

# **CANACOL ENERGY LTD.**

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN  
TRES MESES TERMINADOS EN MARZO 31 DE 2018**





## 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. La oficina principal de la Compañía está situada en 2650, 585 - 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 mayo 11 de 2018 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 2018 y 2017 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2017, y deben ser leídos en conjunto con ellos. Los estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, “Informes financieros intermedios”, y todos los montos contenidos aquí están expresados en dólares de Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas están expresados en miles de dólares de Estados Unidos, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el Formato de Información Anual, en SEDAR en [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

**Planteamientos de proyecciones a futuro** – *Cierta información incluida en este documento contiene planteamientos de proyecciones a futuro. Todas las declaraciones distintas a hechos históricos contenidas aquí son planteamientos de proyecciones a futuro, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están fuera del control de la Compañía, incluido el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de petróleo y gas natural de tales proyectos principales, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías calculadas con base en hidrocarburos continuarán siendo consistentes, o que las regalías continuarán siendo aplicadas sobre la base de una escala móvil en la medida en que la producción aumente en cualquier bloque, o que la desinversión planeada en relación con los activos de petróleo colombianos de la Compañía será exitosa. 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 en 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, este 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 con 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** – El CPI de Ecuador fue contabilizado con el uso del método de contable de capital aplicado bajo la NIIF 11. En esa medida, la participación proporcional de ingresos y gastos se excluyó 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 el flujo de caja proveniente de las operaciones y 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 presenta el promedio ponderado básico y diluido de acciones en circulación de la Compañía:

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2018	2017
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, básico	176,572	174,378
Efecto de las opciones de compra de acciones	2,187	2,182
<b>Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, diluido</b>	<b>178,759</b>	<b>176,560</b>

La siguiente tabla 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	
	2018	2017
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 19,868	\$ 17,539
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	1,713	(1,629)
Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuestos de renta corrientes	1,956	5,037
<b>Fondos ajustados provenientes de las operaciones</b>	<b>\$ 23,537</b>	<b>\$ 20,947</b>

En adición a lo anterior, la administración usa medidas de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, 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 gastos de producción y de transporte, calculada por volúmenes de ventas en barriles de petróleo equivalentes ("boe") con el uso de una conversión. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos.

El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por las NIF 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 2018, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de sus campos Nelson, Palmer, Trombón y Níspero en el bloque Esperanza, los campos Clarinete y Oboe en el bloque VIM-5 y el campo Toronja en el bloque VIM-21, situados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. La producción de la Compañía también incluye petróleo crudo de sus campos Leono, Labrador y Tigro en el bloque LLA-23 en la Cuenca de los Llanos en Colombia, y, en menor medida, petróleo a tarifa del CPI de Ecuador y petróleo crudo de las propiedades Rancho Hermoso, VMM-2, Santa Isabel y Capella en Colombia.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2018, la Compañía perforó y probó el pozo de evaluación Pandereta-3 en su bloque VIM-5, y alcanzó una profundidad total de 9.534 pies de profundidad medida ("ft md") en 13 días. Está situado aproximadamente a un kilómetro ("km") al noreste de la ubicación del fondo del pozo de evaluación Pandereta-1. La parte superior del depósito Ciénaga de Oro ("CDO") se fue perforada entre 8.370 y 8.447 ft md y fluyó a una tasa estable final de 43 MMscfpd. Con base en este resultado, se calculó una tasa de flujo abierto absoluto de 168 MMscfpd para la parte superior del depósito CDO. Las partes inferior y media del depósito CDO fueron perforadas entre 8.942 y 8.965 y entre 8.860 y 8.905 ft md y fluyeron a una tasa estable final de 15 MMscfpd y 21 MMscfpd respectivamente. La Compañía actualmente está planeando conectar el descubrimiento de Pandereta con su instalación de procesamiento de gas operada en Jobo, en el tercer trimestre de 2018. En marzo 12 de 2018, la Compañía perforó el Chirimía-1 también en su bloque VIM-5 y alcanzó una profundidad total de 9.310 ft md en 13 días. El pozo de evaluación Chirimía-1 es adyacente al pozo de exploración Clarinete-1, y fue perforado para probar un compartimento de falla al norte dentro del campo de gas Clarinete. La ubicación del fondo del pozo es a 1,8 km de Clarinete-1. El

pozo encontró 90 ft md de zona productiva neta de gas con porosidad promedio de 24% dentro del objetivo principal más profundo del depósito de arenisca de CDO. Al pozo se le instaló tubería de revestimiento y tres intervalos separados han sido perforados antes de conectar el pozo con la instalación de procesamiento de gas de Jobo a través de la línea de flujo existente que conecta todos los pozos productivos de Clarinete con la instalación de procesamiento de gas de Jobo.

El pozo de evaluación Gaiteros-1 está situado aproximadamente a dos km al norte del descubrimiento de gas de Pandereta. El pozo Gaiteros-1 estaba buscando areniscas de CDO en una gran estructura cerrada de falla de tres vías. La perforación del pozo inició en enero 15 de 2018, y alcanzó una profundidad total de 9.357 ft md en enero 29 de 2018, y encontró 397 ft de verdadera profundidad vertical de depósito de arenisca porosa dentro del objetivo principal de CDO, con porosidad promedio de 20%, pero sin una zona de producción comercial de gas. El pozo ha sido taponado y abandonado.

En agosto de 2017, la Compañía celebró un acuerdo con un grupo de inversionistas privados para la construcción, operación y propiedad de la línea de flujo de gas de 82 km de Sabanas (la “Línea de Flujo Sabanas”) de su planta de gas de Jobo al punto de conexión con el gasoducto de Promigás en Bremen, Colombia. La Línea de Flujo Sabanas fue terminada en diciembre de 2017 y, a la terminación de la segunda estación de compresión de gas en febrero de 2018, la Línea de Flujo Sabanas alcanzó su capacidad total de transporte de 40 MMscfpd. La Compañía tiene una participación en la explotación del 25,6% en la Línea de Flujo Sabanas.

La Compañía, a través de un consorcio, participó en un contrato de producción incremental para los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, por el cual la Compañía tenía derecho a un precio a tarifa de \$38,54/bbl por cada barril de petróleo incremental producido sobre una curva base de producción predeterminada. En febrero 15 de 2018, la Compañía vendió su participación en la inversión del CPI de Ecuador obteniendo recursos por \$36,4 millones. Los volúmenes de producción incremental se reportan como producción en este MD&A hasta la fecha de enajenación. Como se ha indicado más ampliamente en aparte previo, según lo requerido por la NIIF 11, el CPI de Ecuador se contabilizaba 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 2018, la producción de petróleo crudo de sus propiedades LLA-23, Rancho Hermoso, VMM-2, Santa Isabel y Capella se reunió en un solo grupo (“Petróleo de Colombia”) para efectos de análisis en este MD&A. A la fecha de este MD&A, todos los pozos en el campo Moloacán en México han sido cerrados y la Compañía actualmente está en el proceso de retirarse del campo. La Compañía ha clasificado algunos bloques de petróleo como mantenidos para la venta a marzo 31 de 2018, debido a su intención de vender los activos, lo cual se espera que culmine en 2018.

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 marzo 31 de		
	2018	2017	Cambio
<b>Producción (boepd)</b>			
Esperanza (gas)	12,080	9,884	22%
VIM-5 (gas)	5,897	3,603	64%
VIM-21 (gas)	490	—	n/a
Petróleo de Colombia	1,924	2,002	(4%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	564	1,503	(62%)
Producción total	20,955	16,992	23%
Movimientos de inventario y otros	(160)	(66)	142%
<b>Total ventas</b>	<b>20,795</b>	<b>16,926</b>	<b>23%</b>
<b>Ventas (boepd)</b>			
Esperanza (gas)	11,984	9,813	22%
VIM-5 (gas)	5,861	3,596	63%
VIM-21 (gas)	490	—	n/a
Petróleo de Colombia	1,896	2,014	(6%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	564	1,503	(62%)
<b>Total ventas</b>	<b>20,795</b>	<b>16,926</b>	<b>23%</b>
<b>Ventas contractuales realizadas (boepd)</b>			
Esperanza (gas)	11,984	9,813	22%
VIM-5 (gas)	5,861	3,596	63%
VIM-21 (gas)	490	—	n/a
Volúmenes en firme	320	1,117	(71%)
Total gas natural	18,655	14,526	28%
Total petróleo de Colombia	1,896	2,014	(6%)
Petróleo a tarifa de Ecuador	564	1,503	(62%)
<b>Total ventas contractuales realizadas</b>	<b>21,115</b>	<b>18,043</b>	<b>17%</b>

El aumento en los volúmenes de producción de gas natural en los tres meses terminados en marzo 31 de 2018, en comparación con el mismo período en 2017, se debe principalmente a un aumento en la producción de gas en Esperanza, VIM-5 y VIM-21, como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la construcción y operación del gasoducto Sabanas parcialmente de propiedad de la Compañía. La propiedad por parte de Canacol de su infraestructura continúa permitiéndole a la Compañía controlar los niveles de producción en sus campos desde la cabeza de pozo hasta el punto de entrega y hace posible que la Compañía responda rápidamente a condiciones cambiantes para con ello maximizar la rentabilidad.

La disminución general en los volúmenes de producción de petróleo crudo durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2018, en comparación con el mismo período en 2017, se debe principalmente a la venta por parte de la Compañía de su participación en la inversión del CPI de Ecuador en febrero 15 de 2018.

## Ingresos de petróleo y gas natural

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2018	2017	Cambio
Esperanza	\$ 32,462	\$ 26,500	22%
VIM-5	14,582	9,041	61%
VIM-21	1,281	—	n/a
Petróleo de Colombia	9,836	8,062	22%
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	58,161	43,603	33%
Regalías	(6,774)	(4,999)	36%
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías	51,387	38,604	33%
Ingreso de gas natural en firme	369	2,979	(88%)
Ingresos totales de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado	51,756	41,583	24%
Tarifa de Ecuador y otros ingresos <sup>(1)</sup>	1,956	5,392	(64%)
<b>Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías<sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 53,712</b>	<b>\$ 46,975</b>	<b>14%</b>

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

La Compañía tiene tres tipos de ventas de gas natural:

- 1) *Ventas de gas natural* - Representan la producción de gas natural menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que se consume a nivel de campo.
- 2) *Ingreso 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 2018, la Compañía ha realizado \$0,4 millones de ingreso por pago en firme (según lo descrito en el punto (2) precedente), lo cual es equivalente a 320 boepd de ventas de gas, sin entrega real del gas natural.

A marzo 31 de 2018, 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 2018, las nominaciones no entregadas resultaron en un saldo de ingreso diferido de \$7,8 millones (\$7,4 millones relacionados con gas y \$0,4 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		
	2018	2017	Cambio
Brent (\$/bbl)	\$ 66.72	\$ 53.88	24%
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 62.74	\$ 52.73	19%
Gas natural (\$/boe)	\$ 29.29	\$ 29.45	(1%)
Petróleo crudo (\$/boe)	\$ 57.64	\$ 44.48	30%
Ecuador a tarifa (\$/boe) <sup>(1)</sup>	\$ 38.54	\$ 38.54	—
Esperanza (\$/boe)	\$ 30.10	\$ 30.01	—
VIM-5 (\$/boe)	27.64	27.94	(1%)
VIM-21 (\$/boe)	29.05	—	n/a
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	57.64	44.48	30%
Ecuador (\$/bbl)	38.54	38.54	—
<b>Precio promedio realizado de venta (\$/boe)<sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 32.12</b>	<b>\$ 32.04</b>	<b>—</b>

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

El aumento en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo en los tres meses terminados en marzo 31 de 2018, en comparación con el mismo período en 2017, se debe principalmente a mayores precios de referencia del petróleo crudo.

## Regalías

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2018	2017
Esperanza	\$ 2,883	\$ 2,330
VIM-5	2,820	1,854
VIM-21	96	—
Petróleo de Colombia	975	815
<b>Total regalías</b>	<b>\$ 6,774</b>	<b>\$ 4,999</b>

En Colombia, las regalías de petróleo crudo ligero y gas natural son generalmente a una tasa de 8% y 6,4%, respectivamente, hasta que la producción neta del campo llega a los 5.000 boepd; momento en el cual las tasas de regalía aumentan en una escala móvil hasta el 20%, hasta una producción 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 Labrador y Rancho Hermoso se toman en especie. Las regalías de petróleo crudo en general se calculan sobre ingreso neto de gastos de transporte. No hay regalías sobre 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		
	2018	2017	Cambio
Gastos de producción	\$ 6,763	\$ 5,707	19%
Gastos de transporte	4,127	683	504%
<b>Total gastos de producción y transporte</b>	<b>10,890</b>	<b>6,390</b>	<b>70%</b>
<b>\$/boe</b>	<b>\$ 5.82</b>	<b>\$ 4.20</b>	<b>39%</b>

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2018	2017	Cambio
Esperanza	\$ 2,507	\$ 1,443	74%
VIM-5	1,128	811	39%
VIM-21	167	—	n/a
Petróleo de Colombia	2,961	3,453	(14%)
<b>Total gastos de producción</b>	<b>\$ 6,763</b>	<b>\$ 5,707</b>	<b>19%</b>
<b>\$/boe</b>			
Esperanza	\$ 2.32	\$ 1.63	42%
VIM-5	\$ 2.14	\$ 2.51	(15%)
VIM-21	\$ 3.79	\$ —	n/a
Total gas natural	\$ 2.30	\$ 1.87	23%
Petróleo de Colombia	\$ 17.35	\$ 19.05	(9%)
<b>Total</b>	<b>\$ 3.61</b>	<b>\$ 3.75</b>	<b>(4%)</b>

Los gastos totales de producción de gas natural por boe aumentaron en un 23% a \$2,30/boe (\$0,40/Mcf) para los tres meses terminados en marzo 31 de 2018, en comparación con 1,87/boe (\$0,33/Mcf) para el mismo período en 2017. El aumento es principalmente atribuible gastos asociados con gastos operativos fijos adicionales en los nuevos campos, como Níspero, Trombón y Toronja.

Los gastos de producción por barril para las propiedades de petróleo en Colombia han disminuido en un 9% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2018, en comparación con el mismo período en 2017, principalmente debido a costos fijos en general más bajos.

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		
	2018	2017	Cambio
Esperanza	\$ 2,790	\$ —	n/a
VIM-5	956	—	n/a
VIM-21	147	—	n/a
Petróleo de Colombia	234	683	(66%)
<b>Total gastos de transporte</b>	<b>\$ 4,127</b>	<b>\$ 683</b>	<b>504%</b>
<b>\$/boe</b>			
Esperanza	\$ 2.59	\$ —	n/a
VIM-5	\$ 1.81	\$ —	n/a
VIM-21	\$ 3.33	\$ —	n/a
Total gas natural	\$ 2.36	\$ —	n/a
Petróleo de Colombia	\$ 1.37	\$ 3.77	(64%)
<b>Total</b>	<b>\$ 2.21</b>	<b>\$ 0.45</b>	<b>391%</b>

La Compañía incurrió en costos de transporte de gas natural durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2018 debido a lo siguiente: a) algunos contratos de venta de gas tienen un precio de venta integrado por el cual la Compañía es responsable de entregar el gas natural a los compradores en Cartagena, y b) el aumento de la producción de gas natural entregada a través de la Línea de Flujo Sabanas, la cual está sujeta a una tarifa neta de la participación en la explotación de la Compañía del 25,6%.

Los gastos de transporte en las propiedades de petróleo en Colombia disminuyeron en un 66% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2018, en comparación con el mismo período en 2017, debido a mayores ventas en cabeza de pozo, en que los compradores asumen los costos de transporte, reduciendo con ello los gastos de transporte y a la vez también disminuyendo, como resultado, los precios de venta promedio realizados.

### Ganancias operacionales netas

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2018	2017	Cambio
<b>Corporativos</b>			
Ingresos de petróleo y gas natural	\$ 32.12	\$ 32.04	—
Regalías	(3.62)	(3.28)	10%
Gasto de producción	(3.61)	(3.75)	(4%)
Gasto de transporte	(2.21)	(0.45)	391%
<b>Ganancia operacional neta <sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 22.68</b>	<b>\$ 24.56</b>	<b>(8%)</b>

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

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

#### Gas natural

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2018	2017	Cambio
<b>Esperanza</b>			
Ingresos de gas natural	\$ 30.10	\$ 30.01	—
Regalías	(2.67)	(2.64)	1%
Gasto de producción	(2.32)	(1.63)	42%
Gasto de transporte	(2.59)	—	n/a
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 22.52</b>	<b>\$ 25.74</b>	<b>(13%)</b>
<b>VIM-5</b>			
Ingresos de gas natural	\$ 27.64	\$ 27.94	(1%)
Regalías	(5.35)	(5.73)	(7%)
Gasto de producción	(2.14)	(2.51)	(15%)
Gasto de transporte	(1.81)	—	n/a
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 18.34</b>	<b>\$ 19.70</b>	<b>(7%)</b>
<b>VIM-21</b>			
Ingresos de gas natural	\$ 29.05	\$ —	n/a
Regalías	(2.18)	—	n/a
Gasto de producción	(3.79)	—	n/a
Gasto de transporte	(3.33)	—	n/a
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 19.75</b>	<b>\$ —</b>	<b>n/a</b>
<b>Total gas natural</b>			
Ingresos de gas natural	\$ 29.29	\$ 29.45	(1%)
Regalías	(3.51)	(3.47)	1%
Gasto de producción	(2.30)	(1.87)	23%
Gasto de transporte	(2.36)	—	n/a
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 21.12</b>	<b>\$ 24.11</b>	<b>(12%)</b>

#### Petróleo crudo

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2018	2017	Cambio
<b>Petróleo de Colombia</b>			
Ingresos de petróleo crudo	\$ 57.64	\$ 44.48	30%
Regalías	(5.71)	(4.50)	27%
Gasto de producción	(17.35)	(19.05)	(9%)
Gasto de transporte	(1.37)	(3.77)	(64%)
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 33.21</b>	<b>\$ 17.16</b>	<b>94%</b>
<b>Ecuador</b>			
Ingresos por tarifa <sup>(1)</sup>	\$ 38.54	\$ 38.54	—
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 38.54</b>	<b>\$ 38.54</b>	<b>—</b>

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

## Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2018	2017	Cambio
Costos brutos	\$ 7,550	\$ 7,453	1%
Menos: montos capitalizados	(1,437)	(933)	54%
<b>Gastos generales y administrativos</b>	<b>\$ 6,113</b>	<b>\$ 6,520</b>	<b>(6%)</b>
\$/boe	\$ 3.27	\$ 4.28	(24%)

Los gastos generales y administrativos brutos (“G&A”) aumentaron levemente en un 1% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2018, en comparación con el mismo período en 2017, principalmente debido a mayores costos de soporte para el aumento del 23% en la producción de la Compañía, en comparación con el mismo período en 2017.

## Ingreso y gasto financiero neto

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2018	2017	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,657	\$ 5,515	39%
Costos de financiación distintos a efectivo	1,393	5,262	(74%)
<b>Gasto financiero neto</b>	<b>\$ 9,050</b>	<b>\$ 10,777</b>	<b>(16%)</b>

El gasto de financiación neto pagado ha aumentado en un 39% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2018, en comparación con el mismo período en 2017, debido a una mayor tasa LIBOR y el gasto de interés por las obligaciones de arrendamiento financiero relacionadas con las dos estaciones de compresión de gas conectadas con la Línea de Flujo Sabanas.

Los costos financieros distintos a efectivo han disminuido en un 74% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2018, en comparación con el mismo período en 2017, debido a los costos de transacción no amortizados de \$4.4 millones registrados en su totalidad como gasto debido a la liquidación de la línea de crédito y los títulos preferenciales en el período previo.

## Contrato de cobertura

A marzo 31 de 2018, la Compañía tenía un contrato de cobertura bajo los siguientes términos:

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

La (ganancia) pérdida en contrato de cobertura reconocida en ingreso (pérdida) neto(a) y ganancia (pérdida) total se resume a continuación:

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2018	2017	Cambio
Contrato de cobertura – no realizado	\$ (212)	\$ —	n/a

Después de marzo 31 de 2018, con la culminación de la oferta privada de los Títulos y el pago de la deuda existente, el instrumento financiero de cobertura sobre tasa LIBOR ha sido liquidado.

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2018	2017	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 2,220	\$ 3,310	(33%)
Gasto por unidades de acciones restringidas	2,253	3,846	(41%)
<b>Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas</b>	<b>\$ 4,473</b>	<b>\$ 7,156</b>	<b>(37%)</b>

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 de fijación de precios de opciones de Black-Scholes.

### Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2018	2017	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 10,131	\$ 9,797	3%
\$/boe	\$ 5.41	\$ 6.43	(16%)

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó en un 3% en los tres meses terminados en marzo 31 de 2018, en comparación con el mismo período en 2017, principalmente como resultado de una mayor base agotable, compensada con la exclusión del gasto de agotamiento en relación con activos de petróleo que están clasificados como mantenidos para la venta a marzo 31 de 2018.

### Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2018	2017
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 7,194	\$ 9,355
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	(9,089)	(5,578)
<b>Gasto de impuesto de renta (recuperación)</b>	<b>\$ (1,895)</b>	<b>\$ 3,777</b>

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia del 37% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2018. La tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia disminuirá al 33% en enero 1 de 2019.

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2018	2017	Cambio
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 19,868	\$ 17,539	13%
Por acción – básico	\$ 0.11	\$ 0.10	10%
Por acción – diluido	\$ 0.11	\$ 0.10	10%
Fondos ajustados provenientes de operaciones <sup>(1)</sup>	\$ 23,537	\$ 20,947	12%
Por acción – básicos	\$ 0.13	\$ 0.12	8%
Por acción – diluidos	\$ 0.13	\$ 0.12	8%
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	\$ 8,278	\$ (7,942)	n/a
Por acción – básico	\$ 0.05	\$ (0.05)	n/a
Por acción – diluido	\$ 0.05	\$ (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”.

## Gastos de capital

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2018	2017
Perforación y completamientos	\$ 13,108	\$ 10,885
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	3,364	878
Costos de la Línea de Flujo Sabanas	2,210	—
Tierra, sísmica, comunidades y otros	7,395	10,428
Costos distintos a efectivo y ajustes <sup>(2)</sup>	14,117	1,809
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>40,194</b>	<b>24,000</b>
Ecuador	2,377	818
<b>Gastos de capital netos ajustados <sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 42,571</b>	<b>\$ 24,818</b>
Gastos de capital netos contabilizados como:		
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 15,131	\$ 15,104
Gastos en propiedades, planta y equipo	25,063	8,896
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 40,194</b>	<b>\$ 24,000</b>

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

(2) Otros costos distintos a efectivo incurridos en 2018 incluyen costos capitalizados relacionados con obligaciones de desmantelamiento y una obligación de arrendamiento financiero relacionada con la segunda estación de compresión conectada con la Línea de Flujo Sabanas.

Los gastos de capital en los tres meses terminados en marzo 31 de 2018 se relacionan principalmente con:

- Costos de perforación en VIM-5 (Pandereta-3, Chirimía-1 y Gaitero-1).
- Costos previos a la perforación en VIM-21 (Breva-1).
- Costos previos a la perforación en Esperanza (Borojó-1).
- Costos de instalaciones en Esperanza y VIM-5.
- Costos de comunidad principalmente relacionados con VIM-5.
- Segunda estación de compresión arrendada (\$13,9 millones).
- Costos de la Línea de Flujo Sabanas; y

- Otros costos capitalizados (G&A capitalizados de \$1,4 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, los arrendamientos financieros y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluida la porción corriente de la deuda con bancos. 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, más las obligaciones de arrendamiento financiero, menos capital de trabajo, según lo definido anteriormente. Con el fin de facilitar el manejo de su deuda neta, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores que varían, incluidos los precios corrientes y proyectados del petróleo crudo, los cambios en la estructura de capital, la ejecución del plan de negocio de la Compañía y las condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y las actualizaciones son preparadas y revisadas según se requiera.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2018, la Compañía vendió sus acciones restantes en Interoil obteniendo recursos por \$1,9 millones, lo cual resultó en una ganancia en efectivo realizada general de \$3,8 millones sobre la inversión original de la Compañía de \$3,2 millones. La Compañía también recibió \$22,1 millones del total de \$28,1 millones de recursos en efectivo y el depósito a término pendiente por \$8,3 millones previamente registrado como efectivo restringido por la venta de su participación de capital en el CPI de Ecuador. El remanente de \$6 millones de recursos restantes en efectivo ha sido clasificado como cuenta por cobrar a largo plazo pues se recibirá en junio de 2019.

Después de marzo 31 de 2018, la Compañía culminó una oferta privada de títulos preferenciales no garantizados por un monto total de capital de \$320 millones (los "Títulos"), y ha usado el producto neto para pagar totalmente los montos pendientes pedidos en préstamo bajo su línea de crédito existente por el monto de \$305 millones más los intereses causados.

Al reemplazar la línea de crédito actual de \$305 millones, la Compañía se beneficia con: (i) reemplazo del préstamo a término actual, el cual causa una tasa de interés fluctuante de Libor +5,5% a tres meses (que actualmente es de un total aproximado del 8%, pues la tasa Libor a tres meses ha estado aumentando sustancialmente durante los últimos 14 meses), por un cupón fijo de 7,25%, el cual brinda tanto una reducción como la certidumbre de los gastos de deuda en un ambiente extremadamente volátil de tasas de interés; (ii) diferimiento de la amortización trimestral de \$23,5 millones de la línea de crédito existente a partir de marzo de 2019, para un vencimiento único en mayo de 2025; (iii) un contrato administrativamente menos gravoso para los títulos, que no requerirá garantía o certificación trimestral de compromisos de mantenimiento (solamente según se incurra en ellos); (iv) ausencia de la necesidad de mantener efectivo en una cuenta de reserva para servicio de deuda, según se exige bajo la línea de crédito actual (se prevé que estos montos sumen en total aproximadamente \$25 millones más adelante en 2018 bajo la línea de crédito actual); y (v) logro de algunas otras flexibilidades operacionales y financieras, incluida la posibilidad para la Compañía de pagar un dividendo.

	<b>Marzo 31 de 2018</b>
Deuda con bancos– capital	\$ 305,000
Obligaciones de arrendamientos financieros	48,065
Superávit de capital de trabajo	(94,472)
<b>Deuda neta</b>	<b>\$ 258,593</b>

El Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 incluyó 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 el EBITDAX para efectos del compromiso (“EBITDAX según el Compromiso”). La Deuda Total Consolidada incluye el monto de capital de todo endeudamiento, lo cual actualmente incluye la deuda con bancos, la obligación de arrendamiento financiero y la financiación de gastos de capital. 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 según el Compromiso se calcula para los últimos 12 meses y se define como ingreso (pérdida) 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 según el Compromiso además se ajusta por la porción de ingresos para la Compañía del CPI de Ecuador, en la medida en que se recauden en efectivo, pues la inversión se contabiliza usando el método de participación en los estados financieros de la Compañía e impacta los fondos consolidados provenientes de las operaciones.

La Razón de Cobertura de Interés Consolidado se calcula en forma trimestral como EBITDAX según el Compromiso dividido por el gasto de interés consolidado (“Gasto de Interés Consolidado”). El EBITDAX según el Compromiso 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 la deuda con bancos 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:

<b>Deuda total consolidada</b>	<b>Marzo 31 de 2018</b>	
Deuda con bancos – capital	\$	305,000
Obligaciones de arrendamiento financiero		48,065
Financiación de gasto de capital		9,500
Saldo de cuenta de reserva de servicio de deuda		(15,320)
<b>Deuda total consolidada</b>	<b>\$</b>	<b>347,245</b>

<b>EBITDAX consolidado</b>	<b>2017</b>		<b>2018</b>		<b>Período total</b>
	<b>Trimestre 2</b>	<b>Trimestre 3</b>	<b>Trimestre 4</b>	<b>Trimestre 1</b>	
Ingreso (pérdida) neto consolidado	11,770	(1,514)	(150,343)	8,278	(131,809)
(+) gasto de intereses	6,221	6,743	4,948	7,945	25,857
(+/-) impuestos de renta (recuperación)	11,279	(1,659)	19,050	(1,895)	26,775
(+) impuestos a la riqueza	24	(16)	—	—	8
(+) agotamiento y depreciación	5,539	10,380	10,060	10,131	36,110
(+) gastos previos a la licencia y de exploración	23	1,069	26,017	595	27,704
(-) (pérdida) ganancia de capital	(493)	(268)	(1,475)	—	(2,236)
(+/-) otros gastos distintos a efectivo (ingresos) y rubros no recurrentes	(11,016)	12,869	117,407	8,557	127,817
(+) contribución del CPI de Ecuador	5,724	5,308	4,193	1,956	17,181
<b>EBITDAX consolidado</b>	<b>29,071</b>	<b>32,912</b>	<b>29,857</b>	<b>35,567</b>	<b>127,407</b>
(+/-) ajuste por cobrar del CPI de Ecuador	13,751	(5,308)	1,057	(1,956)	7,544
<b>EBITDAX según el Compromiso</b>	<b>42,822</b>	<b>27,604</b>	<b>30,914</b>	<b>33,611</b>	<b>134,951</b>

<b>Razón de Apalancamiento Consolidado</b>	<b>Marzo 31 de 2018</b>	
Deuda Total Consolidada	\$	347,245
EBITDAX según el Compromiso		134,952
<b>Razón de Apalancamiento Consolidado</b>		<b>2.57</b>

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

<b>Razón de Cobertura de Interés Consolidado</b>	<b>Marzo 31 de 2018</b>	
Gasto de Interés Consolidado	\$	25,857
EBITDAX según el Compromiso	\$	134,952
<b>Razón de Cobertura de Interés Consolidado</b>		<b>5.22</b>

La Compañía estaba en cumplimiento de estos compromisos a marzo 31 de 2018. En el futuro, la Compañía ya no tendrá que hacer seguimiento a estos compromisos debido a la emisión de los Títulos para reemplazar su línea de crédito actual con posterioridad a marzo 31 de 2018.

## Cartas de crédito

A marzo 31 de 2018, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$89 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de los cuales \$21,1 millones se relacionan con activos mantenidos para la venta.

A mayo 11 de 2018, la Compañía tenía en circulación 177 millones de acciones ordinarias, 16,4 millones de opciones de compra de acciones y 0,7 millones de unidades de acciones restringidas.

## OBLIGACIONES CONTRACTUALES

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a marzo 31 de 2018:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda con bancos - capital	\$ 23,462	\$ 187,692	\$ 93,846	\$ 305,000
Obligaciones de arrendamientos financieros - no descontadas <sup>(1)</sup>	10,517	21,288	26,043	57,848
Cuentas por pagar, comerciales y otras	50,608	—	—	50,608
Petróleo crudo pagadero en especie	777	—	—	777
Impuestos por pagar	13,051	—	—	13,051
Ingreso diferido	7,764	—	—	7,764
Otras obligaciones a largo plazo	—	2,069	—	2,069
Unidades de acciones restringidas	2,149	32	—	2,181
Contratos de exploración y producción	21,511	49,805	22,016	93,332
Contrato de operación de instalación de Jobo	2,879	5,757	1,919	10,555
Contratos de operación de estaciones de compresión	2,470	5,090	18,744	26,304
Arrendamientos de oficinas	1,388	1,502	365	3,255

(1) Las obligaciones de arrendamientos financieros comprenden la instalación de procesamiento de gas natural de Jobo (28,6 millones) y las estaciones de compresión de Sabanas (29,2 millones).

### 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 2018 por \$93,3 millones y ha emitido \$39,6 millones en garantías financieras relacionadas con ellos. En el evento de que la Compañía venda algunos activos de E&E y D&P de petróleo, \$25,6 millones del total de \$93,3 millones de compromisos de exploración y \$21,1 millones de los \$39,6 millones de garantías financieras relacionadas con estos activos ya no serán mantenidos por la Compañía.

### 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 2018 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.

## PERSPECTIVA

Los objetivos de la administración para 2018 son: 1) vender un promedio de 114 a 129 MMscfpd de gas y 1.700 bopd (barriles de petróleo por día), 2) ejecutar las inversiones necesarias en perforación, instalaciones y líneas de flujo para asegurar que la capacidad productiva de la Compañía sea de más de 230 MMscfpd para diciembre 1 de 2018; 3) ejecutar un programa de perforación de cuatro pozos de exploración y evaluación para aumentar las reservas; y 4) desinvertir en relación con los activos de petróleo convencionales no esenciales de la Compañía en Colombia para enfocarnos en la exploración y comercialización de nuestras significativas reservas y nuestra base de recursos de gas en Colombia.

Los aspectos destacados del programa de gasto de capital orientado a asegurar que la Compañía logre una capacidad de 230 MMscfpd de producción de gas para diciembre de 2018 incluyen: 1) la perforación de cuatro pozos de exploración y evaluación y tres pozos de desarrollo; 2) la expansión de las instalaciones de recolección y procesamiento de gas de la Compañía en Jobo; y 3) varios acondicionamientos de sus pozos de gas existentes. La Compañía también espera adquirir nuevos datos de sísmica de 3D sobre su contrato VIM-5 para continuar aumentando su portafolio de perforación para exploración de gas. Aproximadamente el 97% del presupuesto originalmente anunciado de \$80 millones para 2018 está dedicado a gasto en los activos de gas de la Compañía, y el resto en sus activos de petróleo, y será totalmente financiado con efectivo existente y flujos de caja.

Después de marzo 31 de 2018, la Compañía culminó una oferta privada de títulos preferenciales no garantizados por un total de capital de \$320 millones y ha usado el producto neto para pagar en su totalidad los montos pendientes pedidos en préstamo bajo su línea de crédito existente por un monto de \$305 millones más los intereses causados.

Al reemplazar la línea de crédito de \$305 millones, la Compañía se beneficia con: (i) reemplazo del préstamo a término actual, el cual causa una tasa de interés fluctuante de Libor +5,5% a tres meses (que actualmente es de un total aproximado del 8%, pues la tasa Libor a tres meses ha estado aumentando sustancialmente durante los últimos 14 meses), por un cupón fijo de 7,25%, el cual brinda tanto una reducción como la certidumbre de los gastos de deuda en un ambiente extremadamente volátil de tasas de interés; (ii) diferimiento de la amortización trimestral de \$23,5 millones de la línea de crédito existente a partir de marzo de 2019, para un vencimiento único en mayo de 2025; (iii) un contrato administrativamente menos gravoso para los títulos, que no requerirá garantía o certificación trimestral de compromisos de mantenimiento (solamente según se incurra en ellos); (iv) ausencia de la necesidad de mantener efectivo en una cuenta de reserva para servicio de deuda, según se exige bajo la línea de crédito actual (se prevé que estos montos sumen en total aproximadamente \$25 millones más adelante en 2018 bajo la línea de crédito actual); y (v) logro de algunas otras flexibilidades operacionales y financieras, incluida la posibilidad para la Compañía de pagar un dividendo.

Con respecto al programa de perforación, la Compañía perforó y completó exitosamente los pozos de evaluación Pandereta-3 y Chirimía-1 como productores de gas, y el pozo de exploración Gaiteros-1 resultó ser un pozo seco. El resto del programa de perforación incluye tres pozos de exploración y un pozo de desarrollo. El primero de los tres pozos de exploración restantes, Breva-1, inició perforación a finales de abril de 2018 y actualmente se le está instalando la tubería de revestimiento y está siendo completado como un descubrimiento de gas de Porquero. Los pozos de exploración restantes incluyen el pozo Borjón-1, el cual iniciará perforación a principios de junio de 2018, seguido inmediatamente por el pozo Cañahuatate-Este. El

pozo de desarrollo final en el programa de perforación de 2018 es Cañahuate-Oeste, el cual será perforado después del pozo Cañahuate-Este.

Según lo previamente anunciado, se espera que las ventas contractuales realizadas proyectadas de petróleo y gas, que incluyen un tiempo de suspensión contractual para gas en 2018, promedien entre 21.700 y 24.300 boepd, lo cual incluye 114 y 129 MMscfpd de gas, respectivamente, y aproximadamente 1.700 bopd de producción anualizada de petróleo. Con una venta exitosa de los activos de petróleo en Colombia, esta proyección de la producción anualizada de petróleo sería revisada de acuerdo con ello. El rango base para la producción de gas asume que la expansión de Promigás S.A., la cual añadirá 100 MMscfpd de capacidad de transporte entre las instalaciones de procesamiento de gas de la Compañía situadas en Jobo y los mercados de Cartagena y Barranquilla, está demorada y no se materializará en diciembre 1 de 2018. El rango superior para la producción de gas asume que la expansión de Promigás S.A. está completa en diciembre 1 de 2018, según lo actualmente planeado, y que la Compañía vende gas natural adicional en el mercado interrumpible a lo largo de 2018.

Con base en el portafolio actual de contratos de gas de la Compañía para 2018, el precio de venta promedio, neto de costos de transporte cuando fueren aplicables, es de aproximadamente \$4,75/Mcf.

La Compañía ha adjudicado un contrato para la construcción e instalación de un nuevo módulo de procesamiento de gas en su instalación de gas de Jobo, para procesar 100 MMscfpd de gas adicionales, lo cual aumentará la capacidad de tratamiento de gas de la instalación de Jobo a 300 MMscfpd en diciembre de 2018. La Compañía comprará y operará el nuevo módulo de procesamiento de gas con fondos provenientes de efectivo existente y flujos de caja, incluyendo la liberación de fondos de la cuenta de reserva para servicio de deuda de la línea de crédito anterior, que ya no se requiere bajo los nuevos títulos preferenciales no garantizados.

## RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2018	2017				2016			
	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	
<b>Financieros</b>									
Ingresos totales de petróleo y gas natural, netos de regalías	51,756	42,092	37,950	37,283	41,583	41,967	44,392	38,926	
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías <sup>(1)</sup>	53,712	46,285	43,258	43,007	46,975	47,943	50,851	45,390	
Flujo de caja aportado por actividades operativas	19,868	25,001	11,783	11,130	17,539	30,289	22,275	13,764	
Por acción – básico (\$)	0.11	0.14	0.07	0.06	0.10	0.17	0.13	0.09	
Por acción – diluido (\$)	0.11	0.14	0.07	0.06	0.10	0.17	0.13	0.08	
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	23,537	20,857	18,871	24,236	20,947	41,979	30,719	26,870	
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	0.13	0.12	0.11	0.14	0.12	0.24	0.18	0.17	
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	0.13	0.12	0.11	0.14	0.12	0.24	0.18	0.16	
Ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total	8,278	(150,343)	(1,514)	11,770	(7,942)	20,331	(8,399)	11,245	
Por acción – básico (\$)	0.05	(0.85)	(0.01)	0.07	(0.05)	0.12	(0.05)	0.07	
Por acción – diluido (\$)	0.05	(0.85)	(0.01)	0.07	(0.05)	0.12	(0.05)	0.07	
Gastos de capital, netos	40,194	41,652	24,978	30,572	24,000	58,638	28,698	5,046	
Gastos de capital ajustados, netos <sup>(1)</sup>	42,571	44,373	25,568	30,648	24,818	59,691	29,208	5,376	
<b>Operaciones (boepd)</b>									
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías									
Petróleo <sup>(2)</sup>	2,488	3,008	3,263	3,487	3,505	3,616	3,892	4,018	
Gas natural	18,467	14,569	13,324	13,675	13,487	14,112	14,740	12,405	
Total <sup>(2)</sup>	20,955	17,577	16,587	17,162	16,992	17,728	18,632	16,423	
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías									
Petróleo <sup>(2)</sup>	2,460	3,003	3,268	3,500	3,517	3,657	3,801	4,045	
Gas natural	18,335	14,379	13,239	13,563	13,409	13,986	14,621	12,331	
Total <sup>(2)</sup>	20,795	17,382	16,507	17,063	16,926	17,643	18,422	16,376	
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías									
Gas natural	18,655	14,950	13,338	13,695	14,526	14,653	15,107	12,972	
Petróleo de Colombia	1,896	1,820	1,895	1,933	2,014	2,026	2,090	2,294	
Petróleo a tarifa de Ecuador <sup>(2)</sup>	564	1,183	1,373	1,567	1,503	1,631	1,711	1,751	
Total <sup>(2)</sup>	21,115	17,953	16,606	17,195	18,043	18,310	18,908	17,017	

(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 marzo 31 de 2018 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2017.

## 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 ha implementado nuevas políticas contables durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2018. En los estados financieros se presentan discusiones detalladas de las nuevas políticas contables.

## POLÍTICAS NORMATIVAS

### Controles y procedimientos de revelación

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

### Controles internos de informes financieros

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

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2018, 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, solamente 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.