

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y SEIS MESES TERMINADOS EN JUNIO 30 DE 2016**



ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

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

Financieros	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	38,926	27,297	43%	61,626	53,726	15%
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽²⁾	45,390	33,892	34%	74,390	66,703	12%
Efectivo aportado por (usado en) actividades operativas	13,764	(10,905)	n/a	21,013	(12,916)	n/a
Por acción – básico (\$)	0.09	(0.09)	n/a	0.13	(0.11)	n/a
Por acción – diluido (\$)	0.08	(0.09)	n/a	0.13	(0.11)	n/a
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	26,870	16,359	64%	40,321	27,281	48%
Por acción – básicos (\$)	0.17	0.14	21%	0.25	0.24	4%
Por acción – diluidos (\$)	0.16	0.14	14%	0.25	0.24	4%
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	11,245	(58,524)	n/a	11,706	(74,162)	n/a
Por acción – básico (\$)	0.07	(0.50)	n/a	0.07	(0.66)	n/a
Por acción – diluido (\$)	0.07	(0.50)	n/a	0.07	(0.66)	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	5,046	28,935	(83%)	20,594	91,417	(77%)
Gastos de capital ajustados, netos, incluidos adquisiciones y gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾⁽²⁾	5,376	30,893	(83%)	21,325	99,671	(79%)
				Jun. 30 de 2016	Dic. 31 de 2015	Cambio
Efectivo				25,336	43,257	(41%)
Efectivo restringido				62,462	61,721	1%
Superávit de capital de trabajo, excluidos los conceptos distintos a efectivo ⁽¹⁾				39,593	46,310	(15%)
Deuda con bancos				249,443	248,228	-
Total activos				694,785	668,349	4%
Acciones ordinarias, final del período (000)				160,873	159,266	1%
Operativos	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	4,018	6,007	(33%)	4,273	6,724	(36%)
Gas natural	12,405	3,954	214%	9,407	3,729	152%
Total ⁽²⁾	16,423	9,961	65%	13,680	10,453	31%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	4,045	6,192	(35%)	4,312	6,911	(38%)
Gas natural	12,331	4,064	203%	9,331	3,765	148%
Total ⁽²⁾	16,376	10,256	60%	13,643	10,676	28%
Ventas en efectivo totales, antes de regalías (boepd) ⁽⁴⁾						
Gas natural	13,772	4,064	239%	10,471	3,765	178%
Petróleo de Colombia	2,294	4,433	(48%)	2,575	5,179	(50%)
Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽²⁾	1,751	1,759	-	1,737	1,732	-
Total ⁽²⁾	17,817	10,256	74%	14,783	10,676	38%
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾						
Esperanza (gas natural)	27.24	22.41	22%	27.37	22.56	21%
VIM-5 (gas natural)	24.57	-	n/a	24.35	-	n/a
LLA 23 (petróleo)	12.45	30.06	(59%)	10.39	23.71	(56%)
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	25.58	26.68	(4%)	24.90	23.52	6%

(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.

(4) Las ventas en efectivo totales se definen como las ventas contractuales realizadas totales de gas y petróleo crudo más el efectivo recibido por gas que se clasifican como ingreso diferido conforme a las NIIF.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

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

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha agosto 9 de 2016 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios se refieren a los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016 y 2015 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el informe de discusión y análisis de la administración para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, y deben ser leídos en conjunto con ellos. Los estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, “Informes financieros intermedios”, y todos los montos contenidos aquí son expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas son expresados en miles de dólares de Estados Unidos, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el Formato de Información Anual, en SEDAR en www.sedar.com.

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

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

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

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

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

Una de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño es la de los fondos ajustados provenientes de sus operaciones. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida no definida en las NIIF. Representan el efectivo aportado por actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y gastos por obligaciones de desmantelamiento, e incluyen la participación proporcional de la Compañía de aquellos conceptos que de otro modo habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador si el mismo se hubiera contabilizado conforme al método contable de consolidación proporcional. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a los IFRS, ni como más valiosos que éste, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los fondos ajustados provenientes de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras compañías. La Compañía también presenta los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción, de tal modo que los montos por acción se calculan mediante el uso del promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo de ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total por acción. La tabla siguiente concilia el efectivo aportado por actividades operativas de la Compañía con los fondos ajustados provenientes de las operaciones:

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2016	2015	2016	2015
Efectivo proveniente de (usado en) actividades operativas	\$ 13,764	\$ (10,905)	\$ 21,013	\$ (12,916)
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	6,996	20,639	7,118	27,220
Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuesto de renta corriente	6,110	6,625	12,190	12,977
Fondos ajustados provenientes de operaciones	\$ 26,870	\$ 16,359	\$ 40,321	\$ 27,281

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

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

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en junio 30 de 2016, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de sus campos Nelson, Palmer y Clarinete en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, petróleo crudo de sus campos Leono, Labrador, Pantro, Tigro y Maltés en la Cuenca de los Llanos en Colombia, petróleo a tarifa del CPI de Ecuador, y, en menor medida, petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso y Santa Isabel en Colombia.

Los campos Nelson y Palmer en el bloque Esperanza y el campo Clarinete en el bloque VIM-5, situados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, producen gas natural seco para venta a clientes locales bajo contratos a largo plazo. La construcción del gasoducto para gas natural de Promigás fue terminada en abril 21 de 2016, lo cual permitió a Canacol aumentar la producción de gas en 65 millones de pies cúbicos estándares adicionales por día ("MMscfpd") (11.400 boe por día ("boepd")) de 25 MMscfpd (4.386 boepd) a 90 MMscfpd (15.789 boepd).

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2016, el pozo Oboe-1 fue terminado y probado en 3 de 11 intervalos diferentes de depósito de arenisca dentro del depósito Ciénaga de Oro ("CDO") y fluyó a una tasa combinada de 66 MMscfpd de gas seco. El pozo Oboe-1 está en el proceso de ser conectado con la línea de flujo de Clarinete donde se espera que comience producción permanente en septiembre 1 de 2016. El Oboe-1 adicionalmente avaluó la estructura del campo de gas de Clarinete y añadió 28.000 millones de pies cúbicos estándares ("bscf") de reservas de gas 2P adicionales a los existentes 372 bscf de reservas de gas 2P de Canacol a diciembre 31 de 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 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 se contabiliza conforme al método de participación y no según el método contable de consolidación proporcional. Para los fines de este MD&A, la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, con el fin de complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía bajo las NIIF.

Tanto las ventas de gas de Esperanza y VIM-5 como el petróleo a tarifa de Ecuador, que en conjunto constituyen aproximadamente el 86% de la producción en los tres meses terminados en junio 30 de 2016, son insensibles a los precios mundiales del petróleo, lo cual ofrece a la Compañía un significativo grado de protección frente a los efectos de los bajos precios de referencia del petróleo crudo. A pesar de los bajos precios promedio realizados del petróleo crudo durante los tres meses terminados en junio 30 de 2016, los principales campos productores de petróleo de la Compañía situados en el bloque LLA-23 lograron una ganancia operacional neta positiva como resultado de iniciativas de reducción de costos tales como la centralización de las operaciones de producción, carga y disposición de agua de los distintos campos de nuestro bloque LLA-23 en la instalación de Pointer, con lo cual se disminuyeron los gastos operativos, los gastos de transporte y los costos de manejo de agua vía reinyección.

Para los tres meses terminados en junio 30 de 2016, la Compañía también tuvo otra producción de petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso y Santa Isabel en Colombia. Las propiedades de Rancho Hermoso y Santa Isabel de la Compañía contribuyeron individualmente solamente con un monto menor a la producción total en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016 y, por tanto, fueron reunidas en un solo grupo (“Otros”) para efectos de análisis en este MD&A. Estas propiedades son susceptibles de flujos de caja negativos en un ambiente de bajo precio del petróleo y la Compañía planea cerrar los pozos bajo su control que no sean rentables.

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

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

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

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Producción (boepd)						
Esperanza (gas)	7,706	3,954	95%	6,821	3,729	83%
VIM-5 (gas)	4,699	-	n/a	2,586	-	n/a
LLA 23 (petróleo)	1,648	3,472	(53%)	1,878	3,989	(53%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,751	1,759	-	1,737	1,732	-
Otros (petróleo y líquidos)	619	776	(20%)	658	1,003	(34%)
Producción total	16,423	9,961	65%	13,680	10,453	31%
Movimientos de inventario y otros	(47)	295	n/a	(37)	223	n/a
Total ventas	16,376	10,256	60%	13,643	10,676	28%
Ventas (boepd)						
Esperanza (gas)	7,635	4,064	88%	6,785	3,765	80%
VIM-5 (gas)	4,696	-	n/a	2,546	-	n/a
LLA 23 (petróleo)	1,661	3,586	(54%)	1,896	4,087	(54%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,751	1,759	-	1,737	1,732	-
Otros (petróleo y líquidos)	633	847	(25%)	679	1,092	(38%)
Total ventas	16,376	10,256	60%	13,643	10,676	28%
Ventas contractuales realizadas (boepd)						
Esperanza	7,635	4,064	88%	6,785	3,765	80%
VIM-5	4,696	-	n/a	2,546	-	n/a
Volúmenes en firme	641	-	n/a	477	-	n/a
Total gas natural	12,972	4,064	219%	9,808	3,765	161%
Total petróleo de Colombia	2,294	4,433	(48%)	2,575	5,179	(50%)
Petróleo a tarifa de Ecuador	1,751	1,759	-	1,737	1,732	-
Total ventas contractuales realizadas	17,017	10,256	66%	14,120	10,676	32%

El aumento general de los volúmenes de producción en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016 en comparación con los mismos períodos en 2015 se debe principalmente a un aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5 como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigás, compensado con reducciones de producción de los campos petroleros en Colombia.

Ventas en efectivo totales

	Tres meses terminados en junio 30 de 2016			Seis meses terminados en junio 30 de 2016		
	\$	Boepd	Mscfpd	\$	Boepd	Mscfpd
Ventas en efectivo						
Ventas de gas (1)	35,791	12,331	70,287	53,829	9,331	53,187
Ingreso en firme (2)	1,791	641	3,654	2,729	477	2,719
Ventas contractuales totales realizadas de gas	37,582	12,972	73,941	56,558	9,808	55,906
Nominaciones de gas no entregadas (3)	2,225	800	4,560	4,034	663	3,779
Ventas de gas en efectivo	39,807	13,772	78,501	60,592	10,471	59,685
Ventas de petróleo de Colombia	7,193	2,294		13,146	2,575	
Ventas de petróleo a tarifa de Ecuador ^(a)	6,141	1,751		12,184	1,737	
Ventas totales en efectivo	53,141	17,817		85,922	14,783	

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

La Compañía tiene tres tipos de ventas de gas natural, según la conciliación en la tabla anterior:

- 1) Ventas de gas: Representan la producción de gas natural menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que se consume a nivel de campo.
- 2) Ingreso en firme: Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural por compradores de la Compañía que no logran ser entregadas, normalmente por la incapacidad de los compradores de aceptar dicho gas, para las cuales los compradores no tienen recurso o derecho legal de entrega en fecha posterior. Como tales, son registradas como ingreso en el período.
- 3) Nominaciones de gas no entregadas: Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural no entregadas para las cuales los compradores tienen el derecho legal de obtener la entrega en fecha posterior, por un período fijo de tiempo (“derechos de recuperación”). Estas nominaciones se pagan al momento, junto con las ventas de gas y el ingreso en firme, y se incluyen como tales en el ingreso diferido para el período. La Compañía reconoce los ingresos relacionados con tales derechos de recuperación en la primera fecha entre la entrega del volumen recuperado, la expiración del derecho de recuperación y cuando se determina que la probabilidad de que el comprador use el derecho de recuperación es remota.

Las ventas de gas en efectivo para los tres meses terminados en junio 30 de 2016 fueron más bajas que su nominación contractual de 90 MMbtu por día (89.5 MMsfpd) principalmente debido a que a) la construcción del gasoducto de gas natural de Promigás no fue terminada sino hasta abril 21 de 2016 y b) las ventas de gas en efectivo en los meses de mayo y junio de 2016 fueron ligeramente afectadas por el mantenimiento programado en las instalaciones de uno de los clientes de Canacol, el cual ya está terminado.

Ingresos de petróleo y gas natural

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Esperanza	\$ 21,899	\$ 9,857	122%	\$ 38,819	\$ 18,120	114%
VIM-5	13,892	-	n/a	15,010	-	n/a
LLA 23	5,202	16,303	(68%)	9,592	32,188	(70%)
Otros	1,991	3,845	(48%)	3,554	8,613	(59%)
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	42,984	30,005	43%	66,975	58,921	14%
Regalías	(5,849)	(2,708)	116%	(8,078)	(5,195)	55%
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías	37,135	27,297	36%	58,897	53,726	10%
Ingreso de gas natural en firme	1,791	-	n/a	2,729	-	n/a
Ingresos totales de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado	38,926	27,297	43%	61,626	53,726	15%
Tarifa de Ecuador y otros ingresos	6,464	6,595	(2%)	12,764	12,977	(2%)
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías ⁽¹⁾	\$ 45,390	\$ 33,892	34%	\$ 74,390	\$ 66,703	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".

El aumento en los ingresos ajustados de petróleo y gas natural después de regalías en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, es principalmente el resultado de un aumento en los ingresos de gas natural debido a ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigás, compensado con menores precios promedio realizados como resultado de las reducciones en los precios de referencia del petróleo crudo y las menores ventas de petróleo crudo en Colombia.

Precio promedio de referencia y precios realizados de venta

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Brent (\$/bbl)	\$ 46.33	\$ 61.61	(25%)	\$ 40.98	\$ 57.86	(29%)
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 46.56	\$ 57.74	(19%)	\$ 41.35	\$ 53.26	(22%)
Esperanza (\$/boe)	\$ 31.52	\$ 26.65	18%	\$ 31.44	\$ 26.59	18%
VIM-5 (\$/boe)	32.51	-	n/a	32.40	-	n/a
LLA-23 (\$/bbl)	34.42	49.96	(31%)	27.80	43.52	(36%)
Ecuador (\$/bbl)	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Otros (\$/bbl)	34.55	49.89	(31%)	28.74	43.59	(34%)
Precio promedio realizado de venta (\$/boe) ⁽¹⁾	\$ 32.97	\$ 38.76	(15%)	\$ 31.88	\$ 36.75	(13%)

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

La disminución en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, se debe principalmente a menores precios de referencia del petróleo crudo.

El aumento en los precios promedio realizados de venta de gas natural en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, se debe a a) el aumento del precio de la Guajira en diciembre de 2015, de \$5.08/MMbtu a \$6.17/MMbtu, y b) las ventas de gas natural de la Compañía conforme a sus contratos de precio fijo a precios más altos que el precio de la Guajira.

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

Regalías

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015		2016	2015	
Esperanza	\$ 2,049	\$ 851		\$ 3,475	\$ 1,502	
VIM-5	3,042	-		3,266	-	
LLA-23	589	1,516		1,058	2,993	
Otros	169	341		279	700	
Total regalías	\$ 5,849	\$ 2,708		\$ 8,078	\$ 5,195	

En Colombia, las regalías de petróleo crudo ligero y gas natural son generalmente a una tasa de 8% y 6.4% respectivamente, hasta que la producción neta del campo llega a los 5,000 boepd; momento en el cual aumentan en una escala móvil hasta el 20%, hasta producciones del campo de 125,000 boepd. Los bloques LLA-23 y VMM-2 de la Compañía están sujetos a un factor x adicional de regalía del 3% (efectivamente el 2.76%). Las regalías de petróleo crudo en LLA-23 y VMM-2 se calculan con base en el ingreso de petróleo crudo neto de gastos de transporte. El campo de petróleo pesado Capella, de la Compañía, está sujeto a una regalía del 6%. Las regalías de petróleo crudo en Labrador y Rancho Hermoso se toman en especie. No hay regalías en la producción a tarifa en Ecuador. La producción de gas natural de la Compañía en Esperanza está sujeta a una regalía especial adicional del 2% y la producción de gas natural de la Compañía en VIM-5 está sujeta a un factor x adicional de regalía del 13% y una regalía especial del 3% al 4%.

Gastos de producción y de transporte

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

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Gastos de producción	\$ 4,317	\$ 7,477	(42%)	\$ 7,743	\$ 17,675	(56%)
Gastos de transporte	858	1,089	(21%)	1,514	2,698	(44%)
Total gastos de producción y transporte	\$ 5,175	\$ 8,566	(40%)	\$ 9,257	\$ 20,373	(55%)
\$/boe	\$ 3.47	\$ 9.18	(62%)	\$ 3.73	\$ 10.54	(65%)

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

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Esperanza	\$ 925	\$ 718	29%	\$ 1,560	\$ 1,250	25%
VIM-5	352	-	n/a	464	-	n/a
LLA-23	2,087	4,108	(49%)	3,896	9,723	(60%)
Otros	953	2,651	(64%)	1,823	6,702	(73%)
Total gastos de producción	\$ 4,317	\$ 7,477	(42%)	\$ 7,743	\$ 17,675	(56%)
\$/boe						
Esperanza	\$ 1.33	\$ 1.94	(31%)	\$ 1.26	\$ 1.83	(31%)
VIM-5	\$ 0.82	\$ -	n/a	\$ 1.00	\$ -	(n/a)
LLA-23	\$ 13.81	\$ 12.59	10%	\$ 11.29	\$ 13.14	(14%)
Total	\$ 2.90	\$ 8.01	(64%)	\$ 3.12	\$ 9.15	(66%)

Los gastos de producción en LLA-23 disminuyeron en un 49% y 60% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016 en comparación con los mismos períodos en 2015, respectivamente. La disminución se debe principalmente a menor producción, las iniciativas de reducción de costos de la Compañía mediante la centralización de las operaciones de producción, carga y disposición de agua de los distintos campos del bloque LLA-23 en la instalación Pointer, costos operativos renegociados más bajos y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos.

Los gastos de producción en Esperanza aumentaron en un 29% y 25% principalmente debido a un aumento del 95% y 83% en la producción en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016, en comparación con el mismo período en 2015, respectivamente, compensado con la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos.

En vista de la continuada debilidad en los precios de referencia del petróleo crudo, la Compañía continúa enfocando sus esfuerzos a la reducción de los gastos de producción con el fin de mantener la rentabilidad de sus operaciones. La Compañía continuará haciendo seguimiento a sus campos no operados en VMM-2 y Capella y trabajando con los operadores para optimizar la rentabilidad. A junio 30 de 2016, se ha cerrado la mayoría de los pozos en los campos Capella y VMM-2.

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

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

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
LLA-23	\$ 644	\$ 868	(26%)	\$ 1,053	\$ 1,929	(45%)
Otros	214	221	(3%)	461	769	(40%)
Total gastos de transporte	\$ 858	\$ 1,089	(21%)	\$ 1,514	\$ 2,698	(44%)
\$/boe						
LLA-23	\$ 4.26	\$ 2.66	60%	\$ 3.05	\$ 2.61	17%
Total	\$ 0.58	\$ 1.17	(50%)	\$ 0.61	\$ 1.40	(56%)

Los gastos de transporte totales han disminuido en un 21% y 44% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, respectivamente, principalmente debido a menor producción de petróleo.

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

Ganancia operacional neta

\$/boe	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Corporativa						
Ingresos de petróleo y gas natural	\$ 32.97	\$ 38.76	(15%)	\$ 31.88	\$ 36.75	(13%)
Regalías	(3.92)	(2.90)	35%	(3.25)	(2.69)	21%
Gastos de producción y transporte	(3.47)	(9.18)	(62%)	(3.73)	(10.54)	(65%)
Ganancia operacional neta⁽¹⁾	\$ 25.58	\$ 26.68	(4%)	\$ 24.90	\$ 23.52	6%

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

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

Gas natural

\$/boe	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Esperanza						
Ingresos de gas natural	\$ 31.52	\$ 26.65	18%	\$ 31.44	\$ 26.59	18%
Regalías	(2.95)	(2.30)	28%	(2.81)	(2.20)	28%
Gastos de producción	(1.33)	(1.94)	(31%)	(1.26)	(1.83)	(31%)
Ganancia operacional neta	\$ 27.24	\$ 22.41	22%	\$ 27.37	\$ 22.56	21%
VIM-5						
Ingresos de gas natural	\$ 32.51	\$ -	n/a	\$ 32.40	\$ -	n/a
Regalías	(7.12)	-	n/a	(7.05)	-	n/a
Gastos de producción	(0.82)	-	n/a	(1.00)	-	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 24.57	\$ -	n/a	\$ 24.35	\$ -	n/a
Total gas natural						
Ingresos de gas natural	\$ 31.90	\$ 26.65	20%	\$ 31.70	\$ 26.59	19%
Regalías	(4.54)	(2.30)	97%	(3.97)	(2.20)	80%
Gastos de producción	(1.14)	(1.94)	(41%)	(1.19)	(1.83)	(35%)
Ganancia operacional neta	\$ 26.22	\$ 22.41	17%	\$ 26.54	\$ 22.56	18%

Petróleo crudo

\$/boe	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
LLA-23						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 34.42	\$ 49.96	(31%)	\$ 27.80	\$ 43.52	(36%)
Regalías	(3.90)	(4.65)	(16%)	(3.07)	(4.05)	(24%)
Gastos de producción y transporte	(18.07)	(15.25)	18%	(14.34)	(15.75)	(9%)
Ganancia operacional neta	\$ 12.45	\$ 30.06	(59%)	\$ 10.39	\$ 23.72	(56%)
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 de 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 junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Costos brutos	\$ 4,984	\$ 6,342	(21%)	\$ 9,528	\$ 12,988	(27%)
Menos: Montos capitalizados	(781)	(796)	(2%)	(1,563)	(2,592)	(40%)
Gastos generales y administrativos	\$ 4,203	\$ 5,546	(24%)	\$ 7,965	\$ 10,396	(23%)
\$/boe	\$ 2.82	\$ 5.94	(53%)	\$ 3.21	\$ 5.38	(40%)

Los gastos generales y administrativos ("G&A") brutos disminuyeron en un 21% y 27% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, respectivamente, principalmente debido a los esfuerzos de la Compañía en el manejo de sus gastos G&A en vista de la continuada debilidad en los precios de referencia del petróleo crudo y la devaluación del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos.

Ingreso y gasto financiero neto

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 4,228	\$ 6,742	(37%)	\$ 8,340	\$ 10,610	(21%)
Costos de financiación distintos a efectivo	1,509	6,933	(78%)	2,720	8,327	(67%)
Gasto financiero neto	\$ 5,737	\$ 13,675	(58%)	\$ 11,060	\$ 18,937	(42%)

El gasto financiero neto pagado disminuyó en 37% y 21% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, respectivamente. La reducción se debe principalmente al pago anticipado de \$20 millones del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP en septiembre 30 de 2015.

Contratos de productos básicos

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2016, la Compañía contó con un instrumento financiero de cobertura sobre el precio del petróleo bajo los siguientes términos:

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

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

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Cambio no realizado en valor razonable	\$ 50	\$ -	-	\$ 50	\$ -	-
Liquidación de efectivo realizada	-	-	-	-	-	-
Pérdida (ganancia) total	\$ 50	\$ -	-	\$ 50	\$ -	-

Remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 860	\$ 825	-	\$ 1,887	\$ 2,538	(26%)
Gasto por unidades de acciones restringidas	-	-	-	3,021	24	>999%
Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 860	\$ 825	-	\$ 4,908	\$ 2,562	92%

El gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas aumentó en un 92% en los seis meses terminados en junio 30 de 2016, en comparación con los mismos períodos en 2015, principalmente debido al otorgamiento de unidades de acciones restringidas de \$3 millones durante el primer trimestre de 2016. El gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas es un gasto distinto a efectivo reconocido con base en el valor razonable de las unidades otorgadas.

Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 3,671	\$ 12,662	(71%)	\$ 9,505	\$ 24,951	(62%)
\$/boe	\$ 2.46	\$ 13.57	(82%)	\$ 3.83	\$ 12.91	(70%)

El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó en un 71% y 62% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016 en comparación con los mismos períodos en 2015, respectivamente, principalmente como resultado de una menor base de costo agotable y mayores reservas.

Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2016	2015	2016	2015
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 7,579	\$ 2,994	\$ 14,161	\$ 5,448
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	83	(4,930)	(7,244)	(268)
Gasto de impuesto de renta (recuperación)	\$ 7,662	\$ (1,936)	\$ 6,917	\$ 5,180

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

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

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2016	2015	Cambio	2016	2015	Cambio
Efectivo aportado por (usado en) actividades operativas	\$ 13,764	\$ (10,905)	n/a	\$ 21,013	\$ (12,916)	n/a
Por acción – básico (\$)	\$ 0.09	\$ (0.09)	n/a	\$ 0.13	\$ (0.11)	n/a
Por acción – diluido (\$)	\$ 0.08	\$ (0.09)	n/a	\$ 0.13	\$ (0.11)	n/a
Fondos ajustados provenientes de operaciones ⁽¹⁾	\$ 26,870	\$ 16,359	64%	\$ 40,321	\$ 27,281	48%
Por acción – básicos (\$)	\$ 0.17	\$ 0.14	21%	\$ 0.25	\$ 0.24	4%
Por acción – diluidos (\$)	\$ 0.16	\$ 0.14	14%	\$ 0.25	\$ 0.24	4%
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	\$ 11,245	\$ (58,524)	n/a	\$ 11,706	\$ (74,162)	n/a
Por acción – básico (\$)	\$ 0.07	\$ (0.50)	n/a	\$ 0.07	\$ (0.66)	n/a
Por acción – diluido (\$)	\$ 0.07	\$ (0.50)	n/a	\$ 0.07	\$ (0.66)	n/a

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

Gastos de capital

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2016	2015	2016	2015
Perforación y completamientos	\$ 1,598	\$ 4,815	\$ 9,295	\$ 20,292
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	3,754	5,193	7,611	7,073
Tierra, sísmica, comunidades y otros	4,561	1,978	7,199	7,542
Costos distintos a efectivo y ajustes ⁽²⁾	(4,845)	19,420	(7,154)	20,981
Adquisición de propiedades	-	-	3,665	38,000
Enajenaciones y cesiones de participación	(22)	(2,471)	(22)	(2,471)
Gastos de capital netos	5,046	28,935	20,594	91,417
Ecuador	330	1,958	731	8,254
Gastos de capital netos ajustados⁽¹⁾	\$ 5,376	\$ 30,893	\$ 21,325	\$ 99,671
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 3,655	\$ 2,367	\$ 11,983	\$ 16,401
Gastos en propiedades, planta y equipo	1,413	29,039	4,968	39,487
Adquisición de propiedades	-	-	3,665	38,000
Enajenación y cesiones de participación	(22)	(2,471)	(22)	(2,471)
Gastos de capital netos	\$ 5,046	\$ 28,935	\$ 20,594	\$ 91,417

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

(2) Otros costos distintos a efectivo incluyen costos capitalizados relacionados con obligaciones de desmantelamiento en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016.

Los gastos de capital en los tres meses terminados en junio 30 de 2016 se relacionaron principalmente con:

- Pre-perforación de Níspero-1.
- Costos de instalaciones en LLA-23 y Esperanza.
- Costos de instalaciones e infraestructura en VIM-5.
- Costos de instalaciones relacionados con el CPI de Ecuador (contabilizados por el método contable de participación); y
- Otros costos capitalizados (G&A capitalizados de \$0.8 millones y reducción de costos de desmantelamiento distintos a efectivo por \$4.8 millones) relacionados con Rancho Hermoso debido a que la estimación corriente de costos de abandono futuros es más baja que los estimados previos).

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Administración de capital

La política de la Compañía es mantener una fuerte base de capital con el fin de proveer flexibilidad para el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado. La Compañía maneja su estructura de capital y hace ajustes en respuesta a los cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el capital accionario, la deuda con bancos y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluidos los ítems distintos a efectivo. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, de tiempo en tiempo la Compañía puede emitir acciones ordinarias u otros

valores, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles de deuda corrientes y proyectados.

La Compañía hace seguimiento al apalancamiento y ajusta su estructura de capital con base en su nivel de deuda neta. La deuda neta se define como el monto de capital de la deuda bancaria pendiente, menos capital de trabajo, según lo definido anteriormente. Con el fin de facilitar el manejo de su deuda neta, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores que varían, incluidos los precios corrientes y proyectados del petróleo crudo, los cambios en la estructura de capital, la ejecución del plan de negocio de la Compañía y las condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y las actualizaciones son preparadas y revisadas según se requiera.

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016, la Compañía tomó ciertas medidas para contrarrestar la debilidad continuada en los precios de petróleo crudo y el consecuente impacto en los flujos de caja. Ellas incluyen medidas para reducir el gasto de capital y preservar la liquidez, las cuales, a junio 30 de 2016, dejaron a la Compañía con \$25.3 millones en efectivo y \$62.5 millones en efectivo restringido. En tanto los precios de petróleo crudo siguen débiles en el primer semestre de 2016, nuevas y significativas ventas contratadas han comenzado en abril de 2016, con lo cual se aumentan sustancialmente los ingresos y fondos provenientes de las operaciones para el resto del año 2016. Entre tanto, la Compañía planea mantener un programa de prudente gasto de capital y enfocarse en reducciones de costos para maximizar la rentabilidad de los activos productivos existentes.

En agosto 2 de 2016 y agosto 5 de 2016, la Compañía completó las partes primera y segunda de una oferta privada de colocación de 9.687.670 y 1.800.000 acciones ordinarias de la Compañía, respectivamente, emitidas a C\$4,08 por acción ordinaria, para un total de C\$46,9 millones. La oferta privada de colocación además mejora la liquidez de la Compañía y su capacidad de explorar y desarrollar el 100% de sus activos operados de gas para lo que resta de 2016.

	Junio 30 de 2016
Deuda con bancos– capital	\$ 255,000
Superávit de capital de trabajo	(39,593)
Deuda neta	\$ 215,407

Facilidades de crédito y deuda

Préstamo a término, preferencial y garantizado

En abril 3 de 2013 la Compañía celebró un convenio de crédito para un préstamo a término, preferencial y garantizado de \$140 millones con un sindicato de bancos liderado por Credit Suisse (“Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS”). El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS era por un término de cinco años, con intereses pagaderos trimestralmente y capital pagadero en 15 cuotas trimestrales iguales a partir de octubre de 2014, luego de un período de gracia inicial de 18 meses. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS tenía un interés de LIBOR más 4.50% y estaba garantizado con todos los activos importantes de la Compañía.

En abril 24 de 2014, la Compañía culminó una ampliación de su Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS, de \$140 millones a \$220 millones, sin cambios a los términos del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS o el cronograma de pago. El préstamo a término revisado tiene un interés de LIBOR más 4.50-5.00%, dependiendo de razones de apalancamiento acordadas, y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía.

En abril 24 de 2015, el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS fue liquidado por el monto de capital pendiente a la fecha de liquidación de \$176 millones y fue reemplazado por un nuevo préstamo a término, preferencial y garantizado con un sindicato de bancos liderado por BNP Paribas (“BNP”) por un monto de capital de \$200 millones (“Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP”). El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP vence en marzo 31 de 2019, con intereses pagaderos

trimestralmente y capital pagadero en ocho cuotas trimestrales iguales a partir de diciembre 31 de 2017, después de un período de gracia inicial. Así, el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP está clasificado como no corriente a junio 30 de 2016. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP causa intereses a LIBOR más 4.75% y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía.

En septiembre 30 de 2015, la Compañía pagó anticipadamente \$20 millones de su Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP, con lo cual redujo el saldo pendiente a \$180 millones. El valor en libros del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP incluyó \$3.1 millones de costos de transacción compensados contra el monto del capital a junio 30 de 2016.

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

La Razón de Apalancamiento Consolidado se calcula trimestralmente como la deuda total consolidada (“Deuda Total Consolidada”) dividida por el EBITDAX consolidado (“EBITDAX Consolidado”). La máxima Razón de Apalancamiento Consolidado permitida es 3.50:1.00. A junio 30 de 2016 la Razón de Apalancamiento Consolidado fue de 2.83:1.00. La Deuda Total Consolidada incluye el monto de capital de todo endeudamiento, el cual actualmente incluye deuda con bancos; adicionalmente, el efectivo restringido mantenido en la cuenta de reserva de servicio de la deuda relacionada con el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP es deducible contra la Deuda Total Consolidada. El EBITDAX Consolidado se calcula sobre el período de los últimos 12 meses y se define como el ingreso neto consolidado ajustado por intereses, impuestos de renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración, participación en ganancia o pérdida de negocios conjuntos y otros cargos similares no recurrentes y distintos a efectivo. El EBITDAX Consolidado además se ajusta por la contribución a los fondos ajustados provenientes de las operaciones, antes de impuestos, de los resultados del CPI de Ecuador. El propósito de la inclusión de este último monto es incorporar los fondos provenientes de las operaciones del negocio conjunto de la Compañía en Ecuador en el cálculo tal como es contabilizado sobre la base de la consolidación de la participación en los estados financieros consolidados de la Compañía. La Deuda Total Consolidada y el EBITDAX Consolidado se calculan como se indica a continuación:

Deuda total consolidada	Junio 30 de 2016	
Deuda con bancos (corriente y a largo plazo) – capital	\$	255,000
Saldo de la cuenta de reserva de servicio de deuda		(3,000)
Deuda total consolidada	\$	252,000

	Trimestre 3 de 2015	Trimestre 4 de 2015	Trimestre 1 de 2016	Trimestre 2 de 2016	Período total
EBITDAX consolidado					
Ingreso (pérdida) neto(a) consolidado(a) e ingreso (pérdida) total	(19,029)	(84,462)	461	11,245	(91,785)
(+) gasto de intereses	6,250	5,575	5,361	5,360	22,546
(+/-) impuestos de renta (recuperación)	6,334	9,450	(745)	7,662	22,701
(+) impuestos a la riqueza	-	-	850	285	1,135
(+) agotamiento y depreciación	12,573	13,906	5,834	3,671	35,984
(+) gastos de exploración	52	8,796	40	99	8,987
(-) participación en pérdida (ganancia) de capital	135	193	(294)	(718)	(684)
(+) otros gastos distintos a efectivo y rubros no recurrentes	4,361	51,890	4,000	1,807	62,058
(+) contribución del CPI de Ecuador	7,941	7,481	6,300	6,464	28,186
EBITDAX consolidado	18,617	12,829	21,807	35,875	89,128

Razón de Apalancamiento Consolidado	Junio 30 de 2016
Deuda total consolidada	\$ 252,000
EBITDAX consolidado	89,128
Razón de Apalancamiento Consolidado	2.83

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 2.50:1.00. EL EBITDAX Consolidado se calcula sobre el período de los últimos 12 meses según lo descrito en el párrafo precedente. El Gasto de Interés Consolidado se calcula sobre los últimos 12 meses e incluye gasto de interés e interés capitalizado, netos de ingreso por interés, y excluye todo cargo de interés distinto a efectivo.

Razón de Cobertura de Interés Consolidado	Junio 30 de 2016
Gasto de interés	\$ 20,123
Ingreso por interés	(2,523)
Gasto de interés consolidado	\$ 17,600
EBITDAX consolidado	\$ 89,128
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	5.06

La Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados se calcula trimestralmente como los activos corrientes consolidados divididos por los pasivos corrientes consolidados, excluidos todos los activos corrientes distintos a efectivo y los pasivos corrientes distintos a efectivo. La mínima Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados requerida es 1.00:1.00.

La Compañía estaba en cumplimiento de estos pactos a junio 30 de 2016.

Títulos preferenciales

En octubre 29 de 2014 la Compañía celebró un convenio por \$100 millones con Apollo Investment Corporation para la emisión de títulos de deuda preferenciales no garantizados y con tasa flotante (“Títulos

Preferenciales”), de los cuales \$50 millones fueron girados en octubre 29 de 2014 y \$25 millones fueron girados en abril 2 de 2015, para un saldo total pendiente de \$75 millones a junio 30 de 2016. Los Títulos Preferenciales son pagaderos en su totalidad a su fecha de vencimiento en diciembre 31 de 2019 y causan intereses de LIBOR más 8.5% anual (con sujeción a un piso de LIBOR de 1.00%), pagaderos trimestralmente. Los Títulos Preferenciales pueden ser pagados en cualquier momento antes de su vencimiento (con sujeción a aprobación de BNP) y están sujetos a los pactos financieros, de cumplimiento y legales habituales, los cuales son consistentes con los pactos bajo el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP. El valor en libros de los Títulos Preferenciales incluyó \$2.4 millones de costos de transacción compensados contra el monto del capital a junio 30 de 2016.

Otras líneas de crédito en Colombia

La Compañía tiene líneas de crédito de tesorería vigentes en Colombia con una base de préstamo total de \$42.6 millones (COP \$124.000 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A junio 30 de 2016 no había giros contra estas líneas.

Cartas de crédito

A junio 30 de 2016, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$76.5 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 \$42.6 millones a \$0 millones en junio 30 de 2016.

Capital accionario

A agosto 9 de 2016 la Compañía tenía en circulación 170.9 millones de acciones ordinarias, 12.4 millones de opciones de compra de acciones y 1.2 millones de unidades de acciones restringidas.

OBLIGACIONES CONTRACTUALES

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a junio 30 de 2016:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda con bancos - capital	\$ -	\$ 157,500	\$ 97,500	\$ 255,000
Cuentas por pagar, comerciales y otras	16,343	-	-	16,343
Petróleo crudo pagadero en especie	587	-	-	587
Impuestos por pagar	14,078	-	-	14,078
Impuesto a la riqueza por pagar	571	-	-	571
Ingreso diferido	6,172	-	3,731	9,903
Otras obligaciones a largo plazo	-	-	2,873	2,873
Unidades de acciones restringidas	3,966	76	-	4,042
Contratos de exploración y producción	68,977	24,539	-	93,516
Arrendamientos de oficinas	874	1,742	1,442	4,058
Arrendamiento financiero	10,163	19,406	18,733	48,302

Arrendamiento financiero

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

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia y Perú, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos pendientes de exploración a junio 30 de 2016 por \$95.9 millones y ha emitido \$76.5 millones en garantías financieras relacionadas con ellos. Se planea cumplir estos compromisos mediante trabajo de sísmica, perforación exploratoria y cesiones de participaciones (*farm-outs*).

Oleoducto Bicentenario de Colombia (“OBC”)

La Compañía posee una participación del 0.5% en OBC, entidad que posee un sistema de oleoducto que conectará la producción de petróleo de la cuenca de los Llanos con el sistema de oleoducto de Caño Limón. Conforme a los términos del acuerdo con OBC, a la Compañía se le puede exigir que otorgue respaldo financiero o garantías por su participación proporcional de capital en cualquier financiación futura de deuda que asuma OBC. La Compañía también ha celebrado con OBC acuerdos de transporte bajo la modalidad de pago en firme independientemente del volumen transportado, con el fin de garantizar los ingresos del oleoducto.

Contrato de producción incremental de Ecuador

En adición a los compromisos descritos arriba, la Compañía tiene a una participación patrimonial no operada del 25% (participación en el capital del 27.9%) en un consorcio (negocio conjunto), al cual en 2012 le fue adjudicado un contrato de producción incremental de los campos petroleros maduros Libertador y Atacapi en Ecuador. El consorcio planea realizar gastos en el proyecto estimados en un total de \$397 millones (\$107.6 millones netos para la Compañía) por el término de 15 años del contrato. A junio 30 de 2016 la Compañía había hecho gastos de capital netos por \$83.7 millones en relación con su compromiso del CPI de Ecuador. Se espera que los flujos de caja del CPI de Ecuador sean suficientes para soportar el futuro desarrollo de capital previsto.

EVENTOS SUBSIGUIENTES

En agosto 2 de 2016, la Compañía completó la primera parte de una oferta privada de colocación de 9.687.670 acciones ordinarias de la Compañía (“Acciones Ordinarias”) emitidas a C\$4,08 por Acción Ordinaria y obtuvo recursos por C\$39.525.694 con algunos inversionistas estratégicos a largo plazo, nuevos y existentes, incluida Cavengas Holding S.R.L (“Cavengas”), una compañía de Barbados (la “Primera Oferta”). Cavengas adquirió 1.023.072 Acciones Ordinarias conforme a la Primera Oferta y posee un total de 32.613.072 Acciones Ordinarias a agosto 2 de 2016. Además, un miembro de junta directiva de la Compañía adquirió 904.774 Acciones Ordinarias conforme a la Primera Oferta. La Compañía contrató a un asesor exclusivo para esta transacción, y reconocerá por sus servicios unos honorarios del 3.5% de la Primera Oferta, pagaderos en su totalidad en Acciones Ordinarias.

En agosto 5 de 2016, la Compañía completó la segunda y última parte de la oferta privada de colocación de 1.800.000 Acciones Ordinarias adicionales a C\$4,08 por Acción Ordinaria y obtuvo recursos por C\$7.344.000 (la “Segunda Oferta”).

Las Acciones Ordinarias emitidas en relación con la Primera Oferta y la Segunda Oferta están sujetas a un período de mantenimiento de cuatro meses el cual expira en diciembre 2 de 2016 y diciembre 6 de 2016, respectivamente.

PERSPECTIVA

Los tres meses terminados en junio 30 de 2016 fueron un trimestre récord para la Compañía en términos de niveles de producción, y los mayores ingresos, ganancias y flujos de fondos ajustados provenientes de las operaciones desde los robustos precios del petróleo de 2014; principalmente relacionados con la culminación de la expansión del gasoducto de Promigás en abril de 2016, lo cual permitió que la Compañía aumentara el promedio diario de ventas en efectivo de gas a aproximadamente 90 MMscfpd.

Mirando lo que resta de 2016, la Compañía ha presupuestado dos pozos de exploración de gas, Níspero-1 y Nelson-6 (en adición al pozo Oboe-1 que fue perforado en los primeros seis meses del año), así como cinco acondicionamientos de petróleo ligero en su concesión de LLA-23. Una parte de los recursos provenientes de la financiación de C\$46.9 millones recientemente cerrada por Canacol será utilizada para expandir su programa de exploración y desarrollo de gas durante el resto de 2016 y 2017. La Compañía ahora espera mantener una torre de perforación operando continuamente en su programa de perforación de gas hasta bien entrado el 2017, y planea perforar un pozo de exploración adicional, y un pozo de desarrollo de gas adicional durante el resto de 2016, lo cual sería en adición a los pozos Níspero 1 y Nelson 6. Canacol también espera perforar el prospecto de exploración de petróleo ligero de Mono Capachino situado en la concesión de VMM-2 a finales de 2016.

Canacol actualmente está en el proceso de perforar el pozo Níspero-1 en el bloque Esperanza situado en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena. El pozo Níspero-1 tiene como objetivo el mismo depósito de arenisca de CDO que produce en los cercanos campos de gas de Nelson, Palmer y Clarinete. El pozo Níspero-1 inició perforación en julio 17 de 2016 y se espera que su perforación y prueba de producción tomen aproximadamente siete semanas. A la terminación de las operaciones en Níspero, la torre de perforación será movilizada para perforar el pozo Nelson-6, el cual se espera que inicie perforación a principios de octubre de 2016. El objetivo para el pozo Nelson-6 será hacer prueba de producción del depósito poco profundo de arenisca de Porquero, el cual está situado encima del depósito de arenisca productivo de CDO dentro del campo Nelson. Los pozos existentes de Nelson perforados a la fecha han encontrado el depósito de arenisca de Porquero y hasta 62 pies de producción de gas interpretada en registros a hueco abierto. El objetivo del programa de exploración de gas en 2016 es probar suficientes reservas nuevas para firmar un nuevo contrato a diez años de venta de gas en firme de 100 MMscfpd, el cual se espera que comience en 2018 después de la construcción de un nuevo gasoducto. La Compañía actualmente está negociando varios contratos nuevos a largo plazo de venta de gas en firme con clientes existentes y nuevos, así como un contrato que verá a un tercero construir y operar un nuevo gasoducto a la Costa Caribe colombiana el cual entrará en operación a finales de 2018 sin costo para la Compañía.

Canacol estima que la producción promedio neta de petróleo y gas antes de regalías para 2016 estará entre 16.000 y 17.000 boepd. Las ventas contractuales realizadas de gas estarán en un promedio de aproximadamente 75 MMscfpd (13.160 boepd) incluidos aproximadamente 90 MMscfpd de abril 21 de 2016 en adelante a un precio promedio realizado esperado de \$5,60/Mcf (\$31,92/boe), con una ganancia operacional neta promedio de aproximadamente \$4,56/Mcf (\$26,00/boe), para generar aproximadamente \$153 millones de ingresos brutos. Adicionalmente, Canacol espera que la producción de petróleo de Colombia se sitúe en un promedio aproximado de 2.300 bopd y la producción de petróleo de Ecuador sea de aproximadamente 1.300 bopd en el año calendario 2016, ambas sin la perforación de pozos de petróleo adicionales. Se espera que las ventas totales de hidrocarburos de la compañía se sitúen en un promedio entre 18.500 y 19.000 boepd en el segundo semestre de 2016.

Se espera que el EBITDAX corporativo total sea de aproximadamente \$135 millones para el año calendario 2016, lo cual representa una Razón de Apalancamiento Consolidado de menos de 2.0, no obstante que las ventas contractuales realizadas de gas para el período de enero 1 de 2016 a abril 20 de 2016 hayan sido inferiores a la mitad de los volúmenes actuales.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2016		2015				2014	
	TRIMESTRE	TRIMESTRE	TRIMESTRE	TRIMESTRE	TRIMESTRE	TRIMESTRE	TRIMESTRE	TRIMESTRE
	2	1	4	3	2	1	4	3
Financieros								
Ingresos totales de petróleo y gas natural, netos de regalías	38,926	22,700	17,402	21,958	27,297	26,429	36,404	58,917
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾	45,390	29,000	24,883	29,899	33,892	32,811	43,878	67,356
Efectivo aportado por (usado en) actividades operativas	13,764	7,249	4,974	14,302	(10,905)	(2,011)	31,743	45,618
Por acción – básico	0.09	0.05	0.03	0.11	(0.09)	(0.02)	0.29	0.42
Por acción – diluido	0.08	0.05	0.03	0.11	(0.09)	(0.02)	0.29	0.42
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	26,870	13,451	8,473	15,218	16,359	10,922	22,952	37,162
Por acción – básicos ⁽¹⁾	0.17	0.08	0.05	0.12	0.14	0.10	0.21	0.34
Por acción – diluidos ⁽¹⁾	0.16	0.08	0.05	0.12	0.14	0.10	0.21	0.34
Ingreso (pérdida) total	11,245	461	(84,466)	(19,029)	(58,524)	(15,638)	(45,970)	14,110
Por acción – básico	0.07	-	(0.54)	(0.15)	(0.50)	(0.14)	(0.43)	0.13
Por acción – diluido	0.07	-	(0.54)	(0.15)	(0.50)	(0.14)	(0.43)	0.13
Gastos de capital, netos	5,046	15,548	22,394	22,299	25,310	62,482	78,403	47,522
Gastos de capital ajustados, netos, incluyendo gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾	5,376	15,949	22,867	26,080	27,268	68,778	87,228	56,209
Operaciones (boepd)								
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	4,018	4,526	5,523	6,983	6,007	7,448	8,586	9,922
Gas natural	12,405	6,407	3,541	3,472	3,954	3,502	3,236	3,334
Total ⁽²⁾	16,423	10,933	9,064	10,455	9,961	10,950	11,822	13,256
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	4,045	4,578	5,468	7,272	6,192	7,636	8,187	9,997
Gas natural	12,331	6,329	3,542	3,455	4,064	3,462	3,216	3,311
Total ⁽²⁾	16,376	10,907	9,010	10,727	10,256	11,098	11,403	13,308
Ventas en efectivo totales, antes de regalías ⁽³⁾								
Gas natural	13,772	7,168	3,891	3,455	4,064	3,462	3,216	3,311
Petróleo de Colombia	2,294	2,856	3,390	5,116	4,433	5,932	6,220	7,724
Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽²⁾	1,751	1,722	2,078	2,156	1,759	1,704	1,967	2,273
Total ⁽²⁾	17,817	11,746	9,359	10,727	10,256	11,098	11,403	13,308

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

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

(3) Las ventas en efectivo totales se definen como las ventas contractuales realizadas totales de gas y petróleo crudo más el efectivo recibido por gas que se clasifican como ingreso diferido conforme a las NIIF.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2016 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

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

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía actualmente está revisando una serie de NIIF nuevas y revisadas que han sido emitidas pero que aún no están en efecto. En los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía a junio 30 de 2016 y para los tres y seis meses terminados en esa fecha, y en los estados financieros consolidados auditados 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 la información pertinente es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con su revelación pública. El Director Ejecutivo (“CEO”) y el Director Financiero (“CFO”), junto con otros miembros de la alta gerencia, han diseñado, o han hecho que se diseñen controles y procedimientos de revelación bajo la supervisión del CEO y el CFO, y han establecido procesos para asegurarse de recibir suficiente información para sustentar las declaraciones hechas en los certificados intermedios que deben ser presentados conforme al Instrumento Nacional 52-109.

Controles internos de informes financieros

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

Durante el trimestre terminado en junio 30 de 2016 no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los controles y procedimientos

La administración de la Compañía, incluidos su CEO y su CFO, consideran que, sin importar cuán bien concebido y operado sea un C&PR o CIIF, sólo puede brindar seguridad razonable, no absoluta, sobre que se cumplen los objetivos del sistema de control. Además, el diseño de un sistema de control debe reflejar el hecho de que hay limitaciones de recursos, y que los beneficios de los controles deben ser considerados en relación con sus costos. Debido a las limitaciones inherentes en todos los sistemas de control, no pueden ofrecer seguridad absoluta de que todos los problemas de control y los casos de fraude dentro de la Compañía, si los ha habido, han sido prevenidos o detectados. Estas limitaciones inherentes incluyen las realidades de que los juicios en la toma de decisiones pueden ser deficientes, y que pueden presentarse fallas debido a simples errores o equivocaciones. El diseño de todo sistema de controles también se basa en parte en ciertos supuestos sobre la probabilidad de eventos futuros, y no puede haber seguridad de que un diseño será exitoso en lograr sus objetivos fijados bajo todas las condiciones potenciales futuras. Así, debido a las limitaciones inherentes en un sistema de control efectivo desde el punto de vista de costos, las declaraciones erróneas debidas a error o fraude pueden ocurrir y no ser detectadas. También, las proyecciones de cualquier

evaluación de efectividad para períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados debido a cambios en las condiciones, o a que el grado de cumplimiento de las políticas o los procedimientos se deteriore.