

# **CANACOL ENERGY LTD.**

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN  
TRES Y SEIS MESES TERMINADOS EN JUNIO 30 DE 2017**



## 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		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	37,283	38,926	(4%)	78,866	61,626	28%
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías <sup>(2)</sup>	43,007	45,390	(5%)	89,982	74,390	21%
Flujo de caja aportado por actividades operativas	11,130	13,764	(19%)	28,669	21,013	36%
Por acción – básico (\$)	0.06	0.09	(33%)	0.16	0.13	23%
Por acción – diluido (\$)	0.06	0.08	(25%)	0.16	0.13	23%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)(2)</sup>	24,236	26,870	(10%)	45,183	40,321	12%
Por acción – básicos (\$)	0.14	0.17	(18%)	0.26	0.25	4%
Por acción – diluidos (\$)	0.14	0.16	(13%)	0.26	0.25	4%
Ingreso neto e ingreso total	11,770	11,245	5%	3,828	11,706	(67%)
Por acción – básico (\$)	0.07	0.07	—	0.02	0.07	(71%)
Por acción – diluido (\$)	0.07	0.07	—	0.02	0.07	(71%)
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	30,572	5,046	506%	54,572	20,594	165%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones <sup>(1)(2)</sup>	30,648	5,376	470%	55,466	21,325	160%
				Jun. 30 de 2017	Dic. 31 de 2016	Cambio
Efectivo				25,582	66,283	(61%)
Efectivo restringido				62,891	62,073	1%
Superávit de capital de trabajo				54,719	64,899	(16%)
Deuda con bancos				273,940	250,638	9%
Total activos				795,067	787,508	1%
Acciones ordinarias, final del período (000)				174,932	174,359	—
Operativos	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo <sup>(3)</sup>	3,487	4,018	(13%)	3,496	4,273	(18%)
Gas natural	13,675	12,405	10%	13,581	9,407	44%
Total <sup>(2)</sup>	17,162	16,423	4%	17,077	13,680	25%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo <sup>(3)</sup>	3,500	4,045	(13%)	3,508	4,312	(19%)
Gas natural	13,563	12,331	10%	13,487	9,331	45%
Total <sup>(2)</sup>	17,063	16,376	4%	16,995	13,643	25%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)						
Gas natural	13,695	12,972	6%	14,108	9,808	44%
Petróleo de Colombia	1,933	2,294	(16%)	1,973	2,575	(23%)
Petróleo a tarifa de Ecuador <sup>(2)</sup>	1,567	1,751	(11%)	1,535	1,737	(12%)
Total <sup>(2)</sup>	17,195	17,017	1%	17,616	14,120	25%
Ganancia operacional neta (\$/boe) <sup>(1)</sup>						
Esperanza (gas natural)	24.35	27.24	(11%)	25.06	27.37	(8%)
VIM-5 (gas natural)	19.24	24.57	(22%)	19.44	24.35	(20%)
LLA 23 (petróleo)	19.31	12.45	55%	20.32	10.39	96%
Ecuador (petróleo a tarifa) <sup>(2)</sup>	38.54	38.54	—	38.54	38.54	—
Total <sup>(2)</sup>	23.25	25.58	(9%)	23.91	24.90	(4%)

(1) Medidas que no están en las NIIF. Ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

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

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

## INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. y sus subsidiarias (“Canacol” o la “Compañía”) están dedicadas principalmente a actividades de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural en Colombia y Ecuador. La oficina principal de la Compañía está situada en 4500, 525 – 8<sup>th</sup> 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, la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

### Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha agosto 9 de 2017 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 2017 y 2016 (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 2017, 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](http://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 las NIIF, ni como más valiosos que éste, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los fondos ajustados provenientes de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras compañías. La Compañía también presenta los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción, de tal modo que los montos por acción se calculan mediante el uso del promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo de 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	
	2017	2016	2017	2016
Flujo de caja proveniente de actividades operativas	\$ 11,130	\$ 13,764	\$ 28,669	\$ 21,013
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	7,514	6,996	5,885	7,118
Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuestos de renta corrientes	5,592	6,110	10,629	12,190
<b>Fondos ajustados provenientes de las operaciones</b>	<b>\$ 24,236</b>	<b>\$ 26,870</b>	<b>\$ 45,183</b>	<b>\$ 40,321</b>

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 las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

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

## Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en junio 30 de 2017, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de sus campos Nelson y Palmer en el Bloque Esperanza y Clarinete y Oboe en el bloque VIM-5, ambos situados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, petróleo crudo de sus campos Leono, Labrador, Pantro, Tigro y Maltés en el bloque LLA-23 en la Cuenca de los Llanos en Colombia, petróleo a tarifa del CPI de Ecuador, y, en menor medida, petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso, VMM-2 y Santa Isabel en Colombia.

Los campos Nelson y Palmer en el bloque Esperanza y los campos Clarinete y Oboe en el bloque VIM-5, situados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, producen gas natural seco para venta a clientes locales bajo contratos a largo plazo de venta en firme, así como contratos a corto plazo en el mercado al contado. La perforación del pozo de exploración Cañahuate-1 inició en marzo 24 de 2017 y alcanzó una profundidad total de 8.263 pies de profundidad medida ("ft. md."). El pozo encontró 124 ft. md. de zona productiva de gas con una porosidad promedio de 18% dentro del depósito objetivo principal de Ciénaga de Oro ("CDO"). Dos zonas diferentes fueron completadas y se les hizo prueba de flujo a una tasa combinada de 28 millones de pies cúbicos estándares por día ("MMscfpd") de gas seco. Se está adelantando el trabajo para conectar el pozo de exploración Cañahuate-1 con la instalación de procesamiento de gas de la Compañía en Jobo.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2017, se inició la perforación del pozo de exploración Toronja-1 en el bloque VIM-21 de la Compañía. El pozo alcanzó una profundidad total de 7.200 ft. md. en seis días. El pozo encontró gas entre 4.875 y 6.256 ft. md. con una porosidad promedio de 20% dentro del depósito objetivo principal de arenisca de Porquero. Dos zonas diferentes fueron completadas y se les hizo prueba de flujo dentro del depósito de Porquero. La primera zona sometida a prueba fue perforada entre 4.865 y 4.884 ft. md y fluyó a una tasa estabilizada de 24,4 MMscfpd de gas seco. La segunda zona sometida

a prueba fue perforada entre 6.249 y 6.257 ft. md. y fluyó a una tasa estabilizada final de 21,9 MMscfpd de gas seco. Se está adelantando el trabajo para conectar el pozo de exploración Toronja-1 con la instalación de procesamiento de gas de la Compañía en Jobo.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2017, el pozo de exploración Pumara-1 fue perforado en el bloque LLA-23 de la Compañía y alcanzó una profundidad total de 10.713 ft. md. en 20 días. Dos zonas potencialmente contentivas de petróleo en Gachetá-A y Gachetá-D fueron sometidas a pruebas con el uso de una bomba electrosumergible, y ambas zonas produjeron cantidades pequeñas de petróleo. El pozo será taponado y abandonado, cumpliendo el compromiso de perforación de exploración de la Compañía en su bloque LLA-23 para 2017. El personal técnico actualmente está evaluando los resultados del pozo para determinar los potenciales impactos en la prospectividad restante del bloque.

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.

Para los tres meses terminados en junio 30 de 2017, la Compañía también tuvo producción de petróleo crudo de sus propiedades LLA-23, Rancho Hermoso, VMM-2 y Santa Isabel en Colombia. Las propiedades Rancho Hermoso, VMM-2 y Santa Isabel de la Compañía contribuyeron individualmente solamente con un monto menor a la producción total en los tres meses terminados en junio 30 de 2017 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. A la fecha de este MD&A, todos los pozos en el campo Capella en Colombia y el campo Moloacán en México han sido cerrados.

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

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

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

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
<b>Producción (boepd)</b>						
Esperanza (gas)	8,970	7,706	16%	9,424	6,821	38%
VIM-5 (gas)	4,705	4,699	—	4,157	2,586	61%
LLA 23 (petróleo)	1,209	1,648	(27%)	1,277	1,878	(32%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,567	1,751	(11%)	1,535	1,737	(12%)
Otros (petróleo)	711	619	15%	684	658	4%
Producción total	17,162	16,423	5%	17,077	13,680	25%
Movimientos de inventario y otros	(99)	(47)	111%	(82)	(37)	122%
<b>Total ventas</b>	<b>17,063</b>	<b>16,376</b>	<b>4%</b>	<b>16,995</b>	<b>13,643</b>	<b>25%</b>
<b>Ventas (boepd)</b>						
Esperanza (gas)	8,866	7,635	16%	9,337	6,785	38%
VIM-5 (gas)	4,697	4,696	—	4,150	2,546	63%
LLA 23 (petróleo)	1,219	1,661	(27%)	1,282	1,896	(32%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,567	1,751	(11%)	1,535	1,737	(12%)
Otros (petróleo)	714	633	13%	691	679	2%
<b>Total ventas</b>	<b>17,063</b>	<b>16,376</b>	<b>4%</b>	<b>16,995</b>	<b>13,643</b>	<b>25%</b>
<b>Ventas contractuales realizadas (boepd)</b>						
Esperanza (gas)	8,866	7,635	16%	9,337	6,785	38%
VIM-5 (gas)	4,697	4,696	—	4,150	2,546	63%
Volúmenes en firme	132	641	(79%)	621	477	30%
Total gas natural	13,695	12,972	6%	14,108	9,808	44%
Total petróleo de Colombia	1,933	2,294	(16%)	1,973	2,575	(23%)
Petróleo a tarifa de Ecuador	1,567	1,751	(11%)	1,535	1,737	(12%)
<b>Total ventas contractuales realizadas</b>	<b>17,195</b>	<b>17,017</b>	<b>1%</b>	<b>17,616</b>	<b>14,120</b>	<b>25%</b>

El aumento general de los volúmenes de producción en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, 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 LLA-23 y Ecuador.

Las ventas contractuales realizadas de gas durante el segundo trimestre de 2017 promediaron aproximadamente 78 MMscfcpd, una ligera disminución con respecto al trimestre previo, como consecuencia de condiciones estacionales a lo largo de la Costa Caribe de Colombia las cuales impactaron la demanda relacionada con uno de los pequeños contratos interrumpibles de la Compañía. Se ha suscrito un contrato a largo plazo y precio fijo de modo que las ventas totales de gas de la Compañía a diciembre de 2017 estarán bajo contratos a precio fijo con pago en firme.

## Ingresos de petróleo y gas natural

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Esperanza	\$ 23,244	\$ 21,899	6%	\$ 49,744	\$ 38,819	28%
VIM-5	11,650	13,892	(16%)	20,691	15,010	38%
LLA 23	4,632	5,202	(11%)	10,002	9,592	4%
Otros	2,619	1,991	32%	5,311	3,554	49%
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	42,145	42,984	(2%)	85,748	66,975	28%
Regalías	(5,191)	(5,849)	(11%)	(10,190)	(8,078)	26%
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías	36,954	37,135	—	75,558	58,897	28%
Ingreso de gas natural en firme	329	1,791	(82%)	3,308	2,729	21%
Ingresos totales de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado	37,283	38,926	(4%)	78,866	61,626	28%
Tarifa de Ecuador y otros ingresos <sup>(1)</sup>	5,724	6,464	(11%)	11,116	12,764	(13%)
<b>Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías <sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 43,007</b>	<b>\$ 45,390</b>	<b>(5%)</b>	<b>\$ 89,982</b>	<b>\$ 74,390</b>	<b>21%</b>

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

La Compañía tiene tres tipos de ventas de gas natural:

- 1) *Ventas de gas natural*: 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 debido a 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 (“liquidaciones”) en la primera fecha entre: a) la entrega del volumen recuperado; b) la expiración del derecho de recuperación; y c) cuando se determina que la probabilidad de que el comprador use el derecho de recuperación es remota.

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2017, la Compañía ha realizado \$0,3 millones y \$3,3 millones de ingreso en firme (según lo descrito en el punto (2) precedente), respectivamente, lo cual es equivalente a 132 boepd y 621 boepd de ventas de gas, respectivamente, sin entrega efectiva del gas natural.



A junio 30 de 2017, la Compañía ha recibido recursos por petróleo crudo y gas natural por entregar en una fecha posterior (según lo descrito en el punto (3) precedente). A junio 30 de 2017, las nominaciones no entregadas resultaron en un saldo de ingreso diferido de \$3,3 millones (\$3,2 millones relacionados con gas y \$0,1 millones relacionados con petróleo crudo), el cual ha sido clasificado como un pasivo corriente pues se espera que se liquide dentro de los siguientes doce meses.

### Precio promedio de referencia y precios realizados de venta

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Brent (\$/bbl)	\$ 50.59	\$ 46.33	9%	\$ 52.57	\$ 40.98	28%
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 48.77	\$ 46.56	5%	\$ 50.73	\$ 41.35	23%
Gas natural (\$/boe)	\$ 28.27	\$ 31.90	(11%)	\$ 28.85	\$ 31.70	(9%)
Petróleo crudo (\$/boe)	\$ 41.22	\$ 34.45	20%	\$ 42.87	\$ 28.05	53%
Tarifa de Ecuador (\$/boe)	\$ 38.54	\$ 38.54	—	\$ 38.54	\$ 38.54	—
Esperanza (\$/boe)	\$ 28.81	\$ 31.52	(9%)	\$ 29.43	\$ 31.44	(6%)
VIM-5 (\$/boe)	27.26	32.51	(16%)	27.55	32.40	(15%)
LLA-23 (\$/bbl)	41.76	34.42	21%	43.10	27.80	55%
Ecuador (\$/bbl)	38.54	38.54	—	38.54	38.54	—
Otros (\$/bbl)	40.31	34.55	17%	42.46	28.74	48%
<b>Precio promedio realizado de venta (\$/boe)<sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 30.68</b>	<b>\$ 32.97</b>	<b>(7%)</b>	<b>\$ 31.36</b>	<b>\$ 31.88</b>	<b>(2%)</b>

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

El aumento en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, se debe principalmente a mayores precios de referencia del petróleo crudo.

La disminución en los precios promedio realizados de venta de gas natural en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, se debe a a) la disminución del precio de la Guajira en diciembre de 2016, de \$6,17/MMbtu a \$4,63/MMbtu, y b) precios más bajos en el mercado al contado, por condiciones estacionales a lo largo de la Costa Caribe de Colombia las cuales impactan negativamente el precio relacionado con un pequeño contrato interrumpible, el cual ha sido reemplazado por un contrato a largo plazo con un precio fijo más alto y con pago en firme, el cual inicia en diciembre de 2017. El precio de la Guajira es el precio local de referencia del gas natural en Colombia y se prevé que sea determinado de nuevo en forma anual.

El precio de tarifa para la producción de petróleo a tarifa de Ecuador está fijado en \$38,54/bbl. Durante los períodos de precios bajos del petróleo en 2015 y 2016, el CPI de Ecuador no recibió los \$38,54/bbl totales en efectivo. Los montos no recaudados registrados como cuentas por cobrar por el CPI de Ecuador a junio 30 de 2017 han sido recaudados posteriormente, una porción recibida en bonos negociables que fueron vendidos durante los tres meses terminados en junio 30 de 2017, y otra porción recibida en la forma de bonos del gobierno de Ecuador generadores de intereses.

## Regalías

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2017	2016	2017	2016
Esperanza	\$ 2,025	\$ 2,049	\$ 4,355	\$ 3,475
VIM-5	2,444	3,042	4,298	3,266
LLA-23	506	589	1,102	1,058
Otros	216	169	435	279
<b>Total regalías</b>	<b>\$ 5,191</b>	<b>\$ 5,849</b>	<b>\$ 10,190</b>	<b>\$ 8,078</b>

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 las tasas de regalía 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% sobre el ingreso neto (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. 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		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Gastos de producción	\$ 6,085	\$ 4,317	41%	\$ 11,792	\$ 7,743	52%
Gastos de transporte	261	858	(70%)	944	1,514	(38%)
<b>Total gastos de producción y transporte</b>	<b>\$ 6,346</b>	<b>\$ 5,175</b>	<b>23%</b>	<b>\$ 12,736</b>	<b>\$ 9,257</b>	<b>38%</b>
<b>\$/boe</b>	<b>\$ 4.09</b>	<b>\$ 3.47</b>	<b>18%</b>	<b>\$ 4.14</b>	<b>\$ 3.73</b>	<b>11%</b>

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		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Esperanza	\$ 1,574	\$ 925	70%	\$ 3,017	\$ 1,560	93%
VIM-5	982	352	179%	1,793	464	286%
LLA-23	1,917	2,087	(8%)	3,644	3,896	(6%)
Otros	1,612	953	69%	3,338	1,823	83%
<b>Total gastos de producción</b>	<b>\$ 6,085</b>	<b>\$ 4,317</b>	<b>41%</b>	<b>\$ 11,792</b>	<b>\$ 7,743</b>	<b>52%</b>
<b>\$/boe</b>						
Esperanza	\$ 1.95	\$ 1.33	47%	\$ 1.79	\$ 1.26	42%
VIM-5	2.30	0.82	180%	2.39	1.00	139%
Total gas natural	\$ 2.07	\$ 1.14	82%	\$ 1.97	\$ 1.19	66%
LLA-23	\$ 17.28	\$ 13.81	25%	\$ 15.70	\$ 11.29	39%
Total	\$ 3.92	\$ 2.90	35%	\$ 3.83	\$ 3.12	23%

Los gastos totales de producción de gas natural por boe aumentaron en un 82% y 66% a \$2,07/boe (\$0,36/Mcf) y \$1,97/boe (\$0,35/Mcf) para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2017, en comparación con \$1,14/boe (\$0,20/Mcf) y \$1,19/boe (\$0,21/Mcf) para los mismos períodos en 2016, respectivamente. El aumento es atribuible principalmente al costo del arrendamiento operativo de la instalación de procesamiento de gas de Promisol en Jobo (Jobo 2) a una tasa contratada de aproximadamente \$0,57/boe (\$0,10/Mcf) al nivel de producción actual de la Compañía.

Los gastos de producción en LLA-23 disminuyeron en 8% y 6% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, respectivamente. La reducción se debe principalmente a una menor producción. A pesar de la disminución de 8% y 6% en los gastos de producción de LLA-23 de un año a otro, los gastos de producción por barril han aumentado en 25% y 39% a \$17,28/bbl y \$15,70/bbl para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2017, en comparación con \$13,81/boe y \$11,29/boe para los mismos períodos en 2016, respectivamente, lo cual se debe a costos fijos sobre menor producción.

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		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
LLA-23	\$ 68	\$ 644	(89%)	\$ 541	\$ 1,053	(49%)
Otros	193	214	(10%)	403	461	(13%)
<b>Total gastos de transporte</b>	<b>\$ 261</b>	<b>\$ 858</b>	<b>(70%)</b>	<b>\$ 944</b>	<b>\$ 1,514</b>	<b>(38%)</b>
<b>\$/boe</b>						
LLA-23	\$ 0.61	\$ 4.26	(86%)	\$ 2.33	\$ 3.05	(24%)
Total	\$ 0.17	\$ 0.58	(71%)	\$ 0.31	\$ 0.61	(49%)

Los gastos de transporte en LLA-23 disminuyeron en un 89% y un 49% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, respectivamente, debido a una disminución de 27% y 32% en producción, respectivamente, y más ventas en boca de pozo donde los compradores asumen los costos de transporte, con lo cual se redujeron los gastos de transporte y también se dio como resultado una disminución en los precios promedio realizados de venta.

### Ganancia operacional neta

\$/boe	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
<b>Corporativa</b>						
Ingresos de petróleo y gas natural	\$ 30.68	\$ 32.97	(7%)	\$ 31.36	\$ 31.88	(2%)
Regalías	(3.34)	(3.92)	(15%)	(3.31)	(3.25)	2%
Gastos de producción y transporte	(4.09)	(3.47)	18%	(4.14)	(3.73)	11%
<b>Ganancia operacional neta<sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 23.25</b>	<b>\$ 25.58</b>	<b>(9%)</b>	<b>\$ 23.91</b>	<b>\$ 24.90</b>	<b>(4%)</b>

(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		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
<b>Esperanza</b>						
Ingresos de gas natural	\$ 28.81	\$ 31.52	(9%)	\$ 29.43	\$ 31.44	(6%)
Regalías	(2.51)	(2.95)	(15%)	(2.58)	(2.81)	(8%)
Gastos de producción	(1.95)	(1.33)	47%	(1.79)	(1.26)	42%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 24.35</b>	<b>\$ 27.24</b>	<b>(11%)</b>	<b>\$ 25.06</b>	<b>\$ 27.37</b>	<b>(8%)</b>
<b>VIM-5</b>						
Ingresos de gas natural	\$ 27.26	\$ 32.51	(16%)	\$ 27.55	\$ 32.40	(15%)
Regalías	(5.72)	(7.12)	(20%)	(5.72)	(7.05)	(19%)
Gastos de producción	(2.30)	(0.82)	180%	(2.39)	(1.00)	139%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 19.24</b>	<b>\$ 24.57</b>	<b>(22%)</b>	<b>\$ 19.44</b>	<b>\$ 24.35</b>	<b>(20%)</b>
<b>Total gas natural</b>						
Ingresos de gas natural	\$ 28.27	\$ 31.90	(11%)	\$ 28.85	\$ 31.70	(9%)
Regalías	(3.62)	(4.54)	(20%)	(3.54)	(3.97)	(11%)
Gastos de producción	(2.07)	(1.14)	82%	(1.97)	(1.19)	66%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 22.58</b>	<b>\$ 26.22</b>	<b>(14%)</b>	<b>\$ 23.34</b>	<b>\$ 26.54</b>	<b>(12%)</b>

### Petróleo crudo

\$/boe	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
<b>LLA-23</b>						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 41.76	\$ 34.42	21%	\$ 43.10	\$ 27.80	55%
Regalías	(4.56)	(3.90)	17%	(4.75)	(3.07)	55%
Gastos de producción y transporte	(17.89)	(18.07)	(1%)	(18.03)	(14.34)	26%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 19.31</b>	<b>\$ 12.45</b>	<b>55%</b>	<b>\$ 20.32</b>	<b>\$ 10.39</b>	<b>96%</b>
<b>Ecuador</b>						
Ingresos por tarifa <sup>(1)</sup>	\$ 38.54	\$ 38.54	—	\$ 38.54	\$ 38.54	—
<b>Ganancia operacional neta<sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 38.54</b>	<b>\$ 38.54</b>	<b>—</b>	<b>\$ 38.54</b>	<b>\$ 38.54</b>	<b>—</b>

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

### Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Costos brutos	\$ 6,913	\$ 4,984	39%	\$ 14,366	\$ 9,528	51%
Menos: Montos capitalizados	(810)	(781)	4%	(1,743)	(1,563)	12%
<b>Gastos generales y administrativos</b>	<b>\$ 6,103</b>	<b>\$ 4,203</b>	<b>45%</b>	<b>\$ 12,623</b>	<b>\$ 7,965</b>	<b>58%</b>
<b>\$/boe</b>	<b>\$ 3.93</b>	<b>\$ 2.82</b>	<b>39%</b>	<b>\$ 4.10</b>	<b>\$ 3.21</b>	<b>28%</b>

Los gastos generales y administrativos (“G&A”) brutos disminuyeron en un 39% y 51% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, respectivamente, principalmente debido a los mayores costos de personal en preparación para una producción de gas significativamente mayor en los próximos seis meses, G&A relacionados con México y costos de reestructuración corporativa durante el período.

### Ingreso y gasto financiero neto

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 5,524	\$ 4,228	31%	\$ 11,039	\$ 8,340	32%
Costos de financiación distintos a efectivo	1,426	1,509	(6%)	6,688	2,720	146%
<b>Gasto financiero neto</b>	<b>\$ 6,950</b>	<b>\$ 5,737</b>	<b>21%</b>	<b>\$ 17,727</b>	<b>\$ 11,060</b>	<b>60%</b>

Durante los seis meses terminados en junio 30 de 2017, la Compañía celebró un convenio de crédito para un préstamo a término, preferencial y garantizado de \$265 millones con un sindicato de bancos liderado por Credit Suisse (el “Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017”). El Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 también permite que \$40 millones adicionales disponibles de fondos “greenshoe” sean girados en cualquier momento dentro de los doce meses siguientes a la financiación a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a ciertas condiciones. De los \$40 millones de fondos “greenshoe”, \$20 millones fueron girados durante los tres meses terminados en junio 30 de 2017.

Los recursos del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 se usaron para el pago de capital por el monto de \$255 millones incluidos \$180 millones del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP y \$75 millones de Títulos Preferenciales, más interés causado y costos de la transacción. El valor en libros del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP y los Títulos Preferenciales incluyó \$4,4 millones de costos de transacción compensados contra los montos de capital, los cuales fueron totalmente llevados a gasto al momento de la cancelación.

### Remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 1,080	\$ 860	26	\$ 4,390	\$ 1,887	133%
Gasto por unidades de acciones restringidas	—	—	—	3,846	3,021	27%
<b>Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas</b>	<b>\$ 1,080</b>	<b>\$ 860</b>	<b>26</b>	<b>\$ 8,236</b>	<b>\$ 4,908</b>	<b>68%</b>

El gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas aumentó en 26% y 68% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, respectivamente, principalmente debido al otorgamiento de opciones de compra de acciones por \$3,3 millones (\$1,2 millones en 2016) y el otorgamiento de unidades de acciones restringidas por \$3,8 millones (\$3 millones en 2016) durante los seis meses terminados en junio 30 de 2017. 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. El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas fue estimado usando el modelo de fijación de precio de opciones de Black-Scholes.

## Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 5,539	\$ 3,671	51%	\$ 15,336	\$ 9,505	61%
\$/boe	\$ 3.57	\$ 2.46	45%	\$ 4.99	\$ 3.83	30%

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó en 51% y 61% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, respectivamente, principalmente como resultado de una mayor producción de gas natural y una mayor base agotable, compensadas con un cambio en el estimado relacionado con la obligación de desmantelamiento, el cual fue registrado como una reducción del gasto por agotamiento y depreciación en los tres meses terminados en junio 30 de 2017.

## Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2017	2016	2017	2016
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 3,788	\$ 7,579	\$ 13,143	\$ 14,161
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	7,491	83	1,913	(7,244)
<b>Gasto de impuesto de renta</b>	<b>\$ 11,279</b>	<b>\$ 7,662</b>	<b>\$ 15,056</b>	<b>\$ 6,917</b>

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		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 11,130	\$ 13,764	(19%)	\$ 28,669	\$ 21,013	36%
Por acción – básico	\$ 0.06	\$ 0.09	(33%)	\$ 0.16	\$ 0.13	23%
Por acción – diluido	\$ 0.06	\$ 0.08	(25%)	\$ 0.16	\$ 0.13	23%
Fondos ajustados provenientes de operaciones <sup>(1)</sup>	\$ 24,236	\$ 26,870	(10%)	\$ 45,183	\$ 40,321	12%
Por acción – básicos	\$ 0.14	\$ 0.17	(18%)	\$ 0.26	\$ 0.25	4%
Por acción – diluidos	\$ 0.14	\$ 0.16	(13%)	\$ 0.26	\$ 0.25	4%
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	\$ 11,770	\$ 11,245	5%	\$ 3,828	\$ 11,706	(67%)
Por acción – básico(a)	\$ 0.07	\$ 0.07	—	\$ 0.02	\$ 0.07	(71%)
Por acción – diluido(a)	\$ 0.07	\$ 0.07	—	\$ 0.02	\$ 0.07	(71%)

(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	
	2017	2015	2016	2015
Perforación y completamientos	\$ 13,041	\$ 1,598	\$ 23,926	\$ 9,295
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	5,247	3,754	6,125	7,611
Costos de oleoducto intermedio	9,317	—	9,317	—
Tierra, sísmica, comunidades y otros	6,487	4,561	16,915	7,199
Costos distintos a efectivo y ajustes <sup>(2)</sup>	(3,520)	(4,845)	(1,711)	(7,154)
Adquisición de propiedades	—	—	—	3,665
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>30,572</b>	<b>5,068</b>	<b>54,572</b>	<b>20,616</b>
Ecuador	76	330	894	731
<b>Gastos de capital netos ajustados<sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 30,648</b>	<b>\$ 5,398</b>	<b>\$ 55,466</b>	<b>\$ 21,347</b>
<b>Gastos de capital netos contabilizados como:</b>				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 17,703	\$ 3,655	\$ 32,807	\$ 11,983
Gastos en propiedades, planta y equipo	12,869	1,413	21,765	4,968
Adquisición de propiedades	—	—	—	3,665
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 30,572</b>	<b>\$ 5,068</b>	<b>\$ 54,572</b>	<b>\$ 20,616</b>

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

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

Los gastos de capital en los tres meses terminados en junio 30 de 2017 se relacionaron principalmente con:

- Costos de oleoducto intermedio.
- Perforación, completamiento y prueba de Pumara-1.
- Perforación, completamiento y prueba de Cañahuate-1.
- Perforación, completamiento y prueba de Toronja-1.
- Prueba de Mono Capuchino-1ST.
- Acondicionamiento de Pico Plata en VMM-3.
- Costos de instalaciones en Esperanza y 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 disminución de costos de desmantelamiento distintos a efectivo por \$3,5 millones debida a un cambio en el estimado).

## 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 seis meses terminados en junio 30 de 2017, la Compañía suscribió un nuevo convenio de crédito para refinanciar su Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP y sus Títulos Preferenciales, por un total de \$255 millones, con el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 por \$265 millones, con los siguientes beneficios: a) una tasa de interés promedio más baja, y b) la prórroga del primer pago de amortización del nuevo préstamo a término hasta 2019.

	Junio 30 de 2017
Deuda con bancos – capital	\$ 285,000
Superávit de capital de trabajo	(54,719)
Deuda neta	\$ 230,281

En febrero 14 de 2017, la Compañía celebró un convenio de crédito para un préstamo a término, preferencial y garantizado de \$265 millones con un sindicato de bancos liderado por Credit Suisse (“Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de 2017”). El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de 2017 vencerá en marzo 20 de 2022, con intereses pagaderos trimestralmente y capital pagadero en 13 cuotas trimestrales iguales a partir de marzo 20 de 2019, luego de un período de gracia inicial de más de dos años. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de 2017 tiene un interés de LIBOR más 5,5% y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía.

Los recursos del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de 2017 fueron usados para el pago del capital en el monto de \$255 millones incluyendo \$180 millones del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP y \$75 millones de los Títulos Preferenciales, más interés causado y costos de la transacción. El valor en libras del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP y los Títulos Preferenciales incluyó \$4,4 millones de costos de transacción compensados contra los montos de capital, los cuales fueron totalmente gastados al momento de la liquidación. El valor en libras del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 incluyó \$11,1 millones de costos de transacción compensados contra los montos de capital a junio 30 de 2017. El Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 también permite que \$40 millones adicionales disponibles de fondos “greenshoe” sean girados en cualquier momento dentro de los doce meses siguientes a la financiación a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a ciertas condiciones. De los \$40 millones de fondos “greenshoe”, \$20 millones fueron girados durante los tres meses terminados en junio 30 de 2017, y los restantes \$20 millones fueron girados posteriormente a junio 30 de 2017.

El Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 incluye varios compromisos no financieros y compromisos financieros, incluyendo una razón máxima de apalancamiento consolidado (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de 3,00:1,00, una razón mínima de cobertura de interés consolidado (“Razón de Cobertura de Interés Consolidado”) de 3,50:1,00, 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, una razón mínima de VP10 de 1,30:1,00 y una razón mínima de cobertura de servicio de deuda de 1,50:1,00.



La Razón de Apalancamiento Consolidado se calcula trimestralmente como la deuda total consolidada (“Deuda Total Consolidada”) dividida por el EBITDAX consolidado (“EBITDAX Consolidado”). La Deuda Total Consolidada incluye el monto de capital de todo endeudamiento, lo cual actualmente incluye la deuda con bancos y la obligación de arrendamiento financiero. Adicionalmente, el efectivo restringido mantenido en la cuenta de reserva de servicio de la deuda en relación con el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 es deducible contra la Deuda Total Consolidada. El EBITDAX Consolidado se calcula para el período de los últimos doce meses y se define como ingreso (pérdida) neto(a) consolidado(a) ajustado(a) por intereses, impuestos de renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración, ingreso (pérdida) de capital y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. El EBITDAX Consolidado además se ajusta por la porción de ingresos de la Compañía provenientes del CPI de Ecuador, en la medida en que se recauden en efectivo. El propósito de incluir este último monto es capturar los fondos provenientes de las operaciones del negocio conjunto de la Compañía en Ecuador en el cálculo en tanto es contabilizado sobre la base de consolidación de capital en los estados financieros de la Compañía.

La Razón de Cobertura de Interés Consolidado se calcula en forma trimestral como EBITDAX Consolidado dividido por el gasto de interés consolidado (“Gasto de Interés Consolidado”). EL EBITDAX Consolidado se calcula para los últimos doce meses según lo descrito en el párrafo precedente. El Gasto de Interés Consolidado se calcula para los últimos doce meses y excluye cargos de interés distintos a efectivo.

La Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados se calcula en forma trimestral como los activos corrientes consolidados divididos por los pasivos corrientes consolidados, excluyendo la porción corriente de todo endeudamiento a largo plazo y todo activo corriente distinto a efectivo y pasivo corriente distinto a efectivo.

La razón de VP10 se calcula semestralmente como el valor presente de los ingresos netos futuros de las reservas probadas la Compañía después de impuestos descontados al 10% calculados con base en los informes de reservas de la Compañía divididos por el saldo de capital pendiente del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017.

La razón de cobertura de servicio de deuda se calcula en forma trimestral como la razón de a) el monto total de efectivo recibido en las cuentas de recaudo de la Compañía durante el trimestre a b) el próximo monto de servicio de deuda.

La Deuda Total Consolidada y el EBITDAX Consolidado se calculan como se indica a continuación:

<b>Deuda total consolidada</b>	<b>Junio 30 de 2017</b>
Deuda con bancos – capital	\$ 285,000
Obligación de arrendamiento financiero	30,759
Saldo de la cuenta de reserva de servicio de deuda	(4,946)
<b>Deuda total consolidada</b>	<b>\$ 310,813</b>

<b>EBITDAX consolidado</b>	<b>Trimestre 3</b>	<b>Trimestre 4</b>	<b>Trimestre 1</b>	<b>Trimestre 2</b>	<b>Período total</b>
Ingreso (pérdida) neto(a) consolidado(a)	(8,399)	20,339	(7,942)	11,770	15,768
(+) Gasto de intereses	4,935	5,274	6,405	6,221	22,835
(+/-) Impuestos de renta (recuperación)	7,603	(48,603)	3,777	11,279	(25,944)
(+) Impuestos a la riqueza	—	—	450	24	474
(+) Agotamiento y depreciación	10,814	6,193	9,797	5,539	32,343
(+) Gastos de exploración	14,583	2,808	23	23	17,437
(-) Utilidad (pérdida) de capital	(387)	1,779	(286)	(493)	613
(+/-) Otros gastos (ingresos) distintos a efectivo y rubros no recurrentes	5,968	42,433	16,628	(11,016)	54,013
(+) Contribución del CPI de Ecuador	6,459	5,976	5,392	5,724	23,551
<b>EBITDAX consolidado</b>	<b>41,576</b>	<b>36,199</b>	<b>34,244</b>	<b>29,071</b>	<b>141,090</b>
(+/-) Ajuste por cobrar del CPI de Ecuador	(1,584)	(2,751)	(5,392)	13,751	4,024
<b>Compromiso de EBITDAX</b>	<b>39,992</b>	<b>33,448</b>	<b>28,852</b>	<b>42,822</b>	<b>145,114</b>

<b>Razón de Apalancamiento Consolidado</b>	<b>Junio 30 de 2017</b>
Deuda total consolidada	\$ 310,813
EBITDAX consolidado	145,114
<b>Razón de Apalancamiento Consolidado</b>	<b>2.14</b>

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 para el período de los últimos doce meses según lo descrito en el párrafo precedente. El Gasto de Interés Consolidado se calcula para los últimos doce meses y excluye todo cargo de interés distinto a efectivo.

<b>Razón de Cobertura de Interés Consolidado</b>	<b>Junio 30 de 2017</b>
Gasto de interés consolidado	\$ 22,835
EBITDAX consolidado	145,114
<b>Razón de Cobertura de Interés Consolidado</b>	<b>6.35</b>

La Compañía estaba en cumplimiento de sus compromisos a junio 30 de 2017.

#### *Otras líneas de crédito en Colombia*

La Compañía tiene líneas de crédito de tesorería vigentes en Colombia con una base de préstamo total de \$49.6 millones (COP \$150.500 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A junio 30 de 2017 no había giros contra estas líneas.

#### *Cartas de crédito*

A junio 30 de 2017, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$80 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia 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 \$49.6 millones a \$0 millones en junio 30 de 2017.

A agosto 9 de 2017 la Compañía tenía en circulación 175,8 millones de acciones ordinarias, 13 millones de opciones de compra de acciones y 0,7 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 2017:

	Menos de		Más de		
	1 año	1-3 años	3 años	Total	
Deuda con bancos - capital	\$ —	\$ 131,538	\$ 153,462	\$ 285,000	
Obligación de arrendamiento financiero – no descontada	8,485	18,469	14,273	41,227	
Cuentas por pagar, comerciales y otras	18,356	—	—	18,356	
Petróleo crudo pagadero en especie	536	—	—	536	
Impuesto a la riqueza por pagar	221	—	—	221	
Impuestos por pagar	11,795	—	—	11,795	
Ingreso diferido	3,316	3,731	—	7,047	
Otras obligaciones a largo plazo	—	—	2,913	2,913	
Unidades de acciones restringidas	4,085	102	—	4,187	
Contratos de exploración y producción	54,706	19,569	—	74,275	
Contrato de operación de instalación de Jobo	3,344	7,275	5,647	16,266	
Contrato de procesamiento de gas natural líquido	942	5,654	9,714	16,310	
Arrendamientos de oficinas	1,075	1,596	888	3,559	

### Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos pendientes de exploración a junio 30 de 2017 por \$74,3 millones y ha emitido \$31,5 millones en garantías financieras relacionadas con ellos. Se planea cumplir estos compromisos mediante trabajo de sísmica, perforación exploratoria y cesiones de participaciones (*farm-outs*).

### Contratos de pago en firme por uso de oleoducto

La Compañía posee una participación del 0.5% en Oleoducto Bicentenario de Colombia (“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 y Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A. acuerdos de transporte bajo la modalidad de pago en firme independientemente del volumen transportado, para 550 barriles de petróleo por día a una tarifa variable regulada. Las tarifas a junio 30 de 2017 son \$7,56/barril y \$2,97/barril, respectivamente. Los contratos de pago en firme expirarán en noviembre de 2025 y 2028, respectivamente.

## Contrato de producción incremental de Ecuador

En adición a las obligaciones contractuales descritas arriba, la Compañía tiene a una participación patrimonial no operada del 25% en un consorcio en 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 de capital 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 2017, la Compañía había hecho gastos de capital netos por \$86,2 millones en relación con su compromiso del CPI de Ecuador y tiene un compromiso restante por \$21,4 millones. Se espera que los flujos de caja del CPI de Ecuador sean suficientes para soportar el futuro desarrollo de capital previsto.

## PERSPECTIVA

Para lo que resta de 2017, la Compañía se enfocará en: 1) la perforación de los pozos de exploración de gas Pandereta y Gaitero en su contrato de E&P VIM-5 situado en la Cuenca del Bajo Magdalena, y 2) la construcción de la línea de flujo de gas que conectará a la instalación de procesamiento de gas de la Compañía en Jobo con el punto de conexión de Promigás en Bremen, lo cual añadirá 40 MMscfcpd de capacidad de transporte adicional y aumentará la producción de gas de la Compañía a 130 MMscfcpd en diciembre 1 de 2017.

La Compañía planea iniciar la perforación del pozo de exploración Pandereta-1 durante la primera semana de octubre de 2017. El pozo tiene como objetivo recursos prospectivos de gas dentro del probado depósito de arenisca de CDO, y se espera que la perforación y la prueba tomen cinco semanas. Al completar el pozo Pandereta-1, la torre será movilizada para perforar el pozo de exploración Gaitero-1, ubicado aproximadamente tres km al norte. El pozo tiene como objetivo recursos prospectivos de gas dentro del depósito de arenisca de CDO y se espera que la perforación y prueba tomen aproximadamente cinco semanas.

En agosto 9 de 2017, la Compañía suscribió un convenio para la construcción, operación y propiedad de la línea de flujo de gas Sabanas de 82 kilómetros de longitud desde su planta de gas de Jobo hasta el punto de conexión con el gasoducto de Promigás S.A. en Bremen. Conforme al convenio, el proyecto de línea de flujo de gas Sabanas de \$41 millones será financiado mediante una inversión de \$30,5 millones de un grupo de inversionistas privados y un aporte de \$10,5 millones de la Compañía (los inversionistas y Canacol colectivamente los “Propietarios”), cada uno teniendo su participación en la línea de flujo de gas Sabanas en compañías separadas. El aporte financiero de Canacol al proyecto será satisfecho casi en su totalidad con los costos en que se ha incurrido a la fecha, y ello no involucra la emisión de nuevo capital ni afecta su posición de caja actual. La tarifa para la línea de flujo de gas Sabanas es similar a otras tarifas reguladas en la región y, según lo acostumbrado, la tarifa será asumida por los compradores del gas. Bajo los términos del convenio, a Canacol no se le exige que suscriba un compromiso de transporte bajo la modalidad de pago en firme para beneficio de los Propietarios, ni que otorgue garantía corporativa en favor de los Propietarios. Los Propietarios contrataron a Horizon Capital Management Inc. (“Horizon”) como asesora para esta transacción, y pagarán unos honorarios de 3,5% sobre los \$30,5 millones de fondos privados captados. Dos miembros de la junta directiva de Canacol han participado en la financiación de inversionistas privados por un monto total de \$10,5 millones. Bajo los términos del acuerdo con Horizon, Canacol tiene la opción, válida hasta la puesta en operación del gasoducto, de desinvertir hasta \$3 millones adicionales de su parte en el proyecto, reduciendo con ello su inversión a aproximadamente \$7,5 millones más el arrendamiento de la compresión según lo previamente anunciado.

La construcción de la línea de flujo de gas Sabanas para conectar a Jobo con el punto de conexión de Promigás en Bremen está avanzando según el cronograma, y el primer transporte de gas se espera para diciembre 1 de 2017. Aproximadamente el 55% de los tubulares ha llegado al sitio, y se espera que el resto esté en el sitio en septiembre de 2017. Se espera que las estaciones de compresión lleguen en la tercera semana de agosto desde el Puerto de Houston. Todos los permisos forestales, arqueológicos y ambientales han sido

obtenidos y el 100% del derecho de paso ha sido negociado y comprado. Las obras civiles en los dos sitios de las estaciones de compresión comenzaron en la primera semana de agosto de 2017, y se espera que la excavación y colocación de los tubulares comience en la última semana de agosto de 2017. El tendido de la línea de flujo se dará simultáneamente en Jobo y Bremen en cada extremo de la ruta de 82 km, y se espera que el tendido de la línea de flujo se complete en la primera semana de noviembre de 2017. Se espera que la puesta en marcha de las estaciones de compresión y la prueba de presión de la línea de flujo culminen en la tercera semana de noviembre de 2017.

La capacidad productiva de los pozos de gas actuales de la Compañía es de aproximadamente 195 MMscfpd, y la de las instalaciones de procesamiento de gas de la Compañía ubicadas en Jobo es de aproximadamente 200 MMscfpd, más que suficiente para aumentar la producción a 130 MMscfpd en diciembre de 2017 cuando la construcción de la línea de flujo de gas Sabanas esté terminada. Según lo previamente anunciado, Canacol suscribió un contrato de transporte bajo la modalidad de pago en firme de 40 MMscfpd de gas con términos contractuales comparables a los actuales contratos de venta de gas denominados en dólares de EE.UU. de la Compañía, los cuales se espera que sean transportados por la línea de flujo de gas Sabanas a partir de diciembre de 2017.

## RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2017		2016				2015	
	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3
<b>Financieros</b>								
Ingresos totales de petróleo y gas natural, netos de regalías	37,283	41,583	41,967	44,392	38,926	22,700	17,402	21,958
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías	43,007	46,975	47,943	50,851	45,390	29,000	24,883	29,899
Flujo de caja aportado por actividades operativas	11,130	17,539	30,289	22,275	13,764	7,249	4,974	14,302
Por acción – básico (\$)	0.06	0.10	0.17	0.13	0.09	0.05	0.03	0.11
Por acción – diluido (\$)	0.06	0.10	0.17	0.13	0.08	0.05	0.03	0.11
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	24,236	20,947	41,979	30,719	26,870	13,451	8,473	15,218
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	0.14	0.12	0.24	0.18	0.17	0.08	0.05	0.12
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	0.14	0.12	0.24	0.18	0.16	0.08	0.05	0.12
Ingreso neto e ingreso total	11,770	(7,942)	20,331	(8,399)	11,245	461	(84,466)	(19,029)
Por acción – básico (\$)	0.07	(0.05)	0.12	(0.05)	0.07	—	(0.54)	(0.15)
Por acción – diluido (\$)	0.07	(0.05)	0.12	(0.05)	0.07	—	(0.54)	(0.15)
Gastos de capital, netos	30,572	24,000	58,638	28,698	5,046	15,548	22,394	22,299
Gastos de capital ajustados, netos	30,648	24,818	59,691	29,208	5,376	15,949	22,867	26,080
<b>Operaciones (boepd)</b>								
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo <sup>(2)</sup>	3,487	3,505	3,616	3,892	4,018	4,526	5,523	6,983
Gas natural	13,675	13,487	14,112	14,740	12,405	6,407	3,541	3,472
Total <sup>(2)</sup>	17,162	16,992	17,728	18,632	16,423	10,933	9,064	10,455
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo <sup>(2)</sup>	3,500	3,517	3,657	3,801	4,045	4,578	5,468	7,272
Gas natural	13,563	13,409	13,986	14,621	12,331	6,329	3,542	3,455
Total <sup>(2)</sup>	17,063	16,926	17,643	18,422	16,376	10,907	9,010	10,727
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías								
Gas natural	13,695	14,526	14,653	15,107	12,972	6,642	3,891	3,455
Petróleo de Colombia	1,933	2,014	2,026	2,090	2,294	2,856	3,390	5,116
Petróleo a tarifa de Ecuador <sup>(2)</sup>	1,567	1,503	1,631	1,711	1,751	1,722	2,078	2,156
Total <sup>(2)</sup>	17,195	18,043	18,310	18,908	17,017	11,220	9,359	10,727

(1) Medida que no es de 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 junio 30 de 2017 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2016.

## 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 2017 y para los tres y seis meses terminados en esa fecha, y en los estados financieros consolidados auditados a diciembre 31 de 2016 y para el año terminado 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 las NIIF.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2017 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.