

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y SEIS MESES TERMINADOS EN DICIEMBRE 31 DE 2014**



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			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías	36,404	42,168	(14%)	95,321	90,390	5%
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽²⁾	43,878	47,101	(7%)	111,234	99,491	12%
Efectivo aportado por actividades operativas	31,743	36,406	(13%)	77,361	56,130	38%
Por acción – básico (\$)	0.29	0.42	(31%)	0.72	0.65	11%
Por acción – diluido (\$)	0.29	0.41	(29%)	0.71	0.64	11%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	22,952	16,713	37%	60,114	41,759	44%
Por acción – básico (\$)	0.21	0.19	11%	0.56	0.48	17%
Por acción – diluido (\$)	0.21	0.19	11%	0.55	0.48	15%
Ingreso neto (pérdida)	(45,970)	(10,412)	342%	(31,860)	(7,431)	329%
Por acción – básico y diluido (\$)	(0.43)	(0.12)	258%	(0.30)	(0.09)	233%
Gastos de capital, netos	78,403	22,749	245%	125,925	40,157	214%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidos gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾⁽²⁾	87,228	32,679	167%	143,437	56,422	154%
				Diciembre 31 de 2014	Junio 30 de 2014	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				124,696	163,729	(24%)
Efectivo restringido				74,771	66,827	12%
Superávit de capital de trabajo, excluyendo la porción corriente de deuda con bancos y conceptos distintos a efectivo ⁽¹⁾				78,824	159,117	(50%)
Deuda con bancos a corto y largo plazo				244,580	210,688	16%
Total activos				757,948	756,587	-
Acciones ordinarias, final del período (000)				107,814	107,736	-
Operativos	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boeped)						
Petróleo ⁽³⁾	8,586	6,998	23%	9,254	6,555	41%
Gas natural	3,236	3,097	4%	3,285	3,060	7%
Total ⁽²⁾	11,822	10,095	17%	12,539	9,615	30%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	8,187	5,868	40%	9,092	6,088	49%
Gas natural	3,216	2,953	9%	3,264	3,003	9%
Total ⁽²⁾	11,403	8,821	29%	12,356	9,091	36%
Precios realizados de venta (\$/boe)						
LLA 23 (petróleo)	58.62	86.86	(33%)	72.49	89.81	(19%)
Esperanza (gas natural)	25.12	29.45	(15%)	23.27	29.56	(21%)
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	45.55	61.81	(26%)	53.41	63.64	(16%)
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾						
LLA 23 (petróleo)	30.78	64.68	(52%)	43.50	66.05	(34%)
Esperanza (gas natural)	20.04	24.56	(18%)	18.41	24.82	(26%)
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	25.14	38.44	(35%)	31.89	38.89	(18%)

(1) Medida que no está en las NIIF – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

(2) Incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

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

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

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

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha febrero 10 de 2015 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios se refieren a los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres meses y seis meses terminados en diciembre 31 de 2014 y 2013 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el informe de discusión y análisis de la administración para el año terminado en junio 30 de 2014, y deben ser leídos en conjunto con ellos. Los estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, “Informes financieros intermedios”, y todos los montos contenidos aquí son expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas son expresados en miles de dólares de Estados Unidos, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el Formato de Información Anual, en SEDAR en www.sedar.com.

Planteamientos de proyecciones a futuro – *Cierta información incluida en este documento contiene planteamientos de proyecciones a futuro. Todas las declaraciones distintas a hechos históricos contenidas aquí son planteamientos de proyecciones a futuro, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están por fuera del control de la Compañía, incluido el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de petróleo y gas natural de tales proyectos principales, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías calculadas con base en hidrocarburos continuarán siendo consistentes, o que las regalías continuarán siendo aplicadas sobre la base de una escala móvil en la medida en que la producción aumente en cualquier bloque. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía pueden diferir sustancialmente de aquellos expresados en estos planteamientos de proyecciones a futuro, o derivados de ellos y, por consiguiente, no puede asegurarse que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá; ni cuáles beneficios reportarán a la Compañía, si alguno de ellos llega a ocurrir.*

Además de la información histórica, el MD&A contiene planteamientos de proyecciones a futuro que son generalmente identificables como cualquier planteamiento que exprese o que involucre discusiones en relación con expectativas, creencias, planes, objetivos, supuestos o eventos de desempeño futuro (con frecuencia, aunque no siempre, mediante el uso de palabras o frases tales como “probablemente tendrá como resultado”, “esperado”, “se anticipa”, “cree”, “estimado”, “pretende”, “planea”, “proyección” y “perspectiva”). Estos planteamientos no son hechos históricos. Pueden ser proyecciones a futuro y contener estimados, supuestos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados reales o las consecuencias difieran sustancialmente de los expresados en tales planteamientos. Los resultados reales logrados durante el período proyectado variarán con respecto a la información suministrada aquí, debido a numerosos riesgos e incertidumbres conocidos y

desconocidos, y otros factores. Tales factores incluyen, sin que se limiten a ellos, las condiciones generales económicas, de mercado y del negocio; las fluctuaciones en los precios del petróleo y el gas; los resultados de las actividades de perforación para exploración y producción y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados a las operaciones de petróleo y gas, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. Por consiguiente, no hay declaración de la Compañía en el sentido de que los resultados reales obtenidos en el período proyectado serán, en todo o en parte, los mismos que fueron previstos. Salvo en la medida exigida por la ley, la Compañía no asume obligación de actualizar públicamente ni de revisar los planteamientos con proyecciones a futuro hechos en este MD&A o en otra parte, sea como resultado de nueva información, eventos futuros o de otra forma. A todos los planteamientos posteriores con proyecciones a futuro, sean orales o escritos, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

A los lectores igualmente se les advierte que no deben tener una confianza indebida en información o planteamientos con proyecciones a futuro.

Medidas que no están en las NIIF – Debido a la naturaleza del método contable de capital que la Compañía aplica a su participación en el contrato de producción incremental para los campos Libertador y Atacapi en Ecuador (“CPI de Ecuador”) conforme a la NIIF 11, la Compañía no registra su participación proporcional de ingresos y gastos como sería lo usual en los acuerdos de participación conjunta en petróleo y gas. Por lo tanto, en este MD&A la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, para complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF. Tales medidas adicionales no deben ser consideradas como una alternativa a las medidas determinadas de acuerdo con las NIIF ni deben ser consideradas más significativas que estas últimas como un indicador del desempeño de la Compañía, pues tales medidas pueden no ser comparables con aquellas reportadas por otras compañías.

Una de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño es la de los fondos ajustados provenientes de sus operaciones. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida no definida en las NIIF. Representan el efectivo aportado por actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y gastos por obligaciones de desmantelamiento, e incluyen la participación proporcional de la Compañía de aquellos conceptos que de otro modo habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador si el mismo se hubiera contabilizado conforme al método contable de consolidación proporcional. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a los IFRS, ni como más valiosos que éste, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los fondos ajustados provenientes de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras compañías. La Compañía también presenta los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción, de tal modo que los montos por acción se calculan mediante el uso del promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo de 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		Seis meses terminados en diciembre 31 de	
	2014	2013	2014	2013
Efectivo proveniente de actividades operativas	\$ 31,743	\$ 36,406	\$ 77,361	\$ 56,130
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(15,712)	(24,626)	(31,962)	(23,472)
Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuesto de renta corriente	6,921	4,933	14,715	9,101
Fondos ajustados provenientes de operaciones	\$ 22,952	\$ 16,713	\$ 60,114	\$ 41,759

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 los ítems distintos a efectivo tales como la porción corriente de los contratos de productos básicos, la porción corriente de la deuda convertible en acciones, la porción corriente de los derechos de adquisición de acciones, y la porción corriente de los activos o pasivos de derivados incorporados, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de petróleo y gas natural, menos regalías, menos 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 los IFRS y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

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

RESULTADOS DE LAS OPERACIONES

Para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2014, la producción de la Compañía consistió principalmente en petróleo crudo de sus campos Leono, Labrador, Pantro y Tigro en la Cuenca de los Llanos en Colombia, gas natural de su campo Nelson en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, petróleo a tarifa de su CPI de Ecuador, y, en menor medida, petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso, Capella, VMM-2 y Santa Isabel en Colombia.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2014, la Compañía adquirió una participación del 100% en los contratos de Exploración y Producción ("E&P") de VIM-5 y VIM-19 a OGX Petroleo E Gas S.A. Ambos contratos están situados en los alrededores del bloque Esperanza en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. El primer pozo perforado en el contrato de E&P de VIM-5 en noviembre de 2014, Clarinete-1, encontró 149 pies de zona potencial de gas en el depósito primario de arenisca Ciénaga de Oro, el mismo depósito del cual la Compañía produce en sus campos de gas Nelson y Palmer en el contrato adyacente de Esperanza, y ha hecho pruebas a una tasa bruta de 45.3 millones de pies cúbicos estándares por día ("MMcfd") (7.947 barriles de petróleo equivalente por día "boepd") de gas seco sin agua en las dos pruebas de producción planeadas en dos intervalos separados del depósito. El mejor estimado previo a la perforación, bruto y sin riesgo, para el prospecto de Clarinete, conforme al reporte de recursos prospectivos de Gaffney Cline and Associates ("GCA"), es 540 billones de pies cúbicos ("bcf") de gas. Diez prospectos e indicaciones adicionales identificados dentro de los contratos de E&P de VIM-5 y VIM-19 contienen un volumen significativo de recursos prospectivos asumiendo que todos los prospectos sean perforados de acuerdo con un informe de GCA de julio de 2014 emitido conforme al NI 51-101. Además, según un acuerdo existente, y con sujeción a aprobación de la ANH, un socio industrial en el negocio conjunto tiene la capacidad de obtener hasta el 25% del 100% de participación de la Compañía a cambio del cumplimiento de algunos compromisos financieros.

En febrero de 2015, la Compañía firmó un nuevo contrato de venta en firme a 15 años para la venta de 35 millones de unidades térmicas británicas ("MMbtu") (6.140 boepd) de gas a Altesol Colombia S.A.S ("Altesol"), a partir del tercer trimestre del año calendario 2016. Conforme a los términos del contrato, Altesol pagará \$4.90/MMbtu (\$27.93/boe), aumentados en un 2% por año durante el término del contrato. Además, Canacol y Altesol firmaron un acuerdo conforme al cual Canacol tiene la opción, válida por seis meses desde la fecha del acuerdo, de participar en los ingresos generados por la venta del Gas Natural Licuado ("GNL") a través de una posición de propiedad de capital en Altesol de aproximadamente 26% a cambio de invertir \$13 millones en el proyecto. Altesol usará el gas para producir aproximadamente 360.000 galones de GNL por día en una instalación destinada a la licuefacción la cual estará ubicada cerca de la instalación de procesamiento de gas Jobo operada por Canacol. Altesol recientemente firmó un contrato

de venta en firme a 15 años para vender el GNL que será producido en la instalación a un gran distribuidor internacional para exportar a mercados en el Caribe a un precio de venta de aproximadamente \$11/MMbtu (\$62.70/boe) en el punto de venta de Cartagena en Colombia. Canacol, como usufructuaria de Altesol, también recibirá ingresos por la venta del GNL de aproximadamente \$1.25/MMbtu (\$7.12/boe). En esa medida, se espera que los ingresos totales por el contrato de venta de gas y el usufructo de Altesol para Canacol sean de aproximadamente \$6.25/MMbtu (\$35.63/boe) aumentados en un 2% por año durante el lapso de 15 años de duración del contrato de venta en firme. Se espera que el gas para el contrato provenga del recientemente descubierto campo de gas Clarinete-1, ubicado en el Contrato de E&P de VIM 5.

El bloque Esperanza, situado en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, produce gas natural seco para la venta a clientes locales conforme a contratos de largo plazo. Según lo indicado previamente, la Compañía ha firmado tres nuevos contratos de venta de gas por un combinado de 65 MMcfpd, los cuales llevarán la producción actual diaria de gas de Canacol de aproximadamente 20 MMcfpd (3,509 boepd) a 83 MMcfpd (14,561 boepd) a finales del año calendario 2015. Cada uno de los nuevos contratos tiene un término de cinco años, con un precio de \$5.40/MMbtu aumentado en un 2% por año para dos de los contratos, para un total de 35 MMcfpd, y \$8.00/MMbtu aumentado aproximadamente en un 3% por año para el tercer contrato de 30 MMcfpd. Canacol actualmente vende aproximadamente 18 MMcfpd (3,158 boepd) de gas proveniente del campo Nelson a un productor local de ferróniquel con base en un contrato a 10 años el cual expira en 2021. Ese contrato se ató al índice de precios de la Guajira, el cual cambió a partir de octubre 29 de 2014 de \$3.97/MMbtu (\$22.63/boe) a \$5.08/MMbtu (\$28.96/boe). Sin embargo, según lo mencionado anteriormente, la Compañía ha diversificado sus ventas futuras de gas con la adición de tres nuevos contratos de gas a precio fijo que comienzan en diciembre de 2015. A principios de octubre de 2014 la Compañía también completó la perforación de un segundo pozo de exploración de gas en el contrato Esperanza, Corozo-1, el cual ha sido revestido y está a la espera de pruebas de producción. Al hacer los descubrimientos de gas de Clarinete-1 y Corozo-1 en noviembre de 2014, y en forma más importante con base en el significativo potencial de recurso de gas del descubrimiento Clarinete, la Compañía decidió aplazar la perforación del pozo de exploración Cañadonga-1, y en cambio perforó el pozo de desarrollo Nelson-5 en su campo de gas operado de Nelson. El pozo Nelson-5 encontró 117 pies de zona productiva neta de gas dentro de la arenisca de Ciénaga de Oro, el principal depósito productivo dentro del campo de gas de Nelson, con una porosidad promedio de 22%. El pozo Nelson-5 actualmente está siendo conectado al sistema de recolección de gas en el campo Nelson. Se espera que los pozos existentes, Nelson y Palmer, tengan suficiente capacidad productiva para entregar los 83 MMcfpd de gas contratado al final del año calendario 2015.

La Compañía, a través de un consorcio, participa en un contrato de producción incremental para los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, por el cual la Compañía recibe un precio a tarifa de \$38.54/bbl por cada barril de petróleo incremental producido sobre una curva base de producción predeterminada. Tales volúmenes de producción incremental se reportan como producción en este MD&A. Como se ha indicado ampliamente en aparte previo, según lo requerido por la NIIF 11, el CPI de Ecuador se contabiliza conforme al método de participación y no según el método contable de consolidación proporcional. Para los fines de este MD&A, la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, con el fin de complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía bajo las NIIF.

Durante el trimestre terminado en diciembre 31 de 2014 la Compañía participó en la perforación de dos nuevos pozos de desarrollo y el acondicionamiento de tres pozos existentes para sumar nueva producción.

Tanto las ventas de gas de Esperanza (actualmente vendido con base en el índice de precios de la Guajira de \$5.08/MMbtu o \$28.96/boe) como el petróleo a tarifa de Ecuador (\$38.54/bbl), los cuales en conjunto componen aproximadamente el 44% de la producción en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2014, son insensibles a los precios mundiales del petróleo, lo cual brinda a la Compañía un grado significativo de protección frente a los efectos de los bajos precios de referencia del petróleo.

En los pasados dos años la Compañía ha hecho cinco descubrimientos claves de petróleo ligero en su bloque LLA-23, situado en la Cuenca de los Llanos, los cuales son Labrador en diciembre de 2012, Leono en diciembre de 2013, Pantro en abril de 2014, Tigro en agosto de 2014 y, más recientemente, Maltés en enero de 2015. Estos descubrimientos actualmente están produciendo poco menos de la mitad de la producción actual de la

Compañía. La Compañía completó los pozos de desarrollo Labrador-6 y Tigro-3 y la perforación y prueba del pozo de descubrimiento Maltés-1 durante el trimestre terminado en diciembre 31 de 2014. El pozo de descubrimiento Maltés-1 arrojó en las pruebas una tasa bruta de 1.555 barriles de petróleo por día (“bopd”) de petróleo ligero de 32° API (1.400 bopd netos) provenientes del depósito de arenisca C7, con un corte de agua de menos del 1%, mediante el uso de una bomba eléctrica sumergible operada a una frecuencia de 38 Hz al final de una prueba de flujo de seis días. El pozo de descubrimiento Maltés-1 será puesto en producción a largo plazo, con sujeción a la aprobación de la ANH. La Compañía también está avanzando en la adquisición de un programa de sísmica de 3D de 400 kilómetros cuadrados el cual empezó en agosto de 2014. El objetivo del programa de sísmica de 3D es afirmar el portafolio de 12 indicaciones de exploración actualmente identificadas como prospectos para perforación en los años calendario 2015 y 2016.

Para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2014, la Compañía también tuvo otra producción de petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso, Capella, VMM-2 y Santa Isabel en Colombia. Rancho Hermoso es un campo maduro y su producción y ganancias operacionales netas se han vuelto menores dentro del resultado consolidado total. En VMM-2, durante el trimestre terminado en diciembre 31 de 2014, la Compañía y su socio completaron la perforación del pozo de evaluación Mono Araña-9 dentro del descubrimiento poco profundo de Lisama, el cual está a la espera de pruebas de producción. Las propiedades de la Compañía en Rancho Hermoso, Capella, VMM-2 y Santa Isabel individualmente contribuyeron solamente con un monto menor a la producción total en el trimestre terminado en diciembre 31 de 2014 y, por tanto, fueron reunidas en un solo grupo para efectos de análisis en este MD&A. Estas propiedades son susceptibles de flujos de caja negativos en un ambiente de bajo precio de petróleo y la Compañía planea cerrar todos los pozos bajo su control que no sean rentables.

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

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

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

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
Producción (boepd)						
LLA 23 (petróleo)	4,953	3,705	34%	5,314	3,365	58%
Esperanza (gas)	3,236	3,097	4%	3,285	3,060	7%
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,967	1,077	83%	2,120	1,018	108%
Rancho Hermoso y otros (petróleo y líquidos)	1,666	2,216	(25%)	1,820	2,172	(16%)
Total producción	11,822	10,095	17%	12,539	9,615	30%
Movimientos de inventario, generación de energía y otros	(419)	(1,274)	(67%)	(183)	(524)	(65%)
Total ventas	11,403	8,821	29%	12,356	9,091	36%
Ventas (boepd)						
LLA 23 (petróleo)	4,744	2,874	65%	5,240	3,089	70%
Esperanza (gas)	3,216	2,953	9%	3,264	3,003	9%
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,967	1,077	83%	2,120	1,018	108%
Rancho Hermoso y otros (petróleo y líquidos)	1,476	1,917	(23%)	1,732	1,981	(13%)
Total ventas	11,403	8,821	29%	12,356	9,091	36%

El aumento general de los volúmenes de producción en los tres y seis meses terminados en diciembre 31 de 2014 comparado con los mismos períodos en 2013 se debe principalmente a nueva producción de los descubrimientos de Labrador, Leono, Pantro y Tigro en el bloque LLA-23, aumentos de producción de los campos Libertador y Atacapi en Ecuador y nueva producción de los descubrimientos de Oso Pardo y Morsa en el bloque Santa Isabel.

Ingresos de petróleo y gas natural

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
LLA 23	\$ 25,584	\$ 22,967	11%	\$ 69,888	\$ 51,045	37%
Esperanza	7,431	8,002	(7%)	13,973	16,332	(14%)
Rancho Hermoso y otros	7,794	15,375	(49%)	22,531	31,858	(29%)
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	40,809	46,344	(12%)	106,392	99,235	7%
Regalías	(4,405)	(4,176)	5%	(11,071)	(8,845)	25%
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado	36,404	42,168	(14%)	95,321	90,390	5%
Ecuador a tarifa y otros ingresos	7,474	4,933	52%	15,913	9,101	75%
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías⁽¹⁾	\$ 43,878	\$ 47,101	(7%)	\$ 111,234	\$ 99,491	12%

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

La disminución en los ingresos ajustados de petróleo y gas natural en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2014, en comparación con el mismo período en 2013, es principalmente el resultado del aumento general de las ventas de 29% por volumen, compensado por el impacto de precios promedio realizados más bajos durante el trimestre como consecuencia de declinaciones en los precios de referencia del petróleo crudo. El aumento de los ingresos ajustados de petróleo y gas natural en los seis meses terminados en diciembre 31 de 2014 comparados con el mismo período en 2013 se debe principalmente al aumento general de ventas del 36% por volumen, compensado por el impacto de precios promedio realizados más bajos durante el trimestre.

Precio promedio de referencia y precios realizados de venta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
Brent (\$/bbl)	\$ 76.43	\$ 109.23	(30%)	\$ 89.16	\$ 109.73	(19%)
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 73.21	\$ 97.50	(25%)	\$ 85.54	\$ 101.66	(16%)
LLA 23 (\$/bbl)	\$ 58.62	\$ 86.86	(33%)	\$ 72.49	\$ 89.81	(19%)
Esperanza (\$/boe)	25.12	29.45	(15%)	23.27	29.56	(21%)
Ecuador (\$/bbl)	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Rancho Hermoso y otros (\$/bbl)	57.40	87.18	(34%)	70.68	87.40	(19%)
Precio promedio realizado de venta (\$/boe)⁽¹⁾	\$ 45.55	\$ 61.81	(26%)	\$ 53.41	\$ 63.64	(16%)

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

En enero de 2014 el Índice de la Guajira, el precio de referencia de gas natural usado como base del cálculo de los contratos de venta de gas de Esperanza que actualmente tiene la Compañía, se redujo a \$3.97/MMbtu (\$22.63/boe) por decreto de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”) de Colombia. El decreto fue hecho por la CREG como parte de las medidas temporales para salvar el tiempo entre enero 1 de 2014, cuando ciertas modificaciones a la legislación aplicable en Colombia entraron en efecto, y el establecimiento de un “regulador del mercado”, quien estará a cargo de calcular y publicar un precio promedio de la Guajira según lo ordenado por dicha legislación.

A octubre 29 de 2014, el regulador del mercado fue establecido y el Índice de la Guajira fue revisado y elevado a \$5.08/MMbtu (\$28.96/boe). Sin embargo, la Compañía ha diversificado sus ventas futuras de gas con la adición de tres nuevos contratos de gas a precio fijo que comienzan en diciembre de 2015 para 65 MMcfpd (11.404 boepd) por un período de cinco años a un precio fijo de \$5.40/MMbtu (aumentado aproximadamente en un 2% por año) para 35 MMcfpd, bajo contratos firmados en diciembre de 2013, y \$8.00/MMbtu (aumentado aproximadamente en un 3% por año) para 30 MMcfpd bajo el contrato firmado más recientemente en septiembre de 2014.

Regalías

	Tres meses terminados en diciembre 31,		Seis meses terminados en diciembre 31,	
	2014	2013	2014	2013
LLA 23	\$ 3,117	\$ 2,254	\$ 8,025	\$ 4,963
Esperanza	605	709	1,167	1,371
Rancho Hermoso y otros	683	1,213	1,879	2,511
Total regalías	\$ 4,405	\$ 4,176	\$ 11,071	\$ 8,845

En Colombia, las regalías de petróleo crudo son generalmente a una tasa del 8% hasta que la producción neta del campo llega a los 5.000 boepd; después aumentan en una escala móvil hasta el 20%, hasta 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%. No hay regalías en la producción a tarifa en Ecuador. Las regalías de gas natural se calculan con base en el ingreso de gas natural, generalmente a una tasa del 6.4%. Además, la producción de gas natural de la Compañía está sujeta a 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			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
Gastos de producción	\$ 15,342	\$ 11,308	36%	\$ 33,578	\$ 24,308	38%
Gastos de transporte	1,667	3,482	(52%)	4,263	8,243	(48%)
Total gastos de producción y transporte	\$ 17,009	\$ 14,790	15%	\$ 37,841	\$ 32,551	16%
\$/boe	\$ 16.21	\$ 18.22	(11%)	\$ 16.65	\$ 19.46	(14%)

A continuación se presenta un análisis de gastos de producción:

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
LLA-23	\$ 8,365	\$ 1,880	345%	\$ 17,371	\$ 5,027	246%
Esperanza	900	619	45%	1,754	1,249	40%
Rancho Hermoso y otros	6,077	8,809	(31%)	14,453	18,032	(20%)
Total gastos de producción	\$ 15,342	\$ 11,308	36%	\$ 33,578	\$ 24,308	38%
\$/boe						
LLA-23	\$ 19.17	\$ 7.11	170%	\$ 18.02	\$ 8.84	104%
Esperanza	\$ 3.04	\$ 2.28	33%	\$ 2.92	\$ 2.26	29%
Total	\$ 14.62	\$ 13.93	5%	\$ 14.77	\$ 14.53	2%

Los gastos de producción en LLA-23 aumentaron en 345% y 246% en los tres y seis meses terminados en diciembre 31 de 2014, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2013. El aumento se debe principalmente a nueva producción de los descubrimientos de Labrador, Leono, Pantro y Tigro.

Los gastos de producción en Esperanza aumentaron en 45% y 40% en los tres y seis meses terminados en diciembre 31 de 2014, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2013, principalmente debido a la mayor producción y a mayores costos de mano de obra y generación de energía.

Los gastos de producción en Rancho Hermoso y otros disminuyeron en 31% y 20% en los tres y seis meses terminados en diciembre 31 de 2014, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2013. La disminución es principalmente el resultado de la menor producción en el campo Rancho Hermoso. Bajo su contrato con Ecopetrol, la Compañía paga el 100% de los gastos de producción en Rancho Hermoso en tanto que solamente reconoce producción no sujeta a tarifa antes de regalías de aproximadamente 24-25% de la producción bruta no sujeta a tarifa. Como resultado, los gastos de producción para el petróleo de Rancho Hermoso son más altos que los de una operación similar sujeta a un contrato de la ANH, como LLA-23, Capella, VMM-2 y Santa Isabel.

En vista de la debilidad en los precios de referencia del petróleo crudo, la Compañía enfocará sus esfuerzos a reducir 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 está centralizando sus operaciones de producción, cargue, y disposición de agua de los distintos campos dentro del bloque LLA-23 en la plataforma Pointer; haciendo esto se reducen los gastos operacionales, los gastos de transporte y los costos de manejo de agua vía reinyección. En Rancho Hermoso la Compañía continúa cerrando pozos con alto corte de agua, lo cual ayuda a reducir en general los costos de generación de energía y manejo 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.

La Compañía no paga gastos de producción en Ecuador.

A continuación se presenta un análisis de gastos de transporte:

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
LLA-23	\$ 666	\$ 1,733	(62%)	\$ 2,551	\$ 3,515	(27%)
Rancho Hermoso y otros	1,001	1,749	(43%)	1,712	4,728	(64%)
Total gastos de transporte	\$ 1,667	\$ 3,482	(52%)	\$ 4,263	\$ 8,243	(48%)
\$/boe						
LLA-23	\$ 1.53	\$ 6.55	(77%)	\$ 2.65	\$ 6.18	(57%)
Total	\$ 1.59	\$ 4.29	(63%)	\$ 1.88	\$ 4.93	(62%)

Los gastos de transporte totales han disminuido en 52% y 48% en los tres y seis meses terminados en diciembre 31 de 2014, respectivamente, comparados con los mismos períodos en 2013, principalmente debido a menores tasas de transporte, menores volúmenes de ventas en Rancho Hermoso y otros, y más entrega de petróleo crudo en el campo. La compañía no paga costos de transporte en Esperanza ni en Ecuador.

Ganancia operacional neta

\$/boe	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
Ingresos de petróleo y gas natural	\$ 45.55	\$ 61.81	(26%)	\$ 53.41	\$ 63.64	(16%)
Regalías	(4.20)	(5.15)	(18%)	(4.87)	(5.29)	(8%)
Gastos de producción y transporte	(16.21)	(18.22)	(11%)	(16.65)	(19.46)	(14%)
Ganancia operacional neta ⁽¹⁾	\$ 25.14	\$ 38.44	(35%)	\$ 31.89	\$ 38.89	(18%)

(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:

\$/boe	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
LLA-23						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 58.62	\$ 86.86	(33%)	\$ 72.49	\$ 89.81	(19%)
Regalías	(7.14)	(8.52)	(16%)	(8.32)	(8.73)	(5%)
Gastos de producción y transporte	(20.70)	(13.66)	52%	(20.67)	(15.03)	38%
Ganancia operacional neta	\$ 30.78	\$ 64.68	(52%)	\$ 43.50	\$ 66.05	(34%)
Esperanza						
Ingresos de gas natural	\$ 25.12	\$ 29.45	(15%)	\$ 23.27	\$ 29.56	(21%)
Regalías	(2.04)	(2.61)	(22%)	(1.94)	(2.48)	(22%)
Gastos de producción	(3.04)	(2.28)	33%	(2.92)	(2.26)	29%
Ganancia operacional neta	\$ 20.04	\$ 24.56	(18%)	\$ 18.41	\$ 24.82	(26%)
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			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
Costos brutos	\$ 8,440	\$ 10,155	(17%)	\$ 15,271	\$ 16,054	(5%)
Menos: Montos capitalizados/reversión	(684)	(1,175)	(42%)	(1,617)	(1,663)	(3%)
Gastos generales y administrativos	\$ 7,756	\$ 8,980	(14%)	\$ 13,654	\$ 14,391	(5%)
\$/boe	\$ 7.39	\$ 11.07	(33%)	\$ 6.01	\$ 8.60	(30%)

Los gastos generales y administrativos disminuyeron en un 17% y un 5% en los tres y seis meses terminados en diciembre 31 de 2014, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2013, principalmente debido a los esfuerzos de la Compañía de manejar sus gastos generales y administrativos en vista de la reciente debilidad en los precios de referencia del petróleo crudo. Los bonos anuales causados fueron incluidos en gastos generales y administrativos para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2014 y 2013 en comparación con otros trimestres.

Ingreso y gasto financiero neto

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
Financiación neta pagada	\$ 4,007	\$ 1,579	154%	\$ 6,149	\$ 2,905	112%
Costos de financiación distintos a efectivo	1,475	627	135%	2,721	1,244	119%
Gasto financiero neto	\$ 5,482	\$ 2,206	149%	\$ 8,870	\$ 4,149	114%

El gasto financiero neto aumentó en 154% y 112% en los tres y seis meses terminados en diciembre 31 de 2014, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2013, principalmente debido a mayores intereses y costos de financiación en que se incurrió con el Préstamo Preferencial a Término de \$220 millones (\$140 millones en 2013) y los Títulos Preferenciales por \$50 millones (\$0 en 2013).

Contratos de productos básicos

Durante los tres y seis meses terminados en diciembre 31 de 2014, la Compañía tuvo un instrumento financiero de cobertura sobre precio de petróleo en circulación conforme a los siguientes términos:

Período	Volumen	Tipo	Rango de precio
Ene. de 2014 – dic. de 2014	500 bbls/día	Instrumento financiero de cobertura sobre precio de petróleo Brent	\$75,00 – \$123,50

Las ganancias y pérdidas en contratos de productos básicos reconocidas en ganancia o pérdida neta se resumen a continuación:

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Seis meses terminados en diciembre 31 de	
	2014	2013	2014	2013
Cambio no realizado en valor razonable	\$ -	\$ (156)	\$ (38)	\$ (195)
Liquidación en efectivo realizada	(182)	201	(182)	432
(Ganancia) pérdida total	\$ (182)	\$ 45	\$ (220)	\$ 237

Gasto por remuneración basada en acciones

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
Costos brutos	\$ 2,523	\$ 778	224%	\$ 4,354	\$ 1,383	215%
Menos: montos capitalizados	(466)	(259)	80%	(1,029)	(633)	63%
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 2,057	\$ 519	296%	\$ 3,325	\$ 750	343%

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. En octubre 6 de 2014, la junta directiva aprobó la cancelación de 2.211.500 opciones de compra de acciones que fueron otorgadas en mayo 30 de 2014 a un precio de ejercicio de \$7.21, para la fijación de un nuevo precio. A las opciones se les fijó un nuevo precio en enero 5 de 2015 con un precio de ejercicio de C\$2.21 y con 95.000 opciones adicionales otorgadas a nuevos empleados.

Unidades de acciones restringidas

	Número (000)	Monto
Saldo a junio 30 de 2014	62	\$ 404
Otorgadas	235	1,010
Liquidadas	(8)	(38)
Ganancia no realizada	-	(693)
Ganancia en cambio	-	(66)
Saldo a septiembre 30 de 2014	289	\$ 617

En octubre 2 de 2014, la Compañía otorgó 234.781 unidades de acciones restringidas (“UAR”) a algunos miembros de junta y directivos, con un precio de referencia de C\$4.80 por acción. Las UAR maduraron en una mitad en seis meses y en otra mitad en doce meses desde la fecha de otorgamiento, y se liquidarán en efectivo.

Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 16,818	\$ 7,530	123%	\$ 36,311	\$ 14,828	145%
\$/boe	\$ 16.03	\$ 9.28	73%	\$ 15.97	\$ 8.86	80%

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó en un 123% y un 145% en los tres y seis meses terminados en diciembre 31 de 2014, respectivamente, en comparación con 2013, principalmente como resultado de una mayor base agotable en LLA-23, Esperanza y Santa Isabel.

Deterioro en activos de desarrollo

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Seis meses terminados en diciembre 31 de	
	2014	2013	2014	2013
Deterioro en activos de desarrollo	\$ 27,396	-	\$ 27,396	-

En vista de la reciente debilidad de los precios de referencia del petróleo crudo, se realizaron pruebas de deterioro a diciembre 31 de 2014, mediante el uso de estimados de precios de petróleo crudo proyectados y revisados. Las pruebas de deterioro tuvieron como resultado una reducción, principalmente relacionada con los activos de Rancho Hermoso, por un total de \$27.4 millones a diciembre 31 de 2014. Los activos productivos claves de la Compañía en Esperanza y LLA-23 no se vieron afectados.

Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013		2014	2013	
Gasto de impuesto de renta corriente (recuperación)	\$ (1,403)	\$ 5,548		\$ 2,223	\$ 7,170	
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	4,880	(2,545)		64	(2,951)	
Gasto de impuesto de renta (recuperación)	\$ 3,477	\$ 3,003		\$ 2,287	\$ 4,219	

El ingreso de la Compañía antes de impuestos está sujeto a la tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia del 34%. Los gastos de impuesto de renta diferido de \$4.9 millones y \$0.1 millones en los tres y seis meses terminados en diciembre 31 de 2014, respectivamente, fueron atribuibles principalmente a la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos, compensada por una recuperación de impuesto de renta diferido relacionada con el cargo por deterioro en algunos activos de desarrollo.

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

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	2014	2013	Cambio
Efectivo aportado por actividades operativas	\$ 31,743	\$ 36,406	(13%)	\$ 77,361	\$ 56,130	38%
Por acción – básico (\$)	\$ 0.29	\$ 0.42	(31%)	\$ 0.72	\$ 0.65	11%
Por acción – diluido (\$)	\$ 0.29	\$ 0.41	(29%)	\$ 0.71	\$ 0.64	11%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	\$ 22,952	\$ 16,713	37%	\$ 60,114	\$ 41,759	44%
Por acción – básico (\$)	\$ 0.21	\$ 0.19	11%	\$ 0.56	\$ 0.48	17%
Por acción – diluido (\$)	\$ 0.21	\$ 0.19	11%	\$ 0.55	\$ 0.48	15%
Pérdida neta	\$ (45,970)	\$ (10,412)	342%	\$ (31,860)	\$ (7,431)	329%
Por acción – básico y diluido (\$)	\$ (0.43)	\$ (0.12)	258%	\$ (0.30)	\$ (0.09)	233%

(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 neta de \$46.0 millones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2014 fue generada por varios rubros distintos a efectivo que no afectaron el negocio central de la Compañía. En particular, la significativa devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos en el trimestre tuvo como consecuencia un gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de aproximadamente \$22.4 millones, en tanto que un cargo por deterioro, principalmente relacionado con la propiedad Rancho Hermoso, madura y no significativa, debido a precios proyectados de petróleo crudo más bajos, así como pérdidas en la disposición de activos menores no significativos, tuvo como resultado un impacto en pérdida neta de aproximadamente \$22.3 millones.

Gastos de capital

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Seis meses terminados en diciembre 31 de	
	2014	2013	2014	2013
Perforación y completamientos	\$ 41,163	\$ 17,304	\$ 77,028	\$ 28,172
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	5,827	2,980	11,203	4,929
Sísmica, gastos generales y administrativos capitalizados, costos de préstamo capitalizados y otros	12,987	2,465	19,268	7,056
Adquisiciones de propiedades	37,609	-	37,609	-
Disposiciones y cesiones de participación	(19,183)	-	(19,183)	-
Gastos de capital netos	78,403	22,749	125,925	40,157
Ecuador	8,825	9,930	17,512	16,265
Gastos de capital netos ajustados ⁽¹⁾	\$ 87,228	\$ 32,679	\$ 143,437	\$ 56,422
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 67,289	\$ 4,077	\$ 94,391	\$ 11,113
Gastos en propiedades, planta y equipo	30,297	18,672	50,717	29,044
Disposición y cesiones de participación	(19,183)	-	(19,183)	-
Gastos de capital netos	\$ 78,403	\$ 22,749	\$ 125,925	\$ 40,157

(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”.

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

- Costos de perforación, completamiento, instalaciones y sísmica en LLA-23.
- Costos de perforación, completamiento e instalaciones en Esperanza.
- Costos de perforación y completamiento en VMM-2 (no operado).
- Costos de perforación, completamiento e instalaciones en Capella (no operado).
- Costos de adquisición en VIM-5, VIM-19, COR-4 y COR-12; y
- costos de perforación, completamiento y recompletamiento relacionados con el CPI de Ecuador (contabilizados por el método contable de participación).

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Administración de capital

La política de la Compañía es mantener una fuerte base de capital con el fin de proveer flexibilidad para el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado. La Compañía maneja su estructura de capital y hace ajustes en respuesta a los cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el capital accionario, la deuda convertible, la deuda con bancos y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluyendo ítems distintos a efectivo tales como la porción corriente de contratos de productos básicos, derechos de adquisición de acciones y deuda convertible en acciones. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, de tiempo en tiempo la Compañía puede emitir acciones ordinarias u otros valores, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles de deuda corrientes y proyectados.

La Compañía hace seguimiento al apalancamiento y ajusta su estructura de capital con base en la razón de deuda neta a fondos ajustados provenientes de las operaciones. Esta razón es calculada como deuda neta, definida como el monto de capital de la deuda bancaria pendiente más el monto de capital de la deuda convertible, a menos que la deuda convertible sea *in-the-money* o pueda de otro modo ser pagada en acciones ordinarias a opción de la Compañía, menos capital de trabajo, según lo definido anteriormente, y menos la porción corriente de la deuda con bancos, la deuda convertible en acciones y los derechos de adquisición de acciones incluidos arriba, dividido por los fondos ajustados provenientes de las operaciones. La Compañía usa la razón de deuda neta a fondos ajustados provenientes de las operaciones como un indicador clave de su apalancamiento y para hacer seguimiento a la fortaleza de su situación financiera.

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

Debido a la debilidad en los precios de petróleo crudo en los meses recientes y el consecuente impacto en el flujo de caja, la razón de apalancamiento de deuda neta de la Compañía ha aumentado. Como resultado, la Compañía tomó medidas inmediatas para reducir el gasto de capital y preservar la liquidez, las cuales, a diciembre 31 de 2014, dejaron a la Compañía con \$124.7 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$74.8 millones en efectivo restringido. Además, la Compañía tiene disponibles \$50 millones adicionales en facilidades de deuda acordadas, los cuales puede retirar en cualquier momento hasta abril de 2016 a la sola discreción de la Compañía, con sujeción únicamente a condiciones habituales de cierre. En tanto se espera que los precios de petróleo crudo permanezcan débiles en lo que resta de 2015, la razón de apalancamiento más alta de lo normal se considera temporal pues se espera que en diciembre 1 de 2015 comiencen las nuevas entregas de gas por 65 MMcfpd adicionales de volúmenes contratados en firme a un precio promedio de \$6.60/MMbtu, con lo cual se aumentarán sustancialmente los ingresos y fondos provenientes de las operaciones a finales del año calendario 2015, y se reducirá significativamente la razón de apalancamiento de deuda neta. Entre tanto, la Compañía mantendrá un programa de prudente gasto de capital y se enfocará en reducciones de costos para maximizar la rentabilidad de los activos productivos existentes.

		Diciembre 31 de 2014
Deuda con bancos (corriente y a largo plazo) – capital	\$	255,333
Superávit de capital de trabajo, excluida la porción corriente de deuda con bancos y derivados		(78,824)
Deuda neta	\$	176,509
Fondos ajustados provenientes de las operaciones, del trimestre actual, anualizados ⁽¹⁾	\$	91,808
Fondos ajustados provenientes de las operaciones, de los últimos 12 meses ⁽¹⁾	\$	117,270
Deuda neta a fondos ajustados provenientes de las operaciones, del trimestre actual, anualizados		1.9
Deuda neta a fondos ajustados provenientes de las operaciones, de los últimos 12 meses		1.5

(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”. Calculada como fondos ajustados provenientes de las operaciones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2014, anualizados.

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. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado era por un término de cinco años, con intereses pagaderos trimestralmente y capital pagadero en 15 cuotas trimestrales iguales a partir de octubre de 2014, luego de un período de gracia inicial de 18 meses. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado tenía un interés de LIBOR más 4.50% y estaba garantizado con todos los activos importantes de la Compañía.

En abril 24 de 2014, la Compañía culminó una ampliación de su Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado existente, de \$140 millones a \$220 millones, sin cambios a los términos del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado o el cronograma de pago. El préstamo a término revisado tiene un interés de LIBOR más 4.50-5.00%, dependiendo de razones de apalancamiento acordadas, y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía. El valor en libros del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado incluyó \$7.1 millones de costos de transacción compensados contra el monto del capital a diciembre 31 de 2014.

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

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

adicionalmente, el efectivo restringido mantenido en la cuenta de reserva de servicio de la deuda relacionada con el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado es deducible contra la Deuda Total Consolidada. El EBITDAX Consolidado se calcula sobre el período de los últimos 12 meses y se define como el ingreso neto consolidado ajustado por intereses, impuestos de renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración, participación en ganancia o pérdida de negocios conjuntos y otros cargos similares no recurrentes y distintos a efectivo. El EBITDAX Consolidado además se ajusta por la contribución a los fondos ajustados provenientes de las operaciones, antes de impuestos, de los resultados del CPI de Ecuador, según lo revelado en el cálculo de los Fondos Ajustados Provenientes de las Operaciones en el informe de discusión y análisis de la administración de la Compañía. El propósito de la inclusión de este último monto es incorporar los fondos provenientes de las operaciones del negocio conjunto de la Compañía en Ecuador en el cálculo tal como es contabilizado sobre la base de la consolidación de la participación en los estados financieros consolidados de la Compañía. La Deuda Total Consolidada y el EBITDAX Consolidado se calculan como se indica a continuación:

Deuda total consolidada	Diciembre 31 de 2014	
Deuda con bancos (corriente y a largo plazo) – capital	\$	255,333
Compromisos de arrendamiento de oficina		5,701
Total		261,034
Saldo de la cuenta de reserva de servicio de deuda		(17,495)
Deuda total consolidada	\$	243,539

EBITDAX consolidado	Trimestre 3, ejercicio 2014	Trimestre 4, ejercicio 2014	Trimestre 1, ejercicio 2015	Trimestre 2, ejercicio 2015	Período total
Ingreso neto consolidado (pérdida)	19,438	(2,070)	14,110	(45,970)	(14,492)
(+) gasto de intereses	2,664	3,926	4,336	6,137	17,063
(+/-) impuestos de renta (recuperación)	12,882	4,915	(1,190)	3,477	20,084
(+) agotamiento y depreciación	9,015	14,897	19,493	16,818	60,223
(+) gastos de exploración	3,405	(2,482)	90	4,310	5,323
(-) participación en ganancia de negocios conjuntos	(1,599)	(740)	(2,327)	(1,479)	(6,145)
(+/-) otros gastos distintos a efectivo (ingresos) y cargos no recurrentes	(11,921)	19,659	(358)	30,701	38,081
(+) contribución del CPI de Ecuador	6,784	7,231	8,439	7,474	29,928
EBITDAX consolidado	40,668	45,336	42,593	21,468	150,065

Razón de apalancamiento consolidado	Diciembre 31 de 2014	
Deuda total consolidada	\$	243,539
EBITDAX consolidado		150,065
Razón de apalancamiento consolidado		1.62

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

Razón de cobertura de interés consolidado	Diciembre 31 de 2014	
Gasto de interés y amortización de cargos por anticipado	\$	17,063
Interés capitalizado		1,772
Gasto de interés consolidado	\$	18,835
EBITDAX consolidado	\$	150,065
Razón de cobertura de interés consolidado		7.97

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

Razón de cobertura de servicio de deuda	Diciembre 31 de 2014	
Efectivo recibido en cuentas de recaudo – trimestre 2, ejercicio 2015	\$	46,872
Monto de servicio de deuda		17,204
Razón de cobertura de servicio de deuda		2.72

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

La Compañía estaba en cumplimiento de estos pactos a diciembre 31 de 2014.

Títulos preferenciales

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, con \$50 millones girados y financiados en octubre 29 de 2014, y \$50 millones más comprometidos y disponibles para ser girados en cualquier momento en un lapso de 18 meses a la sola discreción de la Compañía, con sujeción únicamente a condiciones habituales de cierre. Los Títulos Preferenciales son pagaderos en su totalidad a su fecha de vencimiento en diciembre 31 de 2019 y causan intereses de LIBOR más 8.5% anual (con sujeción a un piso de LIBOR de 1.00%), pagaderos trimestralmente. Los Títulos Preferenciales pueden ser pagados en cualquier momento antes de su vencimiento y están sujetos a los pactos financieros, de cumplimiento y legales habituales, los cuales son consistentes con los pactos bajo el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado. Los cargos por disponibilidad sobre la porción no girada de los Títulos Preferenciales se calculan al 1% anual.

Otras líneas de crédito en Colombia

La Compañía tiene líneas de crédito de tesorería vigentes en Colombia con una base de préstamo total de \$33.5 millones (COP \$73.900 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A diciembre 31 de 2014 no había giros contra estas líneas.

Cartas de crédito

A diciembre 31 de 2014, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$27 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 \$10 millones.

Deuda convertible

La Compañía tiene en circulación deuda convertible en acciones por un valor nominal de \$22 millones (valor razonable - \$21.9 millones), la cual vence en junio 30 de 2015, con una tasa anual del cupón de 8%, pagadera semestralmente. La deuda es convertible en acciones ordinarias de la Compañía a opción del titular, a un precio de conversión de C\$10.526 por acción, a razón de 95 acciones ordinarias por C\$1.000 de monto de capital de la deuda convertible. A la fecha de vencimiento, la Compañía tiene el derecho de pagar el monto de capital pendiente y todo interés causado en acciones ordinarias de la Compañía, con sujeción a ciertas condiciones, incluidas las usuales aprobaciones legales.

Capital accionario

A febrero 10 de 2015, la Compañía tenía en circulación 107.8 millones de acciones ordinarias, 2.4 millones de derechos de adquisición de acciones, 10.5 millones de opciones de compra de acciones, y 0.3 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 2014:

		Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda con bancos - capital	\$	58,667	\$ 146,666	\$ 50,000	\$ 255,333
Cuentas por pagar, comerciales y otras		83,682	-	-	83,682
Petróleo crudo por pagar en especie		1,616	-	-	1,616
Impuestos por pagar		15,332	-	-	15,332
Ingreso diferido		-	3,731	-	3,731
Otras obligaciones a largo plazo		-	-	219	219
Deuda convertible en acciones – capital		21,997	-	-	21,997
Derechos de adquisición de acciones		130	56	-	186
Unidades de acciones restringidas		317	300	-	617
Contratos de exploración y producción		16,553	48,183	-	64,736
Arrendamientos de oficinas		943	1,617	3,141	5,701

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia y Perú, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos pendientes de exploración a diciembre 31 de 2014 por \$64.7 millones y ha emitido \$25.7 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 las obligaciones contractuales descritas 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 a 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 2014 la Compañía había hecho gastos por \$73.1 millones en relación con su compromiso del CPI de Ecuador.

PERSPECTIVA

En vista de la continuada debilidad de los precios de referencia del petróleo crudo, la Compañía enfocará sus esfuerzos en el año calendario 2015 a: 1) actividad de desarrollo y gasto de infraestructura en sus contratos de gas de Esperanza y VIM-5 para llevar la producción total de los actuales 20 MMcfpd (3.509 boepd) a 83 MMcfpd (14.561 boepd) a finales del año calendario 2015; 2) negociación de contratos de gas adicionales relacionados con el descubrimiento de gas de Clarinete e iniciación de desarrollo del campo para comercializar el descubrimiento; 3) gastos de infraestructura y adquisición de sísmica en el contrato de petróleo ligero de LLA-23 con el foco en continuadas reducciones de costos y afirmación de indicaciones de exploración futura; y 4) operaciones de producción de petróleo a tarifa en Ecuador, las cuales son insensibles a los precios del petróleo crudo.

En enero y febrero de 2015 se terminaron y anunciaron dos pruebas de producción en Clarinete-1. La parte inferior del depósito de arenisca Ciénaga de Oro fue perforada en varios intervalos entre 6.919 y 7.230 pies de profundidad medida. Este intervalo fluyó naturalmente a una tasa estable bruta de 20.6 MMcfpd (3.606 boepd) con el uso de un estrangulador de 36/64 pulgadas con una presión de tubería de producción en el cabezal de 2.528 libras por pulgada cuadrada sin agua al final de un período de flujo de 72 horas. La parte superior del depósito de arenisca Ciénaga de Oro fue perforada en varios intervalos entre 6.409 y 6.568 pies de profundidad medida. El intervalo obtuvo una tasa final de 24.7 MMcfpd (4.333 boepd) con el uso de un estrangulador de 42/64 pulgadas con una presión de tubería de producción en el cabezal de 2.274 libras por pulgada cuadrada sin agua al final de un período de flujo de 16 horas. La capacidad combinada bruta de suministro del pozo Clarinete-1 a partir de ambos intervalos es de aproximadamente 45.3 MMcfpd (7.947 boepd). Entre tanto, la Compañía está en preparación para tender una línea de flujo con el fin de conectar el pozo Clarinete-1 con su instalación operada de procesamiento de gas en la estación Jobo. La Compañía ha identificado diez prospectos e indicaciones de perforación dentro de los recientemente adquiridos VIM-5 y VIM-19 los cuales contienen un volumen significativo de recurso prospectivo, asumiendo que todos los prospectos se perforen conforme a un reporte de julio 2014 emitido conforme al NI 51-101 por Gaffney Cline and Associates (“GCA”). El mejor estimado bruto sin riesgo previo a la perforación para el prospecto de Clarinete según el reporte de recursos prospectivos de GCA es 540 billones bcf de gas. Conforme a un acuerdo existente, y con sujeción a la aprobación de la ANH, un socio industrial en el negocio conjunto tiene la capacidad de obtener hasta el 25% del 100% de participación de la Compañía a cambio del cumplimiento de ciertos compromisos financieros. La Compañía planea negociar nuevos contratos de venta de gas adicionales relacionados con el descubrimiento de Clarinete, y ya suscribió un nuevo contrato el cual se describe a continuación.

En febrero de 2015, la Compañía firmó un nuevo contrato de venta en firme a 15 años para la venta de 35 MMcfpd (6.140 boepd) de gas a Altesol a partir del tercer trimestre del año calendario 2016. Conforme a los términos del contrato, Altesol pagará \$4.90/MMbtu (\$27.93/boe) aumentados en un 2% por año durante el término del contrato. Además, Canacol y Altesol firmaron un acuerdo conforme al cual Canacol tiene la opción, válida por seis meses desde la fecha del acuerdo, de participar en los ingresos generados por la venta del GNL a través de una posición de propiedad de capital en Altesol de aproximadamente 26% a cambio de invertir \$13 millones en el proyecto. Altesol usará el gas para producir aproximadamente 360.000 galones de GNL por día en una instalación destinada a la licuefacción la cual estará ubicada cerca de la instalación de

procesamiento de gas de Jobo operada por Canacol. Altesol recientemente firmó un contrato de venta en firme a 15 años para vender el GNL que será producido en la instalación a un gran distribuidor internacional para exportar a mercados en el Caribe a un precio de venta de aproximadamente \$11/MMbtu (\$62.70/boe) en el punto de venta de Cartagena en Colombia. Canacol, como usufructuaria de Altesol, también recibirá ingresos por la venta del GNL de aproximadamente \$1.25/MMbtu (\$7.12/boe). En esa medida, se espera que los ingresos totales por el contrato de venta de gas y el usufructo de Altesol para Canacol sean de aproximadamente \$6.25/MMbtu (\$35.63/boe) aumentados en un 2% por año durante el lapso de 15 años de duración del contrato de venta en firme. Se espera que el gas para el contrato provenga del recientemente descubierto campo de gas Clarinete, descrito anteriormente.

En el contrato Esperanza, la Compañía planea probar el pozo Corozo-1, con sujeción a la aprobación de la ANH, usando la misma torre de perforación de Clarinete-1, una vez se completen las operaciones allí. Con base en el potencial significativo de recursos de gas del descubrimiento de Clarinete, la Compañía decidió aplazar la perforación del pozo de exploración Cañandonga-1 en el contrato Esperanza, y en cambio perforó el pozo de desarrollo Nelson-5 en su campo de gas operado de Nelson, el cual actualmente está siendo conectado. Por lo demás, la Compañía está en el proceso de realizar varios gastos de infraestructura en Esperanza para instalar líneas de flujo y expandir la estación Jobo con el fin de entregar los 83 MMcfpd de gas contratado a finales del año calendario 2015. La Compañía ya tiene firmados tres nuevos contratos de venta de gas por un combinado de 65 MMcfpd con lo cual se espera llevar la producción diaria de gas actual de Canacol de aproximadamente 20 MMcfpd (3.509 boepd) a 83 MMcfpd (14.561 boepd) a finales del año calendario 2015. Cada uno de los nuevos contratos tiene un término de cinco años, con un precio de \$5.40/MMbtu aumentado en un 2% por año para dos de los contratos, para un total 35 MMcfpd, y \$8.00/MMbtu aumentado aproximadamente en un 3% por año para el tercer contrato de 30 MMcfpd. Canacol actualmente vende aproximadamente 18 MMcfpd (3.158 boepd) de gas proveniente del campo Nelson a un productor local de ferróniquel con base en un contrato a 10 años el cual expira en 2021. Ese contrato se ató al índice de precios de la Guajira, el cual cambió a partir de octubre 29 de 2014 de \$3.97/MMbtu (\$22.63/boe) a \$5.08/MMbtu (\$28.96/boe). Sin embargo, según lo mencionado anteriormente, la Compañía ha diversificado sus ventas futuras de gas con la adición de tres nuevos contratos de gas a precio fijo que comienzan en diciembre de 2015.

A pesar de los bajos precios de petróleo crudo, la producción proveniente del bloque LLA-23 sigue siendo rentable debido a la alta capacidad de suministro de los depósitos y la efectiva estructura de costos. La Compañía continuará realizando los gastos de actualizaciones de instalaciones e inyección de agua que iniciaron en 2014 y espera realizar costos menores de operación a mediados de 2015. La Compañía también está en el proceso de adquirir 400 kilómetros cuadrados de sísmica de 3D en el bloque con el objetivo de afirmar el portafolio de 12 indicaciones de exploración identificadas de modo que sean prospectos para perforación en los años calendario 2015 y 2016. En el momento presente no se tiene planeada perforación de exploración inmediata en el bloque LLA-23.

En Ecuador, el consorcio planea perforar un nuevo pozo de desarrollo y acondicionar cuatro pozos productivos existentes. Además, el consorcio planea completar cinco pilotos de inyección de agua y hacer gastos de capital en instalaciones de inyección de agua y otra infraestructura.

En otras áreas de Colombia, la Compañía y su socio esperan perforar hasta dos pozos de evaluación adicionales en el descubrimiento de poca profundidad de Lisama en el bloque VMM-2 en el año calendario 2015. Se espera que el operador de la propiedad Capella continúe su programa de desarrollo para el campo en el año calendario 2015. El operador del bloque VMM-3 perforó el pozo de exploración Pico Plata-1 a principios de octubre de 2014 en busca del esquisto de la formación cretácica de La Luna y actualmente está en el proceso de extracción de núcleos del pozo. En este momento no se tienen planeados gastos de capital significativos en el año calendario 2015 en ninguna de las otras propiedades petroleras de la Compañía.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2015		TRIMESTRE 4	2014			2013	
	TRIMESTRE	TRIMESTRE		TRIMESTRE	TRIMESTRE	TRIMESTRE	TRIMESTRE	TRIMESTRE
	2	1		3	2	1	4	3
Financieros								
Ingresos de petróleo y gas natural, netos de regalías	36,404	58,917	61,744	55,653	42,168	48,222	38,961	34,602
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾	43,878	66,978	68,975	62,437	47,101	52,391	42,430	36,725
Efectivo aportado por actividades operativas	31,743	45,618	8,715	13,099	36,406	19,724	13,829	(8,520)
Por acción – básico	0.29	0.42	0.09	0.15	0.42	0.23	0.16	(0.10)
Por acción – diluido	0.29	0.42	0.09	0.15	0.41	0.23	0.16	(0.10)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	22,952	37,162	23,995	33,161	16,713	25,047	19,737	15,578
Por acción – básicos ⁽¹⁾	0.21	0.34	0.25	0.37	0.19	0.29	0.23	0.18
Por acción – diluidos ⁽¹⁾	0.21	0.34	0.24	0.36	0.19	0.29	0.23	0.18
Ingreso neto (pérdida)	(45,970)	14,110	(2,070)	19,438	(10,412)	2,981	(119,046)	(3,425)
Por acción – básico	(0.43)	0.13	(0.02)	0.22	(0.12)	0.03	(1.38)	(0.04)
Por acción – diluido	(0.43)	0.13	(0.02)	0.21	(0.12)	0.03	(1.38)	(0.04)
Gastos de capital, netos	78,403	47,522	77,093	35,915	22,749	17,408	13,099	3,021
Gastos de capital ajustados, netos, incluyendo gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾	87,228	56,209	87,584	44,103	32,679	23,743	15,758	10,434
Operaciones (boepd)								
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	8,586	9,922	9,271	8,260	6,998	6,110	5,390	4,785
Gas natural	3,236	3,334	2,941	2,633	3,097	3,022	2,879	2,874
Total ⁽²⁾	11,822	13,256	12,212	10,893	10,095	9,132	8,269	7,659
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	8,187	9,997	9,386	8,792	5,868	6,307	5,372	4,267
Gas natural	3,216	3,311	2,937	2,626	2,953	3,052	2,914	2,874
Total ⁽²⁾	11,403	13,308	12,323	11,418	8,821	9,359	8,286	7,141

(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.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres y seis meses terminados en diciembre 31 de 2014 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en junio 30 de 2014.

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 vigor. En los estados financieros consolidados condensados intermedios no auditados de la Compañía a diciembre 31 de 2014 y para los tres y seis meses terminados en esa fecha, y los estados financieros consolidados auditados de la Compañía a junio 30 de 2014 y para el año terminado en esa fecha, se presenta un análisis detallado de las nuevas políticas contables que pueden afectar a la Compañía.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y procedimientos de revelación

Los Controles y Procedimientos de Revelación (“C&PR”) son diseñados para ofrecer una seguridad razonable sobre que la información pertinente es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con su revelación pública. El Presidente Ejecutivo (“CEO”) y el Vicepresidente Financiero (“CFO”), junto con otros miembros de la alta gerencia, han diseñado, o han hecho que se diseñen controles y procedimientos de revelación bajo la supervisión del CEO y el CFO, y han establecido procesos para asegurarse de recibir suficiente información para sustentar las declaraciones hechas en los certificados intermedios que deben ser presentados conforme al Instrumento Nacional 52-109.

Controles internos de informes financieros

El CEO y el CFO, con la participación de otros miembros de la administración, son responsables de establecer y mantener Controles Internos de Informes Financieros (“CIIF”) adecuados para ofrecer una seguridad razonable sobre la confiabilidad de los estados financieros preparados conforme a las NIIF.

Durante el trimestre terminado en diciembre 31 de 2014, no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

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.