

CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y NUEVE MESES TERMINADOS EN SEPTIEMBRE 30 DE 2017



Claudia Victoria Salgado R.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "C.V.S.", is written over the printed name.

TRADUCTORA OFICIAL
Cert. # 0249 U. Nat.

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 septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	37,950	44,392	(15%)	116,816	106,018	10%
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías ⁽¹⁾	43,258	50,851	(15%)	133,240	125,241	6%
Flujo de caja aportado por actividades operativas	11,783	22,275	(47%)	40,345	43,288	(7%)
Por acción – básico (\$)	0.07	0.13	(46%)	0.23	0.27	(15%)
Por acción – diluido (\$)	0.07	0.13	(46%)	0.23	0.26	(12%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	18,871	30,719	(39%)	63,947	71,040	(10%)
Por acción – básicos (\$)	0.11	0.18	(39%)	0.37	0.44	(16%)
Por acción – diluidos (\$)	0.11	0.18	(39%)	0.36	0.43	(16%)
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	(1,514)	(8,399)	(82%)	2,314	3,307	(30%)
Por acción – básico (\$)	(0.01)	(0.05)	(80%)	0.01	0.02	(50%)
Por acción – diluido (\$)	(0.01)	(0.05)	(80%)	0.01	0.02	(50%)
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	24,978	28,698	(13%)	79,550	49,292	61%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones ⁽¹⁾⁽²⁾	25,568	29,208	(12%)	81,034	50,533	60%
				Sep. 30 de 2017	Dic. 31 de 2016	Cambio
Efectivo				35,775	66,283	(46%)
Efectivo restringido				54,525	62,073	(12%)
Superávit de capital de trabajo				62,168	64,899	(4%)
Deuda con bancos				294,195	250,638	17%
Total activos				799,307	787,508	1%
Acciones ordinarias, final del período (000)				175,927	174,359	-

Operativos	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	3,263	3,892	(16%)	3,418	4,145	(18%)
Gas natural	13,324	14,740	(10%)	13,495	11,197	21%
Total ⁽³⁾	16,587	18,632	(11%)	16,913	15,342	10%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	3,268	3,801	(14%)	3,428	4,141	(17%)
Gas natural	13,239	14,621	(9%)	13,403	11,106	21%
Total ⁽³⁾	16,507	18,422	(10%)	16,831	15,247	10%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)						
Gas natural	13,338	15,107	(12%)	13,848	11,586	20%
Petróleo de Colombia	1,895	2,090	(9%)	1,947	2,413	(19%)
Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽²⁾	1,373	1,711	(20%)	1,481	1,728	(14%)
Total ⁽³⁾	16,606	18,908	(12%)	17,276	15,727	10%
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾						
Esperanza (gas natural)	23.46	27.63	(15%)	24.46	27.45	(11%)
VIM-5 (gas natural)	12.96	24.65	(47%)	18.14	24.52	(26%)
LLA 23 (petróleo)	19.13	13.78	39%	19.96	11.36	76%
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Total ⁽³⁾	23.02	25.83	(11%)	23.60	25.28	(7%)

(1) Medida que no está en las NIIF. Ver la sección "Medidas que no están en las NIIF" en el MD&A.

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

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

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. y sus subsidiarias ("Canacol" o la "Compañía") están dedicadas principalmente a actividades de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural en Colombia y Ecuador. La oficina principal de la Compañía está situada en 4500, 525 – 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1G1, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto (la "TSX") bajo el símbolo CNE, la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, 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 noviembre 13 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 nueve meses terminados en septiembre 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 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 respecto a la información suministrada aquí, debido a numerosos riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos, y otros factores. Tales factores incluyen, sin que se limiten a ellos, las condiciones generales económicas, de mercado y del negocio; las fluctuaciones en los precios del petróleo y el gas; los resultados de las actividades de perforación para exploración y producción y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados a las operaciones de petróleo y gas, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. Por consiguiente, no hay declaración de la Compañía en el sentido de que los resultados reales obtenidos en el período proyectado serán, en todo o en parte, los mismos que fueron previstos. Salvo en la medida exigida por la ley, la Compañía no asume obligación de actualizar públicamente ni de revisar los planteamientos con proyecciones a futuro hechos en este MD&A o en otra parte, sea como resultado de nueva información, eventos futuros o de otra forma. A todos los planteamientos posteriores con proyecciones a futuro, sean orales o escritos, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

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

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

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

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2017	2016	2017	2016
Flujo de caja proveniente de actividades operativas	\$ 11,783	\$ 22,275	\$ 40,345	\$ 43,288
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	2,093	2,260	7,978	9,378
Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuestos de renta corrientes	4,995	6,184	15,624	18,374
Fondos ajustados provenientes de operaciones	\$ 18,871	\$ 30,719	\$ 63,947	\$ 71,040

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 septiembre 30 de 2017, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de sus campos Nelson, Palmer y Nispero en el bloque Esperanza, y el campo Clarinete en el bloque VIM-5, ambos situados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, petróleo crudo de sus campos Leono, Labrador y Tigro 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.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2017, ConocoPhillips Colombia, el operador del contrato VMM-3 de la Compañía, completó sus operaciones de prueba en el pozo Picoplata-1. El pozo fue diseñado para probar el potencial de petróleo de los esquistos y las calizas dentro de la Formación Cretácica de La Luna, y el pozo encontró más de 1.200 pies ("ft") de yacimientos potencialmente contentivos de petróleo. Desde diciembre de 2016, se han realizado cinco pruebas discretas de inyección en la formación y tres estimulaciones hidráulicas cubriendo todo el intervalo en tres intervalos de esquisto del depósito dentro de La Luna. El objetivo del programa de pruebas fue recopilar información sobre la capacidad productiva del depósito, la calidad de los fluidos contenidos en el mismo, la presión de la formación del depósito, y la aptitud del mismo para ser estimulado hidráulicamente. La operación de prueba fue exitosa en todos los intervalos que fueron hidráulicamente estimulados y probados, produciendo petróleo crudo de gravedad liviana sin indicación de agua de la formación. El tamaño individual de la estimulación hidráulica mediante agua con aditivos en secciones verticales del pozo entre 27 y 30 ft de espesor varió entre 80.000 y 346.000 libras, con flujos naturales resultantes que promediaron entre 19 y 120 barriles de petróleo por día sin agua de formación, por periodos de flujo de 3 a 28 días. El programa de pruebas logró el objetivo de recopilar los datos de producción posterior a la estimulación, presión y fluido, así como confirmar la viabilidad de la

estimulación hidráulica de los depósitos, y el pozo Picoplata-1 actualmente está siendo abandonado. Canacol y su socio ConocoPhillips Colombia están evaluando los datos técnicos recopilados con este pozo para planear los siguientes pasos hacia una evaluación adicional de La Luna en el bloque.

Han concluido las operaciones de perforación en el pozo de exploración Pandereta-1, con gas encontrado en el objetivo principal del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro, según lo esperado. El pozo actualmente está siendo entubado previamente a las pruebas de producción. El pozo Cañandonga-1 está perforando por delante según lo planeado, y la Compañía espera perforar a través del objetivo principal del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro la próxima semana. La Compañía suministrará resultados de las pruebas para ambos pozos cuando culminen las operaciones de prueba de flujo.

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 septiembre 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 de Rancho Hermoso, VMM-2 y Santa Isabel de la Compañía contribuyeron individualmente solamente con un monto menor a la producción total en los tres y nueve meses terminados en septiembre 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 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 septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Producción (boepd)						
Esperanza (gas)	11,244	7,782	44%	10,038	7,143	41%
VIM-5 (gas)	2,080	6,958	(70%)	3,457	4,054	(15%)
LLA 23 (petróleo)	1,035	1,569	(34%)	1,195	1,774	(33%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,373	1,711	(20%)	1,481	1,728	(14%)
Otros (petróleo)	855	612	40%	742	643	15%
Producción total	16,587	18,632	(11%)	16,913	15,342	10%
Movimientos de inventario y otros	(80)	(210)	(62%)	(82)	(95)	(15%)
Total ventas	16,507	18,422	(10%)	16,831	15,247	10%

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Ventas (boepd)						
Esperanza (gas)	11,166	7,669	46%	9,953	7,081	41%
VIM-5 (gas)	2,073	6,952	(70%)	3,450	4,025	(14%)
LLA 23 (petróleo)	1,037	1,505	(31%)	1,200	1,765	(32%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,373	1,711	(20%)	1,481	1,728	(14%)
Otros (petróleo y líquidos)	858	585	47%	747	648	15%
Total ventas	16,507	18,422	(10%)	16,831	15,247	10%
Ventas contractuales realizadas (boepd)						
Esperanza	11,166	7,669	46%	9,953	7,081	41%
VIM-5	2,073	6,952	(70%)	3,450	4,025	(14%)
Volúmenes en firme	99	486	(80%)	445	480	(7%)
Total gas natural	13,338	15,107	(12%)	13,848	11,586	20%
Total petróleo de Colombia	1,895	2,090	(9%)	1,947	2,413	(19%)
Petróleo a tarifa de Ecuador	1,373	1,711	(20%)	1,481	1,728	(14%)
Total ventas contractuales realizadas	16,606	18,908	(12%)	17,276	15,727	10%

La disminución general en los volúmenes de producción en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2017, en comparación con el mismo período en 2016, se debe principalmente a tres compradores que programaron mantenimiento de su planta para una suspensión combinada de 66 días durante el período resultando en una menor producción de 1.505 boepd (8,6 MMscfpd), de los cuales aproximadamente el 25% está relacionado con producción de VIM-5 y la restante producción de Esperanza. El mantenimiento programado de la planta fue un evento anual que no se espera que vuelva a ocurrir hasta el próximo año. En tanto toda la producción de gas natural está determinada por contratos interrumpibles y en firme, la propiedad por parte de Canacol de su infraestructura continúa permitiendo que la Compañía controle los niveles de producción en sus campos desde cabeza de pozo hasta el punto de entrega de ventas y permite a la Compañía responder rápidamente a condiciones cambiantes y de este modo maximizar la rentabilidad. La disminución de los volúmenes de producción también está relacionada con declinaciones de producción en LLA-23 y Ecuador.

El aumento general de los volúmenes de producción en los nueve meses terminados en septiembre 30 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 declinaciones de producción en LLA-23 y Ecuador.

Ingresos de petróleo y gas natural

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Esperanza	\$ 29,214	\$ 22,504	30%	\$ 78,958	\$ 61,323	29%
VIM-5	5,197	20,825	(75%)	25,888	35,835	(28%)
LLA 23	4,134	4,918	(16%)	14,136	14,510	(3%)
Otros	3,422	1,907	79%	8,733	5,461	60%
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	41,967	50,154	(16%)	127,715	117,129	9%
Regalías	(4,308)	(7,147)	(40%)	(14,498)	(15,225)	(5%)
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías	37,659	43,007	-	113,217	101,904	11%
Ingreso de gas natural en firme	291	1,385	(79%)	3,599	4,114	(13%)
Ingresos totales de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado	37,950	44,392	(15%)	116,816	106,018	10%
Tarifa de Ecuador y otros ingresos ⁽¹⁾	5,308	6,459	(18%)	16,424	19,223	(15%)
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías ⁽¹⁾	\$ 43,258	\$ 50,851	(15%)	\$ 133,240	\$ 125,241	6%

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

La 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 por la incapacidad de los compradores de aceptar dicho gas, para las cuales los compradores no tienen recurso o derecho legal de entrega en fecha posterior. Como tales, son registradas como ingreso en el período.
- 3) **Nominaciones de gas no entregadas:** Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural no entregadas para las cuales los compradores tienen el derecho legal de obtener la entrega en fecha posterior, por un período fijo de tiempo ("derechos de recuperación"). Estas nominaciones se pagan al momento, junto con las ventas de gas y el ingreso en firme, y se incluyen como tales en el ingreso diferido para el período. La Compañía reconoce los ingresos relacionados con tales derechos de recuperación ("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 nueve meses terminados en septiembre 30 de 2017, la Compañía ha realizado \$0,3 millones y \$3,6 millones de ingreso en firme (según lo descrito en el punto (2) arriba), respectivamente, lo cual es equivalente a 99 boepd y 445 boepd de ventas de gas, respectivamente, sin entrega efectiva del gas natural.

A septiembre 30 de 2017, la Compañía ha recibido ingresos por petróleo crudo y gas natural por entregar en fecha posterior (según lo descrito en el punto (3) arriba). A septiembre 30 de 2017, las nominaciones no entregadas resultaron en un saldo de ingreso diferido de \$3 millones (\$2,9 millones relacionados con gas y \$0,1 millones relacionados con petróleo crudo) el cual se ha clasificado como 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 septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Brent (\$/bbl)	\$ 51.69	\$ 46.52	11%	\$ 52.05	\$ 40.98	27%
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 48.55	\$ 45.91	6%	\$ 49.23	\$ 41.35	19%
Gas natural (\$/boe)	\$ 28.25	\$ 32.21	(12%)	\$ 28.65	\$ 31.93	(10%)
Petróleo crudo (\$/boe)	\$ 43.34	\$ 35.50	22%	\$ 43.02	\$ 30.21	42%
Tarifa de Ecuador (\$/boe)	\$ 38.54	\$ 38.54	-	\$ 38.54	\$ 38.54	-
Esperanza (\$/boe)	28.44	31.90	(11%)	29.06	31.60	(8%)
VIM-5 (\$/boe)	27.25	32.56	(16%)	27.49	32.49	(15%)
LLA-23 (\$/bbl)	43.33	35.52	22%	43.45	30.01	44%
Ecuador (\$/bbl)	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Otros (\$/bbl)	43.35	35.43	22%	42.82	30.77	39%
Precio promedio realizado de venta (\$/boe)⁽ⁱ⁾	\$ 30.84	\$ 33.17	(7%)	\$ 31.18	\$ 32.40	4%

(i) 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 nueve meses terminados en septiembre 30 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, se debe principalmente a precios de referencia de petróleo crudo más altos.

La disminución en los precios promedio realizados de venta de gas natural en los tres y nueve meses terminados en septiembre 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 de mercado al contado más bajos, debido a condiciones estacionales a lo largo de la Costa Caribe colombiana, lo cual impactó negativamente el precio relacionado con un pequeño contrato interrumpible, el cual ha sido reemplazado por un contrato a largo plazo, con un precio fijado más alto y bajo modalidad en firme, el cual comienza en diciembre de 2017. El precio de la Guajira es el precio local de referencia para el gas natural en Colombia y su redeterminación se establece en forma anual.

Regalías

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2017	2016		2017	2016
Esperanza	\$ 2,542	\$ 1,954	\$	6,897	\$ 5,429
VIM-5	1,018	4,479		5,316	7,745
LLA-23	457	557		1,559	1,615
Otros	291	157		726	436
Total regalías	\$ 4,308	\$ 7,147	\$	14,498	\$ 15,225

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 septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Gastos de producción	\$ 5,568	\$ 4,593	21%	\$ 17,360	\$ 12,336	41%
Gastos de transporte	1,988	691	188%	2,932	2,205	33%
Total gastos de producción y transporte	\$ 7,556	\$ 5,284	43%	\$ 20,292	\$ 14,541	40%
\$/boe	\$ 4.98	\$ 3.12	60%	\$ 4.42	\$ 3.48	27%

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

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Esperanza	\$ 1,763	\$ 1,061	66%	\$ 4,780	\$ 2,621	82%
VIM-5	694	583	19%	2,487	1,047	138%
LLA-23	1,808	1,947	(7%)	5,452	5,843	7%
Otros	1,303	1,002	30%	4,641	2,825	64%
Total gastos de producción	\$ 5,568	\$ 4,593	21%	17,360	12,336	41%
\$/boe						
Esperanza	\$ 1.72	\$ 1.50	15%	\$ 1.76	\$ 1.35	30%
VIM-5	\$ 3.64	\$ 0.91	300%	\$ 2.64	\$ 0.95	178%
Total gas natural	\$ 2.02	\$ 1.22	66%	\$ 1.99	\$ 1.21	64%
LLA-23	\$ 18.95	\$ 14.06	35%	\$ 16.64	\$ 12.08	38%
Total	\$ 3.67	\$ 2.71	35%	\$ 3.78	\$ 2.95	28%

Los gastos totales de producción de gas natural por boe aumentaron en un 66% y 64% a \$2,02/boe (\$0,35/Mcf) y \$1,99/boe (\$0,35/Mcf) para los tres meses y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2017, en comparación con \$1,22/boe (\$0,21/Mcf) y \$1,21/boe (\$0,21/Mcf) para los mismos periodos en 2016, respectivamente. El aumento es principalmente atribuible al costo de arrendamiento operativo de la instalación de procesamiento de gas Promisol 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 un 7% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016. La disminución se debe principalmente a una menor producción. A pesar de una disminución del 7% en los gastos de producción de LLA-23 de un año a otro, los gastos de producción por barril han aumentado en 35% y 38% a \$18,95/bbl y \$16,64/bbl para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2017, en comparación con \$14,06/boe y \$12,08/boe para los mismos períodos en 2016, respectivamente, debido 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 septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Esperanza	\$ 813	\$ -	n/a	\$ 813	\$ -	n/a
VIM-5	1,012	-	n/a	1,012	-	n/a
LLA-23	44	507	(91%)	585	1,560	(63%)
Otros	119	184	(35%)	522	645	(19%)
Total gastos de transporte	\$ 1,988	\$ 691	188%	\$ 2,932	\$ 2,205	33%
\$/boe						
Esperanza	\$ 0.79	\$ -	n/a	\$ 0.30	\$ -	n/a
VIM-5	\$ 5.31	\$ -	n/a	\$ 1.07	\$ -	n/a
Total gas natural	\$ 1.50	\$ -	n/a	\$ 0.50	\$ -	n/a
LLA-23	\$ 0.46	\$ 3.66	(87%)	\$ 1.79	\$ 3.23	(45%)
Total	\$ 1.31	\$ 0.41	220%	\$ 0.64	\$ 0.53	21%

En julio de 2017, la Compañía celebró dos contratos temporales de venta de gas. Los contratos temporales de venta de gas tienen un precio de venta integrado por el cual Canacol es responsable de entregar el gas natural al comprador en Cartagena. Como resultado de los contratos temporales de venta de gas, se registró un gasto total de transporte de gas natural de \$1,8 millones durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2017. Estos contratos temporales de venta de gas tuvieron una producción combinada de 1.584 boepd (9 MMscfpd) durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2017.

Los gastos de transporte en LLA-23 disminuyeron en un 91% y un 63% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, debido a una disminución del 34% y el 33% en producción, respectivamente, y más ventas en cabeza de pozo donde los compradores asumen los costos de transporte, reduciendo con ello los gastos de transporte y también disminuyendo los precios promedio realizados de venta como resultado.

Ganancia operacional neta

\$/boe	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Corporativa						
Ingresos de petróleo y gas natural	\$ 30.84	\$ 33.17	(7%)	\$ 31.18	\$ 32.40	(4%)
Regalías	(2.84)	(4.22)	(33%)	(3.16)	(3.64)	(13%)
Gasto de producción	(3.67)	(2.71)	35%	(3.78)	(2.95)	28%
Gasto de transporte	(1.31)	(0.41)	220%	(0.64)	(0.53)	21%
Ganancia operacional neta ⁽¹⁾	\$ 23.02	\$ 25.83	(11%)	\$ 23.60	\$ 25.28	(7%)

(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 fue la siguiente:

Gas natural

\$/boe	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Esperanza						
Ingresos de gas natural	\$ 28.44	\$ 31.90	(11%)	\$ 29.06	\$ 31.60	(8%)
Regalías	(2.47)	(2.77)	(11%)	(2.54)	(2.80)	(9%)
Gasto de producción	(1.72)	(1.50)	15%	(1.76)	(1.35)	30%
Gasto de transporte	(0.79)	-	n/a	(0.30)	-	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 23.46	\$ 27.63	(15%)	\$ 24.46	\$ 27.45	(11%)
VIM-5						
Ingresos de gas natural	\$ 27.25	\$ 32.56	(16%)	\$ 27.49	\$ 32.49	(15%)
Regalías	(5.34)	(7.00)	(24%)	(5.64)	(7.02)	(20%)
Gasto de producción	(3.64)	(0.91)	300%	(2.64)	(0.95)	178%
Gasto de transporte	(5.31)	-	n/a	(1.07)	-	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 12.96	\$ 24.65	(47%)	\$ 18.14	\$ 24.52	(26%)
Total gas natural						
Ingresos de gas natural	\$ 28.25	\$ 32.21	(12%)	\$ 28.65	\$ 31.93	(10%)
Regalías	(2.92)	(4.78)	(39%)	(3.34)	(4.33)	(23%)
Gasto de producción	(2.02)	(1.22)	66%	(1.99)	(1.21)	64%
Gasto de transporte	(1.50)	-	n/a	(0.50)	-	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 21.81	\$ 26.21	(17%)	\$ 22.82	\$ 26.39	(13%)

Petróleo crudo

\$/boe	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
LLA-23						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 43.33	\$ 35.52	22%	\$ 43.15	\$ 30.01	44%
Regalías	(4.79)	(4.02)	19%	(4.76)	(3.34)	43%
Gasto de producción	(18.95)	(14.06)	35%	(16.64)	(12.08)	38%
Gasto de transporte	(0.46)	(3.66)	(87%)	(1.79)	(3.23)	(45%)
Ganancia operacional neta	\$ 19.13	\$ 13.78	39%	\$ 19.96	\$ 11.36	76%
Ecuador						
Ingresos por tarifa ⁽¹⁾	\$ 38.54	\$ 38.54	-	\$ 38.54	\$ 38.54	-
Ganancia operacional neta	\$ 38.54	\$ 38.54	-	\$ 38.54	\$ 38.54	-

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

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Costos brutos	\$ 5,772	\$ 5,497	5%	\$ 20,138	\$ 15,025	34%
Menos: Montos capitalizados	(889)	(729)	22%	(2,632)	(2,292)	15%
Gastos generales y administrativos	\$ 4,883	\$ 4,768	2%	\$ 17,506	\$ 12,733	37%
\$/boe	\$ 3.22	\$ 2.81	15%	\$ 3.81	\$ 3.05	25%

Los gastos generales y administrativos ("G&A") brutos aumentaron en un 5% y 34% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, respectivamente, principalmente debido a mayores costos de personal en preparación para una producción de gas significativamente aumentada para el resto del año y costos de reorganización interna durante los períodos.

Ingreso y gasto financiero neto

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 6,025	\$ 4,434	36%	\$ 17,064	\$ 12,774	34%
Costos de financiación distintos a efectivo	1,382	1,277	8%	8,070	3,997	102%
Gasto financiero neto	\$ 7,407	\$ 5,711	30%	\$ 25,134	\$ 16,771	50%

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 (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 "greenhoe" 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 cuales se giró la totalidad durante los nueve meses terminados en septiembre 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.

Contrato de cobertura

Durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2017, la Compañía celebró un contrato de cobertura bajo los siguientes términos:

Período	Capital	Tipo	Rango de tasa de interés
Ago. 2017 – Jun. 2019	\$305 millones	Instrumento financiero de cobertura sobre la tasa LIBOR	1,4% - 2,5%

Las ganancias (pérdidas) en contratos de cobertura reconocidas en el ingreso (la pérdida) neto(a) y el ingreso (la pérdida) total se resumen a continuación:

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Contrato de cobertura – no realizado	\$ 151	\$ (47)	n/a	\$ 151	\$ 3	>999%
Contrato de cobertura - realizado	99	-	n/a	99	-	n/a

Remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 2,321	\$ 3,569	(35%)	\$ 6,711	\$ 5,456	23%
Gasto por unidades de acciones restringidas	67	106	-	3,913	3,127	25%
Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 2,388	\$ 3,675	(35%)	\$ 10,624	\$ 8,583	24%

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 se estimó usando el modelo Black-Scholes de fijación de precio de opciones.

Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 10,380	\$ 10,814	(4%)	\$ 25,716	\$ 20,319	27%
\$/boe	\$ 6.84	\$ 6.38	7%	\$ 5.60	\$ 4.86	15%

El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó en un 4% en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2017, en comparación con el mismo período en 2016, principalmente debido a menor producción.

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó en un 27% en los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2017, en comparación con el mismo período en 2016, principalmente como resultado de una mayor base agotable.

Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2017	2016	2017	2016
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 6,826	\$ 8,174	\$ 19,969	\$ 22,335
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	(8,485)	(571)	(6,572)	(7,815)
Gasto de impuesto de renta (recuperación)	\$ (1,659)	\$ 7,603	\$ 13,397	\$ 14,520

El ingreso de la Compañía antes de impuestos está sujeto a la 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 septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 11,783	\$ 22,275	(47%)	\$ 40,345	\$ 43,288	(7%)
Por acción – básico	\$ 0.07	\$ 0.13	(46%)	\$ 0.23	\$ 0.27	(15%)
Por acción – diluido	\$ 0.07	\$ 0.13	(46%)	\$ 0.23	\$ 0.26	(12%)
Fondos ajustados provenientes de operaciones ⁽¹⁾	\$ 18,871	\$ 30,719	(39%)	\$ 63,947	\$ 71,040	(10%)
Por acción – básicos	\$ 0.11	\$ 0.18	(39%)	\$ 0.37	\$ 0.44	(16%)
Por acción – diluidos	\$ 0.11	\$ 0.18	(39%)	\$ 0.36	\$ 0.43	(16%)
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	\$ (1,514)	\$ (8,399)	(82%)	\$ 2,314	\$ 3,307	(30%)
Por acción – básico(a)	\$ (0.01)	\$ (0.05)	(80%)	\$ 0.01	\$ 0.02	(50%)
Por acción – diluido(a)	\$ (0.01)	\$ (0.05)	(80%)	\$ 0.01	\$ 0.02	(50%)

(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 septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2017	2016	2017	2016
Perforación y completamientos Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	\$ 1,135	\$ 10,016	\$ 25,061	\$ 19,311
Costos de oleoducto intermedio	3,379	3,892	9,504	11,503
Tierra, sísmica, comunidades y otros Costos distintos a efectivo y ajustes ⁽²⁾	15,290	-	24,607	-
Adquisición de propiedad	5,237	6,135	22,152	13,312
	(63)	837	(1,774)	(6,317)
Gastos de capital netos	24,978	28,698	79,550	49,292
Ecuador	590	510	1,484	1,241
Gastos de capital netos ajustados ⁽¹⁾	\$ 25,568	\$ 29,208	\$ 81,034	\$ 50,533
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 4,774	\$ 12,465	\$ 37,581	\$ 24,448
Gastos en propiedades, planta y equipo	20,204	8,415	41,969	13,361
Adquisición de propiedad	-	-	-	11,483
Gastos de capital netos	\$ 24,978	\$ 28,698	\$ 79,550	\$ 49,292

(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 septiembre 30 de 2017 se relacionaron principalmente con:

- Costos de oleoducto intermedio.
- Acondicionamiento de Pico Plata en VMM-3.
- Costos de instalaciones en Esperanza y VIM-5.
- Costos de sísmica en VIM-21 y VMM-3.
- 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).

Según se anunció previamente, el proyecto de gasoducto intermedio de \$41 millones ("línea de flujo de gas de Sabanas") será financiado mediante una inversión de \$30,5 millones por parte de un grupo de inversionistas privados y un aporte de \$10,5 millones de Canacol (en conjunto los "Propietarios"). La Compañía ha incurrido en \$24,6 millones a la fecha, y ha registrado tales aportes como gastos de capital durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2017. Se espera que la Compañía recupere la porción de los costos incurridos sobre y por encima de su límite de aporte de \$10,5 millones de parte de los inversionistas privados a finales de 2017.

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.

En febrero 14 de 2017, la Compañía suscribió un nuevo convenio de crédito para refinanciar su Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP y los Títulos Preferenciales, por un total de \$255 millones, con el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 de \$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. Además, durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2017, la Compañía vendió 7,6 millones de los 16,2 millones de la Inversión en acciones de InterOil Exploration and Production ASA ("InterOil") obteniendo recursos por \$4,1 millones.

	Septiembre 30 de 2017	
Deuda con bancos- capital	\$	305,000
Superávit de capital de trabajo		(62,168)
Deuda neta	\$	242,832

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 (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 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 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 llevados a gasto al momento de la cancelación. 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 septiembre 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 cuales se giró la totalidad durante los nueve meses terminados en septiembre 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 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 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 para 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 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:

Deuda Total Consolidada	Septiembre 30 de 2017
Deuda con bancos – capital	\$ 305,000
Obligación de arrendamiento financiero	29,708
Saldo de la cuenta de reserva de servicio de deuda	(5,320)
Deuda total consolidada	\$ 329,388

	Trimestre	Trimestre	Trimestre	Trimestre	Período
	4	1	2	3	total
EBITDAX Consolidado					
Ingreso (pérdida) neto(a) consolidado(a)	20,339	(7,942)	11,770	(1,514)	22,653
(+) gasto de intereses	5,274	6,405	6,221	6,743	24,643
(+/-) impuestos de renta (recuperación)	(48,603)	3,777	11,279	(1,659)	(35,206)
(+) impuestos a la riqueza	-	450	24	(16)	458
(+) agotamiento y depreciación	6,193	9,797	5,539	10,380	31,909
(+) gastos previos a la licencia y de exploración	2,808	23	23	1,069	3,923
(-) (pérdida) utilidad de capital	1,779	(286)	(493)	(268)	732
(+/-) otros gastos (ingresos) distintos a efectivo y rubros no recurrentes	42,433	16,628	(11,016)	12,869	60,914
(+) contribución del CPI de Ecuador	5,976	5,392	5,724	5,308	22,400
EBITDAX Consolidado	36,199	34,244	29,071	32,912	132,426
(+/-) ajuste por cobrar de CPI de Ecuador	(2,751)	(5,392)	13,751	(5,308)	300
EBITDAX de Convenio	33,448	28,852	42,822	27,604	132,726

Razón de Apalancamiento Consolidado	Septiembre 30 de 2017
Deuda total consolidada	\$ 329,388
EBITDAX consolidado	132,726
Razón de Apalancamiento Consolidado	2.48

La Razón de Cobertura de Interés Consolidado se calcula como se indica a continuación:

Razón de Cobertura de Interés Consolidado	Septiembre 30 de 2017
Gasto de Interés consolidado	\$ 24,643
EBITDAX consolidado	132,726
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	5.39

La Compañía estaba en cumplimiento de estos pactos a septiembre 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 \$52.4 millones (COP \$153.900 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A septiembre 30 de 2017 no había giros contra estas líneas.

Cartas de crédito

A septiembre 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 \$52.4 millones a \$20 millones en septiembre 30 de 2017.

A noviembre 13 de 2017 la Compañía tenía en circulación 175,9 millones de acciones ordinarias, 15,1 millones de opciones de compra de acciones y 0,6 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 septiembre 30 de 2017:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda con bancos - capital	\$ -	\$ 164,231	\$ 140,769	\$ 305,000
Obligación de arrendamiento financiero de instalación de Jobo - descontada	8,618	18,714	11,841	39,173
Cuentas por pagar, comerciales y otras	14,471	-	-	14,471
Petróleo crudo pagadero en especie	622	-	-	622
Contrato de cobertura	151	-	-	151
Impuestos por pagar	2,412	-	-	2,412
Ingreso diferido	2,966	3,731	-	6,697
Otras obligaciones a largo plazo	-	-	2,769	2,769
Unidades de acciones restringidas	2,116	34	-	2,150
Contratos de exploración y producción	25,894	52,628	7,132	85,654
Contrato de operación de sede de Jobo	3,390	7,275	5,601	16,266
Contrato de arrendamiento de estación de compresión ⁽¹⁾	2,161	10,635	44,200	56,996
Contrato de procesamiento de gas natural líquido	2,356	5,654	8,300	16,310
Arrendamientos de oficinas	1,081	1,446	1,325	3,852

(1) La Compañía celebró un contrato de arrendamiento durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2017, para la compresión de gas natural para su gasoducto Sabanas, con sujeción a la aprobación de los mutuantes, permitiendo una reforma del Convenio de Préstamo a Término Preferencial y Garantizado existente. Se espera que una porción del contrato de arrendamiento de compresión se registre como arrendamiento financiero al inicio de las operaciones.

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 septiembre 30 de 2017 por \$85,7 millones y ha emitido \$31,3 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 septiembre 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 los compromisos descritos arriba, la Compañía tiene a 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 septiembre 30 de 2017 la Compañía había hecho gastos de capital netos por \$86,8 millones en relación con su compromiso del CPI de Ecuador y tiene un compromiso restante por \$20,8 millones. Se espera que los flujos de caja del CPI de Ecuador sean suficientes para soportar el futuro desarrollo de capital previsto.

PERSPECTIVA

Han concluido las operaciones de perforación en el pozo de exploración Pandereta-1, con gas encontrado en el objetivo principal del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro, según lo esperado. El pozo actualmente está siendo entubado previamente a las pruebas de producción. El pozo Cañandonga-1 está perforando por delante según lo planeado, y la Compañía espera perforar a través del objetivo principal del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro esta semana. La Compañía suministrará resultados de las pruebas para ambos pozos cuando culminen las operaciones de prueba de flujo.

El proyecto de la línea de flujo de gas de Sabanas permanece conforme a lo programado y se espera que culmine en diciembre 1 de 2017. Una vez terminada, la línea de flujo añadirá 40 MMscf/d de capacidad de gasoducto a la Compañía, para permitir un total de ventas de gas de 130 MMscf/d. La línea de flujo de Sabanas tendrá una capacidad de transporte inicial de 20 MMscf/d en diciembre 1 de 2017, y una capacidad final de transporte de 40 MMscf/d a mediados de enero de 2018, una vez haya sido instalada y probada la compresión final. La capacidad productiva de los pozos de gas actuales de la Compañía es de aproximadamente 195 MMscf/d, y la de las instalaciones de procesamiento de gas de la Compañía situadas en Jobo es de aproximadamente 200 MMscf/d.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2017				2016			2015
	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4
Financieros								
Ingresos totales de petróleo y gas natural, netos de regalías	37,950	37,283	41,583	41,967	44,392	38,926	22,700	17,402
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías ⁽¹⁾	43,258	43,007	46,975	47,943	50,851	45,390	29,000	24,883
Flujo de caja aportado por actividades operativas	11,783	11,130	17,539	30,289	22,275	13,764	7,249	4,974
Por acción – básico (\$)	0.07	0.06	0.10	0.17	0.13	0.09	0.05	0.03
Por acción – diluido (\$)	0.07	0.06	0.10	0.17	0.13	0.08	0.05	0.03
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	18,871	24,236	20,947	41,979	30,719	26,870	13,451	8,473
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.11	0.14	0.12	0.24	0.18	0.17	0.08	0.05
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.11	0.14	0.12	0.24	0.18	0.16	0.08	0.05
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	(1,514)	11,770	(7,942)	20,331	(8,399)	11,245	461	(84,466)
Por acción – básico (\$)	(0.01)	0.07	(0.05)	0.12	(0.05)	0.07	-	(0.54)
Por acción – diluido (\$)	(0.01)	0.07	(0.05)	0.12	(0.05)	0.07	-	(0.54)
Gastos de capital, netos	24,978	30,572	24,000	58,638	28,698	5,046	15,548	22,394
Gastos de capital ajustados, netos ⁽¹⁾	25,568	30,648	24,818	59,691	29,208	5,376	15,949	22,867
Operaciones (boepd)								
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	3,263	3,487	3,505	3,616	3,892	4,018	4,526	5,523
Gas natural	13,324	13,675	13,487	14,112	14,740	12,405	6,407	3,541
Total ⁽²⁾	16,587	17,162	16,992	17,728	18,632	16,423	10,933	9,064
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	3,268	3,500	3,517	3,657	3,801	4,045	4,578	5,468
Gas natural	13,239	13,563	13,409	13,986	14,621	12,331	6,329	3,542
Total ⁽²⁾	16,507	17,063	16,926	17,643	18,422	16,376	10,907	9,010
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías								
Gas natural	13,338	13,695	14,526	14,653	15,107	12,972	6,642	3,891
Petróleo de Colombia	1,895	1,933	2,014	2,026	2,090	2,294	2,856	3,390
Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽²⁾	1,373	1,567	1,503	1,631	1,711	1,751	1,722	2,078
Total ⁽²⁾	16,606	17,195	18,043	18,310	18,908	17,017	11,220	9,359

(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.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en septiembre 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 septiembre 30 de 2017 y para los tres y nueve 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 septiembre 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 periodos 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.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "CVR", is written over a horizontal line.