

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
AÑO TERMINADO EN DICIEMBRE 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 diciembre 31 de 2016			Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015			Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016			Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015			Doce meses terminados en junio 30 de 2015		
			Cambio			Cambio			Cambio			Cambio			Cambio
Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías	41,967	17,402	141%	147,985	39,360	276%	149,047	(1%)							
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías ⁽²⁾	47,943	24,883	93%	173,184	54,782	216%	177,937	(3%)							
Efectivo aportado por actividades operativas	30,289	4,974	509%	73,577	19,276	282%	64,445	14%							
Por acción – básico (\$)	0.17	0.03	467%	0.44	0.14	214%	0.58	(24%)							
Por acción – diluido (\$)	0.17	0.03	467%	0.44	0.13	238%	0.58	(24%)							
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	41,979	8,473	395%	113,019	23,690	377%	87,395	29%							
Por acción – básicos (\$)	0.24	0.05	380%	0.68	0.17	300%	0.79	(14%)							
Por acción – diluidos (\$)	0.24	0.05	380%	0.67	0.16	319%	0.78	(14%)							
Ingreso (pérdida) total	20,331	(84,466)	n/a	23,638	(103,495)	n/a	(106,022)	n/a							
Por acción – básico (\$)	0.12	(0.54)	n/a	0.14	(0.72)	n/a	(0.96)	n/a							
Por acción – diluido (\$)	0.12	(0.54)	n/a	0.14	(0.72)	n/a	(0.96)	n/a							
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	58,638	22,394	162%	107,930	44,693	141%	217,342	(50%)							
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones ⁽¹⁾⁽²⁾	59,691	22,867	161%	110,224	48,947	125%	243,108	(55%)							
				Diciembre 31 de 2016	Diciembre 31 de 2015										
Efectivo				66,283	43,257	53%									
Efectivo restringido				62,073	61,721	1%									
Superávit de capital de trabajo, excluidos conceptos distintos a efectivo y porción corriente de deuda con bancos ⁽¹⁾				64,899	46,310	40%									
Deuda con bancos corriente y a largo plazo				250,638	248,228	1%									
Total activos				787,508	668,349	18%									
Acciones ordinarias, final del período (000)				174,359	159,266	9%									
Operativos	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016			Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015			Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016			Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015			Doce meses terminados en junio 30 de 2015		
			Cambio			Cambio			Cambio			Cambio			Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)															
Petróleo ⁽²⁾	3,616	5,523	(35%)	4,012	6,253	(36%)	7,999	(50%)							
Gas natural	14,112	3,541	299%	11,930	3,507	240%	3,505	240%							
Total ⁽²⁾	17,728	9,064	96%	15,942	9,760	63%	11,504	39%							
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)															
Petróleo ⁽²⁾	3,657	5,468	(33%)	4,019	6,370	(37%)	8,010	(50%)							
Gas natural	13,986	3,542	295%	11,830	3,499	238%	3,512	237%							
Total ⁽²⁾	17,643	9,010	96%	15,849	9,869	61%	11,522	38%							
Ventas contractuales realizadas , antes de regalías (boepd)															
Gas natural	14,653	3,891	277%	12,357	3,674	236%	3,512	252%							
Petróleo crudo	2,026	3,390	(40%)	2,315	4,253	(46%)	6,083	(62%)							
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	1,631	2,078	(22%)	1,704	2,117	(20%)	1,927	(12%)							
Total ⁽²⁾	18,310	9,359	96%	16,376	10,044	63%	11,522	42%							
Ganancia operacional neta (\$/boe)⁽¹⁾															
Esperanza (gas natural)	26.35	24.03	10%	27.15	23.27	17%	20.62	32%							
VIM-5 (gas natural)	21.99	20.78	6%	23.68	20.78	14%	-	n/a							
LLA-23 (petróleo)	14.80	12.02	23%	12.05	16.74	(28%)	34.91	(65%)							
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-	38.54	-							
Total ⁽²⁾	24.00	21.96	9%	24.92	22.38	11%	28.05	(11%)							

(1) Medida que no está en las NIIF – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración.

(2) Incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración.

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, Ecuador y México. La oficina principal de la Compañía está situada en 4500, 525 – 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1G1, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo CNE, la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha marzo 24 de 2017 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el año cubierto por sus estados financieros junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios se refieren a los estados financieros consolidados auditados de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2016, los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y el año terminado en junio 30 de 2015 (los “estados financieros”), y deben ser leídos en conjunto con estos. El fin del año financiero de la Compañía cambió de junio 30 a diciembre 31 en el período previo con el propósito de alinear el fin de año de la Compañía con su grupo de empresas colegas para facilitar las comparaciones. De acuerdo con ello, las cifras comparativas del año fiscal hasta la fecha para el siguiente MD&A son para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los doce meses terminados en junio 30 de 2015. Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales Información Financiera (“NIIF”), 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 los precios a tarifa en ciertos contratos con precio fijo en un 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 de 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, 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 las NIIF, 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 del ingreso (pérdida) neto y el 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 diciembre 31 de 2016	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Efectivo proveniente de actividades operativas	\$ 30,289	\$ 4,974	\$ 73,577	\$ 19,276	\$ 64,445
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	4,865	(3,982)	14,243	(11,007)	(4,742)
Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuesto de renta corriente	6,825	7,481	25,199	15,421	27,692
Fondos ajustados provenientes de operaciones	\$ 41,979	\$ 8,473	\$ 113,019	\$ 23,690	\$ 87,395

En adición a lo anterior, la administración usa mediciones de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluidos todos los ítems distintos a efectivo y la porción corriente de deuda con bancos, 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") 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 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 diciembre 31 de 2016, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de sus campos Nelson, Palmer, Clarinete y Oboe 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 y Santa Isabel en Colombia y sus propiedades de Moloacán en México.

Los campos Nelson y Palmer en el bloque Esperanza y los campos Clarinete y Oboe en el bloque VIM-5, situados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, producen gas natural seco para la venta a clientes locales conforme a contratos en firme de largo plazo así como a contratos a corto plazo en mercados al contado. La construcción del gasoducto de gas natural de Promigas terminó en abril 21 de 2016, lo cual permitió a Canacol aumentar la capacidad de producción de gas en 65 millones adicionales de pies cúbicos estándares por día ("MMscfpd") (11.400 boe por día ("boepd")), de 25 MMscfpd (4.386 boepd) a 90 MMscfpd (15.789 boepd).

En septiembre de 2016, la Compañía inició la perforación del pozo de exploración Trombón-1 en su bloque Esperanza. El pozo de exploración Trombón-1 alcanzó una profundidad total de 10.360 pies de profundidad medida ("ft md"). El pozo encontró 26 ft md de zona productiva neta de gas con una porosidad promedio de 22% dentro del objetivo primario del depósito de Ciénaga de Oro ("CDO"). El intervalo del depósito de CDO fue perforado de 8.328 a 8.354 ft md y fluyó a una tasa estabilizada final de 26 MMscfpd (4.562 boepd) de gas seco sin agua. La Compañía terminó el completamiento del pozo Trombón-1 para producción permanente vía

la línea de flujo de Níspero a Jobo, la cual será completada en el segundo trimestre de 2017, y conectada a la instalación de producción operada de la Compañía en Jobo.

En octubre y noviembre de 2016, también se inició la perforación del pozo de exploración Nelson-6 y del pozo de desarrollo Nelson-8 en el bloque Esperanza de la Compañía, respectivamente. Los pozos alcanzaron una profundidad total de 6.400 ft md y 10.985 ft md, respectivamente. Los pozos encontraron 41 ft md y 163 ft md de zona productiva neta de gas con una porosidad promedio de 19% dentro de los objetivos primarios del depósito de Porquero y la arenisca de CDO, respectivamente. El intervalo del depósito de Porquero en Nelson-6 fue perforado entre 5.752 y 5.760 ft md y 5.784 y 5.831 ft md y fluyó a una tasa estabilizada final de 23 MMscfpd (4.035 boepd) de gas seco sin agua. El pozo Nelson-8 será sometido a prueba de flujo vía la línea de flujo para evitar la quema del gas una vez el pozo haya sido conectado a la línea de flujo. Luego del completamiento y la prueba de flujo de los pozos, los pozos Nelson-6 y Nelson-8 serán conectados mediante líneas de flujo a la subestación de Betania y serán puestos en producción permanente vía la instalación de producción operada de Jobo, de la Compañía.

En noviembre de 2016, la Compañía comenzó operaciones para recompletar el pozo Nelson-5. El pozo Nelson-5, el cual ha estado produciendo desde CDO por los últimos dos años, contiene 103 ft md de zona productiva neta de gas con una porosidad promedio de 29% dentro del depósito de arenisca de Porquero. El depósito de Porquero fue perforado entre 6.083 y 6.174 ft md y fluyó a una tasa estabilizada final de 13 MMscfpd (2.281 boepd) de gas seco sin agua. Además de tipo de zona establecido que involucra las areniscas más profundas de CDO, las cuales son productivas en los campos de gas Nelson, Palmer, Clarinete, Oboe, Trombón y Níspero de la Compañía, el éxito tanto del descubrimiento de Nelson-6, como del resultado de la prueba de producción desde el depósito de arenisca de Porquero en Nelson-5, confirma la posibilidad de comercialización de un nuevo tipo de zona de exploración en las areniscas menos profundas de Porquero a lo largo de la posición de área que tiene la Compañía con participación en la explotación del 100% en los bloques Esperanza, VIM 5, VIM 19 y VIM 21, los cuales combinados tienen un tamaño de 785.000 acres netos.

En noviembre de 2016, la Compañía inició la perforación del pozo de desarrollo Clarinete-3 en su bloque VIM-5 el cual alcanzó una profundidad total de 9.280 ft md. El pozo Clarinete-3 está situado a un kilómetro directamente al oeste del pozo Clarinete-2ST perforado en 2015. El pozo Clarinete-3 encontró 31 ft md de zona productiva neta de gas con una porosidad promedio de 22% dentro del objetivo primario de arenisca de CDO. El intervalo del depósito de CDO en Clarinete-3 fue perforado entre 7.404 y 8.585 ft md y fluyó a una tasa estabilizada final de 18 MMscfpd (3.158 boepd) de gas seco sin agua. El pozo fue probado directamente en la línea de flujo existente de Clarinete. El pozo Clarinete-3 está en producción permanente a través de la misma línea de flujo de los pozos Clarinete-1, Clarinete-2ST y Oboe-1.

En noviembre de 2016, la Compañía anunció la firma de un acuerdo con Promigas S.A. (“Promigas”) para expandir la red de distribución de gas existente actualmente usada por la Compañía para dar cabida a 100 MMscfpd adicionales de nuevo transporte y venta de gas, llevando la producción y las ventas totales de gas de la Compañía a 190 MMscfpd en 2018. El proyecto de expansión, el cual es totalmente financiado por Promigas y comenzó en noviembre de 2016, consistirá en hasta 18 meses de obtención de permisos seguidos de seis meses de construcción, con la primera entrega nueva de gas programada para diciembre de 2018. El proyecto incluirá el hermanamiento del gasoducto existente de Jobo a Sincelejo, la instalación de compresión adicional en el gasoducto existente de Sincelejo a Cartagena, y la construcción de un nuevo gasoducto entre Cartagena y Barranquilla. Estas obras resultarán en una capacidad adicional de 100 MMscfpd entre la instalación de procesamiento de gas de la Compañía en Jobo y Cartagena, y 50 MMscfpd de nueva capacidad de transporte entre Cartagena y Barranquilla. La Compañía ha negociado cuatro nuevos contratos de venta de gas en firme por un total de 100 MMscfpd con clientes de termoeléctricas, refinerías, industriales y comerciales, existentes y nuevos, ubicados en Cartagena y Barranquilla. Todos los contratos comienzan en diciembre de 2018, tienen un término de entre cinco y diez años, y son con compradores grandes y establecidos. Los precios de estos nuevos contratos, en combinación con los contratos actuales de gas en firme por varios años que tiene la Compañía, y las ventas del gasoducto privado, según se describe más adelante, resultan en un precio de contrato promedio de aproximadamente \$5,00/Mcf para los 230 MMscfpd de producción prevista para diciembre de 2018.

Se espera que se forme un Vehículo de Propósito Especial ("VPE") para construir un nuevo gasoducto privado que conecte la instalación de gas de la Compañía ubicada en Jobo con el gasoducto operado por Promigas en Sincelejo. El gasoducto privado constará de aproximadamente 80 km de líneas de flujo y dos estaciones de compresión, y está diseñado para transportar 40 MMscfpd de gas de Canacol a clientes nuevos y existentes ubicados en Cartagena bajo contratos en firme a precios existentes. El estudio y la obtención de permisos para el nuevo gasoducto están en curso, y el primer transporte de gas se espera que se dé en diciembre de 2017. Se espera que el VPE reúna aproximadamente \$50 millones en una combinación de capital y deuda, fuera de Canacol, para construir y operar el gasoducto.

En diciembre de 2016, la Compañía inició la perforación del pozo de exploración Mono Capuchino-1 en su bloque VMM-2. El pozo será perforado a una profundidad total planeada de 12.000 ft md. El pozo Mono Capuchino-1 tiene como objetivo depósitos con petróleo ligero dentro de la Formación Cretácica de La Luna. El descubrimiento compensatorio de exploración Mono Arana-1 hecho en 2012, situado aproximadamente 500 metros al norte del pozo Mono Capuchino-1, encontró 593 ft md de la misma Formación Cretácica de La Luna y arrojó en la pruebas aproximadamente 600 boepd sin agua de un intervalo de 335 ft md perforado en 2014.

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 tiene derecho a un precio a tarifa de \$38,54/bbl por cada barril de petróleo incremental producido sobre una curva base de producción predeterminedada. 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. 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.

Para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016, la Compañía también tuvo producción de petróleo crudo de sus propiedades de LLA-23, Rancho Hermoso y Santa Isabel en Colombia y sus propiedades de Moloacán en México. Las propiedades de la Compañía en Rancho Hermoso, Santa Isabel y Moloacán individualmente contribuyeron solamente con un monto menor a la producción total en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016 y, por lo tanto, fueron sumadas en un solo grupo ("Otros") 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 la fecha de este MD&A, todos los pozos en los campos Capella y VMM-2 han sido cerrados.

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 diciembre 31 de 2016	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Cambio	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Cambio	Doce meses terminados en junio 30 de 2015	Cambio
Producción (boepd)								
Esperanza (gas)	8,168	3,350	144%	7,401	3,411		3,505	111%
VIM-5 (gas)	5,944	191	>999%	4,529	96	>999%	-	n/a
LLA 23 (petróleo)	1,290	2,745	(53%)	1,652	3,429	(52%)	4,657	(65%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,631	2,078	(22%)	1,704	2,117	(20%)	1,927	(12%)
Otros (petróleo y líquidos)	695	700	(1%)	656	707	(7%)	1,415	(54%)
Producción total	17,728	9,064	96%	15,942	9,760	63%	11,504	39%
Movimientos de inventario y otros	(85)	(54)	57%	(92)	109	n/a	18	n/a
Ventas totales	17,643	9,010	96%	15,850	9,869	61%	11,522	38%
Ventas (boepd)								
Esperanza (gas)	8,051	3,349	140%	7,325	3,402	115%	3,512	109%
VIM-5 (gas)	5,935	193	>999%	4,505	97	>999%	-	n/a
LLA 23 (petróleo)	1,313	2,745	(52%)	1,651	3,523	(53%)	4,668	(65%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,631	2,078	(22%)	1,704	2,117	(20%)	1,927	(12%)
Otros (petróleo y líquidos)	713	645	11%	664	730	(9%)	1,415	(54%)
Ventas totales	17,643	9,010	96%	15,849	9,869	61%	11,522	38%
Ventas contractuales realizadas (boepd)								
Esperanza (gas)	8,051	3,349	140%	7,325	3,402	115%	3,512	109%
VIM-5 (gas)	5,935	193	>999%	4,505	97	>999%	-	n/a
Volúmenes en firme	667	349	91%	527	175	201%	-	n/a
Total gas natural	14,653	3,891	277%	12,357	3,674	236%	3,512	252%
Petróleo crudo	2,026	3,390	(40%)	2,315	4,253	(46%)	6,083	(62%)
Petróleo a tarifa de Ecuador	1,631	2,078	(22%)	1,704	2,117	(20%)	1,927	(12%)
Ventas contractuales realizadas totales	18,310	9,359	96%	16,376	10,044	63%	11,522	42%

El aumento general en los volúmenes de producción en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016 en comparación con el mismo período en 2015 y en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y el año terminado en junio 30 de 2015 se debe principalmente a un aumento en la producción de gas en los bloques Esperanza y VIM-5 como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas, compensadas con las disminuciones de producción de los campos de petróleo en Colombia y Ecuador.

Ventas totales en efectivo

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016		Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015		Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016		Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015		Doce meses terminados en junio 30 de 2015	
	\$	Boepd	\$	Boepd	\$	Boepd	\$	Boepd	\$	Boepd
Ventas en efectivo										
Ventas de gas (1)	39,196	13,986	9,421	3,542	136,354	11,830	17,880	3,499	32,093	3,512
Ingreso en firme (2)	1,966	667	930	349	6,080	527	930	175	-	-
Gas contractual realizado total	41,162	14,653	10,351	3,891	142,434	12,357	18,810	3,674	32,093	3,512
Nominaciones de gas no entregadas (liquidaciones) (3)	(275)	(85)	(62)	(39)	3,317	290	129	29	(418)	(61)
Ventas en efectivo de gas natural	40,887	14,568	10,289	3,852	145,751	12,647	18,939	3,703	31,675	3,451
Ventas de petróleo crudo	7,524	2,026	9,071	3,390	27,495	2,315	25,539	4,253	133,220	6,083
Ventas de petróleo a tarifa de Ecuador (1)	5,783	1,631	7,369	2,078	24,029	1,704	15,014	2,117	27,114	1,927
Ventas en efectivo totales	54,194	18,225	26,729	9,320	197,275	16,666	59,492	10,073	192,009	11,461

(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 Compañía tiene tres tipos de ventas de gas natural, según lo conciliado en la tabla anterior:

- 1) *Ventas de gas natural* – Representan la producción de gas natural menos un monto de volumen de gas normalmente pequeño que es consumido a nivel del campo.
- 2) *Ingreso en firme* – Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural por parte de compradores de la Compañía las cuales no se entregan, normalmente debido a la incapacidad del comprador de aceptar tal gas, y para las cuales los compradores no tienen recurso o derecho legal de entrega en una fecha posterior. En esa medida, se registran como ingreso en el período.
- 3) *Nominaciones de gas no entregadas* – Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural no entregadas para las cuales los compradores tienen un derecho legal de que se les haga entrega en una fecha posterior, por un período fijo de tiempo ("derechos de compensación"). Estas nominaciones son pagadas en el momento, junto con el ingreso por ventas de gas e ingreso en firme, y en esa medida se incluyen en ingreso diferido del período. La Compañía reconoce ingresos asociados con tales derechos de compensación ("liquidaciones") al ocurrir lo primero entre: a) la entrega del volumen de compensación; b) la expiración del derecho de compensación; o c) la determinación de que la probabilidad de que el comprador utilizará el derecho de compensación es remota.

Durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2016, la Compañía realizó \$2 millones y \$6,1 millones de ingreso en firme (según lo descrito en (2) arriba), respectivamente, lo cual es equivalente a 667 boepd y 527 boepd de ventas de gas, respectivamente, sin entrega efectiva del gas natural.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016, algunos compradores estuvieron en capacidad de aceptar la entrega física de los "derechos de compensación" según lo descrito en (3) arriba. La liquidación neta en el trimestre fue de \$0,3 millones. Las ventas de gas en efectivo para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016 fueron más bajas que su nominación contractual de 15.789 boepd (90 MMscfpd) principalmente debido a la incapacidad de los clientes de aceptar su nominación total en el período.

A diciembre 31 de 2016, 686.485 Mcf (120.436 boe) de nominaciones de gas fueron pagados y no entregados. Se espera que las nominaciones de gas no entregadas en su mayoría sean reconocidas como ingreso a la entrega o expiración de los derechos de compensación en los próximos doce meses.

Ingresos de petróleo y gas natural

	Tres meses terminados en diciembre			Doce meses terminados en diciembre			Seis meses terminados en diciembre			Doce meses terminados en junio 30 de		
	31 de 2016	31 de 2015	Cambio	31 de 2016	31 de 2015	Cambio	31 de 2015	31 de 2015	Cambio	2015	Cambio	
Esperanza	\$ 22,762	\$ 8,864	157%	\$ 84,085	\$ 17,323	385%	\$ 32,093		162%			
VIM-5	16,434	557	>999%	52,269	557	>999%	-		n/a			
LLA-23	4,930	7,213	(32%)	19,440	20,672	(6%)	102,076		(81%)			
Otros	2,594	1,858	40%	8,055	4,867	66%	31,144		(74%)			
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	46,720	18,492	153%	163,849	43,419	277%	165,313		(1%)			
Regalías	(6,719)	(2,020)	233%	(21,944)	(4,989)	340%	(16,266)		35%			
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías	40,001	16,472	143%	141,905	38,430	269%	149,047		(5%)			
Ingreso en firme	1,966	930	111%	6,080	930	554%	-		n/a			
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado	41,967	17,402	141%	147,985	39,360	276%	149,047		(1%)			
Tarifa de Ecuador y otros ingresos	5,976	7,481	(20%)	25,199	15,422	63%	28,890		(13%)			
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías⁽¹⁾	\$ 47,943	\$ 24,883	93%	\$ 173,184	\$ 54,782	216%	\$ 177,937		(3%)			

(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".

El aumento en los ingresos ajustados de petróleo y gas natural después de regalías en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, es principalmente el resultado de un aumento en los ingresos de gas natural debido a ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas, compensadas con menores ventas de petróleo crudo en Colombia y Ecuador.

El aumento en los ingresos ajustados de petróleo y gas después de regalías en el año terminado en diciembre 31 de 2016, en comparación con los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, se debe a la comparación que se hace entre un período de doce meses y un período de seis meses, en adición a un aumento en los ingresos de gas natural debido a ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas. El aumento en los ingresos ajustados de petróleo y gas después de regalías en el año terminado en diciembre 31 de 2016, en comparación y año terminado en junio 30 de 2015, es principalmente el resultado de un aumento en los ingresos de gas natural debido a ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas, compensadas con menores precios promedio realizados como resultado de disminuciones en los precios de referencia del petróleo crudo y menores ventas de petróleo crudo en Colombia y Ecuador.

Precio promedio de referencia y precios realizados de venta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Cambio	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Cambio	Doce meses terminados en junio 30 de 2015	Cambio
Brent (\$/bbl)	\$ 50.81	\$ 43.56	17%	\$ 44.45	\$ 47.00	(5%)	\$ 73.51	(40%)
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 50.19	\$ 41.94	20%	\$ 44.66	\$ 44.31	1%	\$ 69.46	(36%)
Natural gas (\$/boe)	\$ 30.46	\$ 28.91	5%	\$ 31.49	\$ 27.78	13%	\$ 25.04	26%
Crude oil (\$/bbl)	40.37	29.08	39%	32.45	32.64	(1%)	60.01	(46%)
Ecuador tariff (\$/bbl)	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-	38.54	-
Esperanza (\$/boe)	\$ 30.73	\$ 28.77	7%	\$ 31.36	\$ 27.67	13%	\$ 25.04	25%
VIM-5 (\$/boe)	30.10	31.37	(4%)	31.70	31.37	1%	-	n/a
LLA-23 (\$/bbl)	40.82	28.56	43%	32.17	31.89	1%	59.91	(46%)
Ecuador (\$/bbl)	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-	38.54	-
Otros (\$/bbl)	39.55	31.31	26%	33.15	36.23	(9%)	60.31	(45%)
Precio promedio realizado de venta (\$/boe)⁽¹⁾	\$ 32.35	\$ 31.20	4%	\$ 32.39	\$ 32.18	1%	\$ 45.76	(29%)

(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".

El aumento en los precios promedio realizados de venta de gas natural en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016 en comparación con el mismo período en 2015, y el aumento en los precios promedio realizados de venta de gas natural en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con los seis meses terminados en diciembre 31 2015 y el año terminado en junio 30 de 2015 se deben a: a) el aumento en el precio de la Guajira en diciembre de 2015, de 5,08/MMbtu a \$6,17/MMbtu, y b) los contratos de venta de gas a precio fijo de la Compañía y las ventas intermitentes de gas natural en el mercado al contado a precios más altos que el precio de la Guajira durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2016.

El aumento en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016 en comparación con el mismo período en 2015 se debe principalmente al aumento en los precios de referencia del petróleo crudo, sumado a menores descuentos realizados con algunos clientes. Los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo en el año terminado en diciembre 31 de 2016 son similares al precio para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015.

La disminución en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con el año terminado en junio 30 de 2015 se debe principalmente a menores precios de referencia del petróleo crudo y el aumento de la entrega de petróleo crudo en boca de pozo, con lo cual se reducen los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo así como los gastos de transporte.

El precio de tarifa para la producción de petróleo a tarifa de Ecuador está fijado en \$38,54/bbl. Durante los períodos de bajos precios del petróleo en 2015 y 2016, el CPI de Ecuador (del cual Canacol tiene el 25%) no recibió los \$38,54/bbl en efectivo. Los montos no recibidos registrados como cuentas por cobrar por el CPI de Ecuador a diciembre 31 de 2016 han sido posteriormente recibidos en la forma de bonos con interés del gobierno de Ecuador.

Regalías

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Esperanza	\$ 1,886	\$ 736	\$ 7,315	\$ 1,382	\$ 2,669
VIM-5	3,543	119	11,288	119	-
LLA-23	518	989	2,133	3,057	11,018
Otros	772	176	1,208	431	2,579
Regalías totales	\$ 6,719	\$ 2,020	\$ 21,944	\$ 4,989	\$ 16,266

En Colombia, las regalías de petróleo crudo ligero y gas natural son generalmente a tasas del 8% y el 6.4% respectivamente, hasta que la producción neta del campo llega a los 5.000 boepd, momento en el cual las tasas de regalías aumentan en una escala móvil hasta el 20%, hasta producciones 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%. Las regalías de petróleo crudo en Labrador y Rancho Hermoso 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 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% al 4%.

Gastos de producción y de transporte

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

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Cambio	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Cambio	Doce meses terminados en junio 30 de 2015	Cambio
Gastos de producción	\$ 6,123	\$ 4,906	25%	\$ 18,459	\$ 11,323	63%	\$ 51,253	(64%)
Gastos de transporte	712	727	(2%)	2,917	1,473	98%	6,961	(58%)
Total gastos de producción y transporte	\$ 6,835	\$ 5,633	21%	\$ 21,376	\$ 12,796	67%	\$ 58,214	(63%)
\$/boe	\$ 4.21	\$ 6.80	(38%)	\$ 3.69	\$ 7.05	(48%)	\$ 13.84	(73%)

A continuación se presenta un análisis de gastos de producción:

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016			Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015			Cambio			Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016			Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015			Doce meses terminados en junio 30 de 2015			Cambio			
Esperanza	\$	1,356	\$	725	87%	\$	3,977	\$	1,372	190%	\$	3,004	32%	\$	3,004	32%	\$	3,004	32%	\$	3,004	32%
VIM-5		884		69	>999%		1,931		69	>999%		-	n/a		-	n/a		-	n/a		-	n/a
LLA-23		2,049		2,688	(24%)		7,892		5,663	39%		27,094	(71%)		27,094	(71%)		27,094	(71%)		27,094	(71%)
Otros		1,834		1,424	29%		4,659		4,219	10%		21,155	(78%)		21,155	(78%)		21,155	(78%)		21,155	(78%)
Total gastos de producción	\$	6,123	\$	4,906	25%	\$	18,459	\$	11,323	63%	\$	51,253	(64%)	\$	51,253	(64%)	\$	51,253	(64%)	\$	51,253	(64%)
\$/boe																						
Esperanza	\$	1.83	\$	2.35	(22%)	\$	1.48	\$	2.19	(32%)	\$	2.34	(37%)	\$	2.34	(37%)	\$	2.34	(37%)	\$	2.34	(37%)
VIM-5	\$	1.62	\$	3.89	(58%)	\$	1.17	\$	3.89	(70%)	\$	-	n/a	\$	-	n/a	\$	-	n/a	\$	-	n/a
LLA-23	\$	16.96	\$	10.64	59%	\$	13.06	\$	8.74	49%	\$	15.90	(18%)	\$	15.90	(18%)	\$	15.90	(18%)	\$	15.90	(18%)
Total	\$	3.77	\$	5.92	(36%)	\$	3.18	\$	6.24	(49%)	\$	12.19	(74%)	\$	12.19	(74%)	\$	12.19	(74%)	\$	12.19	(74%)

Los gastos de producción por boe en Esperanza disminuyeron en un 22% en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016 en comparación con el mismo período en 2015. Los gastos de producción por boe en Esperanza disminuyeron en 32% y 37% en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y el año terminado en junio 30 de 2015, respectivamente. La disminución se debe a que la mayoría de los gastos de producción en Esperanza son fijos, con lo cual se reducen los gastos de producción por boe cuando la producción aumenta.

Los gastos de producción por boe en VIM-5 disminuyeron en un 58% en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016 en comparación con el mismo período en 2015. Los gastos de producción por boe en VIM-5 disminuyeron en 70% en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015. La disminución se debe a que la mayoría de los gastos de producción en VIM-5 son fijos, con lo cual se reducen los gastos de producción por boe cuando la producción aumenta.

El aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5 es un resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas culminada en abril de 2016, la cual permitió a Canacol aumentar la capacidad de producción de gas en MMscfcpd adicionales (11.400 boepd) de 25 MMscfcpd (4.386 boepd) a 90 MMscfcpd (15.789 boepd).

Por barril, los gastos de producción en LLA-23 aumentaron en un 59% en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016 en comparación con el mismo período en 2015, y 49% en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, a pesar de las iniciativas de reducción de costos de la Compañía de centralización de las operaciones de producción, cargue y disposición de agua de los diferentes campos dentro del bloque LLA-23 en la instalación de Pointer, debido a acondicionamientos tales como cambios de bombas, realizados para detener la declinación de base, los cuales son rentables a precios corrientes, así como la asignación de costos fijos sobre producción más baja. Por barril, los gastos de producción en LLA-23 disminuyeron en un 18% en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con el año terminado en junio 30 de 2016, principalmente debido a las iniciativas de reducción de costos de la Compañía, costos operativos renegociados más bajos y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos.

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

A continuación se presenta un análisis de gastos de transporte:

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016			Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015			Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016			Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015			Doce meses terminados en junio 30 de 2015		
			Cambio			Cambio			Cambio			Cambio			Cambio
LLA-23	\$	576		\$	499	15%	\$	2,136		\$	1,098	95%	\$	4,480	(52%)
Otros		136			228	(40%)		781			375	108%		2,481	(69%)
Total gastos de transporte	\$	712		\$	727	(2%)	\$	2,917		\$	1,473	98%	\$	6,961	(58%)
\$/boe															
LLA-23	\$	4.77		\$	1.98	141%	\$	3.53		\$	1.69	109%	\$	2.63	34%
Total	\$	0.44		\$	0.88	(50%)	\$	0.50		\$	0.81	(38%)	\$	1.66	(70%)

Los gastos de transporte totales han disminuido en un 2% en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016 en comparación con el mismo período en 2015, principalmente debido a menor producción de petróleo crudo compensada por menor producción de petróleo vendida en el campo en LLA-23. Los gastos de transporte totales han aumentado en un 98% en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015. El aumento es principalmente debido a que se está haciendo una comparación entre un período de doce meses y un período de seis meses. Los gastos de transporte totales han disminuido en un 58% en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con el año terminado en junio 30 de 2015, principalmente debido a menores ventas de petróleo crudo, aumento en la entrega de petróleo crudo en boca de pozo y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos.

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

Ganancia operacional neta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016			Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015			Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016			Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015			Doce meses terminados en junio 30 de 2015		
\$/boe			Cambio			Cambio			Cambio			Cambio			Cambio
Ingresos de petróleo y gas natural	\$	32.35		\$	31.20	4%	\$	32.39		\$	32.18	1%	\$	45.76	(29%)
Regalías		(4.14)			(2.44)	70%		(3.78)			(2.75)	37%		(3.87)	(2%)
Gastos de producción y transporte		(4.21)			(6.80)	(38%)		(3.69)			(7.05)	(48%)		(13.84)	(73%)
Ganancia operacional neta⁽¹⁾	\$	24.00		\$	21.96	9%	\$	24.92		\$	22.38	11%	\$	28.05	(11%)

- (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 diciembre 31 de 2016			Cambio	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016			Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015		Doce meses terminados en junio 30 de 2015			
Esperanza													
Ingresos de gas natural	\$	30.73	\$	28.77	7%	\$	31.36	\$	27.67	13%	\$	25.04	25%
Regalías		(2.55)		(2.39)	7%		(2.73)		(2.21)	24%		(2.08)	31%
Gastos de producción		(1.83)		(2.35)	(22%)		(1.48)		(2.19)	(32%)		(2.34)	(37%)
Ganancia operacional neta	\$	26.35	\$	24.03	10%	\$	27.15	\$	23.27	17%	\$	20.62	32%
VIM-5													
Ingresos de gas natural	\$	30.10	\$	31.37	(4%)	\$	31.70	\$	31.37	1%	\$	-	n/a
Regalías		(6.49)		(6.70)	(3%)		(6.85)		(6.70)	2%		-	n/a
Gastos de producción		(1.62)		(3.89)	(58%)		(1.17)		(3.89)	(70%)		-	n/a
Ganancia operacional neta	\$	21.99	\$	20.78	6%	\$	23.68	\$	20.78	14%	\$	-	n/a
Total gas natural													
Ingresos de gas natural	\$	30.46		28.91	5%	\$	31.49	\$	27.78	13%	\$	25.04	26%
Regalías		(4.22)		(2.62)	61%		(4.30)		(2.33)	85%		(2.08)	107%
Gastos de producción		(1.74)		(2.44)	(29%)		(1.36)		(2.24)	(39%)		(2.34)	(42%)
Ganancia operacional neta	\$	24.50		23.85	3%	\$	25.83	\$	23.21	11%	\$	20.62	25%

Petróleo crudo

\$/boe	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016			Cambio	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016			Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015		Doce meses terminados en junio 30 de 2015			
LLA-23													
Ingresos de petróleo crudo	\$	40.82	\$	28.56	43%	\$	32.17	\$	31.89	1%	\$	59.91	(46%)
Regalías		(4.29)		(3.92)	9%		(3.53)		(4.72)	(25%)		(6.47)	(45%)
Gastos de producción y transporte		(21.73)		(12.62)	72%		(16.59)		(10.43)	59%		(18.53)	(10%)
Ganancia operacional neta	\$	14.80	\$	12.02	23%	\$	12.05	\$	16.74	(28%)	\$	34.91	(66%)
Ecuador													
Ingresos a tarifa ⁽¹⁾		38.54	\$	38.54	-	\$	38.54	\$	38.54	-	\$	38.54	-
Ganancia operacional neta	\$	38.54	\$	38.54	-	\$	38.54	\$	38.54	-	\$	38.54	-

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

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Cambio	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Cambio	Doce meses terminados en junio 30 de 2015	Cambio
Costos brutos	\$ 10,466	\$ 9,570	9%	\$ 25,491	\$ 15,240	67%	\$ 28,259	(10%)
Menos: montos capitalizados	(1,639)	(945)	73%	(3,931)	(1,765)	123%	(4,209)	(7%)
Gastos generales y administrativos	\$ 8,827	\$ 8,625	2%	\$ 21,560	\$ 13,475	60%	\$ 24,050	(10%)
\$/boe	\$ 5.44	\$ 10.41	(48%)	\$ 3.72	\$ 7.42	(50%)	\$ 5.72	(35%)

Los gastos generales y administrativos (“G&A”) brutos aumentaron en un 9% en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016 en comparación con el mismo período en 2015, debido a mayores costos de personal para soportar actividades incrementales. Los G&A aumentaron en un 67% en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con el período de seis meses terminado en diciembre 31 de 2015 debido a que se está haciendo una comparación entre un período de doce meses y un período de seis meses. Los G&A disminuyeron en un 10% en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con el año terminado en junio 30 de 2015, debido a extensas revisiones emprendidas en 2016 con un foco en la reducción de G&A. Los bonos anuales causados y otras causaciones a fin de año se incluyeron en los G&A para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016 y 2015 en comparación con otros trimestres.

Ingreso y gasto financiero neto

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Cambio	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Cambio	Doce meses terminados en junio 30 de 2015	Cambio
Gasto de financiación neto pagada	\$ 4,573	\$ 4,162	10%	\$ 17,346	\$ 9,260	87%	\$ 16,759	4%
Costos de financiación distintos a efectivo	1,325	1,108	20%	5,323	2,193	143%	11,048	(52%)
Gasto financiero neto	\$ 5,898	\$ 5,270	12%	\$ 22,669	\$ 11,453	98%	\$ 27,807	(18%)

El gasto financiero neto pagado aumentó en un 10% en los tres terminados en diciembre 31 de 2016 en comparación con los mismos períodos en 2015, debido a un aumento en la tasa LIBOR en la cual se basa el interés del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP. El gasto financiero neto pagado aumentó en 87% en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con el período de seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 debido a que se está haciendo una comparación entre un período de doce meses y un período de seis meses. El gasto financiero neto pagado aumentó en 4% en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con el año terminado en junio de 2015 debido a un aumento en las tasas LIBOR en las cuales se basa la tasa de interés del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP, compensado con una disminución en el gasto financiero pagado debido al pago anticipado de \$20 millones del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP en septiembre 30 de 2015. Los costos de financiación distintos a efectivo se relacionan con el aumento de los pasivos de desmantelamiento y la amortización de cargos iniciales de la deuda.

Contratos de productos básicos

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2016, la Compañía celebró un convenio financiero de cobertura sobre precio del petróleo bajo los siguientes términos:

Período	Volumen	Tipo	Rango de precio
Jul. 2016 – dic. 2016	1.000 bbls/día	Instrumento financiero de cobertura sobre precio de petróleo WTI	\$40,00 – \$58,40

Las ganancias y pérdidas en contratos de productos básicos reconocidas en el ingreso (pérdida) neto total se resumen a continuación:

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016			Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015			Cambio			Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016			Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015			Cambio			Doce meses terminados en junio 30 de 2015			Cambio		
Cambio no realizado en valor razonable	\$	(3)	\$	-	n/a	\$	-	\$	-	-	\$	(38)	(100%)											
Liquidación de efectivo realizado		-		-	n/a		-		-		-	(182)	(100%)											
(Ganancia) pérdida total	\$	(3)	\$	-	n/a	\$	-	\$	-	-	\$	(220)	(100%)											

Gasto por remuneración basada en acciones y gasto por unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016			Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015			Cambio			Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016			Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015			Cambio			Doce meses terminados en junio 30 de 2015			Cambio		
Remuneración basada en acciones	\$	1,002	\$	2,267	(56%)	\$	6,458	\$	3,873	67%	\$	4,853	33%											
Gasto por unidades de acciones restringidas		62		68	(9%)		3,189		93	>999%		1,034	208%											
Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$	1,064	\$	2,335	(54%)	\$	9,647	\$	3,966	143%	\$	5,887	64%											

El gasto por remuneración basada en acciones es un gasto distinto a efectivo reconocido como el valor razonable calculado en la fecha de otorgamiento amortizado por el período de maduración de cada otorgamiento. El gasto por unidades de acciones restringidas es un gasto distinto a efectivo con base en el valor razonable de las unidades otorgadas durante el período.

Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Cambio	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Cambio	Doce meses terminados en junio 30 de 2015	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 6,193	\$ 13,906	(55%)	\$ 26,512	\$ 26,479	-	\$ 61,262	(57%)
\$/boe	\$ 3.82	\$ 16.78	(77%)	\$ 4.57	\$ 14.58	(69%)	\$ 14.57	(69%)

El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó en un 55% en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016 en comparación con 2015, principalmente como resultado del cambio del activo de la obligación de desmantelamiento en el ajuste estimado en Rancho Hermoso registrado como una reducción del gasto de agotamiento y depreciación. El gasto de agotamiento y depreciación en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 es consistente, a pesar de que se está haciendo una comparación entre un período de doce meses y un período de seis meses, debido al ajuste del activo de la obligación de desmantelamiento mencionado anteriormente, así como una base agotable menor para el año terminado en diciembre 31 de 2016 como resultado del gasto de deterioro registrado en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015. El gasto de agotamiento y depreciación disminuyó en un 57% en el año terminado en diciembre 31 de 2016 en comparación con el año terminado en junio 30 de 2015, principalmente debido a una base agotable más baja para el año terminado en diciembre 31 de 2016 como resultado de los gastos de deterioro registrados en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y el año terminado en junio 30 de 2015.

Deterioro de activos de desarrollo y producción

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Deterioro en activos de desarrollo y producción	\$ 37,318	\$ 44,599	\$ 237,318	\$ 44,599	\$ 72,057

Las pruebas de deterioro realizadas a diciembre 31 de 2016, diciembre 31 de 2015 y junio 30 de 2015 se basaron en cálculos de valor razonable, usando tasas de descuento antes de impuesto de 10% a 15% y estimados de precios de productos básicos a plazo. Las pruebas de deterioro tuvieron como resultado una reducción principalmente relacionada con los activos de LLA-23 y Capella por un total de \$37,7 millones (\$44,6 millones para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015; y \$72,1 millones para el año terminado en junio 30 de 2015) durante el año terminado en diciembre 31 de 2016. Los demás campos de la Compañía no se afectaron.

Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2016	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Gasto de impuesto de renta corriente (recuperación)	\$ (6,256)	\$ 647	\$ 16,079	\$ 3,459	\$ 7,671
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	(42,347)	8,803	(50,162)	12,325	(204)
Gasto de impuesto de renta (recuperación)	\$ (48,603)	\$ 9,450	\$ (34,083)	\$ 15,784	\$ 7,467

El ingreso de la Compañía antes de impuestos está sujeto a la tasa reglamentaria del 40% para el impuesto de renta en Colombia. La Compañía continúa utilizando y desarrollando varias estrategias de planeación tributaria, incluyendo reestructuración y precios de transferencia entre sus jurisdicciones para reducir sus gastos corrientes y futuros de impuesto de renta. Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016, la Compañía reconoció una recuperación de impuesto de renta corriente de \$6.3 millones como resultado de la ejecución de sus estrategias de planeación tributaria. La Compañía reconoció una recuperación de impuesto de renta diferido de \$42,3 millones durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016, principalmente como resultado de a) la ejecución de sus estrategias de planeación tributaria las cuales permitieron que la Compañía reconociera activos de impuestos diferidos que no pudieron ser reconocidos en el año previo, y b) el impacto tributario relacionado con el deterioro de los activos de exploración y desarrollo.

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

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2014	Cambio	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015	Cambio	Doce meses terminados en junio 30 de 2015	Cambio
Efectivo aportado por actividades operativas	\$ 30,289	\$ 4,974	509%	\$ 73,577	\$ 19,276	282%	\$ 64,445	14%
Por acción – básico (\$)	\$ 0.17	\$ 0.03	467%	\$ 0.44	\$ 0.14	214%	\$ 0.58	(24%)
Por acción – diluido (\$)	\$ 0.17	\$ 0.03	467%	\$ 0.44	\$ 0.13	238%	\$ 0.58	(24%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	\$ 41,979	\$ 8,473	395%	\$ 113,019	\$ 23,690	377%	\$ 87,395	29%
Por acción – básicos (\$)	\$ 0.24	\$ 0.05	380%	\$ 0.68	\$ 0.17	300%	\$ 0.79	(14%)
Por acción – diluidos (\$)	\$ 0.24	\$ 0.05	380%	\$ 0.67	\$ 0.16	319%	\$ 0.78	(14%)
Pérdida total	\$ 20,331	\$ (84,466)	n/a	\$ 23,638	\$ (103,495)	n/a	\$ (106,022)	n/a
Por acción – básica (\$)	\$ 0.12	\$ (0.54)	n/a	\$ 0.14	\$ (0.72)	n/a	\$ (0.96)	n/a
Por acción – diluida (\$)	\$ 0.12	\$ (0.54)	n/a	\$ 0.14	\$ (0.72)	n/a	\$ (0.96)	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 diciembre 31 de 2016	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Perforación y completamientos	\$ 16,553	\$ 2,090	\$ 35,864	\$ 14,306	\$ 97,320
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	37,397	6,914	48,900	12,464	18,276
Tierra, sísmica, comunidades y otros	10,719	4,912	24,053	6,267	28,239
Costos y ajustes distintos a efectivo ⁽²⁾	(6,003)	8,478	(12,320)	11,656	19,552
Adquisición de propiedades	-	-	11,483	-	75,609
Disposiciones y cesiones	(28)	-	(50)	-	(21,654)
Gastos de capital netos	58,638	22,394	107,930	44,693	217,342
Ecuador	1,053	473	2,294	4,254	25,766
Gastos de capital netos ajustados⁽¹⁾	\$ 59,691	\$ 22,867	\$ 110,224	\$ 48,947	\$ 243,108
Gastos de capital netos contabilizados como:					
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 12,062	\$ 3,170	\$ 36,510	\$ 5,632	\$ 73,183
Gastos en propiedades, planta y equipo	46,604	19,224	59,987	39,061	90,204
Adquisición de propiedad	-	-	11,483	-	75,609
Disposiciones y cesiones	(28)	-	(50)	-	(21,654)
Gastos de capital netos	\$ 58,638	\$ 22,394	\$ 107,930	\$ 44,693	\$ 217,342

(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 los ajustes distintos a efectivo relacionados con cambios en estimados de pasivos de desmantelamiento.

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

- Activo de arrendamiento financiero de \$33 millones relacionado con la actualización de la instalación de Jobo, incluido bajo costos de la instalación.
- Costos de perforación e instalaciones en Esperanza.
- Costos de perforación e instalación en VIM-5.
- Costos de perforación en VMM-2.
- Costos de instalaciones en LLA-23.
- Costos de instalaciones relacionados con el CPI de Ecuador (contabilizado por el método contable de participación); y
- otros costos capitalizados (G&A capitalizados de \$1,6 millones y ajustes de disminución netos y distintos a efectivo relacionados con cambios en estimados de pasivos de desmantelamiento de \$6 millones).

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Administración de capital

La política de la Compañía es mantener una fuerte base de capital para tener flexibilidad en el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado. La Compañía administra 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 la porción corriente de deuda con bancos y los ítems distintos a efectivo. Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía de tiempo en tiempo puede emitir acciones ordinarias u otros títulos, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles actuales y proyectados de deuda.

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 pendiente con bancos menos capital de trabajo, según lo definido anteriormente. Con el fin de facilitar la administración de su deuda neta, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores variantes que incluyen precios actuales y proyectados de petróleo crudo, cambios en la estructura de capital, ejecución del plan de negocios de la Compañía y condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y se preparan y revisan actualizaciones según sea necesario.

En agosto 2 de 2016 y agosto 5 de 2016, la Compañía completó la primera y la segunda partes de las ofertas de colocación privada de 9.687.670 y 1.800.000 acciones ordinarias de la Compañía, respectivamente, emitidas a C\$4,08 por acción ordinaria para un total de C\$46,9 millones. La oferta de colocación privada aumenta la liquidez de la Compañía y su capacidad de explorar y desarrollar el 100% de sus activos de gas operados por el resto de 2016. Después de diciembre 31 de 2016, la Compañía firmó un nuevo acuerdo de crédito para refinanciar su deuda existente consistente en el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP y los Títulos Preferenciales, por un total de \$255 millones a diciembre 31 de 2016, en un solo préstamo con los siguientes beneficios: a) una tasa de interés promedio más baja, y b) prórroga del primer pago de amortización del nuevo préstamo a término hasta 2019.

	Diciembre 31 de 2016
Deuda con bancos – capital	\$ 255,000
Superávit de capital de trabajo	(64,899)
Deuda neta	\$ 190,101

Facilidades de crédito y deuda

Préstamo a término, preferencial y garantizado

En abril 24 de 2015 la Compañía celebró un convenio de crédito para un préstamo a término, preferencial y garantizado de \$200 millones, con un sindicato de bancos liderado por BNP Paribas (“BNP”) (“Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de PNB”). El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de PNB está programado para vencer en septiembre 30 de 2019, con interés pagadero trimestralmente y capital pagadero en ocho cuotas trimestrales iguales a partir de diciembre 31 de 2017, después de un período de gracia inicial. Así, \$22,5 millones del capital del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP, netos de costos de transacción no amortizados, están clasificados como corrientes, y el saldo restante está clasificado como no corriente a diciembre 31 de 2016. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP causa 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 por anticipado \$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 \$2,5 millones de costos de transacción compensados contra el monto de capital a diciembre 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, 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. La Deuda Total Consolidada incluye el monto de capital de todo endeudamiento, el cual actualmente incluye deuda con bancos y obligación de arrendamiento financiero; 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, ganancia (pérdida) en acciones y otros cargos similares no recurrentes o 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 de la empresa conjunta de la Compañía en Ecuador en el cálculo tal como es contabilizado sobre la base de la consolidación de la participación en los estados financieros consolidados de la Compañía. La Deuda Total Consolidada y el EBITDAX Consolidado se calculan como se indica a continuación:

Deuda Total Consolidada	Diciembre 31 de 2016	
Deuda con bancos (corriente y a largo plazo) – capital	\$	255,000
Obligación de arrendamiento financiero		32,762
Saldo de la cuenta de reserva de servicio de deuda		(3,000)
Deuda Total Consolidada	\$	284,762

EBITDAX Consolidado	Trimestre 1 de 2016	Trimestre 2 de 2016	Trimestre 3 de 2016	Trimestre 4 de 2016	Período total
Ingreso (pérdida) neto consolidado	461	11,245	(8,399)	20,339	23,646
(+) gasto de intereses	5,361	5,360	5,531	5,873	22,125
(+/-) gastos de impuestos de renta (recuperación)	(745)	7,662	7,603	(48,603)	(34,083)
(+) impuestos a la riqueza	850	285	-	-	1,135
(+) agotamiento y depreciación	5,834	3,671	10,814	6,193	26,512
(+) gastos de exploración	40	99	14,583	2,808	17,530
(+/-) ingreso (pérdida) en acciones	(294)	(718)	(387)	1,779	380
(+/-) otros gastos distintos a efectivo (ingresos) y rubros no recurrentes	4,000	1,807	5,372	41,834	53,013
(+) contribución del CPI de Ecuador	6,300	6,464	6,459	5,976	25,199
EBITDAX Consolidado	21,807	35,875	41,576	36,199	135,457

Razón de Apalancamiento Consolidado	Diciembre 31 de 2016	
Deuda Total Consolidada	\$	284,762
EBITDAX Consolidado		135,457
Razón de Apalancamiento Consolidado		2.10

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, amortización de cargos por anticipado e interés capitalizado, neto de ingreso por intereses, y excluye todos los cargos de intereses distintos a efectivo.

Razón de Cobertura de Interés Consolidada	Diciembre 31 de 2016	
Gasto de interés	\$	19,715
Ingreso por intereses		(2,369)
Gasto de interés consolidado	\$	17,346
EBITDAX consolidado	\$	135,457
Razón de Cobertura de Interés Consolidada		7.81

La Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados se calcula trimestralmente como los activos corrientes consolidados divididos por los pasivos corrientes consolidados, excluida la porción corriente de todo endeudamiento de largo plazo así como 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. A diciembre 31 de 2016, la Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados fue de 2.11:1.00.

La Compañía estaba en cumplimiento de estos pactos a diciembre 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”), 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 27 de 2016 a la sola discreción de la Compañía, los cuales no fueron utilizados por la Compañía. Los Títulos Preferenciales están previstos para vencer en su totalidad en diciembre 31 de 2019 y causan intereses de LIBOR más 8,5% anual (con sujeción a un piso de LIBOR de 1,0%), pagaderos trimestralmente. Los Títulos Preferenciales pueden ser pagados en cualquier momento antes de su vencimiento 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 \$1,9 millones de costos de transacción compensados contra el monto de capital a diciembre 31 de 2016.

Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017

Con posterioridad a diciembre 31 de 2016, la Compañía celebró un acuerdo de crédito por \$265 millones, préstamo a término preferencial y garantizado, con un sindicato de bancos liderado por Credit Suisse (Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017). El Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 vencerá en marzo 20 de 2022, con interés pagadero trimestralmente y capital pagadero en 13 cuotas trimestrales iguales a partir de marzo 20 de 2019, después de más de dos años de período de gracia inicial. El Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 causa intereses a LIBOR más 5.5% y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía. Los recursos del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 fueron usados para el pago del capital por un monto de \$255 millones incluidos \$180 millones del Préstamo Preferencial y Garantizado de BNP y \$75 millones de Títulos Preferenciales, más intereses causados y costos de la transacción. Los recursos restantes del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 se pusieron a disposición para otros fines corporativos generales.

El Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 incluye varios pactos no financieros y financieros incluida una Razón máxima de Apalancamiento Consolidado de 3.00:1.00, una Razón mínima de Cobertura de Interés Consolidado de 3.50:1.00 y una Razón mínima de activos corrientes consolidados a Activos Corrientes

Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados de 1.00:1.00. Además, la Compañía tiene la exigencia bajo el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 de cobertura de LIBOR.

Otras líneas de crédito en Colombia

La Compañía tiene líneas de crédito de tesorería vigentes en Colombia con una base de préstamo total de \$61,7 millones (COP \$185.000 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A diciembre 31 de 2016 y durante el año terminado en esa fecha no hubo giros contra estas líneas.

Cartas de crédito

A diciembre 31 de 2016, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$65,1 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración y para garantizar otros compromisos contractuales. La totalidad de estas cartas de crédito, netas de montos contragarantizados por otras instituciones financieras, reduce los montos disponibles bajo las líneas colombianas de crédito de tesorería en \$42,5 millones a \$19,2 millones a diciembre 31 de 2016.

Capital accionario

A marzo 24 de 2017, la Compañía tenía en circulación 174,3 millones de acciones ordinarias, 15,1 millones de opciones de compra de acciones y 1,8 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 diciembre 31 de 2016:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda con bancos - capital	\$ 22,500	\$ 232,500	-	\$ 255,000
Obligación de arrendamiento financiero – no descontada	8,219	17,979	19,139	45,337
Cuentas por pagar, comerciales y otras	32,438	-	-	32,438
Petróleo crudo pagadero en especie	646	-	-	646
Impuestos por pagar	15,195	-	-	15,195
Ingreso diferido	3,991	-	3,731	7,722
Otras obligaciones a largo plazo	-	-	3,328	3,328
Unidades de acciones restringidas	2,181	56	-	2,237
Contratos de exploración y producción	50,166	51,952	-	102,118
Contrato de operación de la instalación de Jobo	3,250	7,072	7,569	17,891
Contrato de procesamiento de líquidos de gas natural	706	5,651	9,943	16,300
Arrendamientos de oficinas	1,291	1,566	1,277	4,135

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia 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 diciembre 31 de 2016 por \$106 millones y ha emitido \$65,1 millones en garantías financieras relacionadas con ellos. Se planea cumplir estos compromisos mediante trabajo de sísmica, perforación exploratoria y cesiones de participaciones.

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 por 550 barriles de petróleo por día a \$8,54/barril con el fin de garantizar su ingreso del oleoducto.

Contrato de producción incremental de Ecuador

En adición a los compromisos descritos anteriormente, la Compañía tiene a una participación patrimonial no operada del 25% 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 diciembre 31 de 2016, la Compañía había hecho gastos por \$85,3 millones en relación con su compromiso del CPI de Ecuador.

PERSPECTIVA

En 2016 vimos el surgimiento de Canacol Energy Ltd. como un productor de gas de primer nivel en Colombia.

Durante 2016, la Compañía tuvo varios logros operacionales y financieros:

- La perforación y el completamiento del pozo de exploración Oboe-1 y sus resultados combinados de prueba de 66 MMscf/d en marzo de 2016.
- La terminación del gasoducto de Promigas y la actualización de la planta de gas de Jobo por Promisol en abril de 2016, lo cual permitió a Canacol aumentar la producción de gas a 90 MMscf/d. La capacidad de procesamiento de gas total actual de Canacol es de 200 MMscf/d.
- La perforación y el completamiento del pozo de exploración Níspero-1 y su resultado de prueba de 28 MMscf/d en agosto de 2016.
- La culminación de las etapas primera y segunda de la oferta de colocación privada de 9.687.670 y 1.800.000 acciones ordinarias de la Compañía, respectivamente, emitidas a C\$4,08 por acción ordinaria, para un total de C\$46,9 millones en agosto de 2016.
- La perforación y el completamiento del pozo de exploración Trombón-1 y su resultado de prueba de 26 MMscf/d en octubre de 2016.
- La perforación y el completamiento del pozo de exploración Nelson-6 y su resultado de prueba de 23 MMscf/d en noviembre de 2016.
- La iniciación de un proyecto de gasoducto privado en noviembre de 2016, el cual entregará 40 MMscf/d de nueva producción de gas a clientes nuevos y existentes ubicados en la costa Caribe en diciembre de 2017, con lo cual se aumentará la capacidad de transporte de la Compañía de sus actuales 90 MMscf/d a 130 MMscf/d a la culminación.
- La firma del acuerdo con Promigas en noviembre de 2016 para expandir la red de distribución de gas existente usada actualmente por la Compañía para dar cabida a 100 MMscf/d adicionales de nuevo transporte y venta de gas, con lo cual se aumenta la capacidad de transporte de la Compañía a 230 MMscf/d en diciembre de 2018.
- La perforación y el completamiento del pozo de desarrollo Clarinete-3 y su resultado de prueba de 18 MMscf/d en diciembre de 2016.
- El recompletamiento de Nelson-5 de Porquero y su resultado de prueba de 13 MMscf/d en diciembre de 2016.

- Las reservas Probadas Desarrolladas Productivas “PDP” y los volúmenes estimados aumentaron en 49% desde diciembre 31 de 2015, para llegar a un total de 42,4 millones de barriles de petróleo equivalente (“MMboe”) a diciembre 31 de 2016.
- Las reservas Probadas + Probables “2P” y los volúmenes estimados sumaron en total 84,6 MMboe a diciembre 31 de 2016, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de \$1,3 millardos, representando CAD \$8,79 por acción.
- Se logró un reemplazo de reservas 1P de 166% y un reemplazo de reservas 2P de 194% con base en las reservas brutas del año calendario de 2016 y adiciones de volúmenes estimados de 9,3 MMboe y 11 MMboe, respectivamente.
- Se lograron costos de descubrimiento y desarrollo de 2P (“F&D”) de \$4,71/boe para los activos de gas y \$5,31/boe como total corporativo para el año calendario 2016.
- Se lograron F&D de 2P de \$2,52/boe para los activos de gas y \$3,48/boe como total corporativo para el período de dos años terminado en diciembre 31 de 2016.
- Se registraron costos de descubrimiento, desarrollo y adquisición de 2P (“FD&A”) de \$5,04/boe para los activos de gas y \$5,66/boe como total corporativo para el año calendario 2016.
- Se registró un índice de vida de reservas 2P (“RLI”) de 13 años con base en la producción del cuarto trimestre de 2016 anualizada de 17.778 boepd.

En febrero 16 de 2017, la Compañía anunció que cerró su préstamo a término preferencial y garantizado de 2017 por \$265 millones liderado por Credit Suisse. Este préstamo reemplazó los dos créditos existentes de la Compañía con BNP Paribas y Apollo Investment Corporation y ofrecerá los siguientes beneficios: 1) difiere los pagos de amortización hasta marzo de 2019, permitiendo que la Compañía dedique capital a los proyectos de alta ganancia operacional neta en vez de al servicio de la deuda; 2) reduce los costos totales anuales de intereses en comparación con el Préstamo de BNP y los Títulos de Apollo combinados en aproximadamente 1.1%, y 3) armoniza los entregables de cumplimiento y administrativos bajo un solo préstamo. Habiendo logrado esta flexibilidad financiera, para 2017, los objetivos principales de la administración son: 1) lograr una tasa de producción de gas de 130 MMscfpd para diciembre de 2017 mediante la construcción de un nuevo gasoducto privado, 2) perforar tres pozos de exploración de gas para continuar aumentando la base de reservas de gas de la Compañía a costos de F&D líderes en la industria, y 3) perforar dos pozos de exploración de petróleo para aumentar la producción de petróleo y cumplir con compromisos de exploración con la ANH.

Con respecto al nuevo gasoducto privado, se ha constituido un nuevo Vehículo de Propósito Especial (“VPE”) para construir y operar un gasoducto de seis pulgadas que transportará 40 MMscfpd de gas de la instalación de procesamiento de gas de Jobo de la Compañía a Sincelejo / Bremen aproximadamente 80 kilómetros al norte, donde el gasoducto privado se conectará con el gasoducto operado por Promigas el cual lleva gas a Cartagena. Canacol ha firmado un contrato en firme a 10 años por 40 MMscfpd de gas en términos contractuales comparables a los contratos de venta de gas denominados en dólares de EE.UU. que actualmente tiene la Compañía. Un banco ha sido contratado para recaudar los \$60 millones que el VPE requerirá para culminar el gasoducto por fuera de Canacol. Entretanto, el VPE está adquiriendo todos los derechos de paso requeridos para el gasoducto, y está licitando todos los contratos importantes que incluirían tubulares y compresión. La Compañía espera que el gasoducto esté en operación en diciembre 1 de 2017. La capacidad productiva de los pozos actualmente en producción de la Compañía es de aproximadamente 195 MMscfpd, y la de las instalaciones de procesamiento de gas de la Compañía es de aproximadamente 200 MMscfpd.

Canacol también inició la perforación del pozo de exploración de gas Cañahuate-1 y el pozo de exploración de petróleo Pumara-1. El pozo de exploración Cañahuate-1, situado en el Contrato de E&P de Esperanza (con participación en la explotación operada del 100%), inició perforación en marzo 24 de 2017. El pozo Cañahuate-1 está situado aproximadamente a tres kilómetros (“kms”) al norte de la instalación de procesamiento de gas de Jobo de la Compañía y tiene como objetivo areniscas contentivas de gas dentro del depósito probado y productivo de Ciénaga de Oro. En los últimos tres años, seis de los siete pozos de exploración perforados por

la Compañía en sus bloques de gas, incluido el contrato de E&P de Esperanza, han resultado en descubrimientos de gas comerciales. Se espera que el pozo Cañahuate-1 tome aproximadamente seis semanas en ser perforado y probado.

Canacol también tiene un gran inventario de oportunidades de exploración y producción de petróleo ligero listas para perforación. La Compañía iniciará la perforación del pozo de exploración Pumara-1 en el Contrato de E&P de LLA-23 (con participación en la explotación operada del 100%) en marzo 31 de 2017. El pozo de exploración Pumara-1 está situado tres kms al norte del campo Labrador y tiene como objetivo depósitos que contienen petróleo ligero dentro de los depósitos probados y productivos de C7, Mirador, Gachetá y Ubaque. En los últimos cuatro años, cinco de los seis pozos de exploración perforados por la Compañía en el contrato de LLA-23 han resultado en descubrimientos de petróleo ligero productivos comerciales. Se espera que el pozo Pumara-1 tome aproximadamente cinco semanas en ser perforado y probado y, si es exitoso, será puesto inmediatamente en producción permanente a través de las instalaciones de procesamiento de petróleo de la Compañía situadas en Pointer.

La Compañía espera emitir una actualización sobre su pozo de exploración Mono Capuchino-1 en marzo 28 de 2017, y su meta de producción para 2017 durante la semana de abril 3 de 2017.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2016				2015			
	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1
Financieros								
Ingresos de petróleo y gas natural, netos de regalías	41,967	44,392	38,926	22,700	17,402	21,958	27,297	26,429
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías ⁽¹⁾	47,943	50,851	45,390	29,000	24,883	29,899	33,892	32,811
Efectivo aportado por (usado en) actividades operativas	30,289	22,275	13,764	7,249	4,974	14,302	(10,905)	(2,011)
Por acción – básico	0.17	0.13	0.09	0.05	0.03	0.11	(0.09)	(0.02)
Por acción – diluido	0.17	0.13	0.08	0.05	0.03	0.11	(0.09)	(0.02)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	41,979	30,719	26,870	13,451	8,473	15,218	16,359	10,922
Por acción – básicos ⁽¹⁾	0.24	0.18	0.17	0.08	0.05	0.12	0.14	0.10
Por acción – diluidos ⁽¹⁾	0.24	0.18	0.16	0.08	0.05	0.12	0.14	0.10
Ganancia (pérdida) total	20,331	(8,399)	11,245	461	(84,466)	(19,029)	(58,524)	(15,638)
Por acción – básica	0.12	(0.05)	0.07	-	(0.54)	(0.15)	(0.50)	(0.14)
Por acción – diluida	0.12	(0.05)	0.07	-	(0.54)	(0.15)	(0.50)	(0.14)
Gastos de capital, netos	58,638	28,698	5,046	15,548	22,394	22,299	25,310	62,482
Gastos de capital ajustados, netos, incluyendo gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾	59,691	29,208	5,376	15,949	22,867	26,080	27,268	68,778
Operaciones (boepd)								
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	3,616	3,892	4,018	4,526	5,523	6,983	6,007	7,448
Gas natural	14,112	14,740	12,405	6,407	3,541	3,472	3,954	3,502
Total ⁽²⁾	17,728	18,632	16,423	10,933	9,064	10,455	9,961	10,950
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	3,657	3,801	4,045	4,578	5,468	7,272	6,192	7,636
Gas natural	13,986	14,621	12,331	6,329	3,542	3,455	4,064	3,462
Total ⁽²⁾	17,643	18,422	16,376	10,907	9,010	10,727	10,256	11,098
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías								
Gas natural	14,653	15,107	12,972	6,642	3,891	3,455	4,064	3,462
Petróleo de Colombia	2,026	2,090	2,294	2,856	3,390	5,116	4,433	5,932
Petróleo a tarifa de Ecuador	1,631	1,711	1,751	1,722	2,078	2,156	1,759	1,704
Total ⁽²⁾	18,310	18,908	17,017	11,220	9,359	10,727	10,256	11,098

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

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

INFORMACIÓN FINANCIERA ADICIONAL

	Diciembre 31 de 2016	Diciembre 31 de 2015	Junio 30 de 2015
Total activos	\$ 787,508	\$ 668,349	\$ 669,742
Total deuda con bancos	250,638	248,228	267,023
	Doce meses terminados en diciembre 31 de 2016	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías	147,985	\$ 39,360	\$ 149,047
Ganancia (pérdida) total	23,638	(103,495)	(106,022)
Por acción – básica (\$)	0.14	(0.72)	(0.96)
Por acción – diluida (\$)	0.14	(0.72)	(0.96)

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

La Compañía está sujeta a varios factores de riesgo, entre los cuales están la volatilidad de los precios del petróleo y el gas natural; el riesgo de cambio y el riesgo monetario; los riesgos generales relacionados con operaciones extranjeras tales como las incertidumbres políticas, económicas, de regulación y otras en cuanto se refieran a políticas de inversión extranjera y políticas energéticas; el ejercicio, en cualquier momento, de una influencia importante de los gobiernos en la economía para controlar la inflación; el desarrollo de regulaciones ambientales en jurisdicciones extranjeras; el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo y gas natural; la concentración de recibos de ventas de petróleo en unos pocos clientes grandes; y los gastos sustanciales de capital para la adquisición, la exploración, el desarrollo y la producción de reservas de petróleo y gas natural en el largo plazo, para los cuales se requieran financiaci3nes adicionales con el fin de implementar el plan de negocio de la Compañía. Aunque la volatilidad periódica de los mercados financieros y de capitales puede limitar severamente el acceso a capital, la Compañía en el pasado ha tenido la capacidad de atraer capital exitosamente.

La Compañía está expuesta al riesgo monetario y de cambio como resultado de las fluctuaciones de las tasas de cambio mediante sus depósitos e inversiones en efectivo denominadas en pesos colombianos y dólares canadienses.

Se espera que una buena parte los ingresos y los fondos provenientes de actividades de financiación de la Compañía se reciban con referencia a precios denominados en dólares de Estados Unidos (“dólares de EE.UU.”), en tanto que una porción de sus costos operativos, de capital y generales y administrativos está denominada en pesos colombianos y dólares canadienses. El peso colombiano en el pasado ha tenido una variación significativa frente al dólar de EE.UU. y continúa teniendo importantes fluctuaciones diarias. La Compañía no ha adquirido ningún derivado de monedas con el fin de reducir su exposición a las fluctuaciones que pueda presentar el dólar de EE.UU.

La Compañía está expuesta al riesgo de tasa de interés en ciertos instrumentos de deuda con tasa de interés variable, en la medida en que sean emitidos. El resto de los activos y pasivos financieros de la Compañía no está expuesto al riesgo de tasa de interés. La Compañía no tuvo contratos financieros o de permuta financiera de tasas de interés vigentes a diciembre 31 de 2016 ni durante el año terminado en esa fecha.

Las fluctuaciones de los precios de la energía no solamente impactarán los ingresos de la Compañía sino que también pueden impactar la habilidad de la Compañía de conseguir capital. Los precios de los productos básicos para petróleo crudo se ven impactados por eventos económicos mundiales que dictan los niveles de oferta y demanda. De tiempo en tiempo la Compañía puede intentar mitigar el riesgo de precios de

productos básicos mediante el uso de derivados financieros. La política de la Compañía es celebrar solamente contratos de productos básicos que se estimen apropiados hasta un máximo del 50% de los volúmenes de producción proyectados. Durante el año terminado en diciembre 31 de 2016, la Compañía celebró un convenio financiero de cobertura sobre precio del petróleo bajo los siguientes términos:

Período	Volumen	Tipo	Rango de precio
Jul. 2016 – dic. 2016	1.000 bbls/día	Instrumento financiero de cobertura sobre precio de petróleo WTI	\$40,00 – \$58,40

La política de la Compañía es celebrar acuerdos con clientes que sean entidades bien establecidas y bien financiadas en la industria del petróleo y el gas, de modo que el nivel de riesgo relacionado con el hecho de que uno o más de sus clientes enfrenten dificultades financieras se mitigue a la vez que se equilibren los factores de dependencia económica con la maximización de las ganancias. A la fecha, la Compañía no ha experimentado ninguna pérdida de crédito significativa en el recaudo de cuentas comerciales por cobrar.

La Compañía intenta mitigar su exposición a riesgos operacionales y del negocio con el mantenimiento de una cobertura global de seguro sobre sus activos y operaciones, el empleo o la contratación de técnicos y profesionales competentes, la institución y el mantenimiento de estándares y procedimientos operacionales de salud, seguridad y medio ambiente, y el mantenimiento de un enfoque prudente en relación con las actividades de exploración y desarrollo. La Compañía también se dirige y regularmente reporta a sus accionistas en relación con el impacto de los riesgos, y ajusta los valores en libros de activos que puedan no ser recuperables.

Una presentación más completa de los riesgos y las incertidumbres está contenida en el Formulario de Información Anual de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2016, según fue radicado en SEDAR, el cual se incorpora al presente documento por referencia.

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 a diciembre 31 de 2016 y para los seis meses 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 toda la información importante es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con la revelación pública, y que la información que deba ser revelada por el emisor conforme a la legislación de valores es registrada, procesada, resumida y reportada dentro de los períodos de tiempo especificados en la legislación de valores. El Director Ejecutivo (“CEO”) y el Director Financiero (“CFO”), junto con otros miembros de la administración, han diseñado los C&PR, o han hecho que los mismos se diseñen bajo la supervisión del CEO y el CFO, y han evaluado la efectividad del diseño y la operación de los C&PR de la Compañía a diciembre 31 de 2016. Con base en esta evaluación, se concluyó que el diseño y la operación de los C&PR de la Compañía son efectivos a diciembre 31 de 2016.

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 reportes financieros y la preparación de los estados financieros para fines externos conforme a las NIIF. El CEO y el CFO de la Compañía, con el apoyo de la administración, han evaluado la efectividad del diseño y la operación de los CIIF de la Compañía a diciembre 31 de 2016, con base en los criterios descritos en “Control Interno - Marco Integrado” emitido en 2013 por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway. Con base en esta evaluación, se concluyó que el diseño y la operación de los CIIF de la Compañía son efectivos a diciembre 31 de 2016.

Durante el trimestre terminado en diciembre 31 de 2016, no ha habido cambios 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.