

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
PARA LOS TRES MESES TERMINADOS EN SEPTIEMBRE 30 DE 2015**

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 | | |
|--|---|-------------------------|---------------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías | 21,958 | 58,917 | (63%) |
| Ingresos ajustados por petróleo y gas natural, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽²⁾ | 29,899 | 67,356 | (56%) |
| Efectivo proveniente de actividades operativas | 14,302 | 45,618 | (69%) |
| Por acción – básicos (\$) | 0.11 | 0.42 | (72%) |
| Por acción – diluidos (\$) | 0.11 | 0.42 | (72%) |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾ | 15,218 | 37,162 | (59%) |
| Por acción – básicos (\$) | 0.12 | 0.34 | (65%) |
| Por acción – diluidos (\$) | 0.12 | 0.34 | (65%) |
| Ingreso neto (pérdida) | (19,029) | 14,110 | n/a |
| Por acción – básico (\$) | (0.15) | 0.13 | n/a |
| Por acción – diluido (\$) | (0.15) | 0.13 | n/a |
| Gastos de capital, netos, incluyendo adquisiciones | 22,299 | 47,522 | (53%) |
| Gastos de capital ajustados, netos, incluyendo adquisiciones y gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾⁽²⁾ | 26,080 | 56,209 | (54%) |
| | Septiembre 30 de 2015 | Junio 30 de 2015 | Cambio |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | 48,493 | 45,765 | 6% |
| Efectivo restringido | 61,316 | 61,772 | (1%) |
| Superávit de capital de trabajo, excluidos los ítems distintos a efectivo ⁽¹⁾ | 50,152 | 62,883 | (20%) |
| Deuda bancaria de corto plazo y de largo plazo | 247,639 | 267,023 | (7%) |
| Total activos | 672,628 | 669,742 | 0% |
| Acciones ordinarias, final del período (000) | 140,926 | 126,434 | 11% |
| Operativos | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd) | | | |
| Petróleo ⁽³⁾ | 6,983 | 9,922 | (30%) |
| Gas natural | 3,472 | 3,334 | 4% |
| Total ⁽²⁾ | 10,455 | 13,256 | (21%) |
| Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd) | | | |
| Petróleo ⁽³⁾ | 7,272 | 9,997 | (27%) |
| Gas natural | 3,455 | 3,311 | 4% |
| Total ⁽²⁾ | 10,727 | 13,308 | (19%) |
| Precios de venta realizados (\$/boe) | | | |
| LLA-23 (petróleo) | 34.01 | 83.97 | (59%) |
| Esperanza (gas natural) | 26.61 | 21.48 | 24% |
| Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾ | 38.54 | 38.54 | - |
| Total ⁽²⁾ | 33.00 | 60.15 | (45%) |
| Ganancias operacionales netas (\$/boe) ⁽¹⁾ | | | |
| LLA-23 (petróleo) | 19.75 | 54.03 | (63%) |
| Esperanza (gas natural) | 22.54 | 16.84 | 34% |
| Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾ | 38.54 | 38.54 | - |
| Total ⁽²⁾ | 22.73 | 37.70 | (40%) |

(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.

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 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 (la “TSX”) 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 9 de 2015 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 2015 y 2014 (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 2015, 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 algunos gobiernos no renegociarán precios a tarifa en algunos contratos a precio fijo durante un ambiente de bajos precios de petróleo, 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 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 | |
|---|-------------------------------------|------------------|
| | 2015 | 30 de 2014 |
| Efectivo proveniente de actividades operativas | \$ 14,302 | \$ 45,618 |
| Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo | (7,025) | (16,250) |
| Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuestos de renta corrientes | 7,941 | 7,794 |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones | \$ 15,218 | \$ 37,162 |

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 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.

RESULTADOS DE LAS OPERACIONES

Para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015, la producción de la Compañía consistió principalmente en petróleo crudo y líquidos de gas natural de sus campos Leono, Labrador, Pantro, Tigro y Maltés en la Cuenca de los Llanos en Colombia, gas natural de sus campos Nelson y Palmer en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, petróleo a tarifa de su CPI de Ecuador; y, en menor medida, petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso, VMM-2 y Santa Isabel en Colombia.

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. En julio 13 de 2015, la Compañía anunció que la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ha aprobado el permiso ambiental que autoriza a Promigas S.A. E.S.P. (“Promigas”) para comenzar la construcción necesaria con el fin de aumentar la capacidad del ducto existente de gas natural de Jobo a Cartagena. Esta expansión le permite a Canacol aumentar la producción neta de gas en 65 millones de pies cúbicos estándares adicionales por día (“MMscfpd”) (11.400 boe por día (“boepd”). Canacol actualmente tiene bajo contrato aproximadamente 18 MMscfpd (3.158 boepd) de gas del Campo Nelson a un productor local de ferróniquel conforme a un contrato a 10 años que expira en 2021. Se espera que los pozos existentes de Nelson, Palmer y Clarinete tengan suficiente capacidad productiva para entregar el 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 2015, la Compañía y sus socios operativos en el negocio conjunto terminaron la prueba del exitoso pozo de exploración Secoya Oeste –A001, situado en forma adyacente a los campos Libertador y Atacapi, productores de petróleo ligero en la Cuenca Oriente de Ecuador. El pozo encontró 33 pies de zona productiva neta de petróleo dentro de los depósitos de arenisca T, U y Tena basal. El depósito de arenisca U Inferior arrojó en la prueba una tasa bruta promedio de 972 barriles de petróleo por día (“bopd”) (243 bopd netos) de petróleo de 27° API con un corte de agua del 10% en el curso de una prueba de 50 horas con el uso de una bomba de inyección. La arenisca U Superior arrojó en la prueba una tasa bruta promedio de 326 bopd (82 bopd netos) de petróleo de 29° API con un corte de agua del 8% en el curso de una prueba de 53 horas con el uso de una bomba de inyección.

Tanto las ventas de gas de Esperanza (actualmente vendido con base en el índice de precios de la Guajira de \$5.08/MMbtu o \$28.96/boe) y petróleo a tarifa de Ecuador (\$38.54/bbl), que en conjunto constituyen aproximadamente el 54% de la producción en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015, son insensibles a los precios mundiales del petróleo, lo cual ofrece a la Compañía un grado significativo de protección frente a los efectos de los bajos precios de referencia del petróleo. A pesar de la caída en los precios promedio realizados de petróleo crudo durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015, los principales campos productivos de petróleo de la Compañía situados en el bloque LLA-23 obtuvieron sanas ganancias operacionales netas como resultado de iniciativas de control de costos tales como la centralización de las operaciones de producción, carga y disposición de agua de los distintos campos dentro de nuestro bloque LLA-23 en la plataforma Pointer, reduciendo con ello los gastos operativos, los gastos de transporte y los costos de manejo de agua vía reinyección.

En los últimos dos años la Compañía ha hecho cinco descubrimientos claves de petróleo ligero en su bloque LLA-23 situado en la cuenca de los Llanos, los cuales son Labrador en diciembre de 2012, Leono en diciembre de 2013, Pantro en abril de 2014, Tigro en agosto de 2014, y Maltés en enero de 2015. Estos descubrimientos actualmente están produciendo el 39% de la producción actual de la Compañía. La Compañía está adquiriendo/interpretando 400 kilómetros cuadrados de un programa de sísmica de 3D con el objetivo de afirmar el portafolio de 12 rastros de exploración actualmente identificados como prospectos para perforación en 2016, a la espera de un satisfactorio ambiente de precios del petróleo.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015, la Compañía perforó el primer pozo de evaluación, Clarinete-2, en el descubrimiento de Clarinete en el bloque VIM-5. El pozo Clarinete-2 inició perforación en agosto 2 de 2015 y tuvo que ser desviado en agosto 31 de 2015 después de quedar mecánicamente atascado en los esquistos poco profundos de Porquero a una profundidad aproximada de 4.300 pies, sin haber llegado al depósito objetivo principal de Ciénaga de Oro a 5.967 pies. El pozo Clarinete-2 ST alcanzó una profundidad total de 7.842 pies en septiembre 16 de 2015. El pozo encontró 127 pies de potencial neto total de gas con una porosidad promedio de 23% dentro de los mismos dos intervalos de depósito principales de la arenisca de Ciénaga de Oro que en las pruebas arrojaron una tasa combinada de aproximadamente 44 MMscfpd en el pozo de descubrimiento Clarinete-1. El pozo Clarinete-2 ST ha arrojado en las pruebas una tasa final bruta de 25.6 MMscfpd (4.491 boepd) de gas seco sin agua desde el depósito de arenisca de Ciénaga de Oro, y una tasa final bruta de 4.7 MMscfpd (825 boepd) de gas seco con un barril de agua desde el depósito de arenisca suprayacente de Tubará. A la terminación de las pruebas de producción en Clarinete-2 ST, la torre de perforación será movilizad a al sitio de Oboe-1, ubicado aproximadamente a tres kilómetros al norte del pozo de descubrimiento Clarinete-1. Se espera que la perforación de Oboe-1 empiece a mediados de noviembre de 2015 y que la perforación y las pruebas tomen aproximadamente cinco a seis semanas.

Para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015, la Compañía también tuvo otra producción de petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso, VMM-2 y Santa Isabel en Colombia. Rancho Hermoso es un campo maduro y su producción y ganancias netas se han vuelto poco significativas en los resultados consolidados totales. Las propiedades de la Compañía en Rancho Hermoso, VMM-2 y Santa Isabel individualmente contribuyeron solamente con un monto menor a la producción total en el trimestre terminado en septiembre 30 de 2015 y, por lo tanto, fueron sumadas en un solo grupo para fines de análisis en este MD&A. Estas propiedades son susceptibles de flujos de caja negativos en un ambiente de bajos precios del petróleo y la Compañía planea cerrar todos los pozos bajo su control que no sean rentables. A septiembre 30 de 2015, todos los pozos en los campos Capella y Rancho Hermoso han sido cerrados.

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 | | |
|-----------------------------------|---|---------------|--------------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| Producción (boepd) | | | |
| LLA-23 (petróleo) | 4,112 | 5,675 | (28%) |
| Esperanza (gas) | 3,472 | 3,334 | 4% |
| Ecuador (petróleo a tarifa) | 2,156 | 2,273 | (5%) |
| Otros (petróleo y líquidos) | 715 | 1,974 | (64%) |
| Producción total | 10,455 | 13,256 | (21%) |
| Movimientos de inventario y otros | 272 | 52 | 423% |
| Total ventas | 10,727 | 13,308 | (19%) |
| Ventas (boepd) | | | |
| LLA-23 (petróleo) | 4,301 | 5,735 | (25%) |
| Esperanza (gas) | 3,455 | 3,311 | 4% |
| Ecuador (petróleo a tarifa) | 2,156 | 2,273 | (5%) |
| Otros (petróleo y líquidos) | 815 | 1,989 | (59%) |
| Total ventas | 10,727 | 13,308 | (19%) |

La disminución general en los volúmenes de producción en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015, en comparación con el mismo período en 2014, se debe principalmente a las caídas de producción de LLA-23 y Rancho Hermoso (que se incluye en “Otros”).

Ingresos de petróleo y gas natural

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|---|------------------|--------------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| LLA-23 | \$ 13,459 | \$ 44,304 | (70%) |
| Esperanza | 8,459 | 6,542 | (29%) |
| Otro | 3,009 | 14,737 | (80%) |
| Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías | 24,927 | 65,583 | (62%) |
| Regalías | (2,969) | (6,666) | (55%) |
| Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado | 21,958 | 58,917 | (63%) |
| Ingresos de tarifa de Ecuador y otros ⁽¹⁾ | 7,941 | 8,439 | (6%) |
| Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías⁽¹⁾ | \$ 29,899 | \$ 67,356 | (56%) |

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

La disminución en los ingresos ajustados de petróleo y gas natural en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015, en comparación con el mismo período en 2014, es principalmente el resultado de la disminución general de las ventas de 19% por volumen y el impacto de menores precios promedio realizados durante el trimestre como resultado de caídas en los precios de referencia del petróleo crudo.

Precios promedio de referencia y realizados de ventas

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|---|-----------------|--------------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| Brent (\$/bbl) | \$ 50.44 | \$ 101.90 | (51%) |
| West Texas Intermediate (\$/bbl) | \$ 46.65 | \$ 97.87 | (52%) |
| LLA-23 (\$/bbl) | \$ 34.01 | \$ 83.97 | (59%) |
| Esperanza (\$/boe) | 26.61 | 21.48 | 24% |
| Ecuador (\$/bbl) | 38.54 | 38.54 | - |
| Otros (\$/bbl) | 40.13 | 80.54 | (50%) |
| Precio promedio realizado de venta (\$/boe)⁽¹⁾ | \$ 33.00 | \$ 60.15 | (45%) |

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

La disminución en los precios promedio realizados de ventas de petróleo crudo en los tres meses y el año terminados en septiembre 30 de 2015, en comparación con los mismos períodos en 2014, se debe a los menores precios de referencia del petróleo crudo.

El aumento en los precios promedio realizados de ventas de gas natural en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015, en comparación con el mismo período en 2014, se debe al aumento del precio de la Guajira en octubre de 2014, de \$3.97/MMbtu a \$5.08/MMbtu, en el cual permanece.

El precio a tarifa para la producción de petróleo a tarifa de Ecuador está fijado en \$38.54/bbl.

Regalías

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | |
|-----------------------|---|-----------------|
| | 2015 | 2014 |
| LLA-23 | \$ 2,068 | \$ 4,908 |
| Esperanza | 646 | 562 |
| Otros | 255 | 1,196 |
| Total regalías | \$ 2,969 | \$ 6,666 |

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 Labrador y 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%. Se incluyó un ajuste del período previo de \$0.8 millones en las regalías de LLA-23 durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015. 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 | | |
|--|---|------------------|--------------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| Gastos de producción | \$ 6,417 | \$ 18,236 | (65%) |
| Gastos de transporte | 746 | 2,596 | (71%) |
| Total gastos operativos y de transporte | \$ 7,163 | \$ 20,832 | (66%) |
| \$/boe | \$ 7.26 | \$ 17.01 | (57%) |

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

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|-----------------------------------|---|------------------|--------------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| LLA-23 | \$ 2,975 | \$ 9,006 | (67%) |
| Esperanza | 647 | 854 | (24%) |
| Otros | 2,795 | 8,376 | (67%) |
| Total gastos de producción | \$ 6,417 | \$ 18,236 | (65%) |
| \$/boe | | | |
| LLA-23 | \$ 7.52 | \$ 17.07 | (56%) |
| Esperanza | \$ 2.04 | \$ 2.80 | (27%) |
| Total | \$ 6.50 | \$ 14.89 | (56%) |

Los gastos de producción en el bloque LLA-23 disminuyeron en un 67% en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015, en comparación con el mismo período en 2014. La disminución se debe principalmente a las iniciativas de reducción de costos de la Compañía con la centralización de las operaciones de producción, carga y disposición de agua de los distintos campos dentro del bloque LLA-23 en la plataforma Pointer, costos operativos renegociados más bajos, y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos. A pesar de una disminución del 28% en la producción de petróleo de LLA-23 de un año a otro, los gastos de producción han caído a \$7.52/bbl, una baja del 56% frente a la producción de \$17.07/bbl registrada para el mismo período en 2014.

Los gastos de producción en Esperanza disminuyeron en un 24% en los tres terminados en septiembre 30 de 2015, en comparación con el mismo período en 2014. La disminución se debe principalmente a la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos, compensada con mayor producción.

En vista de la continuada debilidad de los precios de referencia del petróleo crudo, la Compañía continúa enfocando sus esfuerzos en la reducción de los gastos de producción con el fin de mantener la rentabilidad de sus operaciones. La Compañía ha renegociado exitosamente algunas tarifas con sus principales proveedores de servicios para reducir los gastos de producción. Además, la Compañía ha centralizado sus operaciones de producción, carga, y disposición de agua de los distintos campos dentro del bloque LLA-23 en la plataforma de Pointer; al hacerlo se reducen los gastos operativos, los gastos de transporte y los costos de disposición de agua vía reinyección. La Compañía continuará haciendo seguimiento a sus campos no operados en VMM-2 y Capella y trabajando con los operadores para optimizar la rentabilidad. A septiembre 30 de 2015, todos los pozos en el campo Rancho Hermoso y en el campo Capella han sido cerrados.

La Compañía no paga gastos de producción en Ecuador y, en esa medida, su precio de tarifa de \$38.54 equivale a la ganancia neta.

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

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|-----------------------------------|---|-----------------|--------------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| LLA-23 | \$ 599 | \$ 1,885 | (68%) |
| Otros | 147 | 711 | (79%) |
| Total gastos de transporte | \$ 746 | \$ 2,596 | (71%) |
| \$/boe | | | |
| LLA-23 | \$ 1.51 | \$ 3.57 | (58%) |
| Total | \$ 0.76 | \$ 2.12 | (64%) |

Los gastos totales de transporte han disminuido en un 71% en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015, en comparación con el mismo período en 2014, principalmente debido a menores tarifas de transporte, menores volúmenes de ventas, más entrega de petróleo crudo en el campo, y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos. La Compañía no paga costos de transporte en Esperanza ni en Ecuador.

Ganancias operacionales netas

| \$/boe | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|---|-----------------|--------------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| Ingresos de petróleo y gas natural | \$ 33.00 | \$ 60.15 | (45%) |
| Regalías | (3.01) | (5.44) | (45%) |
| Gastos de producción y transporte | (7.26) | (17.01) | (57%) |
| Ganancia operacional neta⁽¹⁾ | \$ 22.73 | \$ 37.70 | (40%) |

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

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

| \$/boe | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|---|-----------------|--------------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| LLA-23 | | | |
| Ingresos por petróleo crudo | \$ 34.01 | \$ 83.97 | (59%) |
| Regalías | (5.23) | (9.30) | (44%) |
| Gastos de producción y transporte | (9.03) | (20.64) | (56%) |
| Ganancia operacional neta | \$ 19.75 | \$ 54.03 | (63%) |
| Esperanza | | | |
| Ingresos por gas natural | \$ 26.61 | \$ 21.48 | 24% |
| Regalías | (2.03) | (1.84) | 10% |
| Gastos de producción | (2.04) | (2.80) | (27%) |
| Ganancia operacional neta | \$ 22.54 | \$ 16.84 | 34% |
| 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 precedente “Medidas que no están en las NIIF”.

Gastos generales y administrativos

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|---|-----------------|--------------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| Costos brutos | \$ 5,670 | \$ 6,831 | (17%) |
| Menos: montos capitalizados | (820) | (933) | (12%) |
| Gastos generales y administrativos | \$ 4,850 | \$ 5,898 | (18%) |
| \$/boe | \$ 4.91 | \$ 4.82 | 2% |

Los gastos generales y administrativos brutos disminuyeron en un 17% en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015, en comparación con el mismo período en 2014, principalmente debido a los esfuerzos de la Compañía para manejar sus gastos generales y administrativos en vista de la reciente debilidad en los precios de referencia del petróleo crudo y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos.

Ingreso y gasto financiero neto

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|---|-----------------|------------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| Gasto neto de financiación pagado | \$ 5,098 | \$ 2,143 | 138% |
| Costos de financiación distintos a efectivo | 1,085 | 1,245 | (13%) |
| Gasto financiero neto | \$ 6,183 | \$ 3,388 | 82% |

El gasto financiero neto aumentó en un 138% en los tres meses terminados en septiembre de 2015, en comparación con el mismo período en 2014, principalmente debido a mayores costos de financiación e intereses en que se incurrió en los Títulos Preferenciales de \$75 millones (\$0 en 2014). Se espera que el gasto financiero sea marginalmente menor en el futuro pues la Compañía pagó anticipadamente \$20 millones en su Préstamo a Término, Preferencial Garantizado de BNP en septiembre 30 de 2015.

Gasto por remuneración basada en acciones

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|---|-----------------|------------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| Costos brutos | \$ 1,989 | \$ 1,831 | 9% |
| Menos: montos capitalizados | (383) | (563) | (32%) |
| Gasto por remuneración basada en acciones | \$ 1,606 | \$ 1,268 | 27% |

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.

Unidades de acciones restringidas

| | Número | | Monto |
|--------------------------------------|------------|-----------|------------|
| | (000) | | |
| Saldo a junio 30 de 2015 | 158 | \$ | 350 |
| Otorgadas | 15 | | 26 |
| Ganancia no realizada | - | | (15) |
| Ganancia en cambio | - | | (23) |
| Saldo a septiembre 30 de 2015 | 173 | \$ | 338 |

Gasto por agotamiento y depreciación

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--------------------------------------|---|-----------|--------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| Gasto por agotamiento y depreciación | \$ 12,573 | \$ 19,493 | (35%) |
| \$/boe | 12.74 | 15.92 | (20%) |

El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó en un 35% en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015, en comparación con 2014, principalmente como resultado de una menor producción durante el trimestre.

Gasto de impuesto de renta

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|---|-------------------|--------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| Gasto de impuesto de renta corriente | \$ 2,812 | \$ 3,627 | |
| Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación) | 3,522 | (4,817) | |
| Gasto de impuesto de renta (recuperación) | \$ 6,334 | \$ (1,190) | |

El ingreso de la Compañía antes de impuestos está sujeto a la tasa legal de impuesto de renta en Colombia del 39%.

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

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|---|-----------|--------|
| | 2015 | 2014 | Cambio |
| Efectivo proveniente de actividades operativas | \$ 14,302 | \$ 45,618 | (69%) |
| Por acción – básico | \$ 0.11 | \$ 0.42 | (74%) |
| Por acción – diluido | \$ 0.11 | \$ 0.42 | (74%) |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾ | \$ 15,218 | \$ 37,162 | (59%) |
| Por acción – básico | \$ 0.12 | \$ 0.34 | (65%) |
| Por acción – diluido | \$ 0.12 | \$ 0.34 | (65%) |
| Ingreso (pérdida) neto | \$ (19,029) | \$ 14,110 | n/a |
| Por acción – básico | \$ (0.15) | \$ 0.13 | n/a |
| Por acción – diluido | \$ (0.15) | \$ 0.13 | n/a |

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

Gastos de capital

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | |
|--|---|------------------|
| | 2015 | 2014 |
| Perforación y completamientos | \$ 12,216 | \$ 35,865 |
| Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura | 5,550 | 5,376 |
| Sísmica, gastos generales y administrativos capitalizados, costos de préstamo capitalizados y otros costos distintos a efectivo ⁽²⁾ | 4,533 | 6,281 |
| Gastos de capital netos | 22,299 | 47,522 |
| Ecuador | 3,781 | 8,687 |
| Gastos de capital netos ajustados⁽¹⁾ | 26,080 | \$ 56,209 |
| Gastos de capital netos contabilizados como: | | |
| Gastos en activos de exploración y evaluación | \$ 2,462 | \$ 27,102 |
| Gastos en propiedades, planta y equipo | 19,837 | 20,420 |
| Gastos de capital netos | \$ 22,299 | \$ 47,522 |

- (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) Los otros costos distintos a efectivo incluyen la remuneración basada en acciones capitalizada y los costos capitalizados relacionados con responsabilidades de desmantelamiento.

Los gastos de capital en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015 se relacionaron principalmente con:

- Costos de recompletamiento e instalaciones en LLA-23.
- Costos de perforación, instalaciones e infraestructura en Clarinete.
- Costos de instalaciones e infraestructura en Esperanza.
- Costos de perforación, completamiento y recompletamiento relacionados con el CPI de Ecuador (contabilizados según el método contable de participación); y
- otros costos capitalizados.

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 accionario, 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 derechos de adquisición de 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 total menos capital de trabajo, según se define arriba, dividido por los fondos ajustados 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, 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.

Debido a la debilidad en los precios de petróleo crudo en los últimos nueve meses recientes y el consecuente impacto en los flujos de caja, la razón de apalancamiento de deuda neta de la Compañía ha aumentado. La Compañía ha tomado medidas para reducir el gasto de capital y preservar la liquidez, las cuales, a septiembre 30 de 2015, habían dejado a la Compañía con \$48.5 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y además \$61.3 millones en efectivo restringido. Después de septiembre 30 de 2015, la Compañía recibió C\$44 millones adicionales, según se describe en “Colocación privada” más adelante. Además, a septiembre 30 de 2015 la Compañía tenía disponibles \$25 millones adicionales en Títulos Preferenciales comprometidos que puede utilizar en cualquier momento hasta abril de 2016 a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a algunas condiciones. Adicionalmente, para aumentar su flexibilidad financiera, en abril de 2015 la Compañía culminó la refinanciación de su Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS con el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP (ver la sección “Líneas de crédito y deuda” más adelante) el cual llevó los pagos de amortización a diciembre 31 de 2017. Además, la Compañía culminó una colocación privada en septiembre 3 de 2015 por el monto de C\$79 millones (ver los detalles en “Colocación privada” más adelante), para aumentar su liquidez. En tanto se espera que los precios de petróleo crudo permanezcan débiles en lo que resta de 2015, la razón de apalancamiento más alta que lo histórico se considera temporal pues se espera que en poco tiempo comiencen las nuevas entregas significativas de gas contratadas, con lo cual se aumentarán sustancialmente los ingresos y fondos provenientes de las operaciones a finales del año calendario 2015, y se reducirá significativamente la razón de apalancamiento de deuda neta. Entre tanto, la Compañía planea mantener un programa de prudente gasto de capital y enfocarse en reducciones de costos para maximizar la rentabilidad de los activos productivos existentes.

| | Septiembre 30 de 2015 | |
|---|------------------------------|----------------|
| Deuda bancaria – capital | \$ | 255,000 |
| Superávit de capital de trabajo | | (50,152) |
| Deuda neta | \$ | 204,848 |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones, de los últimos 12 meses ⁽¹⁾ | \$ | 65,451 |
| Deuda neta a fondos ajustados provenientes de las operaciones, de los últimos 12 meses | | 3.1 |

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

Colocación privada

En septiembre 3 de 2015, la Compañía completó una colocación privada con Cavengas Holding S.R.L, una compañía de Barbados (“Cavengas”), por el monto de C\$78.975.000, consistente en la emisión de 17.590.000 recibos de suscripción emitidos a \$2.50 por recibo de suscripción de la Compañía (los “Recibos de Suscripción”) y convertibles en 17.590.000 acciones ordinarias de la Compañía (las “Acciones Ordinarias”) conforme a ciertas Condiciones de Emisión (según se define tal expresión más adelante), junto con la emisión de 14.000.000 Acciones Ordinarias a un precio de \$2.50 por Acción Ordinaria. Los C\$35.000.000 relacionados con las 14.000.000 Acciones Ordinarias fueron liberados a la Compañía en septiembre 3 de 2015. El producto bruto de la venta de los Recibos de Suscripción fue mantenido en depósito a través de un agente de depósito e invertido en obligaciones a corto plazo emitidas o garantizadas por el Gobierno de Canadá (u otras inversiones aprobadas) a la espera del satisfactorio cumplimiento de las Condiciones de Emisión. Las Condiciones de Emisión fueron satisfechas en octubre 16 de 2015 y, en esa medida, los 17.590.000 Recibos de Suscripción fueron convertidos en 17.590.000 Acciones Ordinarias y los C\$43.975.000 relacionados fueron liberados del depósito y entregados a la Compañía. La Compañía contrató a un asesor exclusivo para esta transacción, y pagará honorarios de 3.5%, pagaderos en su totalidad en Acciones Ordinarias, por sus servicios.

Bajo los términos del acuerdo de inversión celebrado entre la Compañía y Cavengas, Cavengas tiene el derecho de nombrar a dos (2) candidatos a miembros de la junta directiva de la Compañía (los “Candidatos a Miembros de Junta Directiva”) con sujeción al mantenimiento de ciertos umbrales de propiedad. El acuerdo sobre los Recibos de Suscripción celebrado entre la Compañía, Cavengas y el agente de depósito establece que los Recibos de Suscripción son convertibles en Acciones Ordinarias sobre la base de un (1) Recibo de Suscripción convertible en una (1) Acción

Ordinaria, al exitoso nombramiento de los Candidatos a Miembros de Junta Directiva en la junta directiva de la Compañía, con sujeción a la aprobación de la TSX (las “Condiciones de Emisión”).

Las Acciones Ordinarias emitidas en relación con la colocación privada están sujetas a un período de mantenimiento de cuatro meses hasta enero 3 de 2016. En septiembre 30 de 2015, la Compañía pagó anticipadamente \$20 millones de su Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP, lo cual es aproximadamente una tercera (1/3) parte del producto de la colocación privada. Las restantes dos terceras (2/3) partes del producto serán usadas para el programa de capital de la Compañía y propósitos corporativos generales.

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 liderados por Credit Suisse (“Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS”). El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS 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 de CS 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 existente Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS, de \$140 millones a \$220 millones, sin cambios a los términos del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS o al 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.

En abril 24 de 2015, el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS fue liquidado por el monto de capital pendiente a la fecha de liquidación de \$176 millones y fue reemplazado por un nuevo préstamo a término, preferencial y garantizado, con un sindicato de bancos liderado por BNP Paribas (“BNP”) por un monto de capital de \$200 millones (“Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP”). El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP vence en septiembre 30 de 2019, con interés pagadero trimestralmente y capital pagadero en ocho cuotas trimestrales iguales a partir de diciembre 31 de 2017, luego de un período de gracia inicial. En esa medida, el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP está clasificado como no corriente a septiembre 30 de 2015. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP tiene un interés de LIBOR más 4.75% y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía.

En septiembre 30 de 2015, la Compañía pagó anticipadamente \$20 millones de su Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP, reduciendo con ello el saldo pendiente a \$180 millones. El valor en libros del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP incluyó \$4.3 millones de costos de transacción compensados contra el monto de capital a septiembre 30 de 2015.

El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP 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 de BNP también incluye varios pactos financieros, incluida una razón máxima de apalancamiento consolidado (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de 3.50:1.00, una razón mínima de cobertura de interés consolidada (“Razón de Cobertura de Interés Consolidada”) de 2.50:1.00, y una razón mínima de activos corrientes consolidados a pasivos corrientes consolidados (“Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados”) de 1.00:1.00.

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 3.50:1.00. A septiembre 30 de 2015, la Razón de Apalancamiento Consolidado fue 3.32:1.00. La Deuda Total Consolidada incluye el monto de capital de todo endeudamiento, el cual actualmente incluye deuda con bancos; adicionalmente, el efectivo restringido mantenido en la cuenta de reserva de servicio de la deuda relacionada con el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP es deducible contra la 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. El propósito de la inclusión de este último monto es incorporar los fondos provenientes de las operaciones del negocio conjunto 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 Deuda Total Consolidada y el EBITDAX Consolidado se calculan como se indica a continuación:

| Deuda Total Consolidada | Septiembre 30 de 2015 | |
|--|------------------------------|----------------|
| Deuda con bancos (corriente y a largo plazo) – capital | \$ | 255,000 |
| Saldo de la cuenta de reserva de servicio de deuda | | (3,000) |
| Deuda Total Consolidada | \$ | 252,000 |

| EBITDAX Consolidado | Trimestre 2, ejercicio 2015 | Trimestre 3, ejercicio 2015 | Trimestre 4, ejercicio 2015 | Trimestre 1, ejercicio 2016 | Período total |
|--|--|--|--|--|--------------------------|
| Ingreso neto consolidado (pérdida) | (45,970) | (15,638) | (58,524) | (19,029) | (139,161) |
| (+) gasto de intereses | 6,137 | 5,672 | 14,122 | 6,250 | 32,181 |
| (+/-) impuestos de renta (recuperación) | 3,477 | 7,116 | (1,936) | 6,334 | 14,991 |
| (+) impuestos a la riqueza | - | 1,519 | (18) | - | 1,501 |
| (+) agotamiento y depreciación | 16,818 | 12,289 | 12,662 | 12,573 | 54,342 |
| (+) gastos de exploración | 4,310 | 98 | 19 | 52 | 4,479 |
| (-) participación en ganancia de negocios conjuntos | (1,479) | (675) | (208) | 135 | (2,227) |
| (+/-) otros gastos distintos a efectivo (ingresos) y rubros no recurrentes | 30,701 | (1,129) | 47,570 | 4,361 | 81,503 |
| (+) contribución del CPI de Ecuador | 7,474 | 6,382 | 6,595 | 7,941 | 28,392 |
| EBITDAX Consolidado | 21,468 | 15,634 | 20,282 | 18,617 | 76,001 |

| Razón de Apalancamiento Consolidado | Septiembre 30 de 2015 | |
|--|------------------------------|-------------|
| Deuda Total Consolidada | \$ | 252,000 |
| EBITDAX Consolidado | | 76,001 |
| Razón de Apalancamiento Consolidado | | 3.32 |

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 2.50:1.00. 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 e interés capitalizado, neto de ingreso por interés, y excluye todo cargo de interés distinto a efectivo.

| Razón de Cobertura de Interés Consolidada | Septiembre 30 de 2015 | |
|--|------------------------------|-------------|
| Gasto de interés | \$ | 22,320 |
| Interés capitalizado | | 1,238 |
| Ingreso por intereses | | (2,606) |
| Gasto de interés consolidado | \$ | 20,952 |
| EBITDAX consolidado | \$ | 76,001 |
| Razón de Cobertura de Interés Consolidada | | 3.63 |

La Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados se calcula trimestralmente como los activos corrientes consolidados divididos por los pasivos corrientes consolidados, excluyendo la porción corriente de todo endeudamiento de largo plazo y los activos corrientes distintos a efectivo y los pasivos corrientes distintos a efectivo. 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 2015.

Títulos Preferenciales

En octubre 29 de 2014, la Compañía celebró un convenio por \$100 millones con Apollo Investment Corporation para la emisión de títulos de deuda preferenciales no garantizados y con tasa flotante (“Títulos Preferenciales”), con \$50 millones retirados y financiados en octubre 29 de 2014, \$25 millones retirados y financiados en abril 2 de 2015, y \$25 millones adicionales comprometidos y disponibles para retirar en cualquier momento hasta abril de 2016 a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a algunas condiciones. Los Títulos Preferenciales son pagaderos en su totalidad a su fecha de vencimiento de 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 Títulos Preferenciales pueden ser pagados en cualquier momento antes de su vencimiento (con sujeción a la aprobación de BNP) y están sujetos a pactos financieros, de desempeño y legales habituales, los cuales son consistentes con los pactos conforme al Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP. El cargo por disponibilidad sobre la porción no retirada de los Títulos Preferenciales se calcula al 1% anual. El valor en libros de los Títulos Preferenciales incluyó \$3.1 millones de costos de transacción compensados contra el monto de capital a septiembre 30 de 2015.

Otras líneas de crédito en Colombia

La Compañía tiene líneas de crédito de tesorería vigentes en Colombia con una base de préstamo total de \$40.3 millones (COP \$125.900 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A septiembre 30 de 2015 no había giros contra estas líneas.

Cartas de crédito

A septiembre 30 de 2015, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$65.8 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 \$35.8 millones.

Capital social

A noviembre 9 de 2015, la Compañía tenía en circulación 159.2 millones de acciones ordinarias, 0.3 millones de derechos de adquisición de acciones, 12.3 millones de opciones de compra de acciones y 0.1 millones de unidades de acciones restringidas liquidadas 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 septiembre 30 de 2015:

| | Menos de 1 año | 1-3 años | Más de 3 años | Total |
|--|-------------------|-----------|------------------|------------|
| Deuda con bancos – capital | \$ - | \$ 90,000 | \$ 165,000 | \$ 255,000 |
| Cuentas por pagar, comerciales y otras | 16,343 | - | - | 16,343 |
| Petróleo crudo pagadero en especie | 1,237 | - | - | 1,237 |
| Impuestos por pagar | 7,749 | - | - | 7,749 |
| Ingreso diferido | 5,751 | - | 3,731 | 9,482 |
| Otras obligaciones a largo plazo | - | - | 3,102 | 3,102 |
| Derechos de adquisición de acciones | 2 | - | - | 2 |
| Unidades de acciones restringidas | 314 | 24 | - | 338 |
| Contratos de exploración y producción | 55,773 | 29,579 | - | 85,352 |
| Arrendamientos de oficinas | 828 | 1,406 | 2,203 | 4,437 |

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 2015 por \$85.4 millones y ha emitido \$52.0 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 celebró 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 planea realizar gastos del proyecto estimados en un total de \$397 millones (\$107.6 millones netos para la Compañía) por el término de 15 años del contrato. A septiembre 30 de 2015 la Compañía había hecho gastos de capital netos por \$82.6 millones en relación con su compromiso del CPI de Ecuador. Se espera que los flujos de caja del CPI de Ecuador sean suficientes para sustentar el desarrollo futuro de capital que se tiene previsto.

PERSPECTIVAS

Los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015 fueron un trimestre muy fuerte para Canacol, tanto operativa como financieramente. Operativamente, confirmamos nuestro descubrimiento significativo de gas en Clarinete a través de un pozo de avanzada con 127 pies de zona neta productiva de gas, y tasas de flujo en exceso de 30 MMscf/d. También tuvimos un descubrimiento de petróleo en nuestro negocio conjunto en Ecuador y disminuimos nuestros costos de producción en LLA-23 en Colombia a menos de la mitad de lo que eran un año atrás, calculados por boe. Financieramente, acordamos una inversión de C\$79 millones de nuestro nuevo inversionista estratégico Cavengas, y pagamos anticipadamente \$20 millones en nuestras líneas de crédito. Ambas cosas aseguran que la Compañía continúe en una posición financiera muy fuerte para desarrollar su portafolio de gas natural.

Canacol también se complace en reportar que recientemente firmó nuevos contratos de venta de gas, llevando el nuevo máximo total de gas contratado en 2016 a 90 MMscf/d a la terminación del previamente anunciado gasoducto de Promigas. Los volúmenes promedio de venta de gas contratado que se esperan para 2016 ahora son de aproximadamente 81 MMscf/d, ajustados según el cronograma del gasoducto de Promigas conforme a lo indicado más adelante. El precio promedio de los contratos de venta de gas natural en 2016 ahora ha aumentado a aproximadamente US\$5.50/Mcf. La Compañía está viendo una demanda muy fuerte de su gas natural en vista de la declinación de la producción existente en la región, así como el crecimiento termoeléctrico cada vez mayor impulsado al menos parcialmente por las condiciones actuales de El Niño en la región.

La Compañía también ha sido informada por Promigas S.A. E.S.P. sobre que, debido a demoras operativas en la expansión de la capacidad de transporte del gasoducto entre Jobo y Cartagena, el nuevo gasoducto empezará operaciones con una capacidad adicional de 19 MMscf/d en diciembre 30 de 2015, una capacidad adicional total de 50 MMscf/d en enero 30 de 2016, y una capacidad adicional total de 65 MMscf/d a mediados de febrero de 2016. La producción actual y continua de la Compañía de aproximadamente 25 MMscf/d no se verá afectada por las demoras relacionadas con la expansión del gasoducto, pues este gas se vende a través de un ducto separado. La expansión de la planta de procesamiento de gas de Jobo y la conexión con el campo Clarinete siguen conforme al cronograma para

terminar antes de finales de noviembre, y el pozo Oboe-1 actualmente está programado para iniciar perforación a mediados de noviembre después de la terminación del mantenimiento de la torre de perforación.

RESUMEN DE RESULTADOS TRIMESTRALES

| | 2016 | | 2015 | | | | 2014 | |
|---|------------------|------------------|------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| | 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 | 21,958 | 27,297 | 26,429 | 36,404 | 58,917 | 61,744 | 55,653 | 42,168 |
| Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾ | 29,899 | 33,892 | 32,811 | 43,878 | 67,356 | 68,975 | 62,437 | 47,101 |
| Efectivo proveniente de actividades operativas | 14,302 | (10,905) | (2,011) | 31,743 | 45,618 | 8,715 | 13,099 | 36,406 |
| Por acción – básico | 0.11 | (0.09) | (0.02) | 0.29 | 0.42 | 0.09 | 0.15 | 0.42 |
| Por acción – diluido | 0.11 | (0.09) | (0.02) | 0.29 | 0.42 | 0.09 | 0.15 | 0.41 |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾ | 15,218 | 16,359 | 10,922 | 22,952 | 37,162 | 23,995 | 33,161 | 16,713 |
| Por acción – básicos | 0.12 | 0.14 | 0.10 | 0.21 | 0.34 | 0.25 | 0.37 | 0.19 |
| Por acción – diluidos | 0.12 | 0.14 | 0.10 | 0.21 | 0.34 | 0.24 | 0.36 | 0.19 |
| Ingreso neto (pérdida) | (19,029) | (58,524) | (15,638) | (45,970) | 14,110 | (2,070) | 19,438 | (10,412) |
| Por acción – básico | (0.15) | (0.50) | (0.14) | (0.43) | 0.13 | (0.02) | 0.22 | (0.12) |
| Por acción – diluido | (0.15) | (0.50) | (0.14) | (0.43) | 0.13 | (0.02) | 0.21 | (0.12) |
| Gastos de capital, netos | 22,299 | 25,310 | 62,482 | 78,403 | 47,522 | 77,093 | 35,915 | 22,749 |
| Gastos de capital ajustados, netos, incluyendo gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾ | 26,080 | 27,268 | 68,778 | 87,228 | 56,209 | 87,584 | 44,103 | 32,679 |
| Operaciones (boepd) | | | | | | | | |
| Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías | | | | | | | | |
| Petróleo ⁽²⁾ | 6,983 | 6,007 | 7,448 | 8,586 | 9,922 | 9,271 | 8,260 | 6,998 |
| Gas natural | 3,472 | 3,954 | 3,502 | 3,236 | 3,334 | 2,941 | 2,633 | 3,097 |
| Total ⁽²⁾ | 10,455 | 9,961 | 10,950 | 11,822 | 13,256 | 12,212 | 10,893 | 10,095 |
| Ventas de petróleo y gas natural antes de regalías | | | | | | | | |
| Petróleo ⁽²⁾ | 7,272 | 6,192 | 7,636 | 8,187 | 9,997 | 9,386 | 8,792 | 5,868 |
| Gas natural | 3,455 | 4,064 | 3,462 | 3,216 | 3,311 | 2,937 | 2,626 | 2,953 |
| Total ⁽²⁾ | 10,727 | 10,256 | 11,098 | 11,403 | 13,308 | 12,323 | 11,418 | 8,821 |

(1) Medida no contemplada en las NIIF – incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección precedente “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 2015 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en junio 30 de 2015.

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 2015 y para los tres meses terminados en esa fecha, y los estados financieros consolidados auditados de la Compañía a junio 30 de 2015 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.

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.

Durante el trimestre terminado en septiembre 30 de 2015, 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 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 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.