

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES MESES TERMINADOS EN MARZO 31 DE 2016**



ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

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

Financieros	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	22,700	26,429	(14%)
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽²⁾	29,000	32,811	(12%)
Efectivo aportado por (usado en) actividades operativas	7,249	(2,011)	n/a
Por acción – básico (\$)	0.05	(0.02)	n/a
Por acción – diluido (\$)	0.05	(0.02)	n/a
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	13,451	10,922	23%
Por acción – básicos (\$)	0.08	0.10	(20%)
Por acción – diluidos (\$)	0.08	0.10	(20%)
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	461	(15,638)	n/a
Por acción – básico (\$)	-	(0.14)	n/a
Por acción – diluido (\$)	-	(0.14)	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	15,548	62,482	(75%)
Gastos de capital ajustados, netos, incluidos adquisiciones y gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾⁽²⁾	15,949	68,778	(77%)
	Marzo 31 de 2016	Diciembre 31 de 2015	Cambio
Efectivo	30,015	43,257	(31%)
Efectivo restringido	62,033	61,721	1%
Superávit de capital de trabajo, excluidos los conceptos distintos a efectivo ⁽¹⁾	29,439	46,310	(36%)
Deuda con bancos	248,848	248,228	-
Total activos	681,285	668,349	2%
Acciones ordinarias, final del período (000)	159,384	159,266	-

Operativos	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)			
Petróleo ⁽³⁾	4,526	7,448	(39%)
Gas natural	6,407	3,502	83%
Total ⁽²⁾	10,933	10,950	-
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)			
Petróleo ⁽³⁾	4,578	7,636	(40%)
Gas natural	6,329	3,462	83%
Total ⁽²⁾	10,907	11,098	(2%)
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)			
Gas natural	6,642	3,462	92%
Petróleo de Colombia	2,856	5,932	(52%)
Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽²⁾	1,722	1,704	1%
Total ⁽²⁾	11,220	11,098	1%
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾			
LLA 23 (petróleo)	8.78	18.71	(53%)
Esperanza (gas natural)	27.53	22.72	21%
VIM-5 (gas natural)	21.75	-	n/a
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	23.90	20.56	16%

(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. 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 mayo 10 de 2016 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 marzo 31 de 2016 y 2015 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el informe de discusión y análisis de la administración para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, y deben ser leídos en conjunto con ellos. Los estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, “Informes financieros intermedios”, y todos los montos contenidos aquí son expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas son expresados en miles de dólares de Estados Unidos, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el Formato de Información Anual, en SEDAR en www.sedar.com.

Planteamientos de proyecciones a futuro – *Cierta información incluida en este documento contiene planteamientos de proyecciones a futuro. Todas las declaraciones distintas a hechos históricos contenidas aquí son planteamientos de proyecciones a futuro, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están por fuera del control de la Compañía, incluido el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de petróleo y gas natural de tales proyectos principales, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, que el gobierno ecuatoriano no renegociará precios de tarifa en algunos contratos a precio fijo durante el ambiente de bajos precios del 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. Representan el efectivo aportado por actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y gastos por obligaciones de desmantelamiento, e incluyen la participación proporcional de la Compañía de aquellos conceptos que de otro modo habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador si el mismo se hubiera contabilizado conforme al método contable de consolidación proporcional. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a los IFRS, ni como más valiosos que éste, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los fondos ajustados provenientes de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras compañías. La Compañía también presenta los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción, de tal modo que los montos por acción se calculan mediante el uso del promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo de ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total por acción. La tabla siguiente concilia el efectivo aportado por actividades operativas de la Compañía con los fondos ajustados provenientes de las operaciones:

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2016	2015
Efectivo proveniente de (usado en) actividades operativas	\$ 7,249	\$ (2,011)
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	122	6,581
Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuestos de renta corrientes	6,080	6,352
Fondos ajustados provenientes de operaciones	\$ 13,451	\$ 10,922

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, excluido todo ítem distinto a efectivo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de petróleo y gas natural, menos regalías, menos los gastos de producción y de transporte, calculada por volúmenes de ventas en barriles de petróleo equivalentes ("boe") con el uso de una conversión. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos. El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por los IFRS y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

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

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de sus campos Nelson, Palmer y Clarinete en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, petróleo crudo de sus campos Leono, Labrador, Pantro, Tigro y Maltés en la Cuenca de los Llanos en Colombia, petróleo a tarifa del CPI de Ecuador, y, en menor medida, petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso, VMM-2, Capella y Santa Isabel en Colombia.

Los campos Nelson y Palmer en el bloque Esperanza y el campo Clarinete en el bloque VIM-5, situados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, producen gas natural seco para venta a clientes locales bajo contratos a largo plazo. En julio 13 de 2015, la Compañía anunció que la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales aprobó el permiso ambiental para permitir a Promigás S.A. E.S.P. ("Promigás") comenzar la construcción necesaria para aumentar la capacidad del gasoducto para gas natural existente de Jobo a Cartagena. La 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")). Además, la expansión de las instalaciones de procesamiento de gas en la estación Jobo operada por Canacol han sido terminadas, con una capacidad total de procesamiento de gas en exceso de 180 MMscfpd y, como resultado, las ventas contractuales realizadas de gas actualmente alcanzan un total de 90 MMscfpd.

En enero 19 de 2016, la Compañía inició la perforación del pozo exploratorio de gas Oboe-1 en el bloque VIM-5. El pozo Oboe-1 alcanzó una profundidad total de 9.750 pies de profundidad medida ("ft md") en febrero 7 de 2016 y encontró 158 pies de zona productiva neta de gas con una porosidad promedio de 23% dentro de múltiples depósitos apilados de arenisca en el objetivo primario de Ciénaga de Oro ("CDO"), que representa la zona productiva de gas de más espesor encontrada hasta ahora en CDO en el descubrimiento de VIM-5. Se han hecho pruebas exitosas de tres intervalos separados del depósito durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, a una tasa combinada de 66 MMscfpd (11.579 boepd) de gas seco. A la conclusión de la acumulación de presión del intervalo de la tercera prueba de flujo, todas las arenas remanentes con gas en la totalidad de CDO han sido perforadas y el pozo actualmente está siendo conectado a la instalación de producción de gas de Jobo y será puesto en producción permanente cuando esto termine.

La Compañía, a través de un consorcio, participa en un contrato de producción incremental para los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, por el cual la Compañía recibe un precio a tarifa de \$38.54/bbl por cada barril de petróleo incremental producido sobre una curva base de producción predeterminada. Tales volúmenes de producción incremental se reportan como producción en este MD&A. Como se ha indicado ampliamente en aparte previo, según lo requerido por la NIIF 11, el CPI de Ecuador se contabiliza 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.

Tanto las ventas de gas de Esperanza y VIM-5 como el petróleo a tarifa de Ecuador, que en conjunto constituyen aproximadamente el 74% de la producción en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, son insensibles a los precios mundiales del petróleo, lo cual ofrece a la Compañía un significativo grado de protección frente a los efectos de los bajos precios de referencia del petróleo crudo. A pesar de los bajos precios promedio realizados del petróleo crudo durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, los principales campos productores de petróleo de la Compañía situados en el bloque LLA-23 lograron una ganancia operacional neta positiva como resultado de iniciativas de reducción de costos tales como la centralización de las operaciones de producción, carga y disposición de agua de los distintos campos de nuestro bloque LLA-23 en la plataforma Pointer, con lo cual se disminuyeron los gastos operativos, los gastos de transporte y los costos de manejo de agua vía reinyección.

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, la Compañía también tuvo otra producción de petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso, VMM-2, Capella y Santa Isabel en Colombia. Rancho Hermoso es un campo maduro y su producción y ganancias operacionales netas se han vuelto poco significativas en el resultado consolidado general. Las propiedades Rancho Hermoso, VMM-2, Capella y Santa Isabel de la Compañía contribuyeron individualmente solamente con un monto menor a la producción total en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016 y, por tanto, fueron reunidas en un solo grupo para efectos de análisis en este MD&A. Estas propiedades son susceptibles de flujos de caja negativos en un ambiente de bajo precio del petróleo y la Compañía planea cerrar los pozos bajo su control que no sean rentables.

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

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

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
Producción (boepd)			
LLA 23 (petróleo)	2,107	4,512	(53%)
Esperanza (gas)	5,935	3,502	69%
VIM-5 (gas)	472	-	n/a
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,722	1,704	1%
Rancho Hermoso y otros (petróleo)	697	1,232	(43%)
Producción total	10,933	10,950	-
Movimientos de inventario y otros	(26)	148	n/a
Total ventas	10,907	11,098	(2%)
Ventas (boepd)			
LLA 23 (petróleo)	2,131	4,593	(54%)
Esperanza (gas)	5,934	3,462	71%
VIM-5 (gas)	395	-	n/a
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,722	1,704	1%
Rancho Hermoso y otros (petróleo)	725	1,339	(46%)
Total ventas	10,907	11,098	(2%)
Ventas contractuales realizadas (boepd)			
Esperanza (gas)	5,934	3,462	71%
VIM-5 (gas)	395	-	n/a
Volúmenes en firme	313	-	n/a
Total gas natural	6,642	3,462	92%
Total petróleo de Colombia	2,856	5,932	(52%)
Petróleo a tarifa de Ecuador	1,722	1,704	1%
Total ventas contractuales realizadas	11,220	11,098	1%

La reducción general de los volúmenes de producción en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016 en comparación con el mismo período en 2015 se debe principalmente a disminuciones de producción de LLA-23 y Rancho Hermoso compensadas con un aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5 como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigás.

Ingresos de petróleo y gas natural

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
LLA 23	\$ 4,390	\$ 15,885	(72%)
Esperanza	16,920	8,263	105%
VIM-5	1,118	-	n/a
Rancho Hermoso y otros	1,563	4,768	(67%)
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	23,991	28,916	(17%)
Regalías	(2,229)	(2,487)	(10%)
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías	21,762	26,429	(18%)
Ingreso de gas natural en firme	938	-	n/a
Ingresos totales de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado	22,700	26,429	(14%)
Tarifa de Ecuador y otros ingresos ⁽¹⁾	6,300	6,382	(1%)
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías⁽¹⁾	\$ 29,000	\$ 32,811	(12%)

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

La disminución en los ingresos ajustados de petróleo y gas natural después de regalías en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, es principalmente el resultado de menores precios promedio realizados durante el trimestre como resultado de las reducciones en los precios de referencia del petróleo crudo, compensados con un aumento en los ingresos de gas natural como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigás.

Precio promedio de referencia y precios realizados de venta

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
Brent (\$/bbl)	\$ 33.84	\$ 54.00	(37%)
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 33.35	\$ 48.57	(31%)
LLA 23 (\$/bbl)	\$ 22.64	\$ 38.43	(41%)
Esperanza (\$/boe)	31.33	26.52	18%
VIM-5 (\$/boe)	31.10	-	n/a
Ecuador (\$/bbl)	38.54	38.54	-
Rancho Hermoso y otros (\$/bbl)	23.68	39.57	(40%)
Precio promedio realizado de venta (\$/boe)⁽¹⁾	\$ 30.25	\$ 34.87	(13%)

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

La disminución en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, se debe principalmente a menores precios de referencia del petróleo crudo.

El aumento en los precios promedio realizados de venta de gas natural en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, se debe a a) el aumento del precio de la Guajira en diciembre de 2015, de \$5.08/MMbtu a \$6.17/MMbtu, y b) las ventas de gas natural de la Compañía conforme a sus nuevos contratos de precio fijo a precios más altos que el precio de la Guajira.

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

Regalías

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2016	2015
LLA 23	\$ 469	\$ 1,477
Esperanza	1,426	651
VIM-5	224	-
Rancho Hermoso y otros	110	359
Total regalías	\$ 2,229	\$ 2,487

En Colombia, las regalías de petróleo crudo ligero y gas natural son generalmente a una tasa de 8% y 6.4% respectivamente, hasta que la producción neta del campo llega a los 5.000 boepd; momento en el cual aumentan en una escala móvil hasta el 20%, hasta producciones del campo de 125.000 boepd. 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%. Las regalías de petróleo crudo en Labrador, Rancho Hermoso y Capella se toman en especie. No hay regalías en la producción a tarifa en Ecuador. La producción de gas natural de la Compañía en Esperanza está sujeta a una regalía especial adicional del 2% y la producción de gas natural de la Compañía en VIM-5 está sujeta a un factor x adicional de regalía del 13% y una regalía especial del 3%.

Gastos de producción y de transporte

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
Gastos de producción	\$ 3,426	\$ 10,198	(66%)
Gastos de transporte	656	1,609	(59%)
Total gastos de producción y transporte	\$ 4,082	\$ 11,807	(65%)
\$/boe	\$ 4.11	\$ 11.82	(65%)

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
LLA 23	\$ 1,809	\$ 5,615	(68%)
Esperanza	635	532	19%
VIM-5	112	-	n/a
Rancho Hermoso y otros	870	4,051	(79%)
Total gastos de producción	\$ 3,426	\$ 10,198	(66%)
\$/boe			
LLA-23	\$ 9.33	\$ 13.58	(31%)
Esperanza	\$ 1.18	\$ 1.71	(31%)
VIM-5	3.12	-	n/a
Total	\$ 3.45	\$ 10.21	(66%)

Los gastos de producción en LLA-23 disminuyeron en un 68% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016 en comparación con el mismo período en 2015. La disminución se debe principalmente a menor producción, las iniciativas de reducción de costos de la Compañía mediante la centralización de las operaciones de producción, carga y disposición de agua de los distintos campos 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 53% en la producción de petróleo de LLA-23 de un año a otro, los gastos de producción por barril han bajado a \$9.33/bbl, una disminución del 31% frente a los \$13.58/bbl registrados para el mismo período en 2015.

Los gastos de producción en Esperanza aumentaron en un 19% principalmente debido a un aumento del 69% en la producción en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015. A pesar de un aumento del 19% en los gastos de producción de un año a otro, tales gastos han bajado a \$1.18/boe, una disminución del 31% frente a los \$1.71/boe registrados para el mismo período en 2015 debido al hecho de que la mayoría de los gastos de producción en Esperanza son fijos.

Los gastos de producción en Rancho Hermoso y otros disminuyeron en un 79% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015. La disminución es principalmente el resultado de menor producción, el reembolso por parte de Ecopetrol de una porción de los gastos de producción en Rancho Hermoso, costos operativos renegociados más bajos y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos. Bajo su contrato con Ecopetrol, la Compañía históricamente ha pagado 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. En octubre 30 de 2015 Ecopetrol acordó reembolsar el 40% de los gastos brutos de producción a un valor fijo de \$15 por barril bruto de producción de petróleo, con lo cual se redujeron los gastos de producción de la Compañía en Rancho Hermoso. Sin embargo, los gastos de producción para Rancho Hermoso siguen siendo más altos que los de operaciones similares sujetas a un contrato de la ANH, como LLA-23, Capella, VMM-2 y Santa Isabel, debido al tope del reembolso.

En vista de la continuada debilidad en los precios de referencia del petróleo crudo, la Compañía continúa enfocando sus esfuerzos a 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, cargue, y disposición de agua de los distintos campos dentro del bloque LLA-23 en la plataforma Pointer; con ello se reducen los gastos operacionales, los gastos de transporte y los costos de manejo 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 marzo 31 de 2016, se ha cerrado la mayoría de los pozos en los campos Capella y VMM-2.

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

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
LLA-23	\$ 409	\$ 1,061	(61%)
Rancho Hermoso y otros	247	548	(55%)
Total gastos de transporte	\$ 656	\$ 1,609	(59%)
\$/boe			
LLA-23	\$ 2.11	\$ 2.57	(18%)
Total	\$ 0.66	\$ 1.61	(59%)

Los gastos de transporte totales han disminuido en un 59% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, principalmente debido a menores tasas de transporte, más entrega de petróleo crudo en los campos y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos.

La Compañía no paga costos de transporte en Esperanza o VIM-5 pues los costos del gasoducto son pagados por los compradores. La Compañía no paga costos de transporte en Ecuador.

Ganancia operacional neta

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
Corporativos			
Ingresos de petróleo y gas natural	\$ 30.25	\$ 34.87	(13%)
Regalías	(2.24)	(2.49)	(10%)
Gastos de producción y transporte	(4.11)	(11.82)	(65%)
Ganancia operacional neta ⁽¹⁾	\$ 23.90	\$ 20.56	16%

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

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

Gas natural

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
Esperanza			
Ingresos de gas natural	\$ 31.33	\$ 26.52	18%
Regalías	(2.62)	(2.09)	25%
Gastos de producción	(1.18)	(1.71)	(31%)
Ganancia operacional neta	\$ 27.53	\$ 22.72	21%
VIM-5			
Ingresos de gas natural	\$ 31.10	\$ -	n/a
Regalías	(6.23)	-	n/a
Gastos de producción	(3.12)	-	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 21.75	\$ -	n/a
Total gas natural			
Ingresos de gas natural	31.32	\$ 26.52	18%
Regalías	(2.86)	(2.09)	37%
Gastos de producción	\$ (1.30)	(1.71)	(24%)
Ganancia operacional neta	\$ 27.16	\$ 22.72	20%

Petróleo crudo

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
LLA-23			
Ingresos de petróleo crudo	\$ 22.64	\$ 38.43	(41%)
Regalías	(2.42)	(3.57)	(32%)
Gastos de producción y transporte	(11.44)	(16.15)	(29%)
Ganancia operacional neta	\$ 8.78	\$ 18.71	(53%)
Ecuador			
Ingresos por tarifa ⁽¹⁾	\$ 38.54	\$ 38.54	-
Ganancia operacional neta	\$ 38.54	\$ 38.54	-

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

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
Costos brutos	\$ 4,544	\$ 6,646	(32%)
Menos: Montos capitalizados	(782)	(1,796)	(56%)
Gastos generales y administrativos	\$ 3,762	\$ 4,850	(22%)
\$/boe	\$ 3.79	\$ 4.86	(22%)

Los gastos generales y administrativos brutos disminuyeron en un 32% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, principalmente debido a los esfuerzos de la Compañía en el manejo de sus gastos generales y administrativos en vista de la continuada 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 marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 4,112	\$ 3,868	6%
Costos de financiación distintos a efectivo	1,211	1,394	(13%)
Gasto financiero neto	\$ 5,323	\$ 5,262	1%

Remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 1,027	\$ 1,713	(40%)
Gasto por unidades de acciones restringidas	3,021	24	>999%
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 4,048	\$ 1,737	133%

El gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas aumentó en un 133% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, principalmente debido al otorgamiento de unidades de acciones restringidas de \$3 millones durante el trimestre. El gasto por

remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas es un gasto distinto a efectivo reconocido con base en el valor razonable de las unidades otorgadas.

Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 5,834	\$ 12,289	(53%)
\$/boe	\$ 5.88	\$ 12.30	(52%)

El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó en un 40% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016 en comparación con 2015, principalmente como resultado de una menor base de costo agotable y mayores reservas.

Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2016	2015
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 6,582	\$ 2,454
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	(7,327)	4,662
Gasto de impuesto de renta (recuperación)	\$ (745)	\$ 7,116

El ingreso de la Compañía antes de impuestos está sujeto a una tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia del 40%.

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
Efectivo aportado por (usado en) actividades operativas	\$ 7,249	\$ (2,011)	n/a
Por acción – básico (\$)	\$ 0.05	\$ (0.02)	n/a
Por acción – diluido (\$)	\$ 0.05	\$ (0.02)	n/a
Fondos ajustados provenientes de operaciones ⁽¹⁾	\$ 13,451	\$ 10,922	23%
Por acción – básicos (\$)	\$ 0.08	\$ 0.10	(20%)
Por acción – diluidos (\$)	\$ 0.08	\$ 0.10	(20%)
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	\$ 461	\$ (15,638)	n/a
Por acción – básico (\$)	\$ -	\$ (0.14)	n/a
Por acción – diluido (\$)	\$ -	\$ (0.14)	n/a

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

Gastos de capital

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2016	2015
Perforación y completamientos	\$ 7,697	\$ 15,477
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	3,857	1,880
Sísmica, gastos generales y administrativos capitalizados y otros costos distintos a efectivo ⁽²⁾	329	7,125
Adquisición de propiedades	3,665	38,000
Gastos de capital netos	15,548	62,482
Ecuador	401	6,296
Gastos de capital netos ajustados ⁽¹⁾	\$ 15,949	\$ 68,778
Gastos de capital netos contabilizados como:		
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 8,328	\$ 14,034
Gastos en propiedades, planta y equipo	3,555	10,448
Adquisición de propiedades	3,665	38,000
Gastos de capital netos	\$ 15,548	\$ 62,482

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

(2) Otros costos distintos a efectivo incluyen costos capitalizados relacionados con obligaciones de desmantelamiento.

Los gastos de capital en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016 se relacionaron principalmente con:

- Costos de instalaciones en LLA-23.
- Perforación, completamiento y pruebas de Oboe-1.
- Costos de instalaciones e infraestructura en VIM-5.
- Costos de instalaciones en Esperanza.
- Costos de instalaciones relacionados con el CPI de Ecuador (contabilizados por el método contable de participación).
- Pago de bonificación relacionado con adición de reservas en conexión con la adquisición de VIM-5 y VIM-19; y
- Otros costos capitalizados (G&A capitalizados de \$0.8 millones y reducción de costos de desmantelamiento distintos a efectivo por \$2.3 millones).

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, excluidos los ítems distintos a efectivo. 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 su nivel de deuda neta. La deuda neta se define como el monto de capital de la deuda bancaria pendiente, menos capital de trabajo, según lo definido anteriormente. Con el fin de facilitar el manejo de su deuda neta, la Compañía

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

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, la Compañía tomó ciertas medidas para contrarrestar la debilidad continuada en los precios de petróleo crudo y el consecuente impacto en los flujos de caja. Ellas incluyen medidas para reducir el gasto de capital y preservar la liquidez, las cuales, a marzo 31 de 2016, dejaron a la Compañía con \$30.3 millones en efectivo y \$62 millones en efectivo restringido. En tanto los precios de petróleo crudo siguen débiles a principios de 2016, nuevas y significativas ventas contratadas han comenzado en abril 2016, con lo cual se aumentan sustancialmente los ingresos y fondos provenientes de las operaciones para el resto del año 2016. 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.

	Marzo 31 de 2016
Deuda con bancos– capital	\$ 255,000
Superávit de capital de trabajo	(29,439)
Deuda neta	<u>\$ 225,561</u>

Facilidades 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 liderado 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 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 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.

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 marzo 31 de 2019, con intereses pagaderos trimestralmente y capital pagadero en ocho cuotas trimestrales iguales a partir de diciembre 31 de 2017, después de un período de gracia inicial. Así, el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP está clasificado como no corriente a marzo 31 de 2016. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP causa intereses a 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, con lo cual redujo el saldo pendiente a \$180 millones. El valor en libros del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP incluyó \$3.5 millones de costos de transacción compensados contra el monto del capital a marzo 31 de 2016.

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, entre ellos 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, salvo para los períodos terminados en diciembre 31 de 2015 y marzo 31 de 2016 pues la Razón de Apalancamiento Consolidado se aumentó de 3.50:1.00 a 4.00:1.00. A marzo 31 de 2016, la Razón de Apalancamiento Consolidado fue de 3.43:1.00. 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, participación en ganancia o pérdida de negocios conjuntos 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	Marzo 31 de 2016
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 de 2015	Trimestre 2 de 2015	Trimestre 4 de 2015	Trimestre 1 de 2016	Período total
Ingreso (pérdida) neto(a) consolidado(a) e ingreso (pérdida) total	(58,524)	(19,029)	(84,462)	461	(161,554)
(+) gasto de intereses	14,122	6,250	5,575	5,361	31,308
(+/-) impuestos de renta (recuperación)	(1,936)	6,334	9,450	(745)	13,103
(+) impuestos a la riqueza	(18)	-	-	850	832
(+) agotamiento y depreciación	12,662	12,573	13,906	5,834	44,975
(+) gastos de exploración	19	52	8,796	40	8,907
(-) participación en ganancia de capital	(208)	135	193	(294)	(174)
(+/-) otros gastos distintos a efectivo (ingresos) y rubros no recurrentes	47,570	4,361	51,890	4,000	107,821
(+) contribución del CPI de Ecuador	6,595	7,941	7,481	6,300	28,317
EBITDAX consolidado	20,282	18,617	12,829	21,807	73,535

Razón de Apalancamiento Consolidado		Marzo 31 de 2016
Deuda total consolidada	\$	252,000
EBITDAX consolidado		73,535
Razón de Apalancamiento Consolidado		3.43

La Razón de Cobertura de Interés Consolidado 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 Consolidado 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 e interés capitalizado, netos de ingreso por interés, y excluye todo cargo de interés distinto a efectivo.

Razón de Cobertura de Interés Consolidado		Marzo 31 de 2016
Gasto de interés	\$	22,748
Interés capitalizado		414
Ingreso por interés		(2,634)
Gasto de interés consolidado	\$	20,528
EBITDAX consolidado	\$	73,535
Razón de cobertura de interés consolidado		3.58

La Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados se calcula trimestralmente como los activos corrientes consolidados divididos por los pasivos corrientes consolidados, excluidos todos 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 marzo 31 de 2016.

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”), de los cuales \$50 millones fueron girados en octubre 29 de 2014 y \$25 millones fueron girados en abril 2 de 2015, para un saldo total pendiente de \$75 millones a marzo 31 de 2016. Los Títulos Preferenciales son pagaderos en su totalidad a su fecha de vencimiento 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 Títulos Preferenciales pueden ser pagados en cualquier momento antes de su vencimiento (con sujeción a aprobación de BNP) y están sujetos a los pactos financieros, de cumplimiento y legales habituales, los cuales son consistentes con los pactos bajo el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP. Los cargos por disponibilidad sobre la porción no girada de los Títulos Preferenciales se calculan al 1% anual. El valor en libros de los Títulos Preferenciales incluyó \$2.6 millones de costos de transacción compensados contra el monto del capital a marzo 31 de 2016.

Otras líneas de crédito en Colombia

La Compañía tiene líneas de crédito de tesorería vigentes en Colombia con una base de préstamo total de \$48.4 millones (COP \$146.300 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A marzo 31 de 2016 no había giros contra estas líneas.

Cartas de crédito

A marzo 31 de 2016, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$75.6 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 \$43.8 millones a \$4.6 millones en marzo 31 de 2016.

A mayo 10 de 2016, la Compañía tenía en circulación 160.3 millones de acciones ordinarias, 13.1 millones de opciones de compra de acciones y 1.2 millones de unidades de acciones restringidas.

OBLIGACIONES CONTRACTUALES

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a marzo 31 de 2016:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda con bancos - capital	\$ -	\$ 135,000	\$ 120,000	\$ 255,000
Cuentas por pagar, comerciales y otras	15,069	-	-	15,069
Petróleo crudo pagadero en especie	341	-	-	341
Impuestos por pagar	15,195	-	-	15,195
Ingreso diferido	3,274	-	3,731	7,005
Otras obligaciones a largo plazo	-	-	2,910	2,910
Unidades de acciones restringidas	3,119	59	-	3,178
Contratos de exploración y producción	47,573	64,141	-	111,714
Arrendamientos de oficinas	851	1,785	1,566	4,202
Arrendamiento financiero	10,163	19,406	18,733	48,302

Arrendamiento financiero

La Compañía ha celebrado un arrendamiento financiero con Promisol SAS para construir y operar una planta de procesamiento de gas natural que comienza operaciones en mayo de 2016. Al comienzo de la operación, se espera que la Compañía reconozca un activo y pasivo de arrendamiento financiero de aproximadamente \$27.7 millones.

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia y Perú, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos pendientes de exploración a marzo 31 de 2016 por \$111.7 millones y ha emitido \$75.6 millones en garantías financieras relacionadas con ellos. Se planea cumplir estos compromisos mediante trabajo de sísmica, perforación exploratoria y cesiones de participaciones (*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 ha celebrado 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 los compromisos descritos arriba, la Compañía tiene a una participación patrimonial no operada del 25% (participación en el capital del 27.9%) en un consorcio (negocio conjunto), al cual en 2012 le fue adjudicado un contrato de producción incremental de los campos petroleros maduros Libertador y Atacapi en Ecuador. El consorcio planea realizar gastos en el proyecto estimados en un total de \$397 millones (\$107.6 millones netos para la Compañía) por el término de 15 años del contrato. A marzo 31 de 2016 la Compañía había hecho gastos de capital netos por \$83.4 millones en relación con su compromiso del CPI de Ecuador. Se espera que los flujos de caja del CPI de Ecuador sean suficientes para soportar el futuro desarrollo de capital previsto.

PERSPECTIVA

La Compañía ha presupuestado dos pozos restantes de exploración de gas (Níspero-1 y Nelson-6) para lo que resta de 2016, en adición al pozo Oboe-1 perforado en enero de 2016 el cual en las pruebas arrojó una tasa combinada de 66 MMscf/d. El exitoso pozo Oboe-1, y los dos pozos de exploración de gas adicionales, tienen como objetivo un combinado de 100.000 millones de pies cúbicos de potencial de recursos extraíbles sobre una base sin riesgo. Se espera que el pozo Níspero-1 sea perforado a principios del tercer trimestre de 2016, seguido por el pozo Nelson-6 en el cuarto trimestre de 2016. El objetivo para el pozo de bajo riesgo Nelson -6 será hacer pruebas de producción, por primera vez, del depósito de arenisca poco profundo de Porquero, el cual está situado sobre los depósitos productivos de arenisca de Ciénaga de Oro dentro del campo Nelson. Todos los cuatro pozos Nelson perforados a la fecha han encontrado el depósito de arenisca de Porquero cargado de gas, y han dado buenas muestras de gas durante la perforación y hasta 60 pies de zona productiva de gas interpretada en registros de agujero abierto. El objetivo del programa de exploración de gas en 2016 es probar suficientes reservas nuevas para firmar nuevos contratos de venta de gas en firme por 100 MMscf/d, los cuales comenzarán en 2018 después de la construcción de un nuevo gasoducto.

Un gasto de capital adicional está presupuestado para cinco acondicionamientos de pozos de petróleo ligero en la concesión de Canacol en LLA-23, como un seguimiento al exitoso programa de acondicionamiento iniciado a mediados de 2015. Si los precios mundiales del petróleo se recuperan a un nivel estable por encima de \$50/bbl, la Compañía puede optar por perforar alguno o todos los cuatro prospectos de exploración altamente calificados y listos para perforación mapeados en sísmica de 3D en su concesión de LLA-23. Todos los cuatro prospectos están altamente calificados con base en su estrecha proximidad a la línea de flujo, lo cual permite una conexión rápida y poco costosa en el evento de un descubrimiento. Aproximadamente \$2.9 millones están presupuestados para el negocio conjunto de la Compañía en Ecuador. La mayoría de los demás gastos de capital presupuestados se refiere a instalaciones y equipos para soportar y reforzar la producción de Canacol recientemente expandida en forma dramática, así como varios programas menores de sísmica. El presupuesto de capital de \$58 millones no incluye pagos relacionados con el arrendamiento financiero de la Compañía correspondiente a la recientemente encargada instalación de procesamiento de gas de Jobo. Los gastos de capital totales presupuestados de 2016 están dentro de los fondos ajustados provenientes de las operaciones esperados por la Compañía y el capital de trabajo de apertura a enero 1 de 2016 de \$46.3 millones.

Canacol estima que la producción neta promedio de petróleo y gas antes de regalías para 2016 estará entre 16.000 y 17.000 boepd. Las ventas contractuales realizadas de gas estarán en un promedio aproximado de 75 MMscf/d (13.160 boepd) con inclusión de aproximadamente 90 MMscf/d desde abril 21 de 2016 en adelante a un precio promedio realizado esperado de \$5.60/Mcf (\$31.92/boe), con una ganancia operacional neta promedio de aproximadamente \$4.56/Mcf (\$26.00/boe), lo cual generará aproximadamente \$153 millones de ingresos brutos. Adicionalmente, Canacol espera que la producción de petróleo en Colombia promedie aproximadamente 2.300 bopd y la producción de petróleo en Ecuador sea de aproximadamente 1.300 bopd

en el año calendario 2016, ambas sin la perforación de pozos de petróleo adicionales. Se estima que las ventas corporativas totales de hidrocarburos promediarán entre 18.500 y 19.000 boepd desde mayo 1 de 2016 hasta el final del año.

Se espera que el EBITDAX corporativo total sea de aproximadamente \$135 millones para el año calendario 2016, lo cual representa una Razón de Apalancamiento Consolidado de menos de 2.0, a pesar de las ventas contractuales realizadas de gas para el período de enero 1 de 2016 a abril 20 de 2016, siendo menos de la mitad de los volúmenes corrientes. Si los precios mundiales del petróleo logran niveles estables por encima de \$50/bbl, la Compañía reiniciará sus programas de exploración y perforación de petróleo ligero, lo cual aumentará el EBITDAX relacionado con ventas de petróleo.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2016	2015				2014			
	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	
Financieros									
Ingresos totales de petróleo y gas natural, netos de regalías	22,700	17,402	21,958	27,297	26,429	36,404	58,917	61,744	
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾	29,000	24,883	29,899	33,892	32,811	43,878	67,356	68,975	
Efectivo aportado por (usado en) actividades operativas	7,249	4,974	14,302	(10,905)	(2,011)	31,743	45,618	8,715	
Por acción – básico	0.05	0.03	0.11	(0.09)	(0.02)	0.29	0.42	0.09	
Por acción – diluido	0.05	0.03	0.11	(0.09)	(0.02)	0.29	0.42	0.09	
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	13,451	8,473	15,218	16,359	10,922	22,952	37,162	23,995	
Por acción – básicos ⁽¹⁾	0.08	0.05	0.12	0.14	0.10	0.21	0.34	0.25	
Por acción – diluidos ⁽¹⁾	0.08	0.05	0.12	0.14	0.10	0.21	0.34	0.24	
Ingreso (pérdida) total	461	(84,466)	(19,029)	(58,524)	(15,638)	(45,970)	14,110	(2,070)	
Por acción – básico	-	(0.54)	(0.15)	(0.50)	(0.14)	(0.43)	0.13	(0.02)	
Por acción – diluido	-	(0.54)	(0.15)	(0.50)	(0.14)	(0.43)	0.13	(0.02)	
Gastos de capital, netos	15,548	22,394	22,299	25,310	62,482	78,403	47,522	77,093	
Gastos de capital ajustados, netos, incluyendo gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾	15,949	22,867	26,080	27,268	68,778	87,228	56,209	87,584	
Operaciones (boepd)									
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías									
Petróleo ⁽²⁾	4,526	5,523	6,983	6,007	7,448	8,586	9,922	9,271	
Gas natural	6,407	3,541	3,472	3,954	3,502	3,236	3,334	2,941	
Total ⁽²⁾	10,933	9,064	10,455	9,961	10,950	11,822	13,256	12,212	
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías									
Petróleo ⁽²⁾	4,578	5,468	7,272	6,192	7,636	8,187	9,997	9,386	
Gas natural	6,329	3,542	3,455	4,064	3,462	3,216	3,311	2,937	
Total ⁽²⁾	10,907	9,010	10,727	10,256	11,098	11,403	13,308	12,323	
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías									
Gas natural	6,642	3,891	3,455	4,064	3,462	3,216	3,311	2,937	
Petróleo de Colombia	2,856	3,390	5,116	4,433	5,932	6,220	7,724	7,502	
Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽²⁾	1,722	2,078	2,156	1,759	1,704	1,967	2,273	1,884	
Total ⁽²⁾	11,220	9,359	10,727	10,256	11,098	11,403	13,308	12,323	

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

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

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en marzo 31 de 2016 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

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

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía actualmente está revisando una serie de NIIF nuevas y revisadas que han sido emitidas pero que aún no están en efecto. En los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía a marzo 31 de 2016 y para los tres meses terminados en esa fecha, y en los estados financieros consolidados auditados a diciembre 31 de 2015 y para los seis terminados en esa fecha, se presentan análisis detallados 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 ofrecer una seguridad razonable sobre la confiabilidad de los estados financieros preparados conforme a los IFRS.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2016, 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.