

# **CANACOL ENERGY LTD.**

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN  
TRES MESES TERMINADOS EN MARZO 31 DE 2019**



## ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

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

Financieros	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2019	2018	Cambio
Ingresos totales de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	49,404	47,629	4%
Fondos provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	29,907	21,581	39%
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	0.17	0.12	42%
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	0.17	0.12	42%
Ingreso neto e ingreso total	6,274	8,278	(24%)
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	0.03	0.05	(40%)
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	0.03	0.05	(40%)
EBITDAX <sup>(1)</sup>	39,822	33,611	18%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico (\$) <sup>(1)</sup>	177,547	176,572	1%
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido (\$) <sup>(1)</sup>	179,637	178,759	—
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	34,725	40,194	(14%)
	<b>Marzo 31 de 2019</b>	<b>Diciembre 31 de 2018</b>	<b>Cambio</b>
Efectivo y equivalentes a efectivo	38,998	51,632	(24%)
Efectivo restringido	4,308	4,196	3%
Superávit de capital de trabajo	51,173	60,782	(16%)
Deuda total	394,318	388,222	2%
Activos totales	720,095	705,003	2%
Acciones ordinarias, final del período (000)	177,403	177,462	—
	<b>Marzo 31 de 2019</b>	<b>Diciembre 31 de 2018</b>	<b>Cambio</b>
	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>Cambio</b>
<b>Operativos</b>			
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías <sup>(1)</sup>			
Gas natural (Mcfpd)	123,291	105,262	17%
Petróleo de Colombia (bopd) <sup>(2)</sup>	433	1,924	(77%)
Total (boepd) <sup>(3)</sup>	22,063	20,391	8%
<b>Ventas contractuales realizadas, antes de regalías <sup>(1)</sup></b>			
<b>Gas natural (Mcfpd)</b>	<b>122,025</b>	<b>106,334</b>	<b>15%</b>
<b>Petróleo de Colombia (bopd) <sup>(2)</sup></b>	<b>440</b>	<b>1,896</b>	<b>(77%)</b>
<b>Total (boepd) <sup>(3)</sup></b>	<b>21,848</b>	<b>20,551</b>	<b>6%</b>
Ganancia operacional neta <sup>(1)</sup>			
Gas natural (\$/Mcf)	4.03	3.71	9%
Petróleo de Colombia (bopd) <sup>(2)</sup>	23.64	33.21	(29%)
Corporativo (\$/boe) <sup>(3)</sup>	23.00	22.25	3%

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

(2) Disminuyó en los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, debido a la venta de los activos de petróleo de la Compañía en 2018.

(3) La Compañía ha excluido los resultados relacionados con el CPI de Ecuador en el período previo para fines comparativos.

## 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 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 7 de 2019 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 2019 y 2018 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2018, 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 Formulario 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 gas natural y petróleo 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. 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 gas natural y el petróleo; 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 gas natural y petróleo, 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** – Dos de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño son los fondos provenientes de sus operaciones y el EBITDAX, que son medidas no definidas en las NIIF. Los fondos provenientes de las operaciones representan el flujo de caja aportado por actividades operativas antes de la liquidación de obligaciones de desmantelamiento y los cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo. El EBITDAX es calculado en forma continua para los últimos 12 meses y se define como ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total ajustado para intereses, impuestos de renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. La Compañía considera que estas son medidas claves para demostrar su capacidad de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital, para el pago de dividendos y para el pago de su deuda. Estas medidas no deben ser consideradas como una alternativa a, ni como más significativas que, el efectivo aportado por actividades operativas o el ingreso (pérdida) neto y el ingreso (pérdida) total según lo determinado conforme a las NIIF como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de estas medidas puede no ser comparable con la reportada por otras compañías.

La Compañía también presenta los fondos 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 de la Compañía aportado por actividades operativas con los fondos provenientes de las operaciones:

	Tres meses terminados en marzo 31	
	2019	2018
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 25,255	\$ 19,868
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	1,911	1,713
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	2,741	—
<b>Fondos provenientes de las operaciones</b>	<b>\$ 29,907</b>	<b>\$ 21,581</b>

La siguiente tabla concilia el ingreso (pérdida) neto y el ingreso (pérdida) total de la Compañía con el EBITDAX:

	2018			2019	
	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Período Total
Ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total	\$ (25,979)	\$ 12,138	\$ (16,272)	\$ 6,274	\$ (23,838)
(+) Gasto de interés	7,428	8,225	8,249	7,737	31,639
(+/-) Impuestos de renta (recuperación)	11,627	(2,738)	22,189	4,765	35,843
(+) Agotamiento y depreciación	11,677	10,636	11,802	12,689	46,804
(+) Gastos de exploración	10,490	1,844	745	171	13,250
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo e ítems no recurrentes	18,374	5,901	6,727	8,186	39,188
<b>EBITDAX</b>	<b>\$ 33,617</b>	<b>\$ 36,006</b>	<b>\$ 33,440</b>	<b>\$ 39,822</b>	<b>\$ 142,886</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, excluyendo ítems distintos a efectivo y la porción corriente de obligaciones de largo plazo, 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 el ingreso neto de gasto de transporte, menos regalías, menos gastos operativos, calculada por unidades de volúmenes de ventas. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad en relación con los precios corrientes de productos básicos.

El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

En este MD&A se utiliza la expresión “boe”. El boe puede ser engañoso, especialmente si se usa aisladamente. La razón de conversión de boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este MD&A hemos expresado el boe usando el estándar de conversión colombiano de 5,7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

### Aspectos financieros y operacionales destacados para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019

- Las ventas contractuales realizadas de gas natural aumentaron un 15% a 122 MMscfpd para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con 106,3 MMscfpd para el mismo período en 2018. Los volúmenes de producción promedio de gas natural aumentaron un 17% a 123,3 MMscfpd para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con 105,3 MMscfpd para el mismo período en 2018. Los aumentos se deben principalmente al incremento en las ventas de gas natural como resultado de la terminación del gasoducto Sabanas.
- El ingreso total de gas natural, neto de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019 aumentó un 23% a \$47,4 millones, en comparación con \$38,6 millones para el mismo período en 2018, lo cual es principalmente atribuible al incremento en la producción de gas natural.
- Los fondos provenientes de las operaciones aumentaron un 39% a \$29,9 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con \$21,6 millones para el mismo período en 2018.

- Los fondos provenientes de las operaciones por acción aumentaron un 42% a \$0,17 por acción para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con \$0,12 por acción para el mismo período en 2018.
- La Compañía realizó un EBITDAX de \$39,8 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con \$33,6 millones para el mismo período en 2018.
- La Compañía registró un ingreso neto de \$6,3 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con un ingreso neto de \$8,3 millones para el mismo período en 2018.
- La ganancia operación neta de gas natural de la Compañía aumentó un 9% a \$4,03 por Mcf en los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con \$3,71 por Mcf para el mismo período en 2018. El aumento es principalmente atribuible a: i) un aumento del 5% en los precios realizados de venta de gas natural, netos de gasto de transporte, a \$4,97 por Mcf, en comparación con \$4,73 por Mcf para el mismo período en 2018, y ii) una reducción del 25% en gastos operacionales a \$0,30 por Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con \$0,40 por Mcf para el mismo período en 2018.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019 fueron de \$34,7 millones. Los gastos de capital netos incluyeron una adición no en efectivo relacionada con obligaciones de desmantelamiento de \$1,2 millones y una adición no en efectivo de \$5,9 millones en relación con el derecho de uso de activos arrendados reconocido durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019.
- A marzo 31 de 2019, la Compañía tenía \$39 millones en efectivo y \$4,3 millones en efectivo restringido.

## Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de sus campos Nelson, Palmer, Trombón, Níspero y Cañahuate en el bloque Esperanza, los campos Clarinete, Chirimía, Pandereta 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 su propiedad Rancho Hermoso en Colombia (“Petróleo de Colombia”).

La Compañía perforó el pozo de desarrollo Nelson-13, el séptimo pozo en su campo de gas natural Nelson en su bloque Esperanza, el cual fue descubierto en 2011. El pozo encontró 104 pies de verdadera profundidad vertical (“ft TVD”) de zona productiva neta de gas dentro del depósito productivo poco profundo de arenisca de Porquero y 162 ft TVD de zona productiva neta de gas dentro del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro (“CDO”). Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, CDO fue perforado en seis intervalos en un intervalo de 8.765 y 8.984 pies de profundidad medida (“ft md”) dentro de CDO y fluyó a una tasa de 33 MMscfpd directamente a la instalación de procesamiento de Jobo, a la cual está ahora conectado, en producción permanente.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, la Compañía perforó el pozo de evaluación Palmer-2, el segundo pozo perforado por la Compañía en su campo Palmer, descubierto en 2015. El pozo alcanzó una profundidad total de 8.309 ft md en 20 días. El pozo encontró 81 ft TVD de zona productiva neta de gas con una porosidad promedio del 23% dentro de CDO. El pozo ha sido entubado y completado y será conectado con el múltiple de Palmer-1 y llevado a producción permanente. Al dejar la ubicación de perforación de Palmer-2, la torre Pioneer 302 será movilizada para perforar el pozo de desarrollo Nelson-7. La perforación y el completamiento del pozo de desarrollo Nelson-7 tomarán aproximadamente cinco semanas, tras lo cual la torre será movilizada para perforar el pozo de exploración Acordeón-1, perforación que se espera que inicie a principios de mayo de 2019.

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

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

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2019	2018	Cambio
<b>Gas Natural (Mcfpd)</b>			
Producción de gas natural	123,291	105,262	17%
Consumo de campo	(1,830)	(752)	143%
Ventas de gas natural	121,461	104,510	16%
Volúmenes en firme	564	1,824	(69%)
<b>Ventas Contractuales Realizadas de Gas Natural</b>	<b>122,025</b>	<b>106,334</b>	<b>15%</b>
<b>Petróleo de Colombia (bopd)</b>			
Producción de petróleo crudo	433	1,924	(77%)
Movimientos de inventario y otros	7	(28)	n/a
<b>Ventas de Petróleo de Colombia</b>	<b>440</b>	<b>1,896</b>	<b>(77%)</b>
<b>Corporativo</b>			
Producción de gas natural (boepd)	21,630	18,467	17%
Producción de petróleo de Colombia (bopd)	433	1,924	(77%)
Producción total (boepd)	22,063	20,391	8%
Consumo de campo e inventario (boepd)	(314)	(160)	96%
Total Ventas Corporativas (boepd)	21,749	20,231	8%
Total volúmenes en firme (boepd)	99	320	(69%)
<b>Total ventas contractuales realizadas (boepd)</b>	<b>21,848</b>	<b>20,551</b>	<b>6%</b>

El aumento en los volúmenes de producción de gas natural durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con el mismo período en 2018, es principalmente el resultado de la operación del gasoducto Sabanas, parcialmente de propiedad de la Compañía, a plena capacidad en febrero de 2018. La propiedad por parte de Canacol de su infraestructura continúa permitiéndole a la Compañía controlar los niveles de producción en sus campos desde boca de pozo hasta el punto de entrega de ventas y hace posible que la Compañía responda rápidamente a condiciones cambiantes para con ello maximizar la rentabilidad.

La disminución en los volúmenes de producción de petróleo de Colombia durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con el mismo período en 2018, se debe principalmente a la venta por parte de la Compañía de su participación en la mayoría de sus activos de petróleo durante el año terminado en diciembre 31 de 2018.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019 promediaron aproximadamente 122 MMscfpd. Las ventas contractuales realizadas se definen como gas producido y vendido más ingresos de gas recibidos de contratos nominados en firme.

## Ingresos de gas natural y petróleo crudo

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2019	2018	Cambio
<b>Gas Natural</b>			
Ingresos de gas natural	55,718	48,325	15%
Gastos de transporte	(1,401)	(3,893)	(64%)
Ingresos, netos de gasto de transporte	54,317	44,432	22%
Regalías	(6,951)	(5,799)	20%
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>47,366</b>	<b>38,633</b>	<b>23%</b>
<b>Petróleo de Colombia</b>			
Ingresos de petróleo crudo	2,028	9,836	(79%)
Gastos de transporte	(121)	(234)	(48%)
Ingresos, netos de gasto de transporte	1,907	9,602	(80%)
Regalías	(158)	(975)	(84%)
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>1,749</b>	<b>8,627</b>	<b>(80%)</b>
<b>Corporativo</b>			
Ingresos de gas natural	55,718	48,325	15%
Ingresos de petróleo crudo	2,028	9,836	(79%)
Ingresos totales	57,746	58,161	(1%)
Regalías	(7,109)	(6,774)	5%
Ingresos de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	50,637	51,387	(1%)
Ingreso de gas natural en firme (2)	289	369	(22%)
Ingresos totales de gas natural y petróleo crudo, después de regalías, según lo reportado	50,926	51,756	(2%)
Gastos de transporte	(1,522)	(4,127)	(63%)
<b>Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>49,404</b>	<b>47,629</b>	<b>4%</b>

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, 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.

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, la Compañía ha realizado \$0,3 millones de ingreso por pago en firme (según lo descrito en el punto (2) precedente), lo cual es equivalente a 0,6 MMscfpd de ventas de gas natural, sin entrega real del gas natural.

A marzo 31 de 2019, 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 2019, las nominaciones no entregadas resultaron en un saldo de ingreso diferido de \$5 millones (\$4,8 millones relacionados con gas y \$0,2 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.

### Precios promedio de referencia y realizados de venta

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2019	2018	Cambio
Guajira (\$/Mcf)	\$ 4.30	\$ 4.24	1%
Brent (\$/bbl)	\$ 63.19	\$ 66.72	(5%)
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 55.36	\$ 62.74	(12%)
Gas natural, neto de transporte (\$/Mcf)	\$ 4.97	\$ 4.73	5%
Petróleo de Colombia, neto de transporte (\$/bbl)	\$ 48.16	\$ 56.27	(14%)
<b>Promedio corporativo, neto de transporte (\$/boe)</b>	<b>\$ 28.72</b>	<b>\$ 29.68</b>	<b>(3%)</b>

El aumento en los precios promedio realizados de venta de gas natural, netos de costos de transporte, durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con el mismo período en 2018, se debe principalmente a mayores precios en ventas al contado.

La disminución en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con el mismo período en 2018, se debe principalmente a menores precios de referencia del petróleo crudo.

### Gastos operativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2019	2018	Cambio
Gas natural	\$ 3,281	\$ 3,802	(14%)
Petróleo de Colombia	813	2,961	(73%)
<b>Total gastos operativos</b>	<b>\$ 4,094</b>	<b>\$ 6,763</b>	<b>(39%)</b>
Gas natural (\$/Mcf)	\$ 0.30	\$ 0.40	(25%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 20.53	\$ 17.35	18%
<b>Corporativo (\$/boe)</b>	<b>\$ 2.09</b>	<b>\$ 3.71</b>	<b>(44%)</b>

Los gastos operativos totales de gas natural por Mcf disminuyeron en un 25% a \$0,30/Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con \$0,40/Mcf para el mismo período en 2018. La disminución es principalmente atribuible a la compra y operación de Jobo 2 y otras eficiencias operativas. La Compañía también capitalizó algunos costos operativos como resultado de un cambio en la política contable durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019.

Los gastos operativos de gas natural de la Compañía son fijos en más del 90% y, en esa medida, la Compañía espera que sus gastos operativos de gas natural por Mcf disminuyan más, al comenzar las operaciones del nuevo gasoducto de Promigás a mediados de 2019.

Los gastos operativos totales del petróleo de Colombia por bbl aumentaron durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, principalmente debido a

costos fijos sobre menores volúmenes de producción como resultado de la venta por parte de la Compañía de su participación en la mayoría de sus activos de petróleo a finales de 2018.

### Ganancias operacionales netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2019	2018	Cambio
<b>Gas Natural</b>			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 4.97	\$ 4.73	5%
Regalías	(0.64)	(0.62)	3%
Gastos operativos	(0.30)	(0.40)	(25%)
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 4.03</b>	<b>\$ 3.71</b>	<b>9%</b>

\$/bhl	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2019	2018	Cambio
<b>Petróleo de Colombia</b>			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 48.16	\$ 56.27	(14%)
Regalías	(3.99)	(5.71)	(30%)
Gastos operativos	(20.53)	(17.35)	18%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 23.64</b>	<b>\$ 33.21</b>	<b>(29%)</b>

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2019	2018	Cambio
<b>Corporativo</b>			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 28.72	\$ 29.68	(3%)
Regalías	(3.63)	(3.72)	(2%)
Gastos operativos	(2.09)	(3.71)	(44%)
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 23.00</b>	<b>\$ 22.25</b>	<b>3%</b>

### Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2019	2018	Cambio
Costos brutos	\$ 7,388	\$ 7,550	(2%)
Menos: montos capitalizados	(1,565)	(1,437)	9%
<b>Gastos generales y administrativos</b>	<b>\$ 5,823</b>	<b>\$ 6,113</b>	<b>(5%)</b>
<b>\$/boe</b>	<b>\$ 2.97</b>	<b>\$ 3.36</b>	<b>(12%)</b>

Los gastos generales y administrativos (“G&A”) por boe disminuyeron en un 12% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con el mismo período en 2018. La disminución se debe principalmente al aumento del 17% en la producción de gas natural así como los costos capitalizados como resultado de un cambio en la política contable durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019. Se espera que los G&A por boe continúen disminuyendo en la medida en que la base de producción de la Compañía crezca en lo que resta de 2019 y en 2020.

## Gasto financiero neto

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2019	2018	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,388	\$ 7,657	(4%)
Costos de financiación distintos a efectivo	838	1,393	(40%)
<b>Gasto financiero neto</b>	<b>\$ 8,226</b>	<b>\$ 9,050</b>	<b>(9%)</b>

El gasto de financiación neto pagado disminuyó durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con el mismo período en 2018, principalmente como resultado de: a) tasas de interés más bajas en la deuda de largo plazo de la Compañía, y b) compra de la instalación de procesamiento de gas natural Jobo 2 de la Compañía, previamente mantenida bajo un acuerdo de arrendamiento financiero. La disminución se compensa con el incremento en el interés durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019 debido al aumento del monto de capital de la deuda de largo plazo de \$305 millones a \$350 millones.

## Remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2019	2018	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 1,548	\$ 2,220	(30%)
Gasto por unidades de acciones restringidas	3,257	2,253	45%
<b>Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas</b>	<b>\$ 4,805</b>	<b>\$ 4,473</b>	<b>7%</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		
	2019	2018	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 12,689	\$ 10,131	25%
\$/boe	\$ 6.48	\$ 5.56	17%

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó en un 25% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2019, en comparación con el mismo período en 2018, principalmente como resultado de una mayor producción de gas natural y la depreciación de activos arrendados con derecho de uso reconocidos en el período como resultado de un cambio en la política contable.

## Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2019	2018
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 7,258	\$ 7,194
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	(2,493)	(9,089)
<b>Gasto de impuesto de renta (recuperación)</b>	<b>\$ 4,765</b>	<b>\$ (1,895)</b>

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia del 33% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2019. La tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia disminuirá al 32% en enero 1 de 2020, al 31% en enero 1 de 2021, y luego al 30% en enero 1 de 2022. La Compañía consistentemente implementa medidas de planeación tributaria para reducir su tasa de impuesto efectiva general.

## Gastos de capital

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2019	2018
Perforación y completamientos	\$ 6,792	\$ 13,108
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	15,802	3,364
Costos de ducto intermedio	—	2,210
Tierra, sísmica, comunidades y otros	3,486	5,958
Activos arrendados con derecho de uso	5,877	11,300
G&A capitalizados	1,565	1,437
Costos distintos a efectivo y ajustes <sup>(1)</sup>	1,203	2,817
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>34,725</b>	<b>40,194</b>
Gastos de capital netos contabilizados como:		
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 2,490	\$ 15,131
Gastos en propiedades, planta y equipo	32,235	25,063
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 34,725</b>	<b>\$ 40,194</b>

(1) Los costos distintos a efectivo y los ajustes incluyen cambios en estimados relacionados con obligaciones de desmantelamiento.

Los gastos de capital en los tres meses terminados en marzo 31 de 2019 están relacionados principalmente con:

- Expansión de la planta de gas natural Jobo 3.
- Completamiento y conexión del pozo Nelson-13.
- Perforación del pozo Palmer-2.
- Preperforación de Nelson-7.
- Costos de instalaciones en Esperanza y VIM-5; y
- Activos arrendados con derecho de uso (distintos a efectivo).

La expansión de la planta de gas natural Jobo 3 facilitará hasta 330 MMcfpd de producción, lo cual permitirá una capacidad adicional por encima de la producción esperada de la Compañía de 230 MMcfpd cuando culmine la expansión del gasoducto de Promigás.

## 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 de largo plazo, el pasivo de liquidación, las obligaciones de arrendamiento y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes menos la porción corriente de las obligaciones de largo plazo. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, de tiempo en tiempo la Compañía puede emitir o recomprar acciones ordinarias u otros

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

La Compañía monitorea el 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 sus obligaciones de largo plazo pendientes menos capital de trabajo, según se define arriba. 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 de productos básicos, 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.

La deuda con bancos de la Compañía incluye varios compromisos no financieros relacionados con endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros compromisos de negocio operativos estándares. La deuda con bancos también está sujeta a varios compromisos financieros, incluyendo una razón máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes a efectivo, a EBITDAX (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de 3,50:1,00 y una razón mínima de EBITDAX a gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo (“Razón de Cobertura de Interés Consolidado”) de 2,50:1,00. A marzo 31 de 2019, la Compañía estaba en cumplimiento de los compromisos.

	Marzo 31 de 2019	Diciembre 31 de 2018
Títulos Preferenciales – Capital (7,25%)	\$ 320,000	\$ 320,000
Deuda con bancos – Capital (6,875%)	30,000	30,000
Pasivo de liquidación (8,74%)	16,711	16,749
Obligación de arrendamiento (6,875% en 2019; 5,2% en 2018)	27,607	21,473
Deuda total	394,318	388,222
Menos: superávit de capital de trabajo	(51,173)	(60,782)
<b>Deuda neta</b>	<b>\$ 343,145</b>	<b>\$ 327,440</b>

La Razón de Apalancamiento Consolidado se calcula como se indica a continuación:

Razón de Apalancamiento Consolidado	Marzo 31 de 2019
Deuda total	\$ 394,318
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo	(38,998)
Deuda neta para los fines del compromiso	355,320
EBITDAX	142,886
<b>Razón de Apalancamiento Consolidado</b>	<b>2.49</b>

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

Razón de Cobertura de Interés Consolidado	Marzo 31 de 2019
EBITDAX	\$ 142,886
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	31,639
<b>Razón de Cobertura de Interés Consolidado</b>	<b>4.52</b>

#### Cartas de crédito

A marzo 31 de 2019, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$88,8 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de los cuales \$21,9 millones de garantías financieras se relacionan con algunos

activos de petróleo previamente vendidos. Las cartas de crédito relacionadas con tales activos de petróleo serán canceladas a la culminación del período de transición.

A mayo 7 de 2019, la Compañía tenía en circulación 177,5 millones de acciones ordinarias, 16,2 millones de opciones de compra de acciones y 1,2 millones de unidades de acciones restringidas.

## Obligaciones contractuales

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a marzo 31 de 2019:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	\$ —	\$ 21,818	\$ 328,182	\$ 350,000
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	6,511	8,364	18,718	33,593
Cuentas por pagar, comerciales y otras	49,895	—	—	49,895
Ingreso diferido	5,013	—	—	5,013
Pasivo de liquidación	3,600	7,200	5,911	16,711
Otras obligaciones de largo plazo	—	3,193	—	3,193
Unidades de acciones restringidas	3,987	14	—	4,001
Contratos de exploración y producción	25,084	38,946	5,989	70,019
Contratos operativos de estaciones de compresión	2,520	5,192	16,121	23,833
Otros pagos de arrendamiento	9,432	—	—	9,432

## 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 2019 por \$70 millones y ha emitido \$40 millones en garantías financieras relacionadas con ellos. Debido a la venta previa de algunos activos de petróleo, \$21,9 millones del total de \$40 millones de garantías financieras relacionadas con estos activos se cancelarán a la culminación del período de transición.

## PERSPECTIVA

Contemplando lo que resta de 2019, estamos por iniciar la perforación de Acordeón-1, nuestro primer pozo de exploración de 2019. Acordeón-1 está situado aproximadamente tres kilómetros al sureste del campo Clarinete, y tiene el potencial para una significativa adición de reservas. La expansión de Promigás entre Jobo y Cartagena está dentro de lo previsto para entregar una nueva capacidad de transporte de 80 MMscfpd adicionales en junio de 2019, lo cual aumentará las ventas de gas a aproximadamente 215 MMscfpd para lo que resta de 2019. Finalmente, se está haciendo buen progreso hacia la firma de acuerdos de ventas y despacho de gas para un nuevo gasoducto que transportará 100 MMscfpd de nuevas ventas de gas a Medellín en 2022.

## RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2019	2018				2017		
	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2
<b>Financieros</b>								
Ingresos totales de gas natural y petróleo, netos de regalías y gasto de transporte	49,404	50,727	53,398	52,397	47,629	39,781	35,962	37,022
Fondos provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	29,907	28,679	26,482	28,826	21,581	16,573	13,876	18,644
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	0.17	0.16	0.15	0.16	0.12	0.09	0.08	0.11
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	0.17	0.16	0.15	0.16	0.12	0.09	0.08	0.11
Ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total	6,274	(16,272)	12,138	(25,979)	8,278	(150,343)	(1,514)	11,770
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	0.03	(0.09)	0.07	(0.15)	0.05	(0.85)	(0.01)	0.07
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	0.03	(0.09)	0.07	(0.15)	0.05	(0.85)	(0.01)	0.07
EBITDAX <sup>(1)</sup>	39,822	33,440	36,006	33,617	35,567	29,857	32,912	29,071
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	177,547	177,678	177,453	177,018	176,572	175,988	175,663	174,668
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	179,637	178,977	178,985	178,742	178,759	177,881	177,705	176,739
Gastos de capital, netos	34,725	37,701	18,585	31,111	40,194	41,652	24,978	30,572
<b>Operaciones (boepd)</b>								
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías <sup>(1)</sup>								
Gas natural (Mcfpd)	123,291	116,616	114,923	111,446	105,262	83,043	75,947	77,948
Petróleo de Colombia (bopd)	433	488	1,816	1,967	1,924	1,825	1,890	1,920
Total (boepd) <sup>(2)</sup>	22,063	20,947	21,978	21,519	20,391	16,394	15,214	15,595
<b>Ventas contractuales realizadas, antes de regalías <sup>(1)</sup></b>								
<b>Gas natural (Mcfpd)</b>	122,025	119,284	115,316	111,933	106,334	85,214	76,027	78,059
<b>Petróleo de Colombia (\$/bbl)</b>	440	592	1,945	1,903	1,896	1,820	1,895	1,933
<b>Total (boepd) <sup>(2)</sup></b>	21,848	21,519	22,176	21,540	20,551	16,770	15,233	15,628
Ganancias operacionales netas (\$/boe) <sup>(1)</sup>								
Gas natural (\$/Mcf)	4.03	3.92	3.80	3.79	3.71	3.56	3.84	3.96
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	23.64	27.89	26.27	35.30	33.21	23.44	20.28	15.58
Total (\$/boe) <sup>(2)</sup>	23.00	22.51	22.04	22.90	22.24	19.07	21.62	21.70

(1) Medida que no está en las NIIF. Ver la sección previa “Medidas que no están en las NIIF”.

(2) La Compañía ha excluido los resultados relacionados con el CPI de Ecuador en los períodos previos para fines comparativos.

## **RIESGOS E INCERTIDUMBRES**

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en marzo 31 de 2019 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2018.

## **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 2019. En los estados financieros se presentan discusiones detalladas de las nuevas políticas contables y su impacto.

## **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 significativa es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con su revelación pública, y que la información que debe ser revelada por el emisor bajo la legislación de valores es registrada, procesada, resumida y reportada dentro de los períodos de tiempo especificados en la legislación de valores. El Director Ejecutivo (“CEO”) y el Director Financiero (“CFO”), junto con otros miembros de la gerencia, han diseñado, o han hecho que se diseñen bajo la supervisión del CEO y el CFO, C&PR y procesos establecidos para asegurarse de recibir suficiente conocimiento 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 2019, 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.