

CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES MESES TERMINADOS EN MARZO 31 DE 2017

Claudia Victoria Salgado R.

CVS

TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Na. /



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 marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	41,583	22,700	83%
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías ⁽²⁾	46,975	29,000	62%
Efectivo aportado por actividades operativas	17,539	7,249	142%
Por acción – básico (\$)	0.10	0.05	100%
Por acción – diluido (\$)	0.10	0.05	100%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	20,947	13,451	56%
Por acción – básicos (\$)	0.12	0.08	50%
Por acción – diluidos (\$)	0.12	0.08	50%
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	(7,942)	461	n/a
Por acción – básico (\$)	(0.05)	-	n/a
Por acción – diluido (\$)	(0.05)	-	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	24,000	15,548	54%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones ⁽¹⁾⁽²⁾	24,818	15,949	56%
	Marzo 31 de 2017	Diciembre 31 de 2016	Cambio
Efectivo	44,778	66,283	(32%)
Efectivo restringido	62,518	62,073	1%
Superávit de capital de trabajo	52,678	64,899	(19%)
Deuda con bancos	254,485	250,638	2%
Total activos	786,164	787,508	-
Acciones ordinarias, final del período (000)	174,422	174,359	-
	2017	2016	Cambio
Operativos			
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)			
Petróleo ⁽³⁾	3,505	4,526	(23%)
Gas natural	13,487	6,407	111%
Total ⁽²⁾	16,992	10,933	55%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)			
Petróleo ⁽³⁾	3,517	4,578	(23%)
Gas natural	13,409	6,329	112%
Total ⁽²⁾	16,926	10,907	55%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)			
Gas natural	14,526	6,642	119%
Petróleo de Colombia	2,014	2,856	(29%)
Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽¹⁾	1,503	1,722	(13%)
Total ⁽²⁾	18,043	11,220	61%
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾			
Esperanza (gas natural)	25.74	27.53	(7%)
VIM-5 (gas natural)	19.70	21.75	(9%)
LLA 23 (petróleo)	21.25	8.78	142%
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽¹⁾	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	24.56	23.90	3%

(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.

Claudia Victoria Salgado R.

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 CNEF, 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 mayo 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 meses terminados en marzo 31 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 diciembre 31 de 2016, 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

Claudia Victoria Salgado R.

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 (pérdida) ingreso neto(a) y (pérdida) ingreso 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 marzo 31 de	
	2017	2016
Efectivo proveniente de actividades operativas	\$ 17,539	\$ 7,249
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(1,629)	122
Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuestos de renta corrientes	5,037	6,080
Fondos ajustados provenientes de operaciones	\$ 20,947	\$ 13,451

Claudia Victoria Salgado R.

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 marzo 31 de 2017, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de sus campos Nelson y Palmer en el bloque Esperanza y sus campos 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 con pago en firme así como a corto plazo en el mercado de pago al contado. En marzo 24 de 2017 inició la perforación del pozo de exploración Cañahuat-1. El pozo Cañahuat-1 está situado tres kilómetros ("km") al norte de la instalación de procesamiento de gas de la Compañía en Jobo y tiene como objetivo las areniscas con gas dentro del yacimiento de Ciénaga de Oro ("CDO"). El pozo de exploración Cañahuat-1 alcanzó una profundidad total de 8.263 pies de profundidad medida ("ft md"). El pozo encontró 124 ft. md (86 pies de profundidad vertical real) de zona productiva neta de gas con una porosidad promedio de 18% dentro del objetivo primario del yacimiento de CDO. Dos zonas diferentes fueron completadas y se hicieron pruebas de flujo a una tasa combinada de 28 millones de pies cúbicos estándares por día ("MMscfpd") de gas seco. Está en curso el trabajo para conectar el pozo Cañahuat-1 con la instalación de procesamiento de gas de la Compañía en Jobo. En los últimos tres años, siete de los ocho pozos de exploración perforados por la Compañía en sus bloques de gas, incluido el contrato de E&P de Esperanza, han resultado en descubrimientos comerciales de gas.

En marzo 31 de 2017, la Compañía inició la perforación del pozo de exploración Pumara-1. El pozo de exploración Pumara-1 está situado tres km al norte del campo Labrador y tiene como objetivo los yacimientos con petróleo ligero dentro de los yacimientos probados y productivos de C7, Mirador, Gachetá y Ubaque. En los últimos cuatro años, cinco de los seis pozos de exploración perforados por la Compañía en el contrato LLA-23 han resultado en descubrimientos comerciales y productivos de petróleo ligero. El pozo de exploración Pumara-1 actualmente está siendo sometido a pruebas con resultados esperados en los próximos diez días, y si es exitoso será puesto en producción permanente vía las instalaciones de procesamiento de petróleo de la Compañía situadas en Pointer.

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

Claudia Victoria Salgado R.

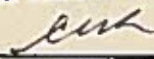
ampliamente en aparte previo, según lo requerido por la NIIF 11, el CPI de Ecuador se contabiliza conforme al método de participación y no según el método contable de consolidación proporcional. Para los fines de este MD&A, la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, 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 marzo 31 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 marzo 31 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.

Se inició la perforación del pozo de exploración Mono Capuchino-1ST en diciembre 17 de 2016, y se alcanzó una profundidad total de 10.023 ft. md antes de experimentar dificultades mecánicas que exigieron que el pozo fuera desviado. El pozo Mono Capuchino-1ST alcanzó una profundidad total de 10.245 ft. md entro de la formación La Luna en febrero 22 de 2017. El pozo encontró aproximadamente 103 pies de zona productiva neta de petróleo dentro del yacimiento de arenisca del Terciario Basal Lisama, y aproximadamente 406 pies de zona productiva neta dentro de la formación cretácica de La Luna, la cual consiste en esquisto y piedra caliza y fracturas abiertas visibles en registros de imagen. Aproximadamente 769 pies de sección de hueco abierto dentro de La Luna se sometieron a pruebas y se obtuvo petróleo pesado no comercial. El pozo Mono Capuchino-1ST será conectado con las instalaciones de producción permanente situadas en Mono Araña y será llevado a producción de tiempo completo desde el yacimiento de arenisca del Terciario Basal Lisama, el cual en las pruebas tuvo como resultado 1.013 barriles de petróleo por día ("bopd") (brutos), en el segundo trimestre de 2017.

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

Claudia Victoria Salgado R.



TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nal.

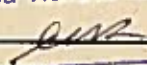
PROMEDIO DIARIO DE PRODUCCIÓN Y VOLÚMENES DE VENTAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
Producción (boepd)			
Esperanza (gas)	9,884	5,935	67%
VIM-5 (gas)	3,603	472	663%
LLA 23 (petróleo)	1,345	2,107	(36%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,503	1,722	(13%)
Otros (petróleo)	657	697	(6%)
Producción total	16,992	10,933	55%
Movimientos de inventario y otros	(66)	(26)	154%
Total ventas	16,926	10,907	55%
Ventas (boepd)			
Esperanza (gas)	9,813	5,934	65%
VIM-5 (gas)	3,596	395	810%
LLA 23 (petróleo)	1,346	2,131	(37%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,503	1,722	67%
Rancho Hermoso y otros (petróleo)	668	725	663%
Total ventas	16,926	10,907	(36%)
Ventas contractuales realizadas (boepd)			
Esperanza (gas)	9,813	5,934	65%
VIM-5 (gas)	3,596	395	810%
Volúmenes en firme	1,117	313	257%
Total gas natural	14,526	6,642	119%
Total petróleo de Colombia	2,014	2,856	(29%)
Petróleo a tarifa de Ecuador	1,503	1,722	(13%)
Total ventas contractuales realizadas	18,043	11,220	61%

El aumento general de los volúmenes de producción en los tres meses terminados en marzo 31 de 2017, en comparación con el mismo período 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 disminuciones de producción de LLA-23 y Ecuador. Las ventas contractuales de gas realizadas durante el primer trimestre de 2017 tuvieron un promedio aproximado de 83 mmscfd, aproximadamente 5% por debajo de lo esperado como resultado de condiciones estacionales en la costa caribe colombiana, las cuales impactaron la demanda en relación con uno de los contratos interrumpibles pequeños de la Compañía.

Claudia Victoria Salgado R.


 TRADUCTORA OFICIAL
 Cert. # 0249 U. Nal.

INGRESOS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
Esperanza	\$ 26,500	\$ 16,920	57%
VIM-5	9,041	1,118	709%
LLA 23	5,370	4,390	22%
Otros	2,692	1,563	72%
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	43,603	23,991	82%
Regalías	(4,999)	(2,229)	124%
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías	38,604	21,762	77%
Ingreso de gas natural en firme	2,979	938	218%
Ingresos totales de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado	41,583	22,700	83%
Tarifa de Ecuador y otros ingresos ⁽¹⁾	5,392	6,300	(14%)
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías⁽¹⁾	\$ 46,975	\$ 29,000	62%

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

El aumento en los ingresos ajustados de petróleo y gas natural después de regalías en los tres meses terminados en marzo 31 de 2017, en comparación con el mismo período en 2016, es principalmente el resultado de un aumento en las ventas de gas natural relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigás y mayores precios promedio realizados durante el trimestre como resultado de un aumento en los precios de referencia del petróleo crudo, compensado con un menor volumen de ventas de petróleo crudo.

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 por pago en firme* - Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural por parte de los compradores de la Compañía las cuales no se entregan, normalmente debido a la incapacidad del comprador de aceptar tal gas y para las cuales los compradores no tienen recurso o derecho legal de entrega en una fecha posterior. En esa medida, se registran como ingreso en el período.
- 3) *Nominaciones de gas no entregadas* - Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural no entregadas para las cuales los compradores tienen derecho legal de tomar la entrega a una fecha posterior, por un período fijo de tiempo ("derechos de reposición"). Estas nominaciones se pagan en el momento, junto con las ventas de gas y el ingreso por pago en firme, y en esa medida se incluyen en ingreso diferido para el período. La Compañía reconoce los ingresos asociados con tales derechos de reposición ("liquidaciones") en la fecha más pronta entre: a) cuando se entregue el volumen de reposición; b) expire el derecho de reposición; y c) cuando se determine que la probabilidad de que el comprador haga uso del derecho de reposición es remota.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2017, la Compañía realizó \$3,0 millones de ingreso por pago en firme (según lo descrito en el punto (2) precedente), respectivamente, lo cual es equivalente a 1.117 boepd de ventas de gas, respectivamente, sin entrega real del gas natural.

A marzo 31 de 2017, la Compañía ha recibido sumas por petróleo crudo y gas natural por entregar en una fecha posterior (según lo descrito en el punto (3) precedente). A marzo 31 de 2017, las Nominaciones No Entregadas resultaron en un saldo de ingreso diferido de \$2,8 millones (\$2,5 millones relacionados con gas y

Claudia Victoria Salgado R.

TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nat.

\$0,3 millones relacionados con petróleo crudo) el cual ha sido clasificado como pasivo corriente pues se espera que sea liquidado dentro de los siguientes doce meses.

PRECIO PROMEDIO DE REFERENCIA Y PRECIOS REALIZADOS DE VENTA

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
Brent (\$/bbl)	\$ 53.88	\$ 33.84	59%
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 52.73	\$ 33.35	58%
Gas natural (\$/boe)	\$ 29.45	\$ 31.32	6%
Petróleo crudo (\$/boe)	\$ 44.48	\$ 22.90	94%
Ecuador a tarifa (\$/boe)	\$ 38.54	\$ 38.54	-
Esperanza (\$/boe)	\$ 30.01	\$ 31.33	(4%)
VIM-5 (\$/boe)	27.94	31.10	(10%)
LLA 23 (\$/bbl)	44.33	22.64	96%
Ecuador (\$/bbl)	38.54	38.54	-
Otros (\$/bbl)	44.78	23.68	89%
Precio promedio realizado de venta (\$/boe)⁽¹⁾	\$ 32.04	\$ 30.25	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".

El aumento en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo en los tres meses terminados en marzo 31 de 2017, en comparación con el mismo período 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 meses terminados en marzo 31 de 2017, en comparación con el mismo período 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) la venta de gas natural de la Compañía en el mercado al contado a precios más bajos que el precio de la Guajira, debido a condiciones estacionales en la costa caribe colombiana que impactaron negativamente el precio en relación con un contrato interrumpible pequeño. El precio de la Guajira es el precio de referencia de gas natural local en Colombia y se establece para ser redeterminado anualmente.

El precio de tarifa para la producción de petróleo a tarifa de Ecuador está fijado en \$38,54/bbl. Durante los períodos de bajos precios de petróleo en 2015 y 2016, el CPI de Ecuador no recibió la totalidad de los \$38,54/bbl en efectivo. Los montos no recaudados, registrados como cuentas por cobrar por el CPI de Ecuador a diciembre 31 de 2016, han sido recibidos en la forma de bonos del gobierno de Ecuador que causan intereses.

REGALÍAS

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2017	2016
Esperanza	\$ 2,330	\$ 1,426
VIM-5	1,854	224
LLA 23	596	469
Rancho Hermoso y otros	219	110
Total regalías	\$ 4,999	\$ 2,229

Claudia Victoria Salgado R.

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% (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 marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
Gastos de producción	\$ 5,707	\$ 3,426	67%
Gastos de transporte	683	656	4%
Total gastos de producción y transporte	6,390	4,082	57%
\$/boe	\$ 4.20	\$ 4.11	2%

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
Esperanza	\$ 1,443	\$ 635	127%
VIM-5	811	112	624%
LLA 23	1,727	1,809	(5%)
Otros	1,726	870	98%
Total gastos de producción	\$ 5,707	\$ 3,426	67%
\$/boe			
Esperanza	\$ 1.63	\$ 1.18	38%
VIM-5	2.51	3.12	(20%)
Total gas natural	1.87	1.30	44%
LLA-23	14.26	9.33	53%
Total	\$ 3.75	\$ 3.45	9%

Los gastos totales de producción en Esperanza por boe aumentaron en un 44% a \$1,87/boe (\$0,33/Mcf) para los tres meses terminados en marzo 31 de 2017, en comparación con 1,30/boe (\$0,23/Mcf) en 2016. El aumento es atribuible al costo de arrendamiento operativo de la instalación de procesamiento de gas Promisol Jobo (Jobo 2) a una tasa contratada de aproximadamente \$0,10/Mcf al nivel de producción actual de la Compañía.

Los gastos de producción en LLA-23 disminuyeron en un 5% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2017 en comparación con el mismo período en 2016. La disminución se debe principalmente a una menor producción. No obstante una disminución del 5% en los gastos de producción en LLA-23 de un año a otro, los gastos de producción por barril han aumentado en un 53% a \$14,26/bbl para los tres meses terminados en

Claudia Victoria Salgado R.

marzo 31 de 2017, en comparación con \$9,33/boe para el mismo período en 2016, por tratarse de gastos 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 marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
LLA-23	\$ 473	\$ 409	16%
Otros	210	247	(15%)
Total gastos de transporte	\$ 683	\$ 656	4%
\$/boe			
LLA-23	\$ 3.90	\$ 2.11	85%
Total	\$ 0.45	\$ 0.66	(32%)

Los gastos de transporte en LLA-23 aumentaron en un 16% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2017, en comparación con el mismo período en 2016, no obstante una disminución del 36% en la producción. El aumento se debe a menos ventas en cabeza de pozo, con lo cual se aumentan los gastos de transporte y también, como resultado, aumentan los precios de venta promedio realizados.

GANANCIAS OPERACIONALES NETAS

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2016	2015	Cambio
Corporativos			
Ingresos de petróleo y gas natural	\$ 32.04	\$ 30.25	6%
Regalías	(3.28)	(2.24)	46%
Gastos de producción y transporte	(4.20)	(4.11)	2%
Ganancia operacional neta⁽¹⁾	\$ 24.56	\$ 23.9	3%

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

Claudia Victoria Salgado R.

Las ganancias operacionales netas por categoría principal de producción fueron las siguientes:

Gas natural

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
Esperanza			
Ingresos de gas natural	\$ 30.01	\$ 31.33	(4%)
Regalías	(2.64)	(2.62)	1%
Gastos de producción	(1.63)	(1.18)	38%
Ganancia operacional neta	\$ 25.74	\$ 27.53	(7%)
VIM-5			
Ingresos de gas natural	\$ 27.94	\$ 31.10	(10%)
Regalías	(5.73)	(6.23)	(8%)
Gastos de producción	(2.51)	(3.12)	(20%)
Ganancia operacional neta	\$ 19.70	\$ 21.75	(9%)
Total gas natural			
Ingresos de gas natural	29.45	\$ 31.32	(6%)
Regalías	(3.47)	(2.86)	21%
Gastos de producción	\$ (1.87)	(1.30)	44%
Ganancia operacional neta	\$ 24.11	\$ 27.16	(11%)

Petróleo crudo

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
LLA-23			
Ingresos de petróleo crudo	\$ 44.33	\$ 22.64	96%
Regalías	(4.92)	(2.42)	103%
Gastos de producción y transporte	(18.16)	(11.44)	59%
Ganancia operacional neta	\$ 21.25	\$ 8.78	142%
Ecuador			
Ingresos por tarifa ⁽¹⁾	\$ 38.54	\$ 38.54	-
Ganancia operacional neta	\$ 38.54	\$ 38.54	-

(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 marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
Costos brutos	\$ 7,453	\$ 4,544	64%
Menos: Montos capitalizados	(933)	(782)	19%
Gastos generales y administrativos	\$ 6,520	\$ 3,762	73%
\$/boe	\$ 4.28	\$ 3.79	13%

Claudia Victoria Salgado R.

Los gastos generales y administrativos brutos ("G&A") aumentaron en un 64% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2017, en comparación con el mismo período en 2016, principalmente debido a mayores costos de personal para soporte de actividades incrementales, G&A relacionados con México, reestructuración corporativa y evaluaciones de reserva especial durante el trimestre.

INGRESO Y GASTO FINANCIERO NETO

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 5,515	\$ 4,112	34%
Costos de financiación distintos a efectivo	5,262	1,211	335%
Gasto financiero neto	\$ 10,777	\$ 5,323	102%

Los costos financieros distintos a efectivo aumentaron en un 335% a \$5.3 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2017 en comparación con \$1.2 millones para el mismo período en 2016 debido a los costos de transacción no amortizados relacionados con el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP y los Títulos Preferenciales por un total de \$4.4 millones registrados en su totalidad como gasto al momento de la liquidación. En lo sucesivo, se espera que el gasto financiero neto sea de aproximadamente \$6 millones por trimestre.

REMUNERACIÓN BASADA EN ACCIONES Y UNIDADES DE ACCIONES RESTRINGIDAS

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 3,310	\$ 1,027	222%
Gasto por unidades de acciones restringidas	3,846	3,021	27%
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 7,156	\$ 4,048	77%

El gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas aumentó en un 77% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2017, en comparación con el mismo período en 2016, principalmente debido al otorgamiento de opciones de compra de acciones de \$3,3 millones (\$1 millón en 2016) y al otorgamiento de unidades de acciones restringidas de \$3,8 millones (\$3 millones en 2016) durante el trimestre. 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 marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 9,797	\$ 5,834	67%
\$/boe	\$ 6.41	\$ 5.88	9%

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó en un 67% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2017 en comparación con el mismo período en 2016, principalmente como resultado de una mayor producción de gas natural y una mayor base agotable.

Claudia Victoria Salgado R.

GASTO DE IMPUESTO DE RENTA

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2017	2016
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 9,355	\$ 6,582
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	(5,578)	(7,327)
Gasto de impuesto de renta (recuperación)	\$ 3,777	\$ (745)

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

EFFECTIVO Y FONDOS PROVENIENTES DE LAS OPERACIONES E INGRESO (PÉRDIDA) NETO(A) E INGRESO (PÉRDIDA) TOTAL

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2017	2016	Cambio
Efectivo aportado por (usado en) actividades operativas	\$ 17,539	\$ 7,249	142%
Por acción – básico (\$)	\$ 0.10	\$ 0.05	100%
Por acción – diluido (\$)	\$ 0.10	\$ 0.05	100%
Fondos ajustados provenientes de operaciones ⁽¹⁾	\$ 20,947	\$ 13,451	56%
Por acción – básicos (\$)	\$ 0.12	\$ 0.08	50%
Por acción – diluidos (\$)	\$ 0.12	\$ 0.08	50%
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	\$ (7,942)	\$ 461	n/a
Por acción – básico (\$)	\$ (0.05)	\$ -	n/a
Por acción – diluido (\$)	\$ (0.05)	\$ -	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".

La pérdida neta de \$7,9 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2017 se da principalmente por gastos distintos a efectivo relacionados con agotamiento y depreciación (\$9,8 millones), remuneración basada en acciones (\$3,3 millones), pérdida no realizada en instrumentos financieros (\$2,3 millones) y pérdida no realizada en cambio (\$1,7 millones), compensados por recuperación de impuesto diferido distinto a efectivo de \$5,6 millones.

Claudia Victoria Salgado R.

GASTOS DE CAPITAL

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2017	2016
Perforación y completamientos	\$ 10,885	\$ 7,697
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	878	3,857
Tierra, sísmica, comunidades y otros	10,428	2,638
Costos distintos a efectivo y ajustes ⁽²⁾	1,809	(2,309)
Adquisición de propiedades	-	3,665
Gastos de capital netos	24,000	15,548
Ecuador	818	401
Gastos de capital netos ajustados⁽¹⁾	\$ 24,818	\$ 15,949
Gastos de capital netos contabilizados como:		
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 15,104	\$ 8,328
Gastos en propiedades, planta y equipo	8,896	3,555
Adquisición de propiedades	-	3,665
Gastos de capital netos	\$ 24,000	\$ 15,548

(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 marzo 31 de 2017 se relacionaron principalmente con:

- Perforación, completamiento y pruebas de Mono Capuchino-1ST.
- Perforación de Cañahuate-1.
- Acondicionamiento de Pico Plata-1 en VM3-3.
- Obras civiles de Pumara-1 en LLA-23.
- 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 \$0.9 millones y aumento de costos de desmantelamiento distintos a efectivo por \$1.8 millones).

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

Claudia Victoria Salgado R.

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.

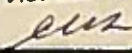
Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2017, la Compañía suscribió un nuevo convenio de crédito para refinanciar su Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP y sus Títulos Preferenciales, por un total de \$255 millones, con el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017, 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.

	Marzo 31 de 2017
Deuda con bancos- capital	\$ 265,000
Superávit de capital de trabajo	(52,678)
Deuda neta	\$ 212,322

En febrero 14 de 2017 la Compañía celebró un convenio de crédito para un préstamo a término preferencial y garantizado por \$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 vencerá en marzo 20 de 2022, y tiene interés pagadero trimestralmente y capital pagadero en trece cuotas trimestrales iguales a partir de marzo 20 de 2019, después de más de dos años de un período de gracia inicial. El Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 tiene un interés de LIBOR más 5,5% y está garantizado con todos los activos significativos de la Compañía. Los recursos del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 se usaron para el pago de capital por un monto de \$255 millones incluidos \$180 millones del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP y \$75 millones de Títulos Preferenciales, más intereses causados 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. El valor en libros del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 incluyó \$10,5 millones de costos de transacción compensados contra los montos de capital a marzo 31 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 12 meses siguientes a la financiación a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a ciertas condiciones. En abril 28 de 2017 fueron girados \$20 millones de los \$40 millones de fondos "greenshoe".

El Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 incluye varios compromisos no financieros y financieros, incluida 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 en forma trimestral como deuda total consolidada ("Deuda Total Consolidada") dividida por 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 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 los últimos 12 meses y se define como ingreso neto consolidado ajustado 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 para la Compañía del CPI de Ecuador, en la medida en que se recauden en efectivo. El propósito de incluir este último

Claudia Victoria Saiz


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 12 meses según lo descrito en el párrafo precedente. El Gasto de Interés Consolidado se calcula para los últimos 12 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 después de impuestos descontados al 10% calculados con base en los reportes 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:

Deuda total consolidada	Marzo 31 de 2017
Deuda con bancos (corriente y a largo plazo) – capital	\$ 265,000
Obligación de arrendamiento financiero	31,777
Saldo de la cuenta de reserva de servicio de deuda	(4,501)
Deuda total consolidada	\$ 292,276

	Trimestre 2 de 2016	Trimestre 3 de 2016	Trimestre 4 de 2016	Trimestre 1 de 2017	Período total
EBITDAX consolidado					
ingreso (pérdida) neto(a) consolidado	11,245	(8,399)	20,339	(7,942)	15,243
(+) gasto de intereses	4,765	4,935	5,274	6,405	21,379
(+/-) impuestos de renta (recuperación)	7,662	7,603	(48,603)	3,777	(29,561)
(+) impuestos a la riqueza	285	-	-	450	735
(+) agotamiento y depreciación	3,671	10,814	6,193	9,797	30,475
(+) gastos de exploración	99	14,583	2,808	23	17,513
(-) (pérdida) ganancia de capital	(718)	(387)	1,779	(286)	388
(+/-) otros gastos distintos a efectivo (ingresos) y rubros no recurrentes	2,402	5,968	42,433	16,628	67,431
(+) contribución del CPI de Ecuador	6,464	6,459	5,976	5,392	24,291
EBITDAX consolidado	35,875	41,576	36,199	34,244	147,894
(-) Porción de Ecuador distinta a efectivo	(4,114)	(1,584)	(2,751)	(5,392)	(13,841)

Claudia Victoria Salgado R.


TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nat.

EBITDAX según el compromiso	31,761	39,992	33,448	28,852	134,053
-----------------------------	--------	--------	--------	--------	---------

Razón de Apalancamiento Consolidado		Marzo 31 de 2017	
Deuda total consolidada		\$	292,276
EBITDAX consolidado			134,053
Razón de Apalancamiento Consolidado			2.18

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 Razón de Cobertura de Interés Consolidado mínima requerida es 3,50:1,00. EL EBITDAX Consolidado se calcula sobre el período de los últimos 12 meses según lo descrito en el párrafo precedente. El Gasto de Interés Consolidado se calcula sobre los últimos 12 meses y excluye todo cargo de interés distinto a efectivo.

Razón de Cobertura de Interés Consolidado		Marzo 31 de 2017	
Gasto de interés consolidado		\$	21,379
EBITDAX consolidado		\$	134,053
Razón de Cobertura de Interés Consolidado			6.27

La Compañía estaba en cumplimiento de estos compromisos a marzo 31 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 \$63.1 millones (COP \$181.800 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A marzo 31 de 2017 no había giros contra estas líneas.

Cartas de crédito

A marzo 31 de 2017, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$79,5 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 \$47,3 millones a \$15,8 millones en marzo 31 de 2017.

A mayo 9 de 2017, la Compañía tenía en circulación 174,6 millones de acciones ordinarias, 14,8 millones de opciones de compra de acciones y 1.2 millones de unidades de acciones restringidas.

Claudia Victoria Salgado R.

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 marzo 31 de 2017:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda con bancos - capital	\$ -	\$ 101,925	\$ 163,075	\$ 265,000
Obligación de arrendamiento financiero - no descontada	8,352	18,224	16,706	43,282
Cuentas por pagar, comerciales y otras	22,726	-	-	22,726
Petróleo crudo pagadero en especie	614	-	-	614
Impuestos por pagar	25,187	-	-	25,187
Ingreso diferido	2,791	3,731	-	6,522
Otras obligaciones a largo plazo	-	-	3,246	3,246
Unidades de acciones restringidas	3,577	88	-	3,665
Contratos de exploración y producción	49,170	50,932	-	100,102
Contrato de operación de instalación de Jobo	3,297	7,173	6,609	17,079
Contrato de procesamiento de líquidos de gas natural	1,414	5,654	9,243	16,311
Arrendamientos de oficinas	1,205	1,652	989	3,846

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 marzo 31 de 2017 por \$100,1 millones y ha emitido \$41,1 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 transporte por oleoducto bajo la modalidad de pago en firme

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 acuerdos de transporte bajo la modalidad de pago en firme independientemente del volumen transportado con OBC y Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A. para 550 barriles de petróleo por día a una tarifa variable regulada. Las tarifas a marzo 31 de 2017 son \$7,56/barril y \$2,97/barril, respectivamente. Los contratos bajo la modalidad 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 una participación patrimonial no operada del 25% en un consorcio (negocio conjunto), al cual en 2012 le fue adjudicado un contrato de producción incremental de los campos petroleros maduros Libertador y Atacapi en Ecuador. El consorcio planea realizar gastos 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 marzo 31 de 2017 la Compañía había hecho gastos de

Claudia Victoria Salgado R.

capital netos por \$86.1 millones en relación con su compromiso del CPI de Ecuador y tiene un compromiso pendiente por \$21,5 millones. Se espera que los flujos de caja del CPI de Ecuador sean suficientes para soportar el desarrollo de capital futuro previsto.

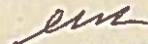
PERSPECTIVA

Canacol estuvo muy activa en el primer trimestre de 2017. La Compañía perforó el Mono Capuchino-1ST, el cual posteriormente obtuvo en las pruebas 1.013 bopd desde el yacimiento de arenisca de Lisama; inició la perforación del pozo de gas Cañahuate-1, el cual posteriormente obtuvo en las pruebas una tasa multizona combinada de 28 MMscf/d (4.912 boepd) y se convirtió en el séptimo éxito consecutivo de exploración de gas para la Compañía; e inició la perforación del pozo de petróleo Pumara-1 en su contrato LLA23, el cual actualmente está en pruebas y los resultados se esperan dentro de los próximos diez días.

Durante el primer trimestre, Canacol también refinanció y consolidó su deuda. En febrero 16 de 2017, la Compañía anunció que había cerrado su línea de préstamo a término preferencial y garantizado de 2017 por \$265 millones liderado por Credit Suisse. Esta línea de crédito reemplazó las dos líneas de crédito existentes de la Compañía con BNP Paribas y Apollo Investment Corporation. Esta refinanciación y consolidación logró los siguientes beneficios: 1) difiere los pagos de amortización hasta marzo de 2019, lo cual permite a la Compañía dedicar capital a proyectos relacionados con producción de alta ganancia operacional neta en vez de al servicio de la deuda; 2) reduce los costos de interés anuales totales en comparación con la Línea de BNP y los Títulos de Apollo combinados en aproximadamente 1.1%; y 3) armoniza el cumplimiento y los entregables administrativos bajo una sola línea de crédito. Esta nueva flexibilidad financiera brinda una base sólida para permitir a Canacol lograr sus principales objetivos en 2017 de: 1) lograr una tasa de producción de gas de 130 MMscfpd en diciembre 1 de 2017 a través de la construcción de un nuevo gasoducto, 2) perforar tres pozos de exploración de gas, con Cañahuate-1 siendo el primero, para continuar construyendo la base de reservas de gas de la Compañía a costos de F&D muy atractivos, y 3) perforar dos pozos de exploración de petróleo (Mono Capuchino-1ST y Pumara-1) para aumentar la producción de petróleo y satisfacer los compromisos de exploración con la ANH.

Con respecto al nuevo gasoducto, un Vehículo de Propósito Especial ("VPE") ha sido constituido para construir y operar un gasoducto de seis pulgadas que transportará 40 MMscfpd de gas desde la instalación de procesamiento de gas Jobo de la Compañía a Sincelejo / Bremen, aproximadamente 80 km al norte, donde el gasoducto se conectará con el gasoducto operado por Promigás el cual envía gas a Cartagena. Canacol ha firmado un contrato de transporte a diez años bajo la modalidad de pago en firme para 40 MMscfpd de gas, en términos contractualmente comparables con los contratos de venta de gas denominados en dólares que la Compañía tiene actualmente. Canacol está en las etapas finales de evaluación de tres propuestas de financiación diferentes para este gasoducto y espera concluir los términos con la opción preferida en el futuro cercano. Entretanto, Canacol y el VPE continúan atendiendo todos los puntos que requieren tiempo prolongado. Específicamente, los derechos de paso requeridos para el gasoducto continúan siendo adquiridos, el contrato tubular principal ha sido otorgado y se han colocado depósitos para asegurar entregas oportunas, y el contrato requerido para la compresión del gasoducto ha sido negociado. Se espera que el tendido físico del ducto tome aproximadamente 75 días. En esa medida, la Compañía actualmente espera que el gasoducto esté en operación en diciembre 1 de 2017. La capacidad productiva de los pozos actualmente productivos de la Compañía es de aproximadamente 195 MMscfpd, y la de las instalaciones de procesamiento de gas de la Compañía es de aproximadamente 200 MMscfpd.

Claudia Victoria Salgado R.



TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nal.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2017	2016				2015			
	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	
Financieros									
Ingresos totales de petróleo y gas natural, netos de regalías	41,583	41,967	44,392	38,926	22,700	17,402	21,958	27,297	
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías	46,975	47,943	50,851	45,390	29,000	24,883	29,899	33,892	
Efectivo aportado por (usado en) actividades operativas	17,539	30,289	22,275	13,764	7,249	4,974	14,302	(10,905)	
Por acción – básico	0.10	0.17	0.13	0.09	(0.05)	0.03	0.11	(0.09)	
Por acción – diluido	0.10	0.17	0.13	0.08	(0.05)	0.03	0.11	(0.09)	
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	20,947	41,979	30,719	26,870	13,451	8,473	15,218	16,359	
Por acción – básicos ⁽¹⁾	0.12	0.24	0.18	0.17	0.08	0.05	0.12	0.14	
Por acción – diluidos ⁽¹⁾	0.12	0.24	0.18	0.16	0.08	0.05	0.12	0.14	
(Pérdida) ingreso total	(7,942)	20,331	(8,399)	11,245	461	(84,466)	(19,029)	(58,524)	
Por acción – básico	(0.05)	0.12	(0.05)	0.07	—	(0.54)	(0.15)	(0.50)	
Por acción – diluido	(0.05)	0.12	(0.05)	0.07	—	(0.54)	(0.15)	(0.50)	
Gastos de capital, netos	24,000	58,638	28,698	5,046	15,548	22,394	22,299	25,310	
Gastos de capital ajustados, netos	24,818	59,691	29,208	5,376	15,949	22,867	26,080	27,268	
Operaciones (boepd)									
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías									
Petróleo ⁽²⁾	3,505	3,616	3,892	4,018	4,526	5,523	6,983	6,007	
Gas natural	13,487	14,112	14,740	12,405	6,407	3,541	3,472	3,954	
Total ⁽²⁾	16,992	17,728	18,632	16,423	10,933	9,064	10,455	9,961	
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías									
Petróleo ⁽²⁾	3,517	3,657	3,801	4,045	4,578	5,468	7,272	6,192	
Gas natural	13,409	13,986	14,621	12,331	6,329	3,542	3,455	4,064	
Total ⁽²⁾	16,926	17,643	18,422	16,376	10,907	9,010	10,727	10,256	
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías									
Gas natural	14,526	14,653	15,107	12,972	6,642	3,891	3,455	4,064	
Petróleo de Colombia	2,014	2,026	2,090	2,294	2,856	3,390	5,116	4,433	
Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽²⁾	1,503	1,631	1,711	1,751	1,722	2,078	2,156	1,759	
Total ⁽²⁾	18,043	18,310	18,908	17,017	11,220	9,359	10,727	10,256	

(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.

Claudia Victoria Salgado R.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en marzo 31 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 marzo 31 de 2017 y para los tres 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 los IFRS.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 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.

Claudia Victoria Salgado R.



TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nat.