

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
SEIS MESES TERMINADOS EN DICIEMBRE 31 DE 2015**



ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

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

Financieros	Tres meses terminados en 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
	Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías	16,472	36,404	(55%)	38,430	149,047
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías ⁽²⁾	23,953	43,878	(45%)	53,852	177,937	(70%)
Efectivo aportado por actividades operativas	4,974	31,743	(84%)	19,276	64,445	(70%)
Por acción – básico (\$)	0.03	0.29	(90%)	0.14	0.58	(76%)
Por acción – diluido (\$)	0.03	0.29	(90%)	0.13	0.58	(78%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	8,473	22,952	(62%)	23,690	87,395	(73%)
Por acción – básicos (\$)	0.05	0.21	(76%)	0.17	0.79	(78%)
Por acción – diluidos (\$)	0.05	0.21	(76%)	0.16	0.78	(79%)
Pérdida total	(84,466)	(45,970)	84%	(103,495)	(106,022)	(2%)
Por acción – básica (\$)	(0.54)	(0.43)	26%	(0.72)	(0.96)	(25%)
Por acción – diluida (\$)	(0.54)	(0.43)	26%	(0.72)	(0.96)	(25%)
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	22,394	78,403	(71%)	44,693	217,342	(79%)
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones ⁽¹⁾⁽²⁾	22,867	87,228	(74%)	48,947	243,108	(80%)
				Diciembre 31 de 2015	Junio 30 de 2015	Cambio
Efectivo				43,257	45,765	(5%)
Efectivo restringido				61,721	61,772	-
Superávit de capital de trabajo, excluidos conceptos distintos a efectivo ⁽¹⁾				46,310	62,883	(26%)
Deuda con bancos a largo plazo				248,228	267,023	(7%)
Total activos				668,349	669,742	-
Acciones ordinarias, final del período (000)				159,266	126,434	26%
Operativos	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
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	5,523	8,586	(36%)	6,253	7,999	(22%)
Gas natural	3,541	3,236	9%	3,507	3,505	-
Total ⁽²⁾	9,064	11,822	(23%)	9,760	11,504	(15%)
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	5,468	8,187	(33%)	6,370	8,010	(20%)
Gas natural	3,542	3,216	10%	3,499	3,512	-
Total ⁽²⁾	9,010	11,403	(21%)	9,869	11,522	(14%)
Precios realizados de venta (\$/boe)						
LLA 23 (petróleo)	28.56	58.62	(51%)	31.89	59.91	(47%)
Esperanza (gas natural)	28.77	25.12	15%	27.67	25.04	11%
Clarinete (gas natural)	31.37	-	n/a	31.37	-	n/a
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	31.20	45.55	(32%)	32.18	45.76	(30%)
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾						
LLA 23 (petróleo)	12.02	30.78	(61%)	16.74	34.91	(52%)
Esperanza (gas natural)	24.03	20.04	20%	23.27	20.62	13%
Clarinete (gas natural)	20.78	-	n/a	20.78	-	n/a
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	21.96	25.14	(13%)	22.38	28.05	(20%)

(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.

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

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

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

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha marzo 22 de 2015 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 los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los doce meses terminados en junio 30 de 2015 (los “estados financieros”), y deben ser leídos en conjunto con ellos. 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. El final del año financiero de la Compañía fue cambiado de junio 30 a diciembre 31. De acuerdo con ello, las cifras comparativas del año fiscal a la fecha para el siguiente MD&A son para el período de doce meses terminado en junio 30 de 2015.

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 y gastos por obligaciones de desmantelamiento, e incluyen la participación proporcional de la Compañía de aquellos conceptos que de otro modo habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador si el mismo se hubiera contabilizado conforme al método contable de consolidación proporcional. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a 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 de la utilidad por acción. La tabla siguiente concilia el efectivo aportado por actividades operativas de la Compañía con los fondos ajustados provenientes de las operaciones:

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2014	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Efectivo proveniente de actividades operativas	\$ 4,974	\$ 31,743	\$ 19,276	\$ 64,445
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(3,982)	(15,712)	(11,007)	(4,742)
Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuesto de renta corriente	7,481	6,921	15,421	27,692
Fondos ajustados provenientes de operaciones	\$ 8,473	\$ 22,952	\$ 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 se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de petróleo y gas natural, menos regalías, menos los gastos de producción y de transporte, calculada por volúmenes de ventas en barriles equivalentes ("boe") usando una conversión. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos.

El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por 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 2015, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de sus campos Nelson, Palmer y Clarinete en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, petróleo crudo de sus campos Leono, Labrador, Pantro, Tigro y Maltés en la Cuenca de los Llanos en Colombia, petróleo a tarifa del CPI de Ecuador, y, en menor medida, petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso, VMM-2 y Santa Isabel en Colombia.

Propiedades productoras

Los campos Nelson y Palmer en el bloque Esperanza y el campo Clarinete en el bloque VIM-5, situados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, producen gas natural seco para la venta a clientes locales conforme a contratos de largo plazo. En julio 13 de 2015, la Compañía anunció que la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ha aprobado el permiso ambiental que permite a Promigas S.A. E.S.P. ("Promigas") comenzar la construcción necesaria para aumentar la capacidad del gasoducto existente que lleva gas natural de Jobo a Cartagena. Esta expansión permite a Canacol aumentar la producción neta de gas en 65 millones adicionales de pies cúbicos estándares por día ("MMscfpd") (11.400 boe por día ("boepd")). Actualmente se espera que el gasoducto quede terminado en marzo 31 de 2016. A la terminación de esta expansión del gasoducto, la capacidad neta de envío gas natural de la Compañía aumentará aproximadamente a 90 MMscfpd (15.789

boepd). Durante la mayoría de 2015, Canacol vendió aproximadamente 18 MMscfpd (3.158 boepd) de gas del Campo Nelson a un productor local de ferroníquel conforme a un contrato a 10 años que expira en 2021. Se espera que los campos existentes de Nelson, Palmer y Clarinete tengan suficiente capacidad productiva para entregar el gas contratado en marzo 31 de 2016.

En enero 19 de 2016, la Compañía inició la perforación del pozo de exploración de gas Oboe-1 en el bloque VIM-5. El pozo Oboe-1 alcanzó una profundidad total de 9.750 pies de profundidad medida (“ft md”) en febrero 7 de 2016, y encontró 158 pies de zona productiva neta de gas con una porosidad promedio de 23% dentro de múltiples depósitos de arenisca reunidos en el objetivo primario de Ciénaga de Oro, lo cual representa la zona productiva de gas de más espesor encontrada hasta el momento en Ciénaga de Oro en el descubrimiento de Clarinete. Tres intervalos separados de depósitos han sido exitosamente sometidos a pruebas durante febrero y marzo de 2016: el primer intervalo entre 8.116 y 8,683 ft md tuvo un flujo de 26 MMscfpd (4.561 boepd) de gas seco, el segundo intervalo entre 7.309 y 8.106 ft md tuvo un flujo de 27 MMscfpd (4.737 boepd) de gas seco, y el tercer intervalo entre 6.556 y 7.270 ft md tuvo un flujo de 13 MMscfpd (2.281 boepd) de gas seco.

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 predeterminada. Tales volúmenes de producción incremental se reportan como producción en este MD&A. Como se ha indicado ampliamente en aparte previo, según lo requerido por la NIIF 11, el CPI de Ecuador está siendo contabilizado conforme al método de participación. Para los fines de este MD&A, la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, con el fin de complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía bajo las NIIF.

Tanto las ventas de gas de Esperanza y Clarinete y de petróleo a tarifa de Ecuador (\$38.54/bbl), que en conjunto constituyen aproximadamente el 62% de la producción en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015, son insensibles a los precios mundiales del petróleo, lo cual ofrece a la Compañía un grado significativo de protección frente a los efectos de los bajos precios de referencia del petróleo. A pesar de la caída adicional en los precios promedio realizados de petróleo crudo durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015, los principales campos productivos de petróleo de la Compañía situados en el bloque LLA-23 obtuvieron más de \$12/bbl de ganancias operacionales netas como resultado de iniciativas de control de costos tales como la centralización de las operaciones de producción, carga y disposición de agua de los distintos campos dentro del bloque LLA-23 en la plataforma Pointer, con lo cual se redujeron los gastos operativos, los gastos de transporte y los costos de manejo de agua vía reinyección.

Para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015, la Compañía también tuvo otra producción de petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso, VMM-2 y Santa Isabel en Colombia. Rancho Hermoso es un campo maduro y su producción y ganancias netas se han vuelto poco significativas en los resultados consolidados totales. Las propiedades de la Compañía en Rancho Hermoso, VMM-2 y Santa Isabel individualmente contribuyeron solamente con un monto menor a la producción total en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 y, por lo tanto, fueron sumadas en un solo grupo para fines de análisis en este MD&A. Estas propiedades son susceptibles de flujos de caja negativos en un ambiente de bajos precios del petróleo y la Compañía planea cerrar todos los pozos bajo su control que no sean rentables. A 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 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
Producción (boepd)						
LLA 23 (petróleo)	2,745	4,953	(45%)	3,429	4,657	(26%)
Esperanza (gas)	3,350	3,236	4%	3,411	3,505	(3%)
Clarinete (gas)	191	-	n/a	96	-	n/a
Ecuador (petróleo a tarifa)	2,078	1,967	6%	2,117	1,927	10%
Rancho Hermoso y otros (petróleo)	700	1,666	(58%)	707	1,415	(50%)
Producción total	9,064	11,822	(23%)	9,760	11,504	(15%)
Movimientos de inventario y otros	(54)	(419)	(87%)	109	18	522%
Total ventas	9,010	11,403	(21%)	9,869	11,522	(14%)
Ventas (boepd)						
LLA 23 (petróleo)	2,745	4,744	(42%)	3,523	4,668	(25%)
Esperanza (gas)	3,349	3,216	4%	3,402	3,512	(3%)
Clarinete (gas)	193	-	n/a	97	-	n/a
Ecuador (petróleo a tarifa)	2,078	1,967	6%	2,117	1,927	10%
Rancho Hermoso y otros (petróleo)	645	1,476	(56%)	730	1,415	(48%)
Ventas totales	9,010	11,403	(21%)	9,869	11,522	(14%)

El descenso general en los volúmenes de producción en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con el mismo período en 2014 se debe principalmente a disminuciones de producción de LLA-23 y Rancho Hermoso y otros, así como a menor producción de gas debida a capacidad de gasoducto baja por construcción adicional, compensadas con aumentos en producción de petróleo a tarifa de Ecuador. El descenso general en los volúmenes de producción en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con los doce meses terminados en junio 30 de 2015 se debe principalmente a disminuciones de producción de LLA-23 y Rancho Hermoso y otros, así como a menor producción de gas debida a capacidad de gasoducto baja por construcción adicional, compensadas con aumentos en producción de gas y petróleo a tarifa. La producción de petróleo de LLA-23 disminuyó en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con los tres meses terminados en septiembre 30 de 2015, pues el trimestre previo incluyó producción de surgencia relacionada con los acondicionamientos llevados a cabo durante el trimestre.

Ingresos de petróleo y gas natural

	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
LLA-23	\$ 7,213	\$ 25,584	(72%)	\$ 20,672	\$ 102,076	(80%)
Esperanza	8,864	7,431	19%	17,323	32,093	(46%)
Clarinete	557	-	n/a	557	-	n/a
Rancho Hermoso y otros	1,858	7,794	(76%)	4,867	31,144	(84%)
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	18,492	40,809	(55%)	43,419	165,313	(74%)
Regalías	(2,020)	(4,405)	(54%)	(4,989)	(16,266)	(69%)
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado	16,472	36,404	(55%)	38,430	149,047	(74%)
Tarifa de Ecuador y otros ingresos	7,481	7,474	-	15,422	28,890	(47%)
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías⁽¹⁾	\$ 23,953	\$ 43,878	(45%)	\$ 53,852	\$ 177,937	(70%)

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

La disminución en los ingresos ajustados de petróleo y gas natural en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015, en comparación con el mismo período en 2014, es principalmente el resultado de la disminución general de las ventas de 21% por volumen, y el impacto de precios promedio realizados más bajos durante el trimestre como resultado de disminuciones en los precios de referencia del petróleo crudo. El descenso en los ingresos ajustados de petróleo y gas natural en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, en comparación con los doce meses terminados en junio 30 de 2015, es principalmente el resultado del hecho de que se está haciendo una comparación entre un período de seis meses y un período de doce meses, así como del impacto de precios promedio realizados más bajos durante el período.

Precio promedio de referencia y precios realizados de venta

	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
Brent (\$/bbl)	\$ 43.56	\$ 76.43	(43%)	\$ 47.00	\$ 73.51	(36%)
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 41.94	\$ 73.21	(43%)	\$ 44.31	\$ 69.46	(36%)
LLA 23 (\$/bbl)	\$ 28.56	\$ 58.62	(51%)	\$ 31.89	\$ 59.91	(47%)
Esperanza (\$/boe)	28.77	25.12	15%	27.67	25.04	11%
Clarinete (\$/boe)	31.37	-	n/a	31.37	-	n/a
Ecuador (\$/bbl)	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Rancho Hermoso y otros (\$/bbl)	31.31	57.40	(45%)	36.23	60.31	(40%)
Precio promedio realizado de venta (\$/boe)⁽¹⁾	\$ 31.20	\$ 45.55	(32%)	\$ 32.18	\$ 45.76	(30%)

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

La disminución en los precios promedio realizados de venta del petróleo crudo en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con el mismo período en 2014 se debe principalmente a menores precios de referencia de petróleo crudo. La disminución en los precios promedio realizados de venta del petróleo crudo en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con los doce meses terminados en junio 30 de 2015 se debe principalmente a los 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 aumento en los precios promedio realizados de ventas de gas en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con el mismo período en 2014, y el aumento en los precios promedio realizados de ventas de gas natural en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con los doce meses terminados en junio 30 de 2015, se deben a: a) el aumento en el precio de la Guajira en octubre de 2014, de \$3.97/MMbtu a \$5.08/MMbtu, y además el aumento a \$6.17/MMbtu en diciembre de 2015, y b) las ventas intermitentes de gas natural por parte de la Compañía en el mercado al contado a precios más altos que el precio de la Guajira.

La Compañía estima que las ventas totales de gas de Esperanza y VIM-5 (campos Clarinete y Oboe) promediarán aproximadamente 80 MMscfpd (14.035 boepd) para el año calendario 2016 (incluidos aproximadamente 90 MMscfpd para los tres últimos trimestres del año calendario 2016) a un precio realizado promedio esperado de \$5.60/Mcf (\$31.92/boe), lo cual se espera que genere aproximadamente \$163 millones de ingresos antes de regalías.

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

Regalías

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2014	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
LLA 23	\$ 989	\$ 3,117	\$ 3,057	\$ 11,018
Esperanza	736	605	1,382	2,669
Clarinete	119	-	119	-
Rancho Hermoso y otros	176	683	431	2,579
Total regalías	\$ 2,020	\$ 4,405	\$ 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 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, Rancho Hermoso y Capella se toman en especie. No hay regalías en la producción a tarifa en Ecuador. La producción de gas natural de la Compañía en Esperanza está sujeta a una regalía especial del 2% y la producción de gas natural de la Compañía en Clarinete está sujeta a un factor x adicional de regalía del 13% y una regalía especial del 2%.

Gastos de producción y de transporte

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

	Tres meses terminados en 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
Gastos de producción	\$ 4,906	\$ 15,342	(68%)	\$ 11,323	\$ 51,253	(78%)
Gastos de transporte	727	1,667	(56%)	1,473	6,961	(79%)
Total gastos de producción y transporte	\$ 5,633	\$ 17,009	(67%)	\$ 12,796	\$ 58,214	(78%)
\$/boe	\$ 6.80	\$ 16.21	(58%)	\$ 7.05	\$ 13.84	(49%)

A continuación se presenta un análisis de gastos de producción:

	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
LLA 23	\$ 2,688	\$ 8,365	(68%)	\$ 5,663	\$ 27,094	(79%)
Esperanza	725	900	(19%)	1,372	3,004	(54%)
Clarinete	69	-	n/a	69	-	n/a
Rancho Hermoso y otros	1,424	6,077	(77%)	4,219	21,155	(80%)
Total gastos de producción	\$ 4,906	\$ 15,342	(68%)	\$ 11,323	\$ 51,253	(78%)
\$/boe						
LLA-23	\$ 10.64	\$ 19.17	(44%)	\$ 8.74	\$ 15.90	(45%)
Esperanza	\$ 2.35	\$ 3.04	(23%)	\$ 2.19	\$ 2.34	(7%)
Clarinete	3.89	-	n/a	3.89	-	n/a
Total	\$ 5.92	\$ 14.62	(60%)	\$ 6.24	\$ 12.19	(49%)

Los gastos de producción en LLA-23 disminuyeron en un 68% en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con el mismo período en 2014. La disminución se debe principalmente a una menor producción, costos operativos renegociados más bajos, centralización de las operaciones de producción, cargue y disposición de agua de diferentes campos dentro del bloque LLA-23 en la plataforma Pointer, y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos. Los gastos de producción en LLA-23 disminuyeron en un 79% en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con los doce meses terminados en junio 30 de 2015. La disminución se debe principalmente al hecho de que se está haciendo una comparación entre un período de seis meses y un período de doce meses, pero también a una menor producción, costos operativos renegociados más bajos, centralización de las operaciones de producción, cargue y disposición de agua de diferentes campos dentro del bloque LLA-23 en la plataforma Pointer, y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos.

Los gastos de producción en Esperanza disminuyeron en un 19% en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con el mismo período en 2014. La disminución se debe principalmente a la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos compensada con una mayor producción. Los gastos de producción en Esperanza disminuyeron en un 54% en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con los doce meses terminados en junio 30 de 2015. La disminución se debe principalmente al hecho de que se está haciendo una comparación entre un período de seis meses y un

período de doce meses, pero también a una menor producción y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos.

Los gastos de producción en Rancho Hermoso y otros disminuyeron en un 77% en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con el mismo período en 2014. La disminución es principalmente el resultado de menor producción, el reembolso de una porción de los gastos de producción por parte de Ecopetrol en Rancho Hermoso, costos operativos renegociados más bajos y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos. Los gastos de producción en Rancho Hermoso y otros disminuyeron en un 80% en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con los doce meses terminados en junio 30 de 2015. La disminución es principalmente el resultado del hecho de que se está haciendo una comparación entre un período de seis meses y un período de doce meses, pero también a menor producción, el reembolso de una porción de los gastos de producción por parte de Ecopetrol en Rancho Hermoso, costos operativos renegociados más bajos y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos. Bajo su contrato con Ecopetrol, la Compañía paga el 100% de los gastos de producción en Rancho Hermoso en tanto que solamente reconoce producción no sujeta a tarifa antes de regalías de aproximadamente 24-25% de la producción bruta no sujeta a tarifa. En octubre 30 de 2015, Ecopetrol acordó reembolsar el 40% de los gastos brutos de producción a un valor fijo de \$15 por barril bruto de producción de petróleo, con lo cual se reducen los gastos de producción de la Compañía en Rancho Hermoso, Sin embargo, los gastos de producción para el petróleo de Rancho Hermoso siguen siendo más altos que los de una operación similar sujeta a un contrato de la ANH, como LLA-23, Capella, VMM-2 y Santa Isabel, debido al límite del reembolso.

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

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 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
LLA-23	\$ 499	\$ 666	(25%)	\$ 1,098	\$ 4,480	(75%)
Rancho Hermoso y otros	228	1,001	(77%)	375	2,481	(85%)
Total gastos de transporte	\$ 727	\$ 1,667	(56%)	\$ 1,473	\$ 6,961	(79%)
\$/boe						
LLA-23	\$ 1.98	\$ 1.53	29%	\$ 1.69	\$ 2.63	(36%)
Total	\$ 0.88	\$ 1.59	(45%)	\$ 0.81	\$ 1.66	(51%)

Los gastos de transporte totales han disminuido en un 56% en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con el mismo período en 2014, principalmente debido a menores tarifas de transporte,

menores volúmenes de ventas y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos. Los gastos totales de transporte han disminuido en un 79% en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con los doce meses terminados en junio 30 de 2015 principalmente debido al hecho de que se está haciendo una comparación entre un período de seis meses y un período de doce meses, así como a tarifas de transporte más bajas, aumento de entrega de petróleo crudo en boca de pozo, menores volúmenes de ventas y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos.

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

Ganancia operacional neta

\$/boe	Tres meses terminados en 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
Ingresos de petróleo y gas natural	\$ 31.20	\$ 45.55	(32%)	\$ 32.18	\$ 45.76	(30%)
Regalías	(2.44)	(4.20)	(42%)	(2.75)	(3.87)	(29%)
Gastos de producción y transporte	(6.80)	(16.21)	(58%)	(7.05)	(13.84)	(49%)
Ganancia operacional neta⁽¹⁾	\$ 21.96	\$ 25.14	(13%)	\$ 22.38	\$ 28.05	(20%)

(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:

	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
LLA-23						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 28.56	\$ 58.62	(51%)	\$ 31.89	\$ 59.91	(47%)
Regalías	(3.92)	(7.14)	(45%)	(4.72)	(6.47)	(27%)
Gastos de producción y transporte	(12.62)	(20.70)	(39%)	(10.43)	(18.53)	(44%)
Ganancia operacional neta	\$ 12.02	\$ 30.78	(61%)	\$ 16.74	\$ 34.91	(52%)
Esperanza						
Ingresos de gas natural	\$ 28.77	\$ 25.12	15%	\$ 27.67	\$ 25.04	11%
Regalías	(2.39)	(2.04)	17%	(2.21)	(2.08)	6%
Gastos de producción	(2.35)	(3.04)	(23%)	(2.19)	(2.34)	(7%)
Ganancia operacional neta	\$ 24.03	\$ 20.04	20%	\$ 23.27	\$ 20.62	13%
Clarinete						
Ingresos de gas natural	\$ 31.37	\$ -	n/a	\$ 31.37	\$ -	n/a
Regalías	(6.70)	-	n/a	(6.70)	-	n/a
Gastos de producción	(3.89)	-	n/a	(3.89)	-	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 20.78	\$ -	n/a	\$ 20.78	\$ -	n/a
Ecuador						
Ingresos por tarifa ⁽¹⁾	\$ 38.54	\$ 38.54	-	\$ 38.54	\$ 38.54	-
Ganancia operacional neta ⁽¹⁾	\$ 38.54	\$ 38.54	-	\$ 38.54	\$ 38.54	-

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

Gastos generales y administrativos

	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
Costos brutos	\$ 9,570	\$ 8,440	13%	\$ 15,240	\$ 28,259	(46%)
Menos: montos capitalizados	(945)	(684)	38%	(1,765)	(4,209)	(58%)
Gastos generales y administrativos	\$ 8,625	\$ 7,756	11%	\$ 13,475	\$ 24,050	(44%)
\$/boe	\$ 10.41	\$ 7.39	41%	\$ 7.42	\$ 5.72	30%

Los gastos generales y administrativos ("G&A") brutos aumentaron en un 13% en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con el mismo período en 2014, principalmente debido a pagos por terminación de contratos de trabajo, los cuales ascendieron a \$1.7 millones. Los gastos G&A brutos aumentaron en un 46% en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con los doce meses terminados en junio 30 de 2015, debido al hecho de que se está haciendo una comparación entre un período de seis meses y un período de doce meses, además del pago de \$1.7 por terminación de contratos de

trabajo realizado durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015. Se han emprendido amplias revisiones con el foco en una reducción significativa de G&A en 2016.

Ingreso y gasto financiero neto

	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
Financiación neta pagada	\$ 4,162	\$ 4,007	4%	\$ 9,260	\$ 16,761	(45%)
Costos de financiación distintos a efectivo	1,108	1,475	(25%)	2,193	11,046	(80%)
Gasto financiero neto	\$ 5,270	\$ 5,482	(4%)	\$ 11,453	\$ 27,807	(59%)

Contratos de productos básicos

A diciembre 31 de 2015 y durante los seis meses terminados en esa fecha la Compañía no tuvo contratos de productos básicos en vigor.

Gasto por remuneración basada en acciones

	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
Costos brutos	\$ 2,814	\$ 2,523	12%	\$ 4,803	\$ 8,353	(43%)
Menos: montos capitalizados	(547)	(466)	17%	(930)	(2,466)	(62%)
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 2,267	\$ 2,057	10%	\$ 3,873	\$ 5,887	(34%)

El gasto por remuneración basada en acciones es un gasto no monetario que se basa en el valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas. El valor razonable se calcula a la fecha de otorgamiento y se amortiza durante el período de maduración.

Unidades de acciones restringidas

	Número	Monto
	(000)	
Saldo a junio 30 de 2015	158	\$ 350
Otorgadas	45	94
Liquidadas	(125)	(273)
Pérdida realizada	-	24
Ganancia no realizada	-	(15)
Ganancia en cambio	-	(25)
Saldo a diciembre 31 de 2015	78	\$ 155

En agosto 18 de 2015 y noviembre 27 de 2015, la Compañía otorgó 15.000 y 30.000 unidades de acciones restringidas ("UAR") con un precio de referencia de C\$2.28 y C\$2.77 por acción, respectivamente. Las UAR maduran en 50% en un año y en 50% en dos años desde la fecha de otorgamiento, y se liquidarán en efectivo.

En octubre 2 de 2015 y octubre 7 de 2015 se liquidaron 117.388 y 8.000 UAR con un precio de referencia de C\$4.80 y C\$4.70 por acción, respectivamente.

Gasto por agotamiento y depreciación

	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
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 13,906	\$ 16,818	(17%)	\$ 26,479	\$ 61,262	(57%)
\$/boe	\$ 16.78	\$ 16.03	5%	\$ 14.58	\$ 14.57	-

El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó en un 17% en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con 2014, principalmente como resultado de la menor producción durante el trimestre. El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó en un 57% en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 en comparación con los doce meses terminados en junio 30 de 2015, principalmente como resultado del hecho de que se está haciendo una comparación entre un período de seis meses y un período de doce meses.

Deterioro de activos de desarrollo y producción

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2014	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Deterioro en activos de desarrollo y producción	\$ 44,599	\$ 27,396	\$ 44,599	\$ 72,057

Con ocasión de la debilidad de los precios de referencia del petróleo crudo, se realizaron pruebas de deterioro a diciembre 31 de 2015, mediante el uso de estimados de precios de petróleo crudo proyectados. Las pruebas de deterioro tuvieron como resultado una reducción, principalmente relacionada con los activos de LLA-23, Capella y Santa Isabel, por un total de \$44.6 millones a diciembre 31 de 2015. Los demás campos de la Compañía no se afectaron.

Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2014	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Gasto de impuesto de renta corriente (recuperación)	\$ 647	\$ (1,403)	\$ 3,459	\$ 7,671
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	8,803	4,880	12,325	(204)
Gasto de impuesto de renta	\$ 9,450	\$ 3,477	\$ 15,784	\$ 7,467

El ingreso de la Compañía antes de impuestos está sujeto a una tasa reglamentaria combinada de impuesto de renta en Colombia del 39%. Incluido en el gasto de impuesto de renta diferido distinto a efectivo de \$12.3

millones en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 se dio un cargo por gasto de impuesto de renta diferido distinto a efectivo de \$45.9 millones atribuible al cambio en el beneficio de impuesto no reconocido relacionado con el activo de impuesto diferido colombiano distinto a efectivo y el impacto de la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos en las acumulaciones de deducciones y pérdidas por declarar para reducir los montos de impuestos de la Compañía.

Efectivo y fondos provenientes de las operaciones y 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
Efectivo aportado por actividades operativas	\$ 4,974	\$ 31,743	(84%)	\$ 19,276	\$ 64,445	(70%)
Por acción – básico (\$)	\$ 0.03	\$ 0.29	(90%)	\$ 0.14	\$ 0.58	(76%)
Por acción – diluido (\$)	\$ 0.03	\$ 0.29	(90%)	\$ 0.13	\$ 0.58	(78%)
Fondos ajustados provenientes de operaciones ⁽¹⁾	\$ 8,473	\$ 22,952	(62%)	\$ 23,690	\$ 87,395	(73%)
Por acción – básicos (\$)	\$ 0.05	\$ 0.21	(76%)	\$ 0.17	\$ 0.79	(78%)
Por acción – diluidos (\$)	\$ 0.05	\$ 0.21	(76%)	\$ 0.16	\$ 0.78	(79%)
Pérdida total	\$ (84,466)	\$ (45,970)	84%	\$ (103,495)	\$ (106,022)	(2%)
Por acción – básica (\$)	\$ (0.54)	\$ (0.43)	26%	\$ (0.72)	\$ (0.96)	(25%)
Por acción – diluida (\$)	\$ (0.54)	\$ (0.43)	26%	\$ (0.72)	\$ (0.96)	(25%)

(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 pérdida total de \$84.5 millones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 fue impulsada principalmente por rubros distintos a efectivo que no afectaron el negocio central de la Compañía. En forma significativa, el gasto de agotamiento y depreciación distinto a efectivo de \$13.9 millones, el gasto de exploración distinto a efectivo de \$8.7 millones, el gasto de impuesto de renta diferido distinto a efectivo de \$8.8 millones y el gasto por deterioro distinto a efectivo en activos de desarrollo y producción por \$44.6 millones.

La pérdida total de \$103.5 millones para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 fue impulsada principalmente por rubros distintos a efectivo que no afectaron el negocio central de la Compañía. En forma significativa, el gasto de agotamiento y depreciación distinto a efectivo de \$26.5 millones, el gasto de exploración distinto a efectivo de \$8.7 millones, el gasto de impuesto de renta diferido distinto a efectivo de \$12.3 millones y el gasto por deterioro distinto a efectivo en activos de desarrollo y producción por \$44.6 millones.

Gastos de capital

	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2014	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Perforación y completamientos	\$ 2,090	\$ 41,163	\$ 14,306	\$ 97,320
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	6,914	5,827	12,464	18,276
Sísmica, gastos generales y administrativos capitalizados, costo de préstamo capitalizado y otros distintos a efectivo ⁽²⁾	13,390	12,987	17,923	47,791
Adquisición de propiedades	-	37,609	-	75,609
Disposiciones y cesiones	-	(19,183)	-	(21,654)
Gastos de capital netos	22,394	78,403	44,693	217,342
Ecuador	473	8,825	4,254	25,766
Gastos de capital netos ajustados⁽¹⁾	\$ 22,867	\$ 87,228	\$ 48,947	\$ 243,108
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 3,170	\$ 67,289	\$ 5,632	\$ 148,792
Gastos en propiedades, planta y equipo	19,224	30,297	39,061	90,204
Disposiciones y cesiones	-	(19,183)	-	(21,654)
Gastos de capital netos	\$ 22,394	\$ 78,403	\$ 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 la remuneración en acciones capitalizada y los costos capitalizados relacionados con obligaciones de desmantelamiento.

Los gastos de capital para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 se relacionaron principalmente con:

- Costos de instalaciones en LLA-23.
- Costos de perforación e instalaciones en Clarinete.
- Costos de instalaciones en Esperanza.
- Costos de perforación, completamiento y recompletamiento relacionados con el CPI de Ecuador (contabilizado por el método contable de participación); y
- otros costos capitalizados (G&A capitalizados de \$0.9 millones, costos de desmantelamiento distintos a efectivo de \$7.9 millones, remuneración basada en acciones capitalizada de \$0.5 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. 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.

Durante los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, la Compañía tomó ciertas medidas para contrarrestar la debilidad de los precios del petróleo crudo en los meses recientes y el consecuente impacto en los flujos de caja. Estas medidas incluyen la financiación estratégica de Cavengas y las medidas tomadas para reducir el gasto de capital y preservar la liquidez, las cuales, a diciembre 31 de 2015, dejaron a la Compañía con \$43.4 millones en efectivo y \$61.7 millones en efectivo restringido. Además, a diciembre 31 de 2015 la Compañía tenía disponibles \$25 millones adicionales en líneas de deuda comprometidas, los cuales puede utilizar en cualquier momento hasta abril 27 de 2016 a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a algunas condiciones. En tanto se espera que los precios de petróleo crudo permanezcan débiles a principios de 2016, se espera que en poco tiempo comiencen nuevas entregas significativas de gas contratado, con lo cual se aumentarán sustancialmente los ingresos y fondos provenientes de las operaciones a principios de 2016 y se incrementarán significativamente los ingresos de la Compañía y las ganancias netas de los campos. Entretanto, la Compañía planea mantener un programa de prudente gasto de capital y enfocarse en reducciones de costos para maximizar la rentabilidad de los activos productivos existentes.

	Diciembre 31 de 2015
Deuda con bancos – capital	\$ 255,000
Superávit de capital de trabajo	(46,310)
Deuda neta	\$ 208,690

Colocación privada

En septiembre 3 de 2015, la Compañía completó una colocación privada con Cavengas Holding S.R.L, una compañía de Barbados (“Cavengas”), por el monto de C\$78.975.000 consistente en la emisión de 17.590.000 recibos de suscripción emitidos a C\$2.50 por recibo de suscripción de la Compañía (los “Recibos de Suscripción”) y convertibles en 17.590.000 acciones ordinarias de la Compañía (las “Acciones Ordinarias”), junto con la emisión de 14.000.000 Acciones Ordinarias a un precio de C\$2.50 por Acción Ordinaria. Los C\$35.000.000 relacionados con las 14.000.000 Acciones Ordinarias fueron liberados a la Compañía en septiembre 3 de 2015. En octubre 16 de 2015, los 17.590.000 Recibos de Suscripción fueron convertidos en 17.590.000 Acciones Ordinarias y los C\$43.975.000 relacionados fueron liberados de custodia para la Compañía. La Compañía contrató a un asesor exclusivo para esta transacción, y pagó un honorario de 3.5% por sus servicios, pagadero en su totalidad en Acciones Ordinarias.

Facilidades de crédito y deuda

Préstamo a término, preferencial y garantizado

En abril 3 de 2013 la Compañía celebró un convenio de crédito para un préstamo a término, preferencial y garantizado de \$140 millones, con un sindicato de bancos liderado por Credit Suisse (“Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS”). El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS era por un término de cinco años, con intereses pagaderos trimestralmente y capital pagadero en quince cuotas trimestrales iguales a partir de octubre de 2014, luego de un período de gracia inicial de 18 meses. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS tenía un interés de LIBOR más 4.50% y estaba garantizado con todos los activos importantes de la Compañía.

En abril 24 de 2014, la Compañía culminó una ampliación de su Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS, de \$140 millones a \$220 millones, sin cambios a los términos del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS o al cronograma de pago. El préstamo a término revisado tiene un interés

de LIBOR más 4.50-5.00%, dependiendo de razones de apalancamiento acordadas, y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía.

En abril 24 de 2015, el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS fue liquidado por el monto de capital pendiente a la fecha de liquidación de \$176 millones y fue reemplazado por un nuevo préstamo a término, preferencial y garantizado con un sindicato de bancos liderado por BNP Paribas por un monto de capital de \$200 millones (“Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de PNB”). El valor en libros del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS incluyó \$6.1 millones de costos de transacción compensados contra el monto de capital y fueron totalmente cargados al momento de la liquidación. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP es exigible 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, el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP está clasificado como no corriente a diciembre 31 de 2015. 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. El valor en libros del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP incluyó \$3.9 millones de costos de transacción compensados contra el monto de capital a diciembre 31 de 2015. En septiembre 30 de 2015, la Compañía pagó por anticipado \$20 millones de la Línea de Crédito de 2015, con lo cual redujo a \$180 millones el saldo pendiente a diciembre 31 de 2015.

El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP incluye varios pactos no financieros relacionados con adquisiciones futuras, endeudamientos, operaciones, inversiones, gastos de capital y otros pactos normales de operación del negocio. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP también incluye varios pactos financieros, incluida una razón máxima de apalancamiento consolidado (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de 3.50:1.00, una razón mínima de cobertura de interés consolidada (“Razón de Cobertura de Interés Consolidada”) de 2.50:1.00, y una razón mínima de activos corrientes consolidados a pasivos corrientes consolidados (“Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados”) de 1.00:1.00.

La Razón de Apalancamiento Consolidado se calcula trimestralmente como la deuda total consolidada (“Deuda Total Consolidada”) dividida por el EBITDAX consolidado (“EBITDAX Consolidado”). La máxima Razón de Apalancamiento Consolidado permitida es 3.50:1.00, salvo para el período terminado en diciembre 31 de 2015, en que la Razón de Apalancamiento Consolidado permitida aumentó de 3.50:1.00 a 4.00:1.00. A diciembre 31 de 2015, la Razón de Apalancamiento Consolidado fue de 3.74:1.00. La Deuda Total Consolidada incluye el monto de capital de todo endeudamiento, el cual actualmente incluye deuda con bancos; adicionalmente, el efectivo restringido mantenido en la cuenta de reserva de servicio de la deuda relacionada con el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP es deducible contra la Deuda Total Consolidada. El EBITDAX Consolidado se calcula sobre el período de los últimos 12 meses y se define como el ingreso neto consolidado ajustado por intereses, impuestos de renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración, porción de ganancia o pérdida en empresas conjuntas y otros cargos similares no recurrentes y distintos a efectivo. El EBITDAX Consolidado además se ajusta por la contribución a los fondos ajustados provenientes de las operaciones, antes de impuestos, de los resultados del CPI de Ecuador. El propósito de la inclusión de este último monto es incorporar los fondos provenientes de las operaciones 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 2015
Deuda con bancos (corriente y a largo plazo) – capital	\$ 255,000
Saldo de la cuenta de reserva de servicio de deuda	(3,000)
Deuda Total Consolidada	\$ 252,000

	Mar. 31 de 2015	Jun. 30 de 2015	Sep. 30 de 2015	Dic. 31 de 2015	Período total
EBITDAX Consolidado					
Pérdida neta consolidada	(15,638)	(58,524)	(19,029)	(84,462)	(177,653)
(+) gasto de intereses	5,672	14,122	6,250	5,575	31,619
(+/-) impuestos de renta (recuperación)	7,116	(1,936)	6,334	9,450	20,964
(+) impuestos a la riqueza	1,519	(18)	-	-	1,501
(+) agotamiento y depreciación	12,289	12,662	12,573	13,906	51,430
(+) gastos de exploración	98	19	52	8,796	8,965
(-) participación en (ganancia) pérdida de negocios conjuntos	(675)	(208)	135	(537)	(1,285)
(+/-) otros gastos distintos a efectivo (ingresos) y rubros no recurrentes	(1,129)	47,570	4,361	52,620	103,422
(+) contribución del CPI de Ecuador	6,382	6,595	7,941	7,481	28,399
EBITDAX Consolidado	15,634	20,282	18,617	12,829	67,362

Razón de Apalancamiento Consolidado	Diciembre 31 de 2015
Deuda Total Consolidada	\$ 252,000
EBITDAX Consolidado	67,362
Razón de Apalancamiento Consolidado	3.74

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 2015
Gasto de interés	\$ 22,460
Interés capitalizado	817
Ingreso por intereses	(2,590)
Gasto de interés consolidado	\$ 20,687
EBITDAX consolidado	\$ 67,362
Razón de Cobertura de Interés Consolidada	3.26

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 2015, la Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados fue de 2.93:1.00.

La Compañía estaba en cumplimiento de estos pactos a diciembre 31 de 2015.

Títulos Preferenciales

En octubre 29 de 2014, la Compañía celebró un convenio por \$100 millones con Apollo Investment Corporation para la emisión de títulos de deuda preferenciales no garantizados y con tasa flotante (“Títulos Preferenciales”), con \$50 millones retirados y financiados en octubre 29 de 2014, \$25 millones retirados y financiados en abril 2 de 2015, y \$25 millones adicionales comprometidos y disponibles para retirar en

cualquier momento hasta abril 27 de 2016 a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a algunas condiciones. Los Títulos Preferenciales son pagaderos en su totalidad a su fecha de vencimiento de diciembre 31 de 2019 y causan intereses de LIBOR más 8.5% anual (con sujeción a un piso de LIBOR de 1.0%), 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 \$2.9 millones de costos de transacción compensados contra el monto de capital a diciembre 31 de 2015.

Otras líneas de crédito en Colombia

La Compañía tiene líneas de crédito de tesorería vigentes en Colombia con una base de préstamo total de \$39.4 millones (COP \$124.000 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A diciembre 31 de 2015 y durante el año terminado en esa fecha no hubo giros contra estas líneas.

Cartas de crédito

A diciembre 31 de 2015, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$66.5 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 \$34.9 millones a \$4.5 millones a diciembre 31 de 2015.

Capital accionario

A marzo 22 de 2016, la Compañía tenía en circulación 159.4 millones de acciones ordinarias, 14.6 millones de opciones de compra de acciones y 0.1 millones de unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo.

Obligaciones contractuales

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a diciembre 31 de 2015:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda con bancos - capital	\$ -	\$ 112,500	\$ 142,500	\$ 255,000
Cuentas por pagar, comerciales y otras	12,704	-	-	12,704
Petróleo crudo pagadero en especie	721	-	-	721
Impuestos por pagar	8,315	-	-	8,315
Ingreso diferido	2,216	-	3,731	5,947
Otras obligaciones a largo plazo	-	-	2,801	2,801
Unidades de acciones restringidas	100	55	-	155
Contratos de exploración y producción	26,963	84,751	-	111,714
Arrendamientos de oficinas	799	1,363	1,947	4,109
Arrendamiento financiero	7,519	19,793	20,990	48,302

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 2015 por \$111.7

millones y ha emitido \$49.7 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, con el fin de garantizar los ingresos 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% (participación en el capital del 27.9%) en un consorcio (negocio conjunto), al cual en 2012 le fue adjudicado un contrato de producción incremental de los campos petroleros maduros Libertador y Atacapi en Ecuador. El consorcio planea realizar gastos en el proyecto estimados en un total de \$397 millones (\$107.6 millones netos para la Compañía) por el término de 15 años del contrato. A diciembre 31 de 2015, la Compañía había hecho gastos por \$83.0 millones en relación con su compromiso del CPI de Ecuador.

PERSPECTIVA

No obstante la caída en los precios mundiales de productos básicos, durante los últimos seis meses del año calendario 2015, y en lo que va corrido del 2016, Canacol se ha enfocado en el crecimiento de su negocio de gas de alta ganancia neta. Este crecimiento se refleja tanto en el aumento de la producción de gas, la cual alcanzará los 90 MMscf/d a finales de marzo de 2016 y generará aproximadamente \$163 millones en ingresos brutos este año, y el aumento en el valor de las reservas 2P de la Compañía, que ahora están en 79 MMboe, 80% de las cuales son ahora gas, con un valor no descontado antes de impuestos de \$1.300 millones o C\$9.44 por acción. Estas reservas no incluyen el reciente pozo Oboe-1, el cual en las pruebas arrojó una tasa combinada de 66 MMscf/d.

Durante este período la Compañía ha tenido varios logros operacionales y financieros:

- La perforación del reciente pozo Clarinete-2ST y sus resultados combinados en las pruebas de más de 30 MMscf/d en octubre de 2015.
- La perforación de Oboe-1 y sus resultados combinados en las pruebas de más de 66 MMscf/d (11.579 boe/d) en 2016.
- La terminación de la actualización, según cronograma, de la planta de procesamiento de gas Jobo, de propiedad de Canacol, para ahora procesar 80 MMscf/d de gas.
- El actual arranque y prueba de la planta terminada de gas Promisol Jobo, para procesar 100 mmcf/d adicionales de gas, lo cual lleva la capacidad total de procesamiento de gas de Canacol a 180 MMscf/d.
- La conexión tanto de Clarinete-1 como de Clarinete-2ST a la planta Jobo mediante una línea de flujo de 6” y 12 km, de modo que ahora ambos están en capacidad de entregar gas.
- La inversión estratégica con Cavengas por C\$79 millones en septiembre de 2015, lo cual permitió tanto un pago parcial de deuda como la capacidad de mantener un programa flexible de gastos de

capital en tanto la compañía continúa enfocándose en desarrollar su importante portafolio de gas natural.

Adicionalmente, Canacol ha estado activamente reduciendo sus costos en 2016:

- Un presupuesto planeado de gastos de capital para 2016 de \$52 millones, reducido en un 37% con respecto a los \$82 millones gastados en el año calendario 2015.
- Reducciones continuas en costos en LLA-23, para registrar unos costos operativos de \$8.74/boe en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, casi la mitad de los \$15.90/boe para los doce meses terminados en junio de 2015.
- Reducciones agresivas en G&A, incluidos despidos de empleados.

Los informes de reservas recientemente emitidos por la Compañía en observancia del NI 51-101 mostraron marcados aumentos durante 2015 como consecuencia de la perforación de gas, y permitieron a la Compañía registrar algunas de las mejores mediciones en la industria. Los aspectos destacados incluyeron lo siguiente:

- Las reservas probadas desarrolladas productivas (“PDP”) aumentaron en un 110% desde junio 30 de 2015, para un total de 28.4 MMboe a diciembre 31 de 2015.
- Las reservas probadas más probables (“2P”) sumaron en total 79.2 MMboe a diciembre 31 de 2015, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de \$1.300 millones, lo cual corresponde a C\$9.44 por acción.
- Se logró un reemplazo de reservas 2P de 1.013%, con base en adiciones de reservas brutas de 30.3 MMboe en el año calendario 2015, lo cual es más de 10 veces de las producidas en el mismo período.
- Se logró un reemplazo de reservas 1P de 656% con base en adiciones de reservas probadas brutas de 19.7 MMboe en el año calendario 2015.
- Se lograron unos costos de hallazgo y desarrollo (“F&D”) de 2P de \$1.81/boe para activos de gas y \$2.85/boe como total corporativo para el año calendario 2015.
- Se registraron costos de hallazgo, desarrollo y adquisición (FD&A”) de 2P de \$2.44/boe para activos de gas y \$3.38/boe como total corporativo para el año calendario 2015.
- Se registró un índice de vida de reservas 2P (“RLI”) de 24 años con base en la producción de 2015, y un RLI de 10 años con base en la producción de gas futura esperada de 90 MMscfpd a la culminación de la expansión del gasoducto de Promigas (con RLI de 1P de 16 años y 7 años, respectivamente).

Con miras a lo que resta del año 2016, la administración se mantendrá enfocada en lo siguiente:

- 1) Gasto disciplinado de capital con un gasto de capital esperado de \$52 millones calculado con base en un precio WTI de \$30/bbl para el primer semestre de 2016, y \$35/bbl para el segundo semestre de 2016.
- 2) Continuar el crecimiento de las reservas de gas colombianas y la base de producción de Canacol mediante su programa de exploración con el objetivo de 100 BCF (18 MMboe) de potencial de reservas sin riesgo, lo cual ha comenzado con el recientemente anunciado éxito en Oboe-1, el cual en las pruebas arrojó una tasa combinada de 66 MMscfpd.
- 3) Negociar la construcción de un nuevo gasoducto, el cual enviará 100 MMscfpd de nueva producción de gas de Canacol a la Costa Caribe de Colombia en 2018; y

4) mantener el gran inventario de oportunidades de exploración y producción de petróleo ligero de Canacol listas para perforación, las cuales podrían ser rápidamente ejecutadas si los precios globales del petróleo se recuperan a un nivel razonable y justifican la inversión de capital.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2016		2015				2014	
	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3
Financieros								
Ingresos de petróleo y gas natural, netos de regalías	16,472	21,958	27,297	26,429	36,404	58,917	61,744	55,653
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾	23,953	29,899	33,892	32,811	43,878	67,356	68,975	62,437
Efectivo aportado por actividades operativas	4,974	14,302	(10,905)	(2,011)	31,743	45,618	8,715	13,009
Por acción – básico	0.03	0.11	(0.09)	(0.02)	0.29	0.42	0.09	0.15
Por acción – diluido	0.03	0.11	(0.09)	(0.02)	0.29	0.42	0.09	0.15
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	8,473	15,218	16,359	10,922	22,952	37,162	23,995	33,161
Por acción – básicos ⁽¹⁾	0.05	0.12	0.14	0.10	0.21	0.34	0.25	0.37
Por acción – diluidos ⁽¹⁾	0.05	0.12	0.14	0.10	0.21	0.34	0.24	0.36
Ganancia (pérdida) total	(84,466)	(19,029)	(58,524)	(15,638)	(45,970)	14,110	(2,070)	19,438
Por acción – básica	(0.54)	(0.15)	(0.50)	(0.14)	(0.43)	0.13	(0.02)	0.22
Por acción – diluida	(0.54)	(0.15)	(0.50)	(0.14)	(0.43)	0.13	(0.02)	0.21
Gastos de capital, netos	22,394	22,299	25,310	62,482	78,403	47,522	77,093	35,915
Gastos de capital ajustados, netos, incluyendo gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾	22,867	26,080	27,268	68,778	87,228	56,209	87,584	44,103
Operaciones (boepd)								
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	5,523	6,983	6,007	7,448	8,586	9,922	9,271	8,260
Gas natural	3,541	3,472	3,954	3,502	3,236	3,334	2,941	2,633
Total ⁽²⁾	9,064	10,455	9,961	10,950	11,822	13,256	12,212	10,893
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	5,468	7,272	6,192	7,636	8,187	9,997	9,386	8,792
Gas natural	3,542	3,455	4,064	3,462	3,216	3,311	2,937	2,626
Total ⁽²⁾	9,010	10,727	10,256	11,098	11,403	13,308	12,323	11,418

(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

Año fiscal terminado en	diciembre 31 de 2015	junio 30 de 2015	junio 30 de 2014
Total activos	\$ 668,349	\$ 669,742	\$ 756,587
Total deuda con bancos	248,228	267,023	210,688
Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías	38,430	149,047	207,787
Ganancia (pérdida) total	(103,495)	(106,022)	9,937
Por acción – básica (\$)	(0.72)	(0.96)	0.11
Por acción – diluida (\$)	(0.72)	(0.96)	0.11

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 financiacines 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 2015 ni durante los seis meses terminados 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. La Compañía no tuvo contratos de precios de productos básicos vigentes a diciembre 31 de 2015 ni durante los seis meses terminados en esa fecha.

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 los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, 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 2015 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 2015. 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 2015.

Control interno 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 2015, 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 2015.

Durante el trimestre terminado en diciembre 31 de 2015, 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.