------------|------------|--|-------------------|------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| LLA 23 | \$ 43,900 | \$ 9,809 | 348% | \$ 94,945 | \$ 11,433 | 730% |
| Esperanza | 5,437 | 7,812 | (30%) | 21,769 | 8,806 | 147% |
| Rancho Hermoso | 9,867 | 19,338 | (49%) | 37,059 | 88,064 | (58%) |
| Otros | 2,195 | 746 | 194% | 6,861 | 2,842 | 141% |
| Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías | 61,399 | 37,705 | 63% | 160,634 | 111,145 | 45% |
| Regalías | (5,746) | (3,103) | 85% | (14,591) | (8,751) | 67% |
| Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado | 55,653 | 34,602 | 61% | 146,043 | 102,394 | 43% |
| Ecuador | 5,897 | 2,124 | 178% | 13,116 | 3,477 | 277% |
| Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías ⁽¹⁾ | \$ 61,550 | \$ 36,726 | 68% | \$ 159,159 | \$ 105,871 | 50% |

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

Los ingresos ajustados de petróleo y gas natural incluyen ingresos a tarifa del CPI de Ecuador.

El aumento en los ingresos ajustados de petróleo y gas natural en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2014, en comparación con los mismos períodos en 2013, es principalmente el resultado del aumento general de las ventas de 60% y 51% por volumen, respectivamente. Los ingresos ajustados de petróleo y gas natural en los tres meses terminados en marzo 31 de 2014 también fueron afectados positivamente por la venta de un significativo aumento de inventarios de petróleo crudo de diciembre 31 de 2013.

Precio promedio de referencia y precios realizados de venta

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|--|---|-----------------|-----------|--|-----------------|----------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| Brent (\$/bbl) | \$ 108.14 | \$ 112.37 | (4%) | \$ 109.21 | \$ 110.68 | (1%) |
| West Texas Intermediate (\$/bbl) | \$ 98.68 | \$ 94.33 | 5% | \$ 100.70 | \$ 91.44 | 10% |
| LLA 23 (\$/bbl) | \$ 88.61 | \$ 99.62 | (11%) | \$ 89.26 | \$ 97.95 | (9%) |
| Esperanza (\$/boe) | 23.00 | 30.20 | (24%) | 27.60 | 30.58 | (10%) |
| Rancho Hermoso (\$/bbl) | 85.25 | 88.03 | (3%) | 89.99 | 70.22 | 28% |
| Ecuador (\$/bbl) | 38.54 | 38.54 | - | 38.54 | 38.54 | - |
| Otros (\$/bbl) | 81.03 | 75.25 | 8% | 71.75 | 71.53 | - |
| Precio promedio realizado de venta (\$/boe)⁽¹⁾ | \$ 65.49 | \$ 61.97 | 6% | \$ 64.35 | \$ 64.08 | - |

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

En enero de 2014 el Índice de la Guajira, el precio de referencia de gas natural usado como base del cálculo de los contratos vigentes de ventas de Esperanza que tiene la Compañía, se redujo a \$3.97/MMbtu (\$22.63/boe) por decreto de la Comisión de Regulación de Energía y Gas ("CREG") de Colombia. El decreto fue hecho por la CREG como parte de las medidas provisionales para salvar el tiempo entre enero 1 de 2014, cuando ciertas

modificaciones a la legislación aplicable en Colombia entraron en efecto, y el establecimiento de un “regulador del mercado”, que estará a cargo de calcular y publicar un precio promedio de la Guajira según lo ordenado por dicha legislación. La Compañía espera que este proceso culmine dentro de los próximos tres a seis meses y, dado que el precio corriente de la Guajira no representa ni los precios corrientes del mercado ni los precios futuros esperados del mercado, actualmente se anticipa que el precio índice revisado se normalizará en ese momento. Según se ha descrito anteriormente, la Compañía ha celebrado dos nuevos contratos de gas en Esperanza que inician en diciembre de 2015 por 35 MMscfpd (6.140 boepd) por un período de cinco años a un precio fijo de \$5,40/MMbtu.

Regalías

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|-----------------------|--------------------------------------|-----------------|--|---------------------------------------|-----------------|--|
| | 2014 | 2013 | | 2014 | 2013 | |
| LLA 23 | \$ 4,333 | \$ 895 | | \$ 9,296 | \$ 1,062 | |
| Esperanza | 444 | 650 | | 1,815 | 727 | |
| Rancho Hermoso | 834 | 1,506 | | 3,028 | 6,748 | |
| Otros | 135 | 52 | | 452 | 214 | |
| Total regalías | \$ 5,746 | \$ 3,103 | | \$ 14,591 | \$ 8,751 | |

En Colombia, las regalías de petróleo crudo son generalmente a una tasa del 8% hasta que la producción neta del campo llega a los 5.000 boepd; después aumentan en una escala móvil hasta el 20%, hasta producciones del campo de 125.000 boepd. Las regalías de petróleo crudo en Rancho Hermoso se toman en especie. El bloque LLA-23 de la Compañía está sujeto a un factor x adicional de regalía del 3% (efectivamente el 2.76%). Las regalías de petróleo crudo en LLA-23 se calculan con base en el ingreso de petróleo crudo neto de gastos de transporte. El campo de petróleo pesado Capella, de la Compañía, está sujeto a una regalía del 6%. No hay regalías en la producción a tarifa en Ecuador. Las regalías de gas natural se calculan con base en el ingreso de gas natural, generalmente a una tasa del 6.4%. Además, la producción de gas natural de la Compañía está sujeta a una regalía especial del 2%.

Gastos de producción y de transporte

El total de los gastos de producción y de transporte fue el siguiente:

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|--|--------------------------------------|------------------|--------------|---------------------------------------|------------------|--------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| Gastos de producción | \$ 12,494 | \$ 10,973 | 14% | \$ 36,802 | \$ 48,254 | (24%) |
| Gastos de transporte | 4,292 | 2,997 | 43% | 12,535 | 9,812 | 28% |
| Total gastos de producción y transporte | \$ 16,786 | \$ 13,970 | 20% | \$ 49,337 | \$ 58,066 | (15%) |
| \$/boe | \$ 16.33 | \$ 21.74 | (25%) | \$ 18.27 | \$ 32.46 | (44%) |

A continuación se presenta un análisis de gastos de producción:

| | Tres meses terminados en | | | Nueve meses terminados en | | |
|-----------------------------------|--------------------------|------------------|--------------|---------------------------|------------------|--------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| LLA 23 | \$ 5,808 | \$ 1,086 | 435% | \$ 10,835 | \$ 1,230 | 781% |
| Esperanza | 415 | 538 | (23%) | 1,664 | 623 | 167% |
| Rancho Hermoso | 4,962 | 8,190 | (39%) | 20,214 | 42,759 | (53%) |
| Otros | 1,309 | 1,159 | 13% | 4,089 | 3,642 | 12% |
| Total gastos de producción | \$ 12,494 | \$ 10,973 | 14% | \$ 36,802 | \$ 48,254 | (24%) |
| \$/boe | | | | | | |
| LLA-23 | \$ 11.72 | \$ 11.03 | 6% | \$ 10.19 | \$ 10.54 | (3%) |
| Esperanza | \$ 1.76 | \$ 2.08 | (15%) | \$ 2.11 | \$ 2.16 | (2%) |
| Rancho Hermoso | \$ 42.87 | \$ 37.28 | 15% | \$ 49.08 | \$ 34.10 | 44% |
| Total | \$ 12.16 | \$ 17.07 | (29%) | \$ 13.63 | \$ 26.98 | (49%) |

Los gastos de producción en LLA-23 aumentaron en un 435% y un 781% en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2014, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2013. El aumento se debe principalmente a nueva producción de los descubrimientos Labrador y Leono.

Los gastos de producción en Esperanza disminuyeron en un 23% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2014, en comparación con el mismo período en 2013, principalmente debido a una disminución en los costos de mantenimiento. La Compañía adquirió el bloque Esperanza en diciembre de 2012 y, como resultado, tal bloque solamente tenía cuatro meses de operaciones durante los nueve meses terminados en marzo 31 de 2013. En consecuencia, los gastos de producción en Esperanza aumentaron en un 167% en los nueve meses terminados en marzo 31 de 2014 en comparación con el mismo período en 2013.

Los gastos de producción en Rancho Hermoso disminuyeron en un 39% y 53% en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2014, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2013. La disminución es el resultado de la producción disminuida en el campo. Sin embargo, dado que muchos de los costos del campo no son directamente variables en relación con los volúmenes de producción, los gastos de producción por barril han aumentado de los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2013 a los mismos períodos en 2014, respectivamente. Bajo su contrato con Ecopetrol, la Compañía paga el 100% de los gastos de producción en Rancho Hermoso en tanto que solamente reconoce producción no sujeta a tarifa antes de regalías de aproximadamente 24-25% de la producción bruta no sujeta a tarifa. Como resultado, los gastos de producción por barril para el petróleo de Rancho Hermoso son más altos que los de una operación similar sujeta a un contrato de la ANH, como LLA-23, Capella, VMM-2 y Santa Isabel. Dado que Rancho Hermoso es un campo maduro, la Compañía tiene la intención de administrar la operación con el objetivo de mantener una operación rentable y maximizar los flujos de caja libres hasta que alcance su límite económico.

Claudia Victoria Salgado R.

Claudia Victoria Salgado R.

Tercer trimestre de 2014 – MD&A

TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nal.

TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nal.

A continuación se presenta un análisis de gastos de transporte:

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|-----------------------------------|---|-----------------|------------|--|-----------------|------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| LLA-23 | \$ 2,914 | \$ 1,308 | 123% | \$ 6,429 | \$ 1,527 | 321% |
| Rancho Hermoso | 1,113 | 1,453 | (23%) | 5,265 | 7,564 | (30%) |
| Otros | 265 | 236 | 12% | 841 | 721 | 17% |
| Total gastos de transporte | \$ 4,292 | \$ 2,997 | 43% | \$ 12,535 | \$ 9,812 | 28% |
| \$/boe | | | | | | |
| LLA-23 | \$ 5.88 | \$ 13.28 | (56%) | \$ 6.04 | \$ 13.08 | (54%) |
| Rancho Hermoso | \$ 9.62 | \$ 6.61 | 45% | \$ 12.78 | \$ 6.03 | 112% |
| Total | \$ 4.18 | \$ 4.66 | (10%) | \$ 4.64 | \$ 5.49 | (15%) |

Los gastos de transporte totales han aumentado en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2014 comparados con los mismos períodos en 2013, principalmente debido a mayores volúmenes de ventas.

La compañía no paga costos de transporte en Esperanza ni en Ecuador.

Ganancia operacional neta

| \$/boe | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|--|---|-----------------|------------|--|-----------------|------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| Ingresos de petróleo y gas natural | \$ 65.49 | \$ 61.97 | 6% | \$ 64.35 | \$ 64.08 | - |
| Regalías | (5.59) | (4.82) | 16% | (5.40) | (4.89) | 10% |
| Gastos de producción y transporte | (16.33) | (21.74) | (25%) | (18.27) | (32.46) | (44%) |
| Ganancia operacional neta⁽¹⁾ | \$ 43.57 | \$ 35.41 | 23% | \$ 40.68 | \$ 26.73 | 52% |

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

La ganancia operacional neta por categoría principal de producción es la siguiente:

| \$/boe | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|-----------------------------------|---|-----------------|--------------|--|-----------------|--------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| LLA-23 | | | | | | |
| Ingresos de petróleo crudo | \$ 88.61 | \$ 99.62 | (11%) | \$ 89.26 | \$ 97.95 | (9%) |
| Regalías | (8.75) | (9.09) | (4%) | (8.74) | (9.10) | (4%) |
| Gastos de producción y transporte | (17.60) | (24.31) | (28%) | (16.23) | (23.62) | (31%) |
| Ganancia operacional neta | \$ 62.26 | \$ 66.22 | (6%) | \$ 64.29 | \$ 65.23 | (1%) |
| Esperanza | | | | | | |
| Ingresos de gas natural | \$ 23.00 | \$ 30.20 | (24%) | \$ 27.60 | \$ 30.58 | (10%) |
| Regalías | (1.88) | (2.51) | (25%) | (2.30) | (2.57) | (10%) |
| Gastos de producción | (1.76) | (2.08) | (15%) | (2.11) | (2.16) | (2%) |
| Ganancia operacional neta | \$ 19.36 | \$ 25.61 | (24%) | \$ 23.19 | \$ 25.85 | (10%) |

| \$/boe | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|---|---|-----------------|--------------|--|-----------------|--------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| Rancho Hermoso | | | | | | |
| Ingresos de petróleo y por tarifa | \$ 85.25 | \$ 88.03 | (3%) | \$ 89.99 | \$ 70.22 | 28% |
| Regalías | (7.00) | (6.86) | 2% | (7.29) | (5.61) | 30% |
| Gastos de producción y transporte | (52.49) | (43.89) | 20% | (61.86) | (40.13) | 54% |
| Ganancia operacional neta | \$ 25.76 | \$ 37.28 | (31%) | \$ 20.84 | \$ 24.48 | (15%) |
| Ecuador | | | | | | |
| Ingresos por tarifa ⁽¹⁾ | \$ 38.54 | \$ 38.54 | - | \$ 38.54 | \$ 38.54 | - |
| Ganancia operacional neta ⁽¹⁾ | \$ 38.54 | \$ 38.54 | - | \$ 38.54 | \$ 38.54 | - |

(1) Los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador no están incluidos en Ingresos por petróleo y gas natural, según lo reportado conforme a las NIIF. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

Otros campos en Colombia contribuyeron solamente con un monto menor a los ingresos totales (<5%) en los tres meses y nueve meses terminados en marzo 31 de 2014 y 2013 y, por lo tanto, no se presenta un análisis separado de ganancia operacional neta.

Gastos generales y administrativos

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|---|---|-----------------|--------------|--|------------------|--------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| Costos brutos | \$ 6,539 | \$ 6,481 | 1% | \$ 22,593 | \$ 18,093 | 25% |
| Menos: Montos capitalizados/reversión | (865) | (436) | 98% | (2,528) | (1,415) | 79% |
| Gastos generales y administrativos | \$ 5,674 | \$ 6,045 | (6%) | \$ 20,065 | \$ 16,678 | 20% |
| \$/boe | \$ 5.52 | \$ 9.40 | (41%) | \$ 7.43 | \$ 9.32 | (20%) |

Los gastos generales y administrativos brutos aumentaron en un 1% y un 25% en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2014, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2013, principalmente debido a un aumento general de los costos requeridos para soportar las operaciones expandidas. Los gastos generales y administrativos por boe han disminuido en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2014, en comparación con los mismos períodos en 2013, principalmente como resultado del aumento de producción de período a período.

Ingreso y gasto financiero neto

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|---|---|-----------------|-------------|--|-----------------|------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| Gasto de financiación neto pagado | \$ 1,804 | \$ 1,670 | 8% | \$ 4,709 | \$ 1,848 | 155% |
| Costos de financiación distintos a efectivo | 612 | 937 | (35%) | 1,856 | 3,379 | (45%) |
| Gasto financiero neto | \$ 2,416 | \$ 2,607 | (7%) | \$ 6,565 | \$ 5,227 | 26% |

El gasto financiero neto pagado aumentó en los tres meses y nueve terminados en marzo 31 de 2014, en comparación con los mismos períodos en 2013, debido a costos de financiación e intereses adicionales en que se incurrió en la deuda con bancos.

Contratos de productos básicos

A marzo 31 de 2014, la Compañía tenía un instrumento financiero de cobertura sobre precio de petróleo pendiente conforme a los siguientes términos:

| Período | Volumen | Tipo | Rango de precio |
|-----------------------------|--------------|--|--------------------|
| Ene. de 2014 – Dic. de 2014 | 500 bbls/día | Instrumento financiero de cobertura sobre precio de petróleo Brent | \$75,00 – \$123,50 |

Las ganancias y pérdidas en contratos de productos básicos reconocidas en ganancia o pérdida neta se resumen a continuación:

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | |
|--|--------------------------------------|-----------------|---------------------------------------|-----------------|
| | 2014 | 2013 | 2014 | 2013 |
| Cambio no realizado en valor razonable | \$ (52) | \$ (1,158) | \$ (247) | \$ 990 |
| Liquidación en efectivo realizada | - | 723 | 432 | 1,634 |
| (Ganancia) pérdida total | \$ (52) | \$ (435) | \$ 185 | \$ 2,624 |

Gasto por remuneración basada en acciones

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|--|--------------------------------------|-----------------|------------|---------------------------------------|-----------------|-------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| Costos brutos | \$ 3,441 | \$ 2,533 | 36% | \$ 4,824 | \$ 6,124 | (21%) |
| Menos: montos capitalizados | (987) | (1,098) | (10%) | (1,620) | (2,649) | (39%) |
| Gasto por remuneración basada en acciones | \$ 2,454 | \$ 1,435 | 71% | \$ 3,204 | \$ 3,475 | (8%) |

El gasto por remuneración basada en acciones es un gasto no monetario que se basa en el valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas. El valor razonable se calcula a la fecha de otorgamiento y se amortiza durante el período de maduración. La Compañía otorgó 1.7 millones de opciones de compra de acciones a sus empleados, directivos y miembros de junta directiva durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2014 como parte de su revisión anual de remuneración.

Unidades de acciones restringidas

| | Número (000) | Monto |
|---------------------------------|-----------------|-----------------|
| Saldo a junio 30 de 2013 | 1,404 | \$ 3,914 |
| Otorgadas | 42 | 233 |
| Liquidadas | (468) | (1,321) |
| Pérdida no realizada | - | 3,653 |
| Ganancia en cambio | - | (302) |
| Saldo a marzo 31 de 2014 | 978 | \$ 6,177 |

Después de marzo 31 de 2014, 936.095 unidades de acciones restringidas maduraron y fueron pagadas en efectivo.

Gasto por agotamiento y depreciación

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|--------------------------------------|---|-----------|--------|--|-----------|--------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| Gasto por agotamiento y depreciación | \$ 9,015 | \$ 11,446 | (21%) | \$ 23,843 | \$ 34,585 | (31%) |
| \$/boe | \$ 8.77 | \$ 17.81 | (51%) | \$ 8.83 | \$ 19.34 | (54%) |

El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó en un 21% y un 31% en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2014, respectivamente, en comparación con los mismos periodos en 2013, principalmente como resultado de una menor base agotable en Rancho Hermoso después de que se reconoció un cargo por deterioro por una sola vez en los tres meses terminados en junio 30 de 2013.

Gasto de impuesto de renta

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | |
|--|---|---------------|--|-------------|
| | 2014 | 2013 | 2014 | 2013 |
| Gasto de impuesto de renta corriente | \$ 6,623 | \$ 2,470 | \$ 13,793 | \$ 827 |
| Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación) | 6,259 | (1,992) | 3,308 | (853) |
| Gasto de impuesto de renta (recuperación) | \$ 12,882 | \$ 478 | \$ 17,101 | (26) |

El ingreso de la Compañía antes de impuestos está sujeto a la tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia del 34%.

Efectivo y fondos provenientes de las operaciones e ingreso neto (pérdida)

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | | |
|---|---|------------|--------|--|------------|--------|
| | 2014 | 2013 | Cambio | 2014 | 2013 | Cambio |
| Efectivo aportado por (usado en) actividades operativas | \$ 13,099 | \$ (8,520) | n/a | \$ 69,229 | \$ 4,316 | >999% |
| Por acción – básico (\$) | \$ 0.15 | \$ (0.10) | n/a | \$ 0.79 | \$ 0.06 | >999% |
| Por acción – diluido (\$) | \$ 0.14 | \$ (0.10) | n/a | \$ 0.78 | \$ 0.06 | >999% |
| Fondos ajustados provenientes de operaciones ⁽ⁱ⁾ | \$ 32,274 | \$ 14,778 | 118% | \$ 72,151 | \$ 32,052 | 125% |
| Por acción – básicos (\$) | \$ 0.36 | \$ 0.17 | 112% | \$ 0.83 | \$ 0.45 | 84% |
| Por acción – diluidos (\$) | \$ 0.35 | \$ 0.17 | 106% | \$ 0.81 | \$ 0.45 | 80% |
| Ingreso neto (pérdida) | \$ 19,438 | \$ (3,425) | n/a | \$ 12,007 | \$ (8,761) | n/a |
| Por acción – básico (\$) | \$ 0.22 | \$ (0.04) | n/a | \$ 0.14 | \$ (0.12) | n/a |
| Por acción – diluido (\$) | \$ 0.21 | \$ (0.04) | n/a | \$ 0.14 | \$ (0.12) | n/a |

(i) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

Claudia Victoria Salgado R.

Gastos de capital

| | Tres meses terminados en marzo 31 de | | Nueve meses terminados en marzo 31 de | |
|---|---|------------------|--|------------------|
| | 2014 | 2013 | 2014 | 2013 |
| Perforación y completamientos | \$ 12,309 | \$ 3,610 | \$ 40,481 | \$ 15,534 |
| Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura | 4,057 | 1,621 | 8,986 | 8,721 |
| Adquisición de propiedades (desinversiones) | 15,000 | (5,391) | 15,000 | (5,391) |
| Sísmica, gastos generales y administrativos capitalizados, costos de préstamo capitalizados y otros | 4,549 | 3,181 | 11,605 | 18,580 |
| Gastos de capital netos | 35,915 | 3,021 | 76,072 | 37,444 |
| Ecuador | 8,188 | 7,413 | 24,453 | 14,609 |
| Gastos de capital netos ajustados⁽¹⁾⁽²⁾ | \$ 44,103 | \$ 10,434 | \$ 100,525 | \$ 52,053 |
| Gastos de capital netos contabilizados como: | | | | |
| Gastos en activos de exploración y evaluación | \$ 18,263 | \$ (3,968) | \$ 29,376 | \$ 13,667 |
| Gastos en propiedades, planta y equipo | 17,652 | 6,989 | 46,696 | 23,777 |
| Gastos de capital netos⁽²⁾ | \$ 35,915 | \$ 3,021 | \$ 76,072 | \$ 37,444 |

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

(2) Excluye adquisición de negocio.

Los gastos de capital en el tercer trimestre del año fiscal 2014 se relacionaron principalmente con:

- Costos de perforación y completamiento en LLA-23, relacionados con el descubrimiento de Leono.
- Costos de perforación y completamiento en VMM-2 (no operado).
- Costos de perforación, completamiento e instalaciones en el campo Capella (no operado).
- Costos de instalaciones en LLA-23.
- Adquisición de los bloques COR-4 y COR-12; y
- costos de perforación, completamiento y recompletamiento relacionados con el CPI de Ecuador (contabilizado por el método contable de participación).

En enero 31 de 2014, la Compañía adquirió el derecho a una participación del 80% en cada uno de los contratos de exploración y producción ("E&P") COR-4 y COR-12 situados en la Cuenca del Alto Magdalena en Colombia, como contraprestación por (i) un pago total de \$15 millones (\$7.5 millones por cada bloque) pagaderos totalmente en acciones ordinarias recién emitidas de la Compañía, (ii) el acuerdo de financiar la participación restante del 20% de los vendedores en compromisos de exploración en las primeras dos fases (unificadas en una sola fase en el caso de COR 12), en cada uno de los contratos, (iii) el reconocimiento de una regalía especial del 3% al respectivo vendedor por cada bloque, y (iv) el acuerdo de pagar un bono por una sola vez por un valor total de \$5 millones en el evento de que alguno de los dos bloques sea posteriormente cedido (*farmed out*) en forma exitosa por Canacol a un tercero. La contraprestación en acciones es pagadera a un precio estimado de C\$6.79 por acción ordinaria, igual al precio de negociación promedio ponderado por volumen de acciones ordinarias para el período de veinte días de negociación terminado en enero 29 de 2014. La Compañía emitió 2.454.590 acciones ordinarias en cumplimiento de la contraprestación en acciones. Todas las acciones ordinarias emitidas en desarrollo de la transacción están sujetas a un período legal de retención de cuatro meses desde el cierre, el cual expira en mayo 31 de 2014, así como a un período contractualmente impuesto de depósito en garantía para la liberación progresiva de la contraprestación en acciones por un período de 90 días contados a partir la fecha en la cual se obtenga la aprobación de la ANH para las transacciones.

Claudia Victoria Salgado R.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Administración de capital

La política de la Compañía es mantener una fuerte base de capital con el fin de proveer flexibilidad para el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado. La Compañía maneja su estructura de capital y hace ajustes en respuesta a los cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el capital de acciones ordinarias, la deuda convertible, la deuda con bancos y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluyendo ítems distintos a efectivo tales como la porción corriente de contratos de productos básicos, derechos de adquisición de acciones y activos o pasivos de derivados incorporados. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, de tiempo en tiempo la Compañía puede emitir acciones ordinarias u otros valores, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles de deuda corrientes y proyectados.

La Compañía hace seguimiento al apalancamiento y ajusta su estructura de capital con base en la razón de deuda neta a fondos ajustados provenientes de las operaciones. Esta razón es calculada como deuda neta, definida como el monto de capital de la deuda bancaria pendiente más el monto de capital de la deuda convertible, a menos que la deuda convertible sea *in-the-money* o pueda de otro modo ser pagada en acciones ordinarias a opción de la Compañía, menos capital de trabajo, según lo definido anteriormente, y menos la porción corriente de la deuda bancaria y la deuda convertible incluidas arriba, dividida por los fondos ajustados y anualizados provenientes de las operaciones. La Compañía usa la razón de deuda neta a fondos ajustados provenientes de las operaciones como un indicador clave de su apalancamiento y para hacer seguimiento a la fortaleza de su situación financiera.

Con el fin de facilitar el manejo de esta razón, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores que varían, incluidos los precios corrientes y proyectados del petróleo crudo, los cambios en la estructura de capital, la ejecución del plan de negocio de la Compañía y las condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y las actualizaciones son preparadas y revisadas según se requiera.

| | | Marzo 31 de 2014 |
|--|----|------------------|
| Deuda con bancos (corriente y a largo plazo) – capital | \$ | 140,000 |
| Superávit de capital de trabajo, excluida la porción corriente de deuda con bancos y derivados | | (33,328) |
| Deuda neta | \$ | 106,672 |
| Fondos ajustados y anualizados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾ | \$ | 96,201 |
| Deuda neta a fondos ajustados provenientes de las operaciones | | 1.1 |

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF". Calculados como fondos ajustados provenientes de las operaciones para los nueve meses terminados en marzo 31 de 2014, anualizados.

Facilidades de crédito y deuda

Préstamo a término, preferencial y garantizado

A marzo 31 de 2014, la Compañía tenía vigente un convenio de crédito para un préstamo a término, preferencial y garantizado de \$140 millones con un sindicato de bancos. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado era por un término de cinco años, con intereses pagaderos trimestralmente y capital pagadero en 15 cuotas trimestrales iguales a partir de octubre de 2014, luego de un período de gracia inicial de 18 meses. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado tenía un interés de LIBOR más 4.50% y estaba garantizado con todos los activos importantes de la Compañía. El valor en libros del Préstamo a Término,

Claudia Victoria Salgado R.

Preferencial y Garantizado incluía \$4.3 millones de costos de transacción compensados contra el monto del capital a marzo 31 de 2014. A marzo 31 de 2014 la Compañía estaba en cumplimiento de estos pactos.

En abril 24 de 2014, la Compañía culminó una ampliación de su Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado existente, de \$140 millones a \$220 millones, sin cambios a los términos del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado o el cronograma de pago. El préstamo a término revisado tiene un interés de LIBOR más 4.50-5.00%, dependiendo de razones de apalancamiento acordadas, y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía.

Otras líneas de crédito en Colombia

La Compañía tiene líneas de crédito de tesorería vigentes en Colombia con una base de préstamo total de \$40.6 millones (COP \$79.900 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A marzo 31 de 2014 no había giros contra estas líneas.

Cartas de crédito

A marzo 31 de 2014, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$33.2 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración y para garantizar otros compromisos contractuales. La totalidad de estas cartas de crédito, netas de montos contragarantizados por otras instituciones financieras, reduce los montos disponibles bajo las líneas colombianas de crédito de tesorería en \$16.2 millones.

Deuda convertible

La Compañía tiene en circulación deuda convertible en acciones por un valor nominal de \$23.1 millones (valor razonable - \$24.2 millones), la cual vence en julio 15 de 2015, con una tasa anual del cupón de 8%, pagadera semestralmente. La deuda es convertible en acciones ordinarias de la Compañía a opción del titular, a un precio de conversión de C\$10.526 por acción, a razón de 95 acciones ordinarias por C\$1.000 de monto de capital de la deuda convertible. A la fecha de vencimiento, la Compañía tiene el derecho de pagar el monto de capital pendiente y todo interés causado en acciones ordinarias de la Compañía, con sujeción a ciertas condiciones, incluidas las usuales aprobaciones legales.

Capital accionario

A mayo 12 de 2014, la Compañía tenía en circulación 91.5 millones de acciones ordinarias, 1.1 millones de derechos de adquisición de acciones, 7.8 millones de opciones de compra de acciones, 0.1 millones de unidades de acciones restringidas, y 2.7 millones de derechos fantasma de adquisición de acciones liquidados en efectivo.

Obligaciones contractuales

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a marzo 31 de 2014:

| | Menos de 1 año | 1-3 años | Más de 3 años | Total |
|--|-------------------|-----------|------------------|------------|
| Deuda con bancos - capital | \$ 18,667 | \$ 74,666 | \$ 46,667 | \$ 140,000 |
| Cuentas por pagar, comerciales y otras | 52,124 | - | - | 52,124 |
| Ingreso diferido | - | 3,731 | - | 3,731 |
| Contratos de productos básicos | 33 | - | - | 33 |
| Impuesto al patrimonio por pagar - no descontado | 1,119 | - | - | 1,119 |
| Otras obligaciones a largo plazo | - | - | 219 | 219 |
| Deuda convertible - capital | - | 23,087 | - | 23,087 |

Claudia Victoria Salgado R.

TRADUCTORA OFICIAL
C.R. 50245 U.S.A.

| | Menos de 1 año | 1-3 años | Más de 3 años | Total |
|--|-------------------|----------|------------------|--------|
| Derechos fantasma de adquisición de acciones | - | 7,930 | - | 7,930 |
| Derechos de adquisición de acciones | 3,522 | 4,217 | - | 7,739 |
| Unidades de acciones restringidas | 6,044 | 133 | - | 6,177 |
| Contratos de exploración y producción | 21,065 | 25,608 | - | 46,673 |
| Arrendamientos de oficinas | 1,007 | 1,679 | 4,136 | 6,822 |

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia y Perú, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos pendientes de exploración a marzo 31 de 2014 por \$46.7 millones y ha emitido \$24 millones en garantías financieras relacionadas con ellos. Se planea cumplir estos compromisos mediante trabajo de sísmica, perforación exploratoria y cesiones de participaciones (*farm-outs*).

Contrato de producción incremental de Ecuador

En adición a las obligaciones contractuales descritas anteriormente, la Compañía tiene a una participación patrimonial no operada del 25% (participación en el capital del 27.9%) en un consorcio (negocio conjunto), al cual en 2012 le fue adjudicado un contrato de producción incremental de los campos petroleros maduros Libertador y Atacapi en Ecuador. El consorcio está comprometido a realizar gastos en el proyecto por un total de \$334 millones (\$93.3 millones netos para la Compañía) por el término de 15 años del contrato. A marzo 31 de 2014 la Compañía había hecho gastos por \$45.1 millones en relación con su compromiso del CPI de Ecuador.

Provisiones

Hay un desacuerdo en curso entre la Compañía y otra entidad colombiana (la "Contraparte") sobre el pago de ciertos costos operacionales relacionados con producción de petróleo crudo. La Contraparte ha afirmado que Canacol es responsable de ciertos costos operacionales en que incurrió la Contraparte. Canacol no está de acuerdo con esta afirmación porque considera que la Contraparte no ha cumplido con los términos del contrato que regula estos costos operacionales. El resultado final de este desacuerdo no puede ser determinado a marzo 31 de 2014.

A junio 30 de 2013, la Compañía estimaba que el desacuerdo podría terminar en un pago en efectivo y había registrado una provisión de \$10.5 millones basada en el estimado de la administración. A marzo 31 de 2014, la Compañía estima que la posibilidad de una salida de recursos que incorpore beneficios económicos para llegar a un arreglo de este desacuerdo es remota y en consecuencia ha revertido la provisión durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2014, de acuerdo con el IAS 37.

No se reveló información detallada de la provisión estimada y su reversión pues ello puede perjudicar seriamente la posición de la Compañía en el desacuerdo con la Contraparte.

EVENTOS SUBSIGUIENTES

En abril 24 de 2014 la Compañía terminó la ampliación de su Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de \$140 millones a \$220 millones, sin cambios a los términos del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado o al cronograma de pago. El interés es pagadero trimestralmente y el capital es pagadero en 15 cuotas trimestrales iguales a partir de octubre de 2014. El préstamo a término revisado tiene un interés de LIBOR más 4.50-5.00% y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía.

Claudia Victoria Salgado R.

En mayo 6 de 2014, la Compañía anunció que ha celebrado un acuerdo con un sindicato de suscriptores, quienes han acordado comprar, mediante colocación en firme, 15.823.000 acciones ordinarias de Canacol a un precio de C\$7,90 por Acción Ordinaria, para obtener recursos brutos por C\$125.001.700 (la "Oferta"). La Compañía otorgará a los Suscriptores una opción de compra de hasta un 15% adicional de acciones ordinarias, opción la cual podrá ser ejercida por un período de 30 días a partir de la fecha de cierre para cubrir compras adicionales ("Opción Adicional"), si las hubiere. Se espera que la Oferta cierre en o cerca de mayo 27 de 2014.

Después de marzo 31 de 2014, maduraron 936,095 unidades de acciones restringidas, las cuales fueron liquidadas en efectivo.

1.145.818 derechos de adquisición de acciones fueron ejercidos después de marzo 31 de 2014 hasta mayo 12 de 2014 inclusive.

PERSPECTIVA

En lo que resta del año calendario 2014, la Compañía planea expandir su programa de capital en Colombia y espera obtener una producción promedio neta revisada antes de regalías de entre 12.500 y 13.500 boepd para el año calendario 2014.

En vista de sus recientes éxitos de exploración en sus bloques de LLA-23 y el Magdalena Medio, la Compañía planea acelerar su programa de perforación de exploración y desarrollo en el bloque LLA-23. Además de los pozos de exploración programados Tigro y Pointer, la Compañía planea perforar un tercer pozo de exploración, Maltés-1, antes de finales del año calendario 2014. En adición a sus pozos de evaluación planeados, Labrador-4 y Leono-2, la Compañía planea expandir también el programa para perforar hasta seis pozos adicionales de desarrollo en Leono, Pantro y Tigro. La Compañía también planea acelerar sus instalaciones de manejo de agua y generación de energía en el bloque LLA-23 para manejar más efectivamente los costos operacionales. En otros proyectos, la Compañía planea acelerar su programa de perforación de exploración y desarrollo en el bloque Santa Isabel (el pozo de exploración Morsa-1 y el pozo de evaluación Oso Pardo-2), y expandir su programa de perforación de desarrollo en el descubrimiento poco profundo de Mono Araña en el bloque VMM-2 (tres pozos). El programa revisado de capital de exploración y desarrollo de la Compañía para 2014 incluye planes para perforar 13 pozos brutos de exploración (frente a los 11 originalmente planeados), 43 pozos brutos de desarrollo (frente a los 36 originalmente planeados), y acondicionar 13 pozos productivos existentes en sus campos petroleros situados en Colombia y Ecuador.

Los pozos de exploración para lo que resta del año calendario 2014 incluirán los pozos Tigro-1, Pointer-1 y Maltés-1 en el bloque LLA-23, los pozos de exploración Palmer-1, Corozo-1 y Canadonga-1 en el bloque Esperanza, el pozo Morsa-1 en el bloque Santa Isabel, el pozo Pico Plata-1 en el bloque VMM3, el pozo Cejudo-1 en el bloque VMM2 block, el pozo Chipo-1 en el bloque Ombú, y el pozo Secoya Oeste-1 en Ecuador.

Se espera que la financiación del programa de capital expandido de 2014 provenga de capital de trabajo existente, flujos de caja de las operaciones, líneas de crédito disponibles y el producto neto de la oferta de capital mediante colocación en firme que ha sido descrita anteriormente.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

| | 2014 | | | | 2013 | | | 2012 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | TRIMESTRE 3 | TRIMESTRE 2 | TRIMESTRE 1 | TRIMESTRE 4 | TRIMESTRE 3 | TRIMESTRE 2 | TRIMESTRE 1 | TRIMESTRE 4 |
| Financieros | | | | | | | | |
| Ingresos de petróleo y gas natural, netos de regalías | 55,653 | 42,168 | 48,222 | 38,960 | 34,602 | 26,200 | 41,592 | 45,702 |
| Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾ | 61,550 | 45,987 | 51,622 | 41,796 | 36,725 | 27,350 | 41,795 | 45,702 |
| Efectivo aportado por actividades operativas | 13,099 | 36,406 | 19,724 | 13,829 | (8,520) | 6,445 | 6,391 | (43,055) |
| Por acción – básico | 0.15 | 0.42 | 0.23 | 0.16 | (0.10) | 0.10 | 0.10 | (0.69) |
| Por acción – diluido | 0.14 | 0.41 | 0.23 | 0.16 | (0.10) | 0.10 | 0.10 | (0.69) |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾ | 32,274 | 15,599 | 24,278 | 19,102 | 15,578 | 3,202 | 14,072 | 9,656 |
| Por acción – básicos ⁽¹⁾ | 0.36 | 0.18 | 0.28 | 0.22 | 0.18 | 0.05 | 0.23 | 0.15 |
| Por acción – diluidos ⁽¹⁾ | 0.35 | 0.18 | 0.28 | 0.22 | 0.18 | 0.05 | 0.23 | 0.15 |
| Ingreso neto (pérdida) | 19,438 | (10,412) | 2,981 | (119,046) | (3,425) | 1,820 | (7,156) | 3,830 |
| Por acción – básico | 0.22 | (0.12) | 0.03 | (1.38) | (0.04) | 0.03 | (0.12) | 0.06 |
| Por acción – diluido | 0.21 | (0.12) | 0.03 | (1.38) | (0.04) | 0.03 | (0.12) | 0.06 |
| Gastos de capital, netos | 35,915 | 22,749 | 17,408 | 13,099 | 3,021 | 19,431 | 14,971 | 39,927 |
| Gastos de capital ajustados, netos, incluyendo gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾ | 44,103 | 32,679 | 23,743 | 15,758 | 10,434 | 22,667 | 18,931 | 39,927 |
| Operaciones (boepd) | | | | | | | | |
| Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías | | | | | | | | |
| Petróleo ⁽²⁾ | 8,260 | 6,998 | 6,110 | 5,390 | 4,785 | 5,035 | 6,021 | 10,670 |
| Gas natural | 2,633 | 3,097 | 3,022 | 2,879 | 2,874 | 319 | - | - |
| Total ⁽²⁾ | 10,893 | 10,095 | 9,132 | 8,269 | 7,659 | 5,354 | 6,021 | 10,670 |
| Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías | | | | | | | | |
| Petróleo ⁽²⁾ | 8,792 | 5,868 | 6,307 | 5,372 | 4,267 | 4,815 | 7,322 | 11,188 |
| Gas natural | 2,626 | 2,953 | 3,052 | 2,914 | 2,874 | 319 | - | - |
| Total ⁽²⁾ | 11,418 | 8,821 | 9,359 | 8,286 | 7,141 | 5,134 | 7,322 | 11,188 |

(1) Medición no contemplada en los IFRS. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa "Medidas que no están en los IFRS".

(2) Incluye la producción de petróleo a tarifa relacionada con el CPI de Ecuador.

Claudia Victoria Salgado R.

TRADUCTORA OFICIAL
Cant. # 0249 U. Nat.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses y nueve meses terminados en marzo 31 de 2014 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en junio 30 de 2013.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

La administración de la Compañía acogió criterios, supuestos y estimados en la preparación de los estados financieros. Los resultados reales pueden diferir de esos estimados, y tales diferencias pueden ser significativas. La base de presentación y las principales políticas contables de la Compañía pueden consultarse en las notas a los estados financieros.

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

En las notas a los estados financieros se presenta un análisis detallado de las nuevas políticas contables que afectan a la Compañía.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y procedimientos de revelación

Los Controles y Procedimientos de Revelación ("C&PR") son diseñados para ofrecer una seguridad razonable sobre que la información pertinente es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con su revelación pública. El Director Ejecutivo ("CEO") y el Director Financiero ("CFO"), junto con otros miembros de la alta gerencia, han diseñado, o han hecho que se diseñen controles y procedimientos de revelación bajo la supervisión del CEO y el CFO, y han establecido procesos para asegurarse de recibir suficiente información para sustentar las declaraciones hechas en los certificados intermedios que deben ser presentados conforme al Instrumento Nacional 52-109. En adición a los procesos que específicamente caen en la categoría de C&PR, la Compañía también ha adoptado una Política Corporativa de Revelación para toda la compañía, y tiene procedimientos adicionales en operación para ofrecer una seguridad razonable sobre que toda información importante que deba ser revelada por la Compañía en sus informes intermedios sea registrada, procesada, resumida e informada dentro de los períodos de tiempo especificados en la legislación bursátil. Con la ayuda de asesores expertos y otros miembros de la administración, el CEO y el CFO de la Compañía han evaluado la efectividad del diseño de los C&PR de la Compañía a marzo 31 de 2014 y no han identificado debilidades importantes relacionadas con la efectividad del diseño del marco de C&PR de la Compañía.

Controles internos de informes financieros

El CEO y el CFO, con la participación de otros miembros de la administración, son responsables de establecer y mantener Controles Internos de Informes Financieros ("CIIF") adecuados para ofrecer una seguridad razonable sobre la confiabilidad de los estados financieros preparados conforme a los IFRS. Con la ayuda de expertos asesores y otros miembros de la administración, el CEO y el CFO de la Compañía han evaluado la efectividad del diseño de los CIIF de la Compañía a marzo 31 de 2014, mediante el uso del marco y los criterios establecidos en Control Interno - Marco Integrado ("Marco COSO de 1992") publicado por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway ("COSO"), y no han identificado ninguna debilidad importante relacionada con la efectividad del diseño del marco de CIIF de la Compañía.

Durante el trimestre terminado en marzo 31 de 2014, no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los controles y procedimientos

La administración de la Compañía, incluidos su CEO y su CFO, consideran que, sin importar cuán bien concebido y operado sea un C&PR o CIIF, sólo puede brindar seguridad razonable, no absoluta, sobre que se cumplen los objetivos del sistema de control. Además, el diseño de un sistema de control debe reflejar el

Claudia Victoria Salgado R.

hecho de que hay limitaciones de recursos, y que los beneficios de los controles deben ser considerados en relación con sus costos. Debido a las limitaciones inherentes en todos los sistemas de control, no pueden ofrecer seguridad absoluta de que todos los problemas de control y los casos de fraude dentro de la Compañía, si los ha habido, han sido prevenidos o detectados. Estas limitaciones inherentes incluyen las realidades de que los juicios en la toma de decisiones pueden ser deficientes, y que pueden presentarse fallas debido a simples errores o equivocaciones. El diseño de todo sistema de controles también se basa en parte en ciertos supuestos sobre la probabilidad de eventos futuros, y no puede haber seguridad de que un diseño será exitoso en lograr sus objetivos fijados bajo todas las condiciones potenciales futuras. Así, debido a las limitaciones inherentes en un sistema de control efectivo desde el punto de vista de costos, las declaraciones erróneas debidas a error o fraude pueden ocurrir y no ser detectadas. También, las proyecciones de cualquier evaluación de efectividad para periodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados debido a cambios en las condiciones, o a que el grado de cumplimiento de las políticas o los procedimientos se deteriore.

Claudia Victoria Salgado R.



TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nal.