

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
PARA LOS TRES MESES TERMINADOS EN SEPTIEMBRE 30 DE 2014**



Claudia Victoria Saigado R.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "C.V.S.", is positioned above a horizontal line.

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 septiembre 30 de | | |
|--|---|--|---------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías | 58,917 | 48,222 | 22% |
| Ingresos ajustados por petróleo y gas natural, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽²⁾ | 66,978 | 51,622 | 30% |
| Efectivo proveniente de actividades operativas | 45,618 | 19,724 | 131% |
| Por acción – básicos (\$) | 0.42 | 0.23 | 83% |
| Por acción – diluidos (\$) | 0.42 | 0.23 | 83% |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾ | 36,784 | 24,278 | 52% |
| Por acción – básicos (\$) | 0.34 | 0.28 | 21% |
| Por acción – diluidos (\$) | 0.34 | 0.28 | 21% |
| Ingreso neto (pérdida) | 14,110 | 2,981 | 373% |
| Por acción – básico (\$) | 0.13 | 0.03 | 333% |
| Por acción – diluido (\$) | 0.13 | 0.03 | 333% |
| Gastos de capital, netos | 47,521 | 17,408 | 173% |
| Gastos de capital ajustados, netos, incluidos gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾⁽²⁾ | 56,209 | 23,743 | 137% |
| | Septiembre 30 de 2014 | Junio 30 de 2014 | Cambio |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | 137,426 | 163,729 | (16%) |
| Efectivo restringido | 103,718 | 66,827 | 55% |
| Superávit de capital de trabajo, excluyendo la porción corriente de deuda con bancos y conceptos distintos a efectivo ⁽¹⁾ | 124,508 | 159,117 | (22%) |
| Deuda bancaria de corto plazo y de largo plazo | 211,812 | 210,688 | 1% |
| Total activos | 773,701 | 756,587 | 2% |
| Acciones ordinarias, final del período (000) | 107,814 | 107,736 | . |
| Operativos | | Tres meses terminados en septiembre 30 de | |
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd) | | | |
| Petróleo ⁽³⁾ | 9,922 | 6,110 | 62% |
| Gas natural | 3,334 | 3,022 | 10% |
| Total ⁽³⁾ | 13,256 | 9,132 | 45% |
| Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd) | | | |
| Petróleo ⁽³⁾ | 9,997 | 6,307 | 59% |
| Gas natural | 3,311 | 3,052 | 8% |
| Total ⁽³⁾ | 13,308 | 9,359 | 42% |
| Precios de venta realizados (\$/boe) | | | |
| LLA-23 (petróleo) | 83.97 | 92.40 | (9%) |
| Esperanza (gas natural) | 21.48 | 29.67 | (28%) |
| Rancho Hermoso (líquidos y petróleo) | 84.72 | 94.18 | 10% |
| Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾ | 38.54 | 38.54 | - |
| Total ⁽²⁾ | 60.15 | 65.38 | (8%) |
| Ganancias operacionales netas (\$/boe) ⁽¹⁾ | | | |
| LLA-23 (petróleo) | 54.03 | 67.27 | (20%) |
| Esperanza (gas natural) | 16.84 | 25.07 | (33%) |
| Rancho Hermoso (líquidos y petróleo) | 20.18 | 16.92 | 19% |
| Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾ | 38.54 | 38.54 | - |
| Total ⁽²⁾ | 37.70 | 39.33 | (4%) |

(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.

Claudia Victoria Salgado R.



TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nat.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. y sus subsidiarias (“Canacol” o la “Compañía”) 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, la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, 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 noviembre 11 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 terminados en septiembre 30 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 2014, y deben ser leídos en conjunto con ellos. Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34, “Reportes financieros intermedios”, y todos los montos contenidos aquí están expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas están 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 Formulario 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, 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 proyectos de capital planeados, o que se obtendrá producción de petróleo y gas natural de tales proyectos de capital, o que se obtendrán contratos adicionales de venta 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 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

Claudia Victoria Salgado R.

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.

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 contrato de producción incremental para los campos Libertador y Atacapi en Ecuador (“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. Representa el efectivo aportado por actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y gastos por obligaciones de desmantelamiento, e incluye 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 las NIIF ni deben ser considerados más significativos que este último 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 septiembre | |
|---|-------------------------------------|------------------|
| | 2014 | 30 de 2013 |
| Efectivo proveniente de actividades operativas | \$ 45,618 | \$ 19,724 |
| Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo | (16,250) | 1,154 |
| Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuestos de renta corrientes | 7,416 | 3,400 |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones | \$ 36,784 | \$ 24,278 |

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, excluyendo conceptos distintos a efectivo tales como la porción corriente de contratos de productos básicos, la porción corriente de la deuda convertible en acciones, la porción corriente de los derechos de adquisición de acciones y la porción corriente de todo activo o pasivo 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 gastos de producción y de transporte, calculadas 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

Claudia Victoria Salgado R.



significado estándar establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de medidas similares para otras entidades.

En este MD&A se utiliza el término “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 del pozo. En este MD&A hemos expresado los boe usando el estándar de conversión colombiano de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Claudia Victoria Salgado R.



TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nal.

RESULTADOS DE LAS OPERACIONES

Visión general de los campos productores

Para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2014, la producción de la Compañía consistió principalmente en petróleo crudo y líquidos de gas natural de sus campos Leono, Labrador, Pantro, Tigro y Rancho Hermoso en la Cuenca de los Llanos en Colombia, gas natural de su campo Nelson 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, VMM-2 y Santa Isabel en Colombia.

En los pasados dos años, la Compañía ha hecho cuatro descubrimientos claves de petróleo ligero en su bloque LLA-23, situado en la cuenca de los Llanos, que son el de Labrador en diciembre de 2012, Leono en diciembre de 2013, Pantro en abril de 2014 y, más recientemente, Tigro en agosto de 2014. La Compañía también perforó un pozo de exploración seco, Pointer, en septiembre de 2014. Estos 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. La Compañía recientemente completó los pozos Labrador-6 y Tigro-3, y espera perforar hasta dos pozos de desarrollo adicionales y dos pozos de exploración (Maltés-1 y Pastor-1) en lo que resta del año calendario 2014 y principios de 2015, con sujeción a la aprobación de la ANH. La Compañía también inició la adquisición de un programa de sísmica de 3D de 400 kilómetros cuadrados en agosto de 2014. El objetivo del programa de sísmica de 3D es afirmar el portafolio de 12 indicaciones de exploración actualmente identificadas como prospectos para perforación en los años calendario 2015 y 2016.

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 septiembre 30 de 2014, la Compañía terminó la perforación del primer pozo de su programa de tres pozos de exploración de gas, el Palmer-1, el cual arrojó en las pruebas 15.5 millones de pies cúbicos estándares por día ("MMcfd") (2.730 barriles de petróleo equivalente "boepd") de gas seco. Según lo revelado previamente, la Compañía ha firmado tres nuevos contratos de venta de gas por un volumen combinado de 65 MMcfd, los cuales llevarán la producción actual diaria de gas de Canacol de aproximadamente 20 MMcfd (3.509 boepd) a 83 MMcfd (14.561 boepd) a finales del año calendario 2015. Los nuevos contratos tienen un período de cinco años cada uno, con un precio de \$5.40/millón de unidades térmicas británicas ("MMbtu"), el cual aumenta en un 2% cada año para dos de los contratos por un total de 35 MMcfd y \$8.00/MMbtu incrementado en aproximadamente 3% por año para el tercer contrato de 30 MMcfd. Canacol actualmente vende aproximadamente 18 MMcfd (3.158 barriles de petróleo equivalente por día) de gas del Campo Nelson a un productor local de ferróniquel conforme a un contrato a 10 años que expira en 2021. Ese contrato fue vinculado al índice de precios de la Guajira, el cual cambió con efecto desde octubre 29 de 2014, de \$3.97/MMbtu (\$22.63/boe) a \$5.08/MMbtu (\$28.96/boe). No obstante, según lo mencionado anteriormente, la Compañía ha diversificado sus ventas futuras de gas con la adición de tres nuevos contratos de gas a precio fijo, los cuales comienzan a partir de diciembre de 2015. La Compañía ha completado la perforación del segundo de tres pozos de exploración de gas planeados en el contrato Esperanza, Corozo-1, a principios de octubre de 2014. Luego, la Compañía planea iniciar perforar el tercer pozo de exploración, Cañandonga-1, y después planea perforar hasta cinco pozos de desarrollo en el bloque de ahí en adelante, con el fin de entregar los 83 MMcfd de gas contratado a finales del año calendario 2015.

La Compañía participa a través de un consorcio 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, según lo requerido por la NIIF 11, el CPI de Ecuador está siendo contabilizado conforme al método de participación y no según el método contable de consolidación proporcional. 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.

Durante el trimestre terminado en septiembre 30 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 dos nuevos pozos de desarrollo adicionales y acondicionar un pozo productivo existente en lo que resta del año calendario 2014.

Claudia Victoria Salgado R.

Bajo su contrato con Ecopetrol de participación de producción no sujeta a tarifa, la Compañía reconoce 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 en Rancho Hermoso debido a esta carga adicional de costo bajo el contrato de participación de producción no sujeta a tarifa. Rancho Hermoso es un campo maduro y la Compañía planea realizar actividades limitadas adicionales de acondicionamiento 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 septiembre 30 de 2014, la Compañía también tuvo otra producción de petróleo crudo de sus propiedades Capella, VMM-2 y Santa Isabel en Colombia. En Santa Isabel, la Compañía ha perforado y completado su segundo pozo al interior del campo, Oso Pardo-2, en agosto de 2014. El pozo Oso Pardo-2 actualmente está produciendo a una tasa de 44 bopd y, con base en este pobre resultado, la Compañía no planea realizar perforación adicional en terreno de poca profundidad del Terciario en lo que resta del año calendario 2014. En VMM-2, la Compañía y su socio planean perforar un pozo de evaluación adicional en el descubrimiento poco profundo de Lisama antes de finales del año calendario 2014. Se espera que el operador de la propiedad Capella (con participación en la explotación del 10%) continúe su amplio programa de desarrollo para el campo en el año calendario 2014.

Además de sus campos productivos, la Compañía tiene participaciones en una serie de bloques de exploración en Colombia 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 septiembre 30 de | | |
|--|---|--------------|------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| Producción (boepd) | | | |
| LLA-23 (petróleo) | 5,675 | 3,024 | 88% |
| Esperanza (gas) | 3,334 | 3,022 | 10% |
| Rancho Hermoso (petróleo y líquidos) | 917 | 1,916 | (52%) |
| Ecuador (petróleo a tarifa) | 2,273 | 959 | 137% |
| Otros (petróleo) | 1,057 | 211 | 401% |
| Producción total | 13,256 | 9,132 | 45% |
| Movimientos de inventario, generación de energía y otros | 52 | 227 | (77%) |
| Total ventas | 13,308 | 9,359 | 42% |
| Ventas (boepd) | | | |
| LLA-23 (petróleo) | 5,735 | 3,303 | 74% |
| Esperanza (gas) | 3,311 | 3,052 | 8% |
| Rancho Hermoso (petróleo y líquidos) | 949 | 1,609 | (41%) |
| Ecuador (petróleo a tarifa) | 2,273 | 959 | 137% |
| Otros (petróleo) | 1,040 | 436 | 139% |
| Total ventas | 13,308 | 9,359 | 42% |

El aumento general en los volúmenes de producción en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2014, en comparación con el mismo período en 2013, se debe principalmente a nueva producción de los descubrimientos de Labrador, Leono, Pantro y Tigro en el bloque LLA-23, el aumento de producción de los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, y nueva producción de los descubrimientos de Oso Pardo y Morsa en el bloque Santa Isabel.

Claudia Victoria Salgado R.



TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nal.

Ingresos de petróleo y gas natural

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|---|------------------|------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| LLA-23 | \$ 44,304 | \$ 28,078 | 58% |
| Esperanza | 6,542 | 8,330 | (21%) |
| Rancho Hermoso | 7,397 | 13,941 | (47%) |
| Otro | 7,340 | 2,542 | 189% |
| Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías | 65,583 | 52,891 | 24% |
| Regalías | (6,666) | (4,669) | 43% |
| Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado | 58,917 | 48,222 | 22% |
| Ecuador ⁽¹⁾ | 8,061 | 3,400 | 137% |
| Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías ⁽¹⁾ | \$ 66,978 | \$ 51,622 | 30% |

(1) Medida no contemplada en las NIIF – incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección "Medidas que no están en las NIIF".

El aumento en los ingresos ajustados de petróleo y gas natural en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2014, en comparación con el mismo período en 2013, es principalmente el resultado del aumento general de las ventas de 42% por volumen, compensado por el impacto de menores precios promedio realizados.

Precios promedio de referencia y realizados de ventas

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|---|-----------------|-------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| Brent (\$/bbl) | \$ 101.90 | \$ 110.23 | (8%) |
| West Texas Intermediate (\$/bbl) | \$ 97.87 | \$ 105.83 | (8%) |
| LLA-23 (\$/bbl) | \$ 83.97 | \$ 92.40 | (9%) |
| Esperanza (\$/boe) | 21.48 | 29.67 | (28%) |
| Rancho Hermoso (\$/bbl) | 84.72 | 94.18 | (10%) |
| Ecuador (\$/bbl) | 38.54 | 38.54 | - |
| Otro (\$/bbl) | 76.71 | 63.37 | 21% |
| Precio promedio realizado de venta (\$/boe) ⁽¹⁾ | \$ 60.15 | \$ 65.38 | (8%) |

(1) Medida no contemplada en las NIIF – incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección "Medidas que no están en las NIIF".

En enero de 2014, el Índice de la Guajira, precio de referencia del gas natural usado como base para el cálculo de los contratos actuales de venta 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 medidas temporales relacionadas con la reducción del tiempo desde enero 1 de 2014, momento en que algunas reformas a la legislación aplicable en Colombia entraron en vigor, así como 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. A octubre 29 de 2014, el regulador del mercado ha sido establecido y el Índice de la Guajira ha sido revisado e incrementado a \$5.08/MMbtu (\$28.96/boe). Sin embargo, la Compañía ha diversificado sus ventas futuras de gas con la adición de tres nuevos contratos de gas a precio fijo, los cuales comienzan en diciembre de 2015, por 65 MMcfpd (11,404 boepd), por un período de cinco años, a un precio fijo de \$5.40/MMbtu por 35 MMcfpd, conforme a los contratos firmados en diciembre de 2013, y

\$8.00/MMbtu por 30 MMcfpd, conforme al contrato más reciente firmado en septiembre de 2014. Ambos contratos tienen incrementos de aproximadamente 3% por año durante el término de cada contrato.

Regalías

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | |
|-----------------------|---|-----------------|
| | 2014 | 2013 |
| LLA-23 | \$ 4,908 | \$ 2,709 |
| Esperanza | 562 | 662 |
| Rancho Hermoso | 607 | 1,127 |
| Otros | 589 | 171 |
| Total regalías | \$ 6,666 | \$ 4,669 |

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 una producción del campo de 125.000 boepd. Las regalías de petróleo crudo en Rancho Hermoso se toman en especie. Los bloques LLA-23 y VMM-2 de la Compañía están sujetos a un factor x adicional de regalía del 3% (efectivamente el 2.76%). Las regalías de petróleo crudo en LLA-23 y VMM-2 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 sobre 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%. Adicionalmente, la producción de gas natural de la Compañía está sujeta a una regalía especial adicional del 2%.

Gastos de producción y transporte

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

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|---|------------------|--------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| Gastos de producción | \$ 18,236 | \$ 13,000 | 40% |
| Gastos de transporte | 2,596 | 4,761 | (45%) |
| Total gastos operativos y de transporte | \$ 20,832 | \$ 17,761 | 17% |
| \$/boe | \$ 17.01 | \$ 20.63 | (18%) |

A continuación se presenta un análisis de los gastos de producción:

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|-----------------------------------|---|------------------|-------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| LLA-23 | \$ 9,006 | \$ 3,147 | 186% |
| Esperanza | 854 | 630 | 36% |
| Rancho Hermoso | 4,790 | 7,652 | (37%) |
| Otros | 3,586 | 1,571 | 128% |
| Total gastos de producción | \$ 18,236 | \$ 13,000 | 40% |
| \$/boe | | | |
| LLA-23 | \$ 17.07 | \$ 10.36 | 65% |
| Esperanza | 2.80 | 2.24 | 25% |
| Rancho Hermoso | 54.86 | 51.69 | 6% |
| Total | \$ 14.89 | \$ 15.10 | (1%) |

Los gastos de producción en el bloque LLA-23 aumentaron en un 186% en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2014, en comparación con el mismo período en 2013. El aumento se debe principalmente a nueva producción de los descubrimientos de Labrador, Leono, Pantro y Tigro.

Los gastos de producción en Esperanza aumentaron en un 36% en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2014, en comparación con el mismo período en 2013, principalmente debido a mayor producción y costos de mano de obra y generación de electricidad más altos.

Los gastos de producción en Rancho Hermoso disminuyeron en un 37% en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2014, en comparación con el mismo período 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 en un 6% de los primeros tres meses terminados en septiembre 30 de 2013 al mismo período en 2014. 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.

La Compañía no paga gastos de producción en Ecuador.

A continuación se presenta un análisis de los gastos de transporte:

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|-----------------------------------|---|-----------------|--------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| LLA-23 | \$ 1,885 | \$ 1,782 | 6% |
| Rancho Hermoso | 238 | 2,658 | (91%) |
| Otros | 473 | 321 | 47% |
| Total gastos de transporte | \$ 2,596 | \$ 4,761 | (45%) |
| \$/boe | | | |
| LLA-23 | \$ 3.57 | \$ 5.86 | (39%) |
| Rancho Hermoso | \$ 2.73 | \$ 17.96 | (85%) |
| Total gastos de transporte | \$ 2.12 | \$ 5.53 | (62%) |

Los gastos totales de transporte han disminuido en un 45% en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2014, en comparación con el mismo período en 2013, principalmente debido a menores tarifas de transporte, menores volúmenes de ventas en Rancho Hermoso, y más entrega de petróleo crudo en el campo. La Compañía no paga costos de transporte en Esperanza ni en Ecuador.

Ganancias operacionales netas

| \$/boe | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|---|-----------------|-------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| Ingresos de petróleo y gas natural | \$ 60.15 | \$ 65.38 | (8%) |
| Regalías | (5.44) | (5.42) | - |
| Gastos de producción y transporte | (17.01) | (20.63) | (18%) |
| Ganancia operacional neta ⁽¹⁾ | \$ 37.70 | \$ 39.33 | (4%) |

(1) Medida que no está en las NIIF – incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF”.

Claudia Victoria Salgado R.

Las ganancias operacionales netas por categoría principal de producción fueron las siguientes:

| \$/boe | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|---|-----------------|--------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| LLA-23 | | | |
| Ingresos por petróleo crudo | \$ 83.97 | \$ 92.40 | (9%) |
| Regalías | (9.30) | (8.91) | 4% |
| Gastos de producción y transporte | (20.64) | (16.22) | 27% |
| Ganancia operacional neta | \$ 54.03 | \$ 67.27 | (20%) |
| Esperanza | | | |
| Ingresos por gas natural | \$ 21.48 | \$ 29.67 | (28%) |
| Regalías | (1.84) | (2.36) | (22%) |
| Gastos de producción | (2.80) | (2.24) | 25% |
| Ganancia operacional neta | \$ 16.84 | \$ 25.07 | (33%) |
| Rancho Hermoso | | | |
| Petróleo crudo y líquidos de gas natural | \$ 84.72 | \$ 94.18 | (10%) |
| Regalías | (6.95) | (7.61) | (9%) |
| Gastos de producción y transporte | (57.59) | (69.65) | (17%) |
| Ganancia operacional neta | \$ 20.18 | \$ 16.92 | 19% |
| Ecuador | | | |
| Ingresos por tarifa ⁽¹⁾ | \$ 38.54 | \$ 38.54 | - |
| Ganancia operacional neta ⁽¹⁾ | \$ 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 “Medidas que no están en las NIIF”.

Otros campos en Colombia contribuyeron solamente con un monto menor (<10%) a los ingresos totales en los tres meses terminados en septiembre 30 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 septiembre 30 de | | |
|---|---|-----------------|--------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| Costos brutos | \$ 6,831 | \$ 5,899 | 16% |
| Menos: montos capitalizados | (933) | (488) | 91% |
| Gastos generales y administrativos | \$ 5,898 | \$ 5,411 | 9% |
| \$/boe | \$ 4.82 | \$ 6.28 | (23%) |

Los gastos generales y administrativos brutos aumentaron en un 16% en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2014, en comparación con el mismo período en 2013, principalmente debido a un aumento general de los costos requeridos para dar soporte a las operaciones expandidas. Los gastos generales y administrativos han disminuido en un 23% sobre una base por boe en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2014, en comparación con el mismo período en 2013, principalmente como resultado de mayor producción de período a período.

Claudia Victoria Salgado R.


 TRADUCTORA OFICIAL
 Cert. # 0249 U. Nal.

Ingreso y gasto financiero neto

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|---|-----------------|------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| Gasto neto de financiación pagado | \$ 2,143 | \$ 1,326 | 62% |
| Costos de financiación distintos a efectivo | 1,245 | 617 | 102% |
| Gasto financiero neto | \$ 3,388 | \$ 1,943 | 74% |

El gasto financiero neto pagado aumentó en un 62% en los tres meses terminados en septiembre de 2014, en comparación con el mismo período en 2013, principalmente debido a mayores costos de financiación e intereses en que se incurrió en el Préstamo a Término Preferencial Garantizado de \$220 millones (\$140 millones en 2013).

Contratos de productos básicos

A septiembre 30 de 2014, la Compañía tenía pendiente un instrumento financiero de cobertura sobre precio de petróleo conforme a los siguientes términos:

| Período | Volumen | Tipo | Rango de precio |
|-----------------------------|------------------|--|--------------------|
| Ene. de 2014 – dic. de 2014 | 500 barriles/día | Instrumento financiero de cobertura sobre precio de petróleo Brent | \$75.00 – \$123.50 |

A continuación se resumen las ganancias y pérdidas en contratos de productos básicos reconocidas en ingreso neto o pérdida neta:

| | Tres meses terminados en septiembre 30 | |
|--|--|---------------|
| | 2014 | 2013 |
| Cambio no realizado en valor razonable | \$ (38) | \$ (39) |
| Pago de efectivo realizado | - | 231 |
| Pérdida (ganancia) total | \$ (38) | \$ 192 |

Gasto por remuneración basada en acciones

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|---|---------------|-------------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| Costos brutos | \$ 1,831 | \$ 605 | 203% |
| Menos: montos capitalizados | (563) | (374) | 51% |
| Gasto por remuneración basada en acciones | \$ 1,268 | \$ 231 | 449% |

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 por el período de maduración.

Claudia Victoria Salgado R.



TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nal.

Unidades de acciones restringidas

| | Número | | Monto | |
|--------------------------------------|-----------|-----------|-------|------------|
| | (000) | | | |
| Saldo a junio 30 de 2014 | 62 | \$ | | 404 |
| Ganancia no realizada | - | | | (93) |
| Ganancia en cambio | - | | | (19) |
| Saldo a septiembre 30 de 2014 | 62 | \$ | | 292 |

Gasto por agotamiento y depreciación

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--------------------------------------|---|----------|--------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| Gasto por agotamiento y depreciación | \$ 19,493 | \$ 7,298 | 167% |
| \$/boe | 15.92 | 8.48 | 88% |

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó en un 167% en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2014, en comparación con 2013, principalmente como resultado de una mayor base agotable en LLA-23, Esperanza y Santa Isabel.

Gasto de impuesto de renta

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|---|-----------------|--------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| Gasto de impuesto de renta corriente | \$ 3,627 | \$ 1,622 | |
| Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación) | (4,817) | (406) | |
| Gasto de impuesto de renta (recuperación) | \$ (1,190) | \$ 1,216 | |

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

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

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|---|-----------|--------|
| | 2014 | 2013 | Cambio |
| Efectivo proveniente de actividades operativas | \$ 45,618 | \$ 19,724 | 131% |
| Por acción – básico | \$ 0.42 | \$ 0.23 | 83% |
| Por acción – diluido | \$ 0.42 | \$ 0.23 | 83% |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾ | \$ 36,784 | \$ 24,278 | 52% |
| Por acción – básico | \$ 0.34 | \$ 0.28 | 21% |
| Por acción – diluido | \$ 0.34 | \$ 0.28 | 21% |
| Ingreso (pérdida) neto | \$ 14,110 | \$ 2,981 | 373% |
| Por acción – básico | \$ 0.13 | \$ 0.03 | 333% |
| Por acción – diluido | \$ 0.13 | \$ 0.03 | 333% |

(1) Medida que no está en las NIIF – incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF”.

Claudia Victoria Salgado R.



TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nal.

Gastos de capital

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | |
|---|---|---------------|-----------|---------------|
| | 2014 | | 2013 | |
| Perforación y completamientos | \$ | 35,865 | \$ | 10,868 |
| Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura | | 5,376 | | 1,949 |
| Sísmica, gastos generales y administrativos capitalizados, costos de préstamo capitalizados y otros | | 6,281 | | 4,591 |
| Gastos de capital netos | | 47,522 | \$ | 17,408 |
| Ecuador | | 8,687 | | 6,335 |
| Gastos de capital netos ajustados ⁽¹⁾ | | 56,209 | | 23,743 |
| Gastos de capital netos contabilizados como: | | | | |
| Gastos en activos de exploración y evaluación | \$ | 27,102 | \$ | 7,036 |
| Gastos en propiedades, planta y equipo | | 20,420 | | 10,372 |
| Gastos de capital netos | \$ | 47,522 | \$ | 17,408 |

(1) Medida no contemplada en las NIIF – incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF”.

Los gastos de capital en el primer trimestre del año fiscal 2015 se relacionaron principalmente con:

- Costos de perforación, completamiento e instalaciones en LLA-23, (Labrador, Leono, Pantro, Tigro y Pointer).
- Costos de perforación y completamiento en Santa Isabel, (Morsa y Oso Pardo).
- Costos de perforación y completamiento en Esperanza (Palmer y Corozo).
- Costos de perforación, completamiento e instalaciones en Capella (no operado); y
- costos de perforación, completamiento y recompletamiento relacionados con el CPI de Ecuador (contabilizados según el método de participación).

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 conceptos distintos a efectivo tales como la porción corriente de los contratos de productos básicos, los derechos de adquisición de acciones y la deuda convertible en acciones. 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 se define arriba, y menos la porción corriente de la deuda bancaria, la deuda convertible en acciones, los derechos de adquisición de acciones y los derechos fantasma de adquisición de acciones incluidos arriba, dividida por los fondos ajustados provenientes de las operaciones. La Compañía usa la razón

Claudia Victoria Salgado R.



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, 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.

| | Septiembre 30 de 2014 | |
|--|-----------------------|---------------|
| Deuda bancaria (corriente y de largo plazo) – capital | \$ | 220,000 |
| Superávit de capital de trabajo, excluyendo la porción corriente de deuda bancaria y derivados | | (124,508) |
| Deuda neta | \$ | 95,492 |
| Fondos provenientes de las operaciones, ajustados y anualizados ⁽¹⁾ | \$ | 147,140 |
| Deuda neta a fondos ajustados provenientes de las operaciones | | 0.6 |

(1) Medida no contemplada en las NIIF – incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF”. Calculados como fondos ajustados provenientes de las operaciones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2014, anualizados.

Líneas de crédito y deuda

Préstamo a término, preferencial y garantizado

En abril 3 de 2013, la Compañía celebró 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.

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. El valor en libros del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado incluyó \$8.2 millones de costos de transacción compensados contra el monto del capital a septiembre 30 de 2014.

El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado incluye varios pactos no financieros relacionados con adquisiciones futuras, endeudamientos, operaciones, inversiones, gastos de capital y otros pactos normales de operación del negocio. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado también incluye varios pactos financieros, incluida una razón máxima de apalancamiento consolidado (“Razón de Apalancamiento Consolidado”), una razón mínima de cobertura de interés consolidada (“Razón de Cobertura de Interés Consolidada”), una razón mínima de cobertura de servicio de deuda (“Razón de Cobertura de Servicio de Deuda”), una razón mínima de activos corrientes consolidados a pasivos corrientes consolidados (“Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados”) y otros pactos financieros usuales.

La Razón de Apalancamiento Consolidado se calcula trimestralmente como la deuda total consolidada (“Deuda Total Consolidada”) dividida por el EBITDAX consolidado (“EBITDAX Consolidado”). La máxima Razón de Apalancamiento Consolidado permitida es 2.75:1.00. La Deuda Total Consolidada incluye el monto de capital de todo endeudamiento, el cual actualmente incluye deuda con bancos, compromisos de arrendamiento de oficinas, y pasivos de cobertura netos, si los hay, y específicamente excluye los montos con respecto a la deuda convertible en acciones o los derechos de adquisición de acciones de la Compañía; adicionalmente, el efectivo restringido mantenido en la cuenta de reserva de servicio de la deuda relacionada con el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado es deducible contra la

Claudia Victoria Salgado R.



Deuda Total Consolidada. El EBITDAX Consolidado se calcula sobre el período de los últimos 12 meses y se define como el ingreso neto consolidado ajustado por intereses, impuestos de renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración, porción de ganancia o pérdida en empresas conjuntas y otros cargos similares no recurrentes y distintos a efectivo. El EBITDAX Consolidado además se ajusta por la contribución a los fondos ajustados provenientes de las operaciones, antes de impuestos, de los resultados del CPI de Ecuador, según lo revelado en el cálculo de los Fondos Ajustados Provenientes de las Operaciones en el informe de discusión y análisis de la administración de la Compañía. El propósito de la inclusión de este último monto es incorporar los fondos provenientes de las operaciones de la empresa conjunta de la Compañía en Ecuador en el cálculo tal como es contabilizado sobre la base de la consolidación de la participación en los estados financieros consolidados de la Compañía.

La Razón de Cobertura de Interés Consolidada se calcula trimestralmente como el EBITDAX Consolidado dividido por el gasto de interés consolidado ("Gasto de Interés Consolidado"). La mínima Razón de Cobertura de Interés Consolidada requerida es 3.50:1.00. EL EBITDAX Consolidado se calcula sobre el período de los últimos 12 meses según lo descrito en el párrafo precedente. El Gasto de Interés Consolidado se calcula sobre los últimos 12 meses e incluye gasto de interés, amortización de cargos por anticipado e interés capitalizado.

La Razón de Cobertura de Servicio de Deuda se calcula trimestralmente como los recaudos reales de efectivo depositados por clientes en las cuentas de recaudo de la Compañía divididos por el monto de servicio de la deuda ("Monto de Servicio de la Deuda"). La mínima Razón de Cobertura de Servicio de Deuda requerida es 1.50:1.00. El Monto de Servicio de la Deuda se define como la suma de todos los montos con respecto a capital, interés y cargos pagaderos en la fecha de pago de intereses que suceda a la fecha del cálculo.

La Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados se calcula trimestralmente como los activos corrientes consolidados divididos por los pasivos corrientes consolidados, excluida la porción corriente de todo endeudamiento de largo plazo. La mínima Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados requerida es 1.00:1.00.

La Compañía estaba en cumplimiento de estos pactos a septiembre 30 de 2014.

Otras líneas de crédito en Colombia

La Compañía tiene líneas de crédito de tesorería vigentes en Colombia con una base de préstamo total de \$35.5 millones (COP \$72.000 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A septiembre 30 de 2014 no había giros contra estas líneas.

Cartas de crédito

A septiembre 30 de 2014, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$26.1 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 \$9.1 millones.

Deuda convertible

La Compañía tiene en circulación deuda convertible en acciones por un valor nominal de \$22.8 millones (valor razonable - \$23.4 millones), la cual vence en junio 30 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 social

A noviembre 11 de 2014, la Compañía tenía en circulación 107.8 millones de acciones ordinarias, 2.4 millones de derechos de adquisición de acciones, 7.5 millones de opciones de compra de acciones y 0.5 millones de unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo.

Claudia Victoria Salgado R.



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 septiembre 30 de 2014:

| | Menos de 1 año | | 1-3 años | | Más de 3 años | | Total |
|--|-------------------|--------|----------|---------|------------------|--------|------------|
| Deuda con bancos – capital | \$ | 58,667 | \$ | 117,333 | \$ | 44,000 | \$ 220,000 |
| Cuentas por pagar, comerciales y otras | | 81,861 | | - | | - | 81,861 |
| Ingreso diferido | | - | | 3,731 | | - | 3,731 |
| Otras obligaciones de largo plazo | | - | | - | | 219 | 219 |
| Deuda convertible en acciones – capital | | 22,786 | | - | | - | 22,786 |
| Derechos fantasma de adquisición de acciones | | 3,795 | | - | | - | 3,795 |
| Derechos de adquisición de acciones | | 1,394 | | 306 | | - | 1,700 |
| Unidades de acciones restringidas | | 146 | | 146 | | - | 292 |
| Contratos de exploración y producción | | 21,505 | | 27,390 | | - | 48,895 |
| Arrendamientos de oficinas | | 991 | | 1,674 | | 3,460 | 6,125 |

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 de exploración pendientes a septiembre 30 de 2014 por \$48.9 millones y ha emitido \$23.6 millones en garantías financieras relacionadas con los mismos. Se planea cumplir con estos compromisos mediante trabajo de sísmica, perforación de exploración y cesiones de participación (*farm-outs*).

Oleoducto Bicentenario de Colombia (“OBC”)

La Compañía posee una participación del 0.5% en OBC, entidad que posee un sistema de oleoducto que conectará la producción de petróleo de la cuenca de los Llanos con el sistema de oleoducto de Caño Limón. Conforme a los términos del acuerdo con OBC, a la Compañía se le puede exigir que otorgue respaldo financiero o garantías por su participación proporcional de capital en cualquier financiación futura de deuda que asuma OBC. La Compañía también debe celebrar con OBC acuerdos de transporte bajo la modalidad de pago en firme independientemente del volumen transportado, con el fin de garantizar los ingresos del oleoducto.

Contrato de producción incremental de Ecuador

En adición a las obligaciones contractuales descritas anteriormente, la Compañía tiene a una participación no operada como titular 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 maduros Libertador y Atacapi en Ecuador. El consorcio está comprometido a realizar gastos del proyecto estimados en un total de \$334 millones (\$93.3 millones netos para la Compañía) por el término de 15 años del contrato. A septiembre 30 de 2014 la Compañía había hecho gastos por \$64.3 millones en relación con su compromiso del CPI de Ecuador.

EVENTOS SUBSIGUIENTES

En octubre 29 de 2014 la Compañía celebró un convenio por \$100 millones con Apollo Investment Corporation de emisión de títulos de deuda preferenciales no garantizados y con tasa flotante (los “Bonos Preferenciales”), con \$50 millones girados y financiados en octubre 29 de 2014, y \$50 millones más, comprometidos y disponibles para ser girados en cualquier momento en un lapso de 18 meses a la sola discreción de Canacol, únicamente con sujeción a condiciones habituales de cierre. Los Bonos Preferenciales son pagaderos en su totalidad a su fecha de vencimiento

Claudia Victoria Salgado R.

en diciembre 31 de 2019, y causan intereses de LIBOR más 8.5% anual (con sujeción a un piso de LIBOR de 1.00%), pagaderos trimestralmente. Los Bonos Preferenciales pueden ser pagados en cualquier momento antes de su vencimiento y están sujetos a los pactos financieros, de cumplimiento y legales habituales. Los cargos por disponibilidad sobre la porción no girada de los Bonos Preferenciales se calculan al 1% anual.

En octubre 20 de 2014, todas las 2.697.292 unidades de derechos fantasma de adquisición de acciones fueron pagadas en efectivo por \$3.5 millones.

En octubre 2 de 2014, la Compañía otorgó 234.781 unidades de acciones restringidas a algunos directivos y empleados con un precio de referencia de C\$4.80 por acción.

PERSPECTIVAS

A pesar de la reciente declinación de los precios del petróleo crudo, la producción desde el bloque LLA-23 sigue siendo altamente rentable debido a la alta capacidad de entrega de los depósitos y la efectiva estructura de costos. La Compañía continuará con su programa de capital en LLA-23 y planea perforar dos pozos de desarrollo adicionales y dos pozos de exploración (Maltés-1 y Pastor-1) en lo que queda del año calendario 2014 y principios del 2015, con sujeción a la aprobación de la ANH. La Compañía también inició la adquisición de 400 kilómetros cuadrados de sísmica de 3D en agosto de 2014. El objetivo del programa de sísmica de 3D es afirmar el portafolio de 12 indicaciones de exploración actualmente identificadas como prospectos para perforación en los años calendario 2015 y 2016.

La Compañía ha completado la perforación del segundo de tres pozos de exploración de gas planeados en el contrato de Esperanza, Corozo-1, a principios de octubre de 2014, el cual ya tiene tubería de revestimiento y está a la espera del trabajo de prueba de producción con una torre de acondicionamiento. La Compañía planea perforar el tercer pozo de exploración, Cañandonga-1, seguido por la perforación de hasta cinco pozos de evaluación y desarrollo en el bloque de ahí en adelante, con el fin de entregar los 83 MMcfpd de gas contratado a finales del año calendario 2015, con sujeción a la aprobación de la ANH. La Compañía ya suscribió tres nuevos contratos de venta de gas por un combinado de 65 MMcfpd, con lo cual se espera llevar la producción actual diaria de gas de Canacol de aproximadamente 20 MMcfpd (3.509 boepd) a 83 MMcfpd (14.561 boepd) a finales del año calendario 2015. Cada uno de los nuevos contratos tiene un término de cinco años, con un precio de \$5.40/MMbtu incrementado en un 2% cada año para dos de los contratos, para un total de 35 MMcfpd, y \$8.00/MMbtu incrementado aproximadamente en un 3% cada año para el tercer contrato de 30 MMcfpd. En la actualidad Canacol vende aproximadamente 18 MMcfpd (3.158 barriles de petróleo equivalente por día) de gas desde el Campo Nelson a un productor local de ferromnquel conforme a un contrato a 10 años, el cual expira en 2021. El contrato fue vinculado al índice del precio de la Guajira, el cual cambió con efecto a partir de octubre 29 de 2014 de \$3.97/MMbtu (\$22.63/boe) a \$5.08/MMbtu (\$28.96/boe). Sin embargo, según lo indicado anteriormente, la Compañía ha diversificado sus ventas futuras de gas con la adición de tres nuevos contratos de gas a precio fijo, los cuales comienzan en diciembre de 2015.

En Ecuador, el consorcio planea perforar dos nuevos pozos de desarrollo adicionales y acondicionar un pozo de producción existente en lo que resta del año calendario 2014.

En otras áreas de Colombia, la Compañía y su socio esperan perforar un pozo de evaluación adicional en el descubrimiento poco profundo de Lisama en el bloque VMM-2 antes de que finalice el 2014. Se espera que el operador de la propiedad Capella continúe su extenso programa de desarrollo para el campo durante el año calendario 2014. El operador del bloque VMM-3 inició la perforación del pozo de exploración Pico Plata-1 a principios de octubre de 2014, cuyo objetivo es el esquisto de la formación cretácica de La Luna.

En vista de la reciente debilidad de los precios de referencia del petróleo crudo, la Compañía enfocará sus esfuerzos por el resto del año calendario 2014 y todo el año calendario 2015 a actividades de producción y exploración en: 1) petróleo ligero de alta ganancia operacional neta proveniente de su contrato LLA-23; 2) perforación de desarrollo en su contrato de gas de Esperanza, para elevar la producción total a 83 MMcfpd (14.561 boepd), desde los actuales 20 MMcfpd (3.509 boepd), a finales del año calendario 2015; y 3) operaciones de producción de petróleo a tarifa en Ecuador. Como resultado de este reenfoque, la Compañía reducirá su programa de capital para el año calendario 2014 en aproximadamente \$20 millones, debido a la suspensión de ciertas actividades planeadas para el período de septiembre a diciembre de 2014, relacionadas con proyectos de ganancia neta más baja y aplazamientos de

Claudia Victoria Salgado R.

instalaciones. Como resultado de esta reducción de gastos de capital, y del cierre temporal de alguna producción de petróleo operada y no operada que actualmente es marginalmente económica o no es económica debido a los bajos precios de referencia del petróleo crudo, la Compañía revisa su meta de producción para el año calendario 2014 para reducirla ligeramente de 13.000 a 12.500 boepd. La Compañía planea emitir su programa de capital y meta de producción para el año calendario 2015 en diciembre de 2014.

Claudia Victoria Salgado R.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "CVR", is written over a horizontal line.

TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nat.

RESUMEN DE RESULTADOS TRIMESTRALES

| | 2015 | | 2014 | | 2013 | | | |
|---|------------------|------------------|------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| | PRIMER TRIMESTRE | CUARTO TRIMESTRE | TERCER TRIMESTRE | SEGUNDO TRIMESTRE | PRIMER TRIMESTRE | CUARTO TRIMESTRE | TERCER TRIMESTRE | SEGUNDO TRIMESTRE |
| Financieros | | | | | | | | |
| Ingresos de petróleo y gas natural, netos de regalías | 58,917 | 61,744 | 55,653 | 42,168 | 48,222 | 38,961 | 34,602 | 26,200 |
| Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾ | 66,978 | 68,351 | 61,550 | 45,987 | 51,622 | 41,796 | 36,725 | 27,350 |
| Efectivo proveniente de actividades operativas | 45,618 | 8,715 | 13,099 | 36,406 | 19,724 | 13,829 | (8,520) | 6,445 |
| Por acción – básico | 0.42 | 0.09 | 0.15 | 0.42 | 0.23 | 0.16 | (0.10) | 0.10 |
| Por acción – diluido | 0.42 | 0.09 | 0.15 | 0.41 | 0.23 | 0.16 | (0.10) | 0.10 |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾ | 36,784 | 23,371 | 32,274 | 15,599 | 24,278 | 19,102 | 15,578 | 3,202 |
| Por acción – básicos | 0.34 | 0.24 | 0.36 | 0.18 | 0.28 | 0.22 | 0.18 | 0.05 |
| Por acción – diluidos | 0.34 | 0.23 | 0.35 | 0.18 | 0.28 | 0.22 | 0.18 | 0.05 |
| Ingreso neto (pérdida) | 14,110 | (2,070) | 19,438 | (10,412) | 2,981 | (119,046) | (3,425) | 1,820 |
| Por acción – básico | 0.13 | (0.02) | 0.22 | (0.12) | 0.03 | (1.38) | (0.04) | 0.03 |
| Por acción – diluido | 0.13 | (0.02) | 0.21 | (0.12) | 0.03 | (1.38) | (0.04) | 0.03 |
| Gastos de capital, netos | 47,522 | 77,093 | 35,915 | 22,749 | 17,408 | 13,099 | 3,021 | 19,431 |
| Gastos de capital ajustados, netos, incluyendo gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾ | 56,209 | 87,584 | 44,103 | 32,679 | 23,743 | 15,758 | 10,434 | 22,667 |
| Operaciones (boepd) | | | | | | | | |
| Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías | | | | | | | | |
| Petróleo ⁽²⁾ | 9,922 | 9,271 | 8,260 | 6,998 | 6,110 | 5,390 | 4,785 | 5,035 |
| Gas natural | 3,334 | 2,941 | 2,633 | 3,097 | 3,022 | 2,879 | 2,874 | 319 |
| Total ⁽²⁾ | 13,256 | 12,212 | 10,893 | 10,095 | 9,132 | 8,269 | 7,659 | 5,354 |
| Ventas de petróleo y gas natural antes de regalías | | | | | | | | |
| Petróleo ⁽²⁾ | 9,997 | 9,386 | 8,792 | 5,868 | 6,307 | 5,372 | 4,267 | 4,815 |
| Gas natural | 3,311 | 2,937 | 2,626 | 2,953 | 3,052 | 2,914 | 2,874 | 319 |
| Total ⁽²⁾ | 13,308 | 12,323 | 11,418 | 8,821 | 9,359 | 8,286 | 7,141 | 5,134 |

(1) Medida no contemplada en las NIIF – incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección "Medidas que no están en las NIIF".

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

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

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

Claudia Victoria Salgado R.



TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Na.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

La administración de la Compañía hizo juicios, asumió supuestos e hizo 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

La Compañía actualmente está revisando una serie de NIIF nuevas y revisadas que han sido emitidas pero que aún no están en vigor. En los estados financieros consolidados condensados intermedios no auditados de la Compañía a septiembre 30 de 2014 y para los tres meses terminados en esa fecha, y los estados financieros consolidados auditados de la Compañía a junio 30 de 2014 y para el año terminado en esa fecha, se presenta un análisis detallado de las nuevas políticas contables que pueden afectar 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 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 el diseño y la eficacia de los C&PR de la Compañía a septiembre 30 de 2014, y no han identificado ninguna debilidad importante relacionada con la eficacia del diseño del marco de los 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 brindar una seguridad razonable sobre la confiabilidad de los estados financieros preparados conforme a las NIIF. Con la ayuda de expertos asesores y otros miembros de la administración, el CEO y el CFO de la Compañía han evaluado el diseño y la eficacia de los CIIF de la Compañía a septiembre 30 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 el diseño o la eficacia del marco de CIIF de la Compañía.

Durante el trimestre terminado en septiembre 30 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. En mayo 14 de 2013, el COSO publicó un Marco Integrado de Control Interno y relacionó documentos ilustrativos que reemplazarán el Marco de COSO de 1992 a partir de diciembre 15 de 2014. A septiembre 30 de 2014, la Compañía estaba utilizando el marco original publicado en 1992, pero está haciendo la transición al Marco de COSO de 2013 en cuanto se relaciona con su Control Interno de Informes Financieros.

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 hecho de que hay limitaciones de

Claudia Victoria Salgado R.



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 períodos 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.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "C.V.S.", written over a horizontal line.

TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nal.