

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
AÑO TERMINADO EN DICIEMBRE 31 DE 2018**



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 diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Ingresos totales por gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gastos de transporte	50,727	39,781	28%	204,151	153,665	33%
Fondos provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	28,679	16,573	73%	104,914	64,896	62%
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.16	0.09	78%	0.59	0.37	59%
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.16	0.09	78%	0.59	0.37	59%
Pérdida neta y pérdida total	(16,272)	(150,343)	(89%)	(21,835)	(148,029)	(85%)
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	(0.09)	(0.85)	(89%)	(0.12)	(0.85)	(86%)
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	(0.09)	(0.85)	(89%)	(0.12)	(0.85)	(86%)
EBITDAX ⁽¹⁾	34,440	29,857	12%	138,630	126,084	10%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	177,678	175,988	1%	177,184	175,180	1%
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	178,977	177,881	1%	176,681	177,000	1%
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	37,701	41,652	(9%)	127,591	121,202	5%
				Dic. 31 de 2018	Dic. 31 de 2017	Cambio
Efectivo y equivalentes a efectivo				51,632	39,071	32%
Efectivo restringido				4,196	27,919	(85%)
Superávit de capital de trabajo				55,481	110,401	(50%)
Deuda total				388,222	340,858	14%
Activos totales				705,003	696,443	1%
Acciones ordinarias, final del período (000)				177,462	176,109	1%
Operativos	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías						
Gas natural (Mcfpd)	116,616	83,043	40%	112,102	78,461	43%
Petróleo de Colombia (bopd) ⁽³⁾	488	1,825	(73%)	1,546	1,909	(19%)
Petróleo a tarifa de Ecuador (bopd) ⁽²⁾	—	1,183	(100%)	139	1,406	(90%)
Total (boepd) ⁽²⁾	20,947	17,577	19%	21,352	17,080	25%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)						
Gas natural (Mcfpd)	119,284	85,215	40%	113,261	80,513	41%
Petróleo de Colombia (bopd) ⁽³⁾	592	1,820	(67%)	1,581	1,915	(17%)
Petróleo a tarifa de Ecuador (bopd) ⁽²⁾	—	1,183	(100%)	139	1,406	(90%)
Total (boepd) ⁽²⁾	21,519	17,953	20%	21,590	17,446	24%
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾						
Gas natural (\$/Mcf)	3.92	3.56	10%	3.80	3.89	(2%)
Petróleo de Colombia (bopd) ⁽³⁾	27.89	23.44	19%	31.18	19.05	64%
Petróleo a tarifa de Ecuador (\$/bbl) ⁽²⁾	—	38.54	(100%)	38.54	38.54	—
Corporativa (\$/boe) ⁽²⁾	22.51	19.21	17%	22.27	19.96	12%

(1) Medidas que no está en las NIIF. Ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración.

(2) Incluye producción y ventas de petróleo a tarifa en relación con el CPI de Ecuador. Ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración.

(3) Disminuyó durante el año terminado en diciembre 31 de 2018 debido a la venta de los activos de petróleo de la Compañía.

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 marzo 21 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 consolidados auditados de la Compañía para los años terminados en diciembre 31 de 2018 y 2017 (los “estados financieros”), y deben ser leídos en conjunto con estos. Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales Información Financiera (“NIIF”), y todos los montos contenidos aquí son expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas son expresados en miles de dólares de Estados Unidos, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el Formato de Información Anual, en SEDAR en www.sedar.com.

Planteamientos de proyecciones a futuro – *Cierta información incluida en este documento contiene planteamientos de proyecciones a futuro. Todas las declaraciones distintas a hechos históricos contenidas aquí son planteamientos de proyecciones a futuro, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están por fuera del control de la Compañía, incluido el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de petróleo y gas natural de tales proyectos principales, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías calculadas con base en hidrocarburos continuarán siendo consistentes, o que las regalías continuarán siendo aplicadas sobre la base de una escala móvil en la medida en que la producción aumente en cualquier bloque. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía pueden diferir sustancialmente de aquellos expresados en estos planteamientos de proyecciones a futuro, o derivados de ellos y, por consiguiente, no puede asegurarse la ocurrencia de alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro; ni los beneficios que reporten a la Compañía, si alguno de ellos llega a ocurrir.*

Además de la información histórica, el MD&A contiene planteamientos de proyecciones a futuro que son generalmente identificables como cualquier planteamiento que exprese o que involucre discusiones en relación con expectativas, creencias, planes, objetivos, supuestos o eventos de desempeño futuro (con frecuencia, aunque no siempre, mediante el uso de palabras o frases tales como “probablemente tendrá como resultado”, “esperado”, “se anticipa”, “cree”, “estimado”, “pretende”, “planea”, “proyección” y “perspectiva”). Estos planteamientos no son hechos históricos. Pueden ser proyecciones a futuro y contener estimados, supuestos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados reales o las consecuencias difieran sustancialmente de los expresados en tales planteamientos. Los resultados reales logrados durante el período proyectado variarán con respecto a la información suministrada aquí, debido a numerosos riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos, y otros factores. Tales factores incluyen, sin que se limiten a ellos, las condiciones generales económicas, de mercado y del negocio; las fluctuaciones en los precios del petróleo y el gas; los resultados de las

actividades de perforación para exploración y producción y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados a las operaciones de petróleo y gas, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. Por consiguiente, no hay declaración de la Compañía en el sentido de que los resultados reales obtenidos en el período proyectado serán, en todo o en parte, los mismos que fueron previstos. Salvo en la medida exigida por la ley, la Compañía no asume obligación de actualizar públicamente ni de revisar los planteamientos con proyecciones a futuro hechos en este MD&A o en otra parte, sea como resultado de nueva información, eventos futuros o de otra forma. A todos los planteamientos posteriores con proyecciones a futuro, sean orales o escritos, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

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

Contrato de Producción Incremental de Ecuador (“CPI de Ecuador”) – El CPI de Ecuador se contabilizó usando el método contable de participación aplicado conforme a la NIIF 11. En esa medida, la participación proporcional de ingresos y gastos fue excluida como sería lo usual en los acuerdos de participación conjunta en petróleo y gas. En los MD&A previos, la administración presentaba medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluían el CPI de Ecuador, para complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF. En febrero 15 de 2018, la Compañía vendió su participación en la inversión del CPI de Ecuador, y sus ingresos y gastos de enero 1 de 2018 a febrero 15 de 2018 se han vuelto insignificantes para el negocio total de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2018. En esa medida, la Compañía ha dejado de suministrar medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados en este MD&A.

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 las 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, e incluye 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 estas medidas son medidas claves para demostrar su capacidad de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante inversión de capital, para pagar dividendos y para pagar 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 modo que los montos por acción se calculan usando el promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo del ingreso (pérdida) neto y el ingreso (pérdida) total por acción.

La siguiente tabla concilia el efectivo de la Compañía aportado por actividades operativas con los fondos provenientes de las operaciones:

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2018	2017	2018	2017
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 18,753	\$ 25,001	\$ 94,011	\$ 65,346
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	8,268	(8,428)	8,653	(450)
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	1,658	—	2,250	—
Fondos provenientes de las operaciones	\$ 28,679	\$ 16,573	\$ 104,914	\$ 64,896

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

	2018				Período Total
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	
Ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total	8,278	(25,979)	12,138	(16,272)	(21,835)
(+) Gasto de interés	7,945	7,428	8,225	8,249	31,847
(+/-) Impuestos de renta (recuperación)	(1,895)	11,627	(2,738)	22,189	29,183
(+) Agotamiento y depreciación	10,131	11,677	10,636	11,802	44,246
(+) Gastos de exploración	595	10,490	1,844	745	13,674
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo e ítems no recurrentes	8,557	18,374	5,901	6,727	39,559
(+) Contribución del CPI de Ecuador	1,956	—	—	—	1,956
EBITDAX	35,567	33,617	36,006	33,440	138,630

En adición a lo anterior, la administración usa mediciones de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluyendo ítems distintos a efectivo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como 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 destacados de reservas para el año 2018

- Según lo anunciado en febrero 27 de 2019, las reservas probadas totales de gas natural convencional de la Compañía (“1P”) aumentaron en un 16% desde diciembre 31 de 2017, llegando a un total de 380 miles de millones de pies cúbicos (“Bcf”) a diciembre 31 de 2018 (razón de reemplazo de reservas 1P de 226%). Las reservas probadas más probables de gas natural convencional de la Compañía (“2P”) aumentaron en un 11% desde diciembre 31 de 2017, llegando a un total de 559 Bcf a diciembre 31 de 2018 (razón de reemplazo de reservas de 232%).

- El costo de hallazgo y desarrollo de 1P (“costo de F&D” [por sus siglas en inglés]) fue de \$0,55/Mcf y \$0,84/Mcf para los períodos de uno y tres años terminados en diciembre 31 de 2018, respectivamente.
- El costo de F&D de 2P fue de \$0,32/Mcf y \$0,57/Mcf para los períodos de uno y tres años terminados en diciembre 31 de 2018, respectivamente.
- La Compañía logró una razón de reciclaje de 7x y 4,8x 1P para los períodos de uno y tres años terminados en diciembre 31 de 2018, respectivamente. La razón de reciclaje de un año fue calculada con base en la ganancia operacional neta de gas natural para el año terminado en diciembre 31 de 2018 de \$3,80/Mcf, y la razón de reciclaje de tres años fue calculada con base en la ganancia operacional neta de gas natural para los tres años terminados en diciembre 31 de 2018 de \$4,03/Mcf.
- La Compañía logró una razón de reciclaje de 12x y 7,1x 2P para los períodos de uno y tres años terminados en diciembre 31 de 2018, respectivamente. La razón de reciclaje de un año fue calculada con base en la ganancia operacional neta de gas natural para el año terminado en diciembre 31 de 2018 de \$3,80/Mcf, y la razón de reciclaje de tres años fue calculada con base en la ganancia operacional neta de gas natural para los tres años terminados en diciembre 31 de 2018 de \$4,03/Mcf.

Aspectos financieros y operacionales destacados para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018

- Las ventas contractuales realizadas de gas natural aumentaron en un 40% a 119,3 MMscfpd para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con 85,2 MMscfpd para el mismo período en 2017. Los volúmenes de producción promedio de gas natural aumentaron en un 40% a 116,6 MMscfpd para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con 83 MMscfpd para el mismo período en 2017. Los aumentos se deben principalmente al aumento en las ventas de gas natural como resultado de la culminación del gasoducto de Sabanas.
- Los ingresos totales de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, aumentaron en un 28% a \$50,7 millones en comparación con \$39,8 millones para el mismo período en 2017, lo cual es principalmente atribuible al aumento de la producción de gas natural, compensado por una disminución de la producción de petróleo crudo debida a la venta de los activos de petróleo de la Compañía.
- Los fondos provenientes de las operaciones aumentaron en un 73% a \$28,7 millones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con \$16,6 millones para el mismo período en 2017.
- La Compañía realizó un EBITDAX de \$33,4 millones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con \$29,9 millones para el mismo período en 2017.
- La Compañía registró una pérdida neta de \$16,3 millones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con una pérdida neta de \$150,3 millones para el mismo período en 2017.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018 fueron de \$37,7 millones. Los gastos de capital netos incluyeron una reducción distinta a efectivo relacionada con obligaciones de desmantelamiento de \$0,9 millones y un aumento distinto a efectivo de \$3 millones en relación con la compra de la instalación de procesamiento de gas natural Jobo 2 para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018.
- Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, la Compañía distribuyó \$20 millones a sus accionistas mediante un reembolso de capital a través de la distribución de 22.598.870 acciones ordinarias de Arrow Exploration Corp. (“Acciones de Arrow”). Mediante el reembolso de capital, los accionistas registrados de Canacol recibieron 0,127 Acciones de Arrow por cada acción ordinaria poseída a la fecha de registro, octubre 3 de 2018.
- Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, la Compañía celebró un acuerdo de crédito por un monto de \$30 millones con Credit Suisse (la “Línea de Crédito de 2018”). Una parte de los recursos de la Línea de Crédito de 2018 por un total de \$24,2 millones fue usada para comprar la instalación de procesamiento de gas natural Jobo 2, previamente tenida bajo un acuerdo de arrendamiento financiero. Los recursos restantes contribuirán a la culminación de la expansión de la planta de gas natural Jobo 3.
- A diciembre 31 de 2018, la Compañía tenía \$51,6 millones en efectivo y \$4,2 millones en efectivo restringido.

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Trombón, Níspero y Cañahuate en el bloque Esperanza, los campos Clarinete, Chirimía 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”).

A diciembre 31 de 2018, la Compañía ha vendido la mayoría de sus activos de petróleo colombianos (con excepción de sus participaciones en el bloque Rancho Hermoso y su portafolio de petróleo no convencional) a Arrow Exploration Corp. (“Arrow”) por una contraprestación total de \$40 millones, ajustados conforme a ajustes de cierre habituales de \$0,8 millones, resultando en una contraprestación total ajustada de \$39,2 millones. La contraprestación ajustada comprendió \$14,2 millones en efectivo, \$20 millones en acciones ordinarias de Acciones de Arrow, y \$5 millones en un pagaré a una tasa de interés anual de 15% el cual vence seis meses después del cierre de la transacción.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, la Compañía perforó el pozo de evaluación Cañahuate-3 en su bloque Esperanza, perforación la cual tomó aproximadamente cuatro semanas. La Compañía perforará el pozo de desarrollo adyacente Cañahuate-2 en 2019. Los dos pozos están situados en compartimentos de falla separados a cada lado del descubrimiento de exploración Cañahuate-1 en el bloque Esperanza. Ambos pozos serán probados con una torre de acondicionamiento a la perforación del pozo de desarrollo Cañahuate-2 con el fin de minimizar los costos de movilización.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, la Compañía perforó Nelson-13, el séptimo pozo en su campo de gas natural Nelson en su bloque Esperanza, el cual fue descubierto en 2011. La perforación de Nelson-13 fue iniciada con el uso de la torre de perforación Pioneer 302 y alcanzó una profundidad total de 9.234 pies de profundidad medida en 21 días. El pozo encontró 104 pies de verdadera profundidad vertical (“ft TVD”) de zona neta productiva de gas dentro del depósito productivo poco profundo de arenisca de Porquero y 162 ft TVD de zona neta productiva de gas dentro del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro. Los resultantes 266 pies de zona neta productiva de gas representan la zona productiva de gas más gruesa encontrada en todos los pozos de la Compañía perforados en la cuenca del Valle del Bajo Magdalena a la fecha. El pozo ha sido revestido y completado antes de conectarlo con la instalación de procesamiento de gas de Jobo a través de la línea de flujo existente del campo Nelson.

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 gas natural y petróleo crudo

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

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Gas natural (Mcfpd)						
Producción de gas natural	116,616	83,043	40%	112,102	78,461	43%
Consumo de campos	(1,470)	(1,083)	36%	(1,129)	(667)	69%
Ventas de gas natural	115,146	81,960	40%	110,973	77,794	43%
Volúmenes de compra en firme	4,138	3,255	27%	2,288	2,719	(16%)
Ventas contractuales realizadas de gas natural	119,284	85,215	40%	113,261	80,513	41%
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	488	1,825	(73%)	1,546	1,909	(19%)
Movimientos de inventario y otros	104	(5)	n/a	35	6	483%
Ventas de petróleo de Colombia	592	1,820	(67%)	1,581	1,915	(17%)
Petróleo a tarifa de Ecuador (bopd)						
Producción de petróleo crudo ⁽¹⁾	—	1,183	(100%)	139	1,406	(90%)
Corporativo						
Producción de gas natural (boepd)	20,459	14,569	40%	19,667	13,765	43%
Producción de petróleo de Colombia (bopd)	488	1,825	(73%)	1,546	1,909	(19%)
Petróleo a tarifa de Ecuador (bopd) ⁽¹⁾	—	1,183	(100%)	139	1,406	(90%)
Producción total (boepd)	20,947	17,577	19%	21,352	17,080	25%
Consumo de campos e inventario (boepd)	(154)	(195)	(21%)	(163)	(111)	47%
Ventas corporativas totales (boepd)	20,793	17,382	20%	21,189	16,969	25%
Volúmenes de compra en firme (boepd)	726	571	27%	401	477	(16%)
Ventas contractuales realizadas totales (boepd) ⁽¹⁾	21,519	17,953	20%	21,590	17,446	24%

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

El aumento general en los volúmenes de producción de gas natural durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, es principalmente el resultado de las ventas adicionales relacionadas con la construcción y operación del gasoducto de 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 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 durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, 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.

La disminución en los volúmenes de producción de petróleo a tarifa de Ecuador durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con los mismos períodos 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.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2018 promediaron aproximadamente 119,3 MMscfpd y 113,3 MMscfpd, respectivamente. Las ventas contractuales realizadas se definen como el gas producido y vendido más los ingresos por gas recibidos por contratos nominados en firme.

Ingresos de gas natural y petróleo crudo

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Gas natural						
Ingresos de gas natural	56,063	37,133	51%	213,306	141,979	50%
Gastos de transporte	(3,621)	(2,075)	75%	(17,566)	(3,900)	350%
Ingresos, netos de gasto de transporte	52,442	35,058	50%	195,740	138,079	42%
Regalías	(6,273)	(4,176)	50%	(24,581)	(16,389)	50%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	46,169	30,882	50%	171,159	121,690	41%
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	2,840	8,642	(67%)	33,894	31,511	8%
Gastos de transporte	25	(236)	n/a	(696)	(1,343)	(48%)
Ingresos, netos de gasto de transporte	2,865	8,406	(66%)	33,198	30,168	10%
Regalías	(181)	(870)	(79%)	(3,200)	(3,155)	1%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	2,684	7,536	(64%)	29,998	27,013	11%
Corporativo						
Ingresos de gas natural	56,063	37,133	51%	213,306	141,979	50%
Ingresos de petróleo crudo	2,840	8,642	(67%)	33,894	31,511	8%
Total ingresos	58,903	45,775	29%	247,200	173,490	42%
Regalías	(6,454)	(5,046)	28%	(27,781)	(19,544)	42%
Ingresos de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	52,449	40,729	29%	219,419	153,946	43%
Ingreso de gas natural en firme (2)	1,874	1,363	37%	2,994	4,962	(40%)
Ingresos totales de petróleo y gas, después de regalías, según lo reportado	54,323	42,092	29%	222,413	158,908	40%
Gastos de transporte	(3,596)	(2,311)	56%	(18,262)	(5,243)	248%
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 50,727	\$ 39,781	28%	\$ 204,151	\$ 153,665	33%

La Compañía tiene tres tipos de ventas de gas natural:

- 1) *Ventas de gas natural* – Representan la producción de gas natural menos un monto de volumen de gas normalmente pequeño que es consumido a nivel del campo.
- 2) *Ingreso en firme* – Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural por parte de 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 un derecho legal de que se les haga entrega en una fecha posterior, por un período fijo de tiempo (“derechos de compensación”). Estas nominaciones son pagadas en el momento, junto con el ingreso por ventas de gas e ingreso en firme, y en esa medida se incluyen en ingreso diferido del período. La Compañía reconoce ingresos asociados con tales derechos de compensación (“liquidaciones”) al ocurrir lo primero entre: a) la entrega del volumen de compensación; b) la expiración del derecho de compensación; o c) la determinación de que es remota la probabilidad de utilización del derecho de compensación por el comprador.

Para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2018, la Compañía ha realizado \$1,9 millones y \$3 millones de ingreso en firme (según lo descrito en (2) arriba), respectivamente, lo cual es equivalente a 4,1 MMscfpd y 2,3 MMscfpd de ventas de gas natural, respectivamente, sin entrega efectiva del gas natural.

A diciembre 31 de 2018, la Compañía ha recibido recursos por petróleo crudo y gas natural por entregar en fecha posterior (según lo descrito en (3) arriba). A diciembre 31 de 2018, las nominaciones no entregadas resultaron en un saldo de ingreso diferido de \$5,4 millones (\$5,2 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 próximos doce meses.

Precio promedio de referencia y precios realizados de venta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Guajira (\$/Mcf)	\$ 4.26	\$ 4.62	(8%)	\$ 4.24	\$ 4.24	—
Brent (\$/bbl)	\$ 68.71	\$ 60.97	13%	\$ 71.31	\$ 54.28	31%
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 60.16	\$ 55.43	9%	\$ 64.79	\$ 50.78	28%
Gas natural, neto de transporte (\$/Mcf)	\$ 4.95	\$ 4.65	6%	\$ 4.83	\$ 4.87	(1%)
Petróleo de Colombia, neto de transporte (\$/bbl)	\$ 52.60	\$ 50.20	5%	\$ 57.53	\$ 43.16	33%
Tarifa de Ecuador (\$/boe) ⁽¹⁾	\$ —	\$ 38.54	(100%)	\$ 38.54	\$ 38.54	—
Promedio corporativo, neto de transporte (\$/boe)⁽¹⁾	\$ 28.91	\$ 27.17	6%	\$ 29.60	\$ 27.16	9%

(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 gas natural, netos de costos de transporte, durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con el mismo período en 2017, se debe a mayores ventas al contado. El precio promedio realizado de venta de gas, neto de costos de transporte, para el año terminado en diciembre 31 de 2018, es consistente con el mismo período en 2017.

El aumento en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, en comparación con el mismo período en 2017, se debe principalmente a mayores precios de referencia del petróleo crudo.

Gastos operacionales

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Gas natural	\$ 4,638	\$ 4,070	14%	\$ 16,895	\$ 11,337	49%
Petróleo de Colombia	1,165	3,610	(68%)	12,001	13,703	(12%)
Gastos operacionales totales	\$ 5,803	\$ 7,680	(24%)	\$ 28,896	\$ 25,040	15%
Gas natural (\$/Mcf)	\$ 0.44	\$ 0.54	(19%)	\$ 0.42	\$ 0.40	5%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 21.39	\$ 21.56	(1%)	\$ 20.80	\$ 19.60	6%
Corporativo (\$/boe)⁽¹⁾	\$ 3.03	\$ 4.80	(37%)	\$ 3.74	\$ 4.04	(7%)

(1) Incluye los volúmenes de petróleo a tarifa de Ecuador en el denominador. Ver la sección previa “Medidas que no están en las NIIF”.

Los gastos operacionales totales de gas natural por Mcf disminuyeron en un 19% a \$0,44/Mcf para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con \$0.54/Mcf para el mismo período en 2017. La disminución es principalmente atribuible a costos fijos sobre mayor producción.

Los gastos operacionales totales de gas natural por Mcf aumentaron en un 5% a \$0,42/Mcf para el año terminado en diciembre 31 de 2018, en comparación con \$0,40/Mcf para el mismo período en 2017. El aumento es principalmente atribuible a gastos asociados con gastos operacionales fijos adicionales en los nuevos campos, como Níspero, Trombón, Cañahuatate, Pandereta, Chirimía y Toronja. Más del 90% de los gastos operacionales de gas natural de la Compañía es fijo y, en esa medida, la Compañía espera que sus gastos operacionales de gas natural por Mcf disminuyan más, a aproximadamente \$0,30/Mcf, al comienzo de las operaciones del nuevo gasoducto de Promigás a mediados de 2019.

Los gastos operacionales totales de petróleo de Colombia por bbl disminuyeron durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, principalmente debido a la venta de las participaciones de la Compañía en la mayoría de sus activos de petróleo durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018.

Ganancias operacionales netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Gas Natural						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 4.95	\$ 4.65	6%	\$ 4.83	\$ 4.87	(1%)
Regalías	(0.59)	(0.55)	7%	(0.61)	(0.58)	5%
Gastos operacionales	(0.44)	(0.54)	(19%)	(0.42)	(0.40)	5%
Ganancia operacional neta	\$ 3.92	\$ 3.56	10%	\$ 3.80	\$ 3.89	(2%)

\$/bbl	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 52.60	\$ 50.20	5%	\$ 57.53	\$ 43.16	33%
Regalías	(3.32)	(5.20)	(36%)	(5.55)	(4.51)	23%
Gastos operacionales	(21.39)	(21.56)	(1%)	(20.80)	(19.60)	6%
Ganancia operacional neta	\$ 27.89	\$ 23.44	19%	\$ 31.18	\$ 19.05	64%

\$/bbl	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Ecuador						
Ingresos por tarifa ⁽¹⁾	\$ —	\$ 38.54	(100%)	\$ 38.54	\$ 38.54	—
Ganancia operacional neta ⁽¹⁾	\$ —	\$ 38.54	(100%)	\$ 38.54	\$ 38.54	—

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

\$/boe	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Corporativo						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 28.91	\$ 27.17	6%	\$ 29.60	\$ 27.16	9%
Regalías	(3.37)	(3.16)	7%	(3.59)	(3.16)	14%
Gastos operacionales	(3.03)	(4.80)	(37%)	(3.74)	(4.04)	(7%)
Ganancia operacional neta ⁽¹⁾	\$ 22.51	\$ 19.21	17%	\$ 22.27	\$ 19.96	12%

(1) Incluye los volúmenes de petróleo a tarifa de Ecuador en el denominador. Ver la sección previa “Medidas que no están en las NIIF”.

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Costos brutos	\$ 10,817	\$ 9,766	11%	\$ 34,422	\$ 29,904	15%
Menos: montos capitalizados	(2,132)	(796)	168%	(6,227)	(3,428)	82%
Gastos generales y administrativos	\$ 8,685	\$ 8,970	(3%)	\$ 28,195	\$ 26,476	6%
\$/boe ⁽¹⁾	\$ 4.54	\$ 5.61	(19%)	\$ 3.65	\$ 4.27	(15%)

(1) Incluye volúmenes de petróleo a tarifa de Ecuador en el denominador. Ver la sección previa “Medidas que no son de las NIIF”.

Los gastos generales y administrativos (“G&A”) por boe disminuyeron en un 19% y en un 15% en los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, respectivamente. La disminución se debe al aumento del 40% y el 43% en la producción de gas natural, respectivamente. Se espera que los G&A por boe continúen disminuyendo en tanto la base de producción de la Compañía crezca en 2019 y 2020.

Los G&A brutos aumentaron en un 11% y en un 15% durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, respectivamente, principalmente debido a mayores costos de soporte para el aumento del 40% y el 43% en la producción de gas natural de la Compañía en comparación con los mismos períodos en 2017, respectivamente. Además, un pago por una sola vez de indemnización por retiro contribuyó a los mayores costos para el año terminado en diciembre 31 de 2018.

Gasto de financiación neto

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,912	\$ 4,152	91%	\$ 30,982	\$ 21,216	46%
Costos de financiación distintos a efectivo	793	1,404	(44%)	3,557	5,112	(30%)
Gasto financiero neto	\$ 8,705	\$ 5,556	57%	\$ 34,539	\$ 26,328	31%

El gasto de financiación neto pagado aumentó durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, debido a: a) obligaciones de arrendamiento financiero; b) ingreso de interés más bajo debido a la liberación de los depósitos a término del CPI de Ecuador; y c) aumento del monto de capital de deuda de largo plazo de \$305 millones a \$350 millones.

Gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Gasto de remuneración basada en acciones	\$ 599	\$ 962	(38%)	\$ 4,934	\$ 7,673	(36%)
Gasto de unidades de acciones restringidas	49	—	n/a	3,542	3,913	(9%)
Gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 648	\$ 962	(33%)	\$ 8,476	\$ 11,586	(27%)

El gasto de 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 con el uso del modelo Black-Scholes de fijación de precios de opciones.

Gasto de agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 11,802	\$ 10,060	17%	\$ 44,246	\$ 35,776	24%
\$/boe ⁽¹⁾	\$ 6.17	\$ 6.29	(2%)	\$ 5.72	\$ 5.78	(1%)

(1) Incluye los volúmenes de petróleo a tarifa de Ecuador en el denominador. Ver la sección previa “Medidas que no son de las NIIF”.

El gasto de agotamiento y depreciación aumentó en un 17% y un 24% durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2018, en comparación con los mismos periodos en 2017, respectivamente, principalmente como resultado de una producción más alta de gas natural.

Deterioros

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2018	2017	2018	2017
Recuperación de deterioro de PP&E	\$ —	\$ —	\$ (19,126)	\$ —
Deterioro de E&E	\$ —	\$ —	\$ 9,865	\$ —
Deterioro en activos de petróleo mantenidos para la venta	\$ —	\$ 117,576	\$ —	\$ 117,576

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, se registró una recuperación de deterioro de \$19,1 millones con base en el monto recuperable estimado del bloque Rancho Hermoso (UGE) con una obligación de desmantelamiento estimada de \$10,2 millones, resultando en un monto recuperable neto de \$8,9 millones. Tal recuperación fue principalmente el resultado de un mayor interés de participantes en el mercado de adquirir el bloque y la recuperación en los precios de referencia del petróleo crudo durante el año terminado en diciembre 31 de 2018. Las demás UGE de la Compañía no se vieron afectadas.

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, la Compañía evaluó sus bloques de exploración para identificar deterioro y, como resultado del abandono de un bloque, todos los costos asociados con tal bloque han sido llevados a deterioro de exploración.

Activos y pasivos mantenidos para la venta

Negocio conjunto del CPI de Ecuador

A diciembre 31 de 2017	Valor en libros	Pérdida por deterioro	Monto recuperable
Activos mantenidos para la venta			
Efectivo restringido	\$ 30,719	\$ 8,052	\$ 22,667
Inversión en capital	17,212	11,772	5,440
	\$ 47,931	\$ 19,824	\$ 28,107

La Compañía clasificó su participación del 25% en el capital del CPI de Ecuador y los depósitos a término relacionados usados como garantía para respaldar los préstamos del CPI de Ecuador (“efectivo restringido de Ecuador”) como activos mantenidos para la venta a diciembre 31 de 2017. Los recursos de la venta, por un total de \$36,4 millones, consistieron en \$28,1 millones de recursos de efectivo y una devolución de \$8,3 millones de un depósito a término pendiente que fue clasificado como efectivo restringido corriente a diciembre 31 de 2017. Una porción de los recursos totales (\$30,8 millones) fue recibida en enero de 2018 y los restantes \$6 millones serán recibidos en julio de 2019. Como resultado de haber sido clasificados como activos mantenidos para la venta, los valores en libros de la inversión en el CPI de Ecuador y el efectivo restringido de Ecuador fueron revaluados al más bajo entre su valor en libros y su valor razonable menos costo de venta de \$28,1 millones, resultando en una pérdida por deterioro de \$19,8 millones.

Activos y pasivos de petróleo

A diciembre 31 de 2017	Valor en libros	Pérdida por deterioro	Monto recuperable
Activos mantenidos para la venta			
Activos de petróleo	\$ 146,539	\$ 102,686	\$ 43,853
	Valor en libros	Ganancia por revaluación	Monto recuperable
Pasivos mantenidos para la venta			
Obligaciones de desmantelamiento	\$ 7,694	\$ (4,934)	\$ 2,760
Otras obligaciones de largo plazo	1,094	—	1,094
	\$ 8,788	\$ (4,934)	\$ 3,854

La Compañía clasificó algunos activos de petróleo como mantenidos para la venta a diciembre 31 de 2017. A diciembre 31 de 2017, los activos y pasivos fueron revaluados al más bajo entre sus valores en libros y valores razonables menos costo de venta, resultando en una pérdida por deterioro neta de \$97,8 millones. Durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, la Compañía culminó la venta de dichos activos de petróleo y los correspondientes pasivos.

Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2018	2017	2018	2017
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 2,240	\$ 5,888	\$ 21,833	\$ 25,857
Gasto de impuesto de renta diferido	19,949	13,162	7,350	6,590
Gasto de impuesto de renta	\$ 21,189	\$ 19,050	\$ 29,183	\$ 32,447

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa reglamentaria del 37% del impuesto de renta en Colombia para el año terminado en diciembre 31 de 2018. La tasa reglamentaria del impuesto de renta en Colombia disminuirá al 33% en enero 1 de 2019, al 32%, en enero 1 de 2020, al 31% en enero 1 de 2021, y

después al 30% en enero 1 de 2022. La Compañía consistentemente implementa medidas de planeación tributaria para reducir su tasa de impuesto efectiva total.

Gastos de capital

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2018	2017	2018	2017
Perforación y completamientos	\$ 7,027	\$ 15,052	\$ 37,138	\$ 40,113
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	20,493	27,445	38,067	36,949
Costos de ductos medios	—	(14,083)	3,887	10,524
Tierra, sísmica, comunidades y otros	5,904	2,796	21,477	23,082
G&A capitalizados	2,132	796	6,227	3,428
Costos y ajustes distintos a efectivo ⁽¹⁾	2,145	9,646	23,795	7,871
Disposición	—	—	(3,000)	(766)
Gastos de capital netos	\$ 37,701	\$ 41,652	\$ 127,591	\$ 121,201
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 5,129	\$ 14,338	\$ 42,534	\$ 51,919
Gastos en propiedades, planta y equipo	32,572	27,314	88,057	70,049
Disposición	—	—	(3,000)	(766)
Gastos de capital netos	\$ 37,701	\$ 41,652	\$ 127,591	\$ 121,202

(1) Los costos y ajustes distintos a efectivo incluyen cambios en estimados relacionados con pasivos de desmantelamiento y activos de arrendamiento financiero.

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

- Expansión de la planta de gas natural Jobo 3.
- Costos de perforación y completamiento del pozo Nelson-13.
- Costos previos a la perforación del pozo Cañahuat-2.
- Prueba y completamiento de Cañahuat-3.
- Costos de instalaciones en Esperanza y VIM-5.

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

Liquidez y recursos de capital

Administración de capital

La política de la Compañía es mantener una fuerte base de capital para tener flexibilidad en el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado. La Compañía administra su estructura de capital y hace ajustes en respuesta a 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 financiero y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes. Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía de tiempo en tiempo puede emitir o recomprar acciones ordinarias u otros títulos, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles actuales y proyectados de deuda.

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 las obligaciones de largo plazo pendientes menos capital de trabajo, según lo definido anteriormente. Con el fin de facilitar la administración de su deuda neta, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores variantes que incluyen precios actuales y proyectados de productos básicos, cambios en la

estructura de capital, ejecución del plan de negocios de la Compañía y condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y se preparan y revisan actualizaciones según sea necesario.

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, la Compañía recibió recursos relacionados con activos y pasivos mantenidos para la venta de \$44,6 millones consistentes en: i) \$14,2 millones del total de \$39,2 millones de recursos de Arrow, y ii) \$30,4 millones del total de \$36,4 millones de recursos en efectivo, de la venta de su participación de capital en el CPI de Ecuador. Los recursos restantes fueron reconocidos como cuentas corrientes por cobrar, con la excepción de \$20 millones, los cuales fueron percibidos mediante el recibo de las Acciones de Arrow.

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, la Compañía vendió sus acciones restantes de Interoil y obtuvo recursos por \$1,9 millones, lo cual resultó en una ganancia en efectivo realizada total de \$3,8 millones sobre la inversión original de la Compañía de \$3,2 millones. Durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, la Compañía vendió su inversión en una compañía de generación de energía y obtuvo recursos por \$12,4 millones.

En mayo 3 de 2018, la Compañía culminó una oferta privada de títulos preferenciales no garantizados (“Títulos Preferenciales”) por un monto total de capital de \$320 millones. Los recursos netos han sido usados para pagar en su totalidad los montos pendientes obtenidos en préstamo bajo la línea de crédito existente en ese momento por un monto de \$305 millones más los intereses causados y los costos de transacción. Los Títulos Preferenciales pagan intereses semestrales a una tasa fija de 7,25% anual, y vencerán en mayo de 2025, a menos que sean redimidos o recomprados previamente de acuerdo con sus términos.

Al reemplazar la línea de crédito de \$305 millones, la Compañía se beneficia con: (i) el reemplazo del préstamo a término que causa una tasa de interés fluctuante de Libor a tres meses +5,5% (la cual habría sido en total de aproximadamente 8,1%, pues la tasa Libor a tres meses ha estado aumentando significativamente), por un cupón fijo de 7,25%, lo cual provee tanto una reducción como certidumbre de los gastos de deuda en un ambiente de tasas de interés extremadamente volátil; (ii) el diferimiento de la amortización trimestral de capital de \$23,5 millones de la línea de crédito, la cual estaba programada para empezar en marzo de 2019, por un vencimiento de contado en mayo de 2025; (iii) un contrato de títulos administrativamente menos engorroso que no exige garantía o certificación trimestral sobre compromisos de mantenimiento (solamente compromisos con base en la ocurrencia de ciertos eventos); (iv) ausencia de la necesidad de mantener efectivo en una cuenta de reserva de servicio de deuda, según era requerido bajo la línea de crédito (tales montos estaban programados para sumar en total aproximadamente \$25 millones a finales de 2018); y (v) el logro de algunas otras flexibilidades operacionales y financieras, incluida la capacidad de la Compañía de pagar dividendos.

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, la Compañía obtuvo la aprobación necesaria para realizar una NCIB para comprar Acciones Ordinarias en circulación en el mercado abierto, de acuerdo con las reglas de la TSX. Durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, la Compañía compró 351.282 Acciones Ordinarias a un costo de \$1 millón, incluyendo cargos de transacción.

En julio 3 de 2018, los Accionistas aprobaron una reducción en el capital accionario declarado por el monto del déficit de la Compañía de \$533,8 millones a enero 1 de 2018. Una distribución a los Accionistas, como reembolso de capital accionario, en efectivo o en propiedades, por un monto de \$20 millones, también fue aprobada por los Accionistas. Durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, la Junta decretó una distribución especial de \$20 millones, al respecto, por realizar mediante la transferencia de las 22.598.870 Acciones de Arrow. La Compañía distribuyó 0,127 Acciones de Arrow mantenidas en fiducia por cada acción ordinaria de Canacol poseída por cada Accionista como reembolso de capital accionario.

En diciembre 6 de 2018, la Compañía celebró un contrato de crédito por un monto de \$30 millones con Credit Suisse. La Línea de Crédito de 2018 vencerá en diciembre 11 de 2022, con intereses pagaderos trimestralmente y capital pagadero en 11 cuotas trimestrales iguales a partir de junio 30 de 2020, después de más de un año de período de gracia inicial. La Línea de Crédito de 2018 causa intereses a una tasa fija de 6,875% anual y está garantizada por la instalación de procesamiento de gas natural Jobo 2 de la Compañía. Una parte de los

recursos de la Línea de Crédito de 2018 por un total de \$24,2 millones se usó para comprar la instalación de procesamiento de gas natural Jobo 2, la cual estaba previamente arrendada bajo un acuerdo de arrendamiento financiero. Al reemplazar el arrendamiento financiero de Jobo 2 por la Línea de Crédito de 2018, la Compañía se beneficia con: a) una tasa de interés más baja (se consideran los pagos de arrendamiento futuros ajustados después de inflación), y b) la Compañía puede operar Jobo 2 por sí misma, con lo cual se reducen sus costos operativos en el futuro en aproximadamente \$2 millones por año.

La Línea de Crédito de 2018 incluye varios pactos no financieros relacionados con endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros pactos estándares operativos del negocio. La Línea de Crédito de 2018 también está sujeta a varios pactos 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 de interés distintos a efectivo (“Razón de Cobertura de Interés Consolidado”) de 2,50:1,00. A diciembre 31 de 2018, la Compañía estaba cumpliendo con los pactos.

	Diciembre 31 de 2018	Diciembre 31 de 2017
Títulos Preferenciales – Capital (7,25%)	\$ 320,000	\$ —
Deuda con bancos - Capital (6,875% en 2018; LIBOR + 5,5% en 2017)	30,000	305,000
Pasivo de liquidación (8,74%)	16,749	—
Obligación de arrendamiento financiero (5,2% en 2018; 6,5% en 2017)	21,473	35,858
Deuda total	388,222	340,858
Menos: superávit de capital de trabajo	(55,481)	(110,401)
Deuda neta	\$ 332,741	\$ 230,457

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

Razón de Apalancamiento Consolidado	Diciembre 31 de 2018
Deuda total	\$ 388,222
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo	(51,632)
Deuda neta para efectos de los pactos	336,590
EBITDAX	138,630
Razón de Apalancamiento Consolidado	2.43

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

Razón de Cobertura de Interés Consolidado	Diciembre 31 de 2018
EBITDAX	\$ 138,630
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	31,847
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	4.35

Cartas de crédito

A diciembre 31 de 2018, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$89,1 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 están relacionados con los activos de petróleo vendidos durante el año terminado en diciembre 31 de 2018. Las cartas de crédito relacionadas con dichos activos de petróleo serán canceladas después de diciembre 31 de 2018 a la terminación del período de transición.

A marzo 21 de 2019, la Compañía tenía en circulación 177,5 millones de acciones ordinarias, 16,4 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 diciembre 31 de 2018:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	\$ —	\$ 16,364	\$ 333,636	\$ 350,000
Obligación de arrendamiento financiero – no descontada ⁽¹⁾	2,783	5,734	18,637	27,154
Cuentas por pagar, comerciales y otras	49,279	—	—	49,279
Ingreso diferido	5,413	—	—	5,413
Pasivo de liquidación	3,600	7,200	5,949	16,749
Otras obligaciones de largo plazo	—	2,533	—	2,533
Unidades de acciones restringidas	2,112	31	—	2,143
Contratos de exploración y producción	24,092	39,536	6,391	70,019
Contratos de operación de estación de compresión	2,508	5,166	16,787	24,461
Arrendamientos de oficinas	1,320	1,304	480	3,104

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. Durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, la Compañía entró en la fase dos de su programa de trabajo del bloque VIM-21 con un compromiso total de \$10,3 millones por completar en los próximos tres años. En total, la Compañía tiene compromisos de exploración pendientes a diciembre 31 de 2018 por \$70 millones y ha emitido \$39,7 millones en garantías financieras relacionadas con ellos. Debido a la venta de algunos activos de petróleo, \$30 millones de compromisos de exploración han sido transferidos a Arrow y \$21,9 millones del total de \$39,7 millones de garantías financieras relacionadas con tales activos se cancelarán después de diciembre 31 de 2018 a la terminación del período de transición.

Pasivo de liquidación

Como resultado de un desacuerdo entre la Compañía y otra entidad colombiana (la “Contraparte”) sobre el pago de algunos costos operativos relacionados con producción de petróleo crudo, se ha reconocido un pasivo de liquidación de \$20,3 millones (la “Liquidación”) a diciembre 31 de 2018. El monto de la liquidación está sujeto a una tasa de interés de 8,74% anual sobre el saldo pendiente. Bajo los términos del acuerdo, la Compañía hará pagos en efectivo en forma mensual iguales a un monto de aproximadamente \$0,3 millones por mes hasta que se llegue a un mutuo acuerdo para liquidar el resto de la deuda.

PERSPECTIVA

En 2018, Canacol se convirtió en el primer explorador y productor independiente de gas en Colombia, segundo solamente en términos de producción de gas después de Ecopetrol, la compañía estatal colombiana de petróleo y gas.

La Compañía logró un crecimiento significativo en producción y flujos de caja a márgenes en exceso del 79%, en tanto que sus programas de perforación de exploración y desarrollo continuaron aumentando las reservas a costos de F&D líderes en la industria. Con más de 140 prospectos e indicios de exploración identificados en sus 1,1 millones de acres netos de tierras de exploración que contienen 2,6 TCF de recursos brutos promedio

prospectivos sin riesgo, la Compañía espera mantener una producción robusta y crecimiento en sus reservas por muchos años por venir.

Los aspectos destacados de crecimiento con respecto a 2018 incluyeron lo siguiente:

- Ventas contractuales realizadas de gas natural de 119,3 MMscfpd en el cuarto trimestre de 2018, marcando el quinto trimestre consecutivo de aumento en las ventas contractuales realizadas de gas natural, y un aumento del 40% sobre 85,2 MMscfpd en el cuarto trimestre de 2017.
- Los ingresos de gas natural, netos de gastos de transporte, aumentaron en un 42% a \$195,7 millones para el año terminado en diciembre 31 de 2018, en comparación con \$138,1 millones para el período comparable en 2017.
- Los fondos provenientes de las operaciones aumentaron en un 62% a \$104,9 millones para el año terminado en diciembre 31 de 2018, en comparación con \$64,9 millones para el período comparable en 2017.
- El continuado éxito en perforación, que ha producido una tasa histórica del 80% (12 de 15) de descubrimiento de gas comercial de nuestros programas de exploración y 100% (8 de 8) en pozos de desarrollo de gas.
- Una razón de reemplazo de reservas 1P de 226% y una razón de reemplazo de reservas 2P de 232%.
- Un aumento del 16% en reservas 1P a 380 Bcf, y un aumento del 11% en reservas 2P a 559 Bcf con respecto a diciembre 31 de 2017.
- Un costo de F&D de 1P líder en la industria de \$0,55/Mcf y \$0,84/Mcf para los períodos de uno y tres años terminados en diciembre 31 de 2018, respectivamente.
- Un costo de F&D de 2P líder en la industria de \$0,32/Mcf y \$0,57/Mcf para los períodos de uno y tres años terminados en diciembre 31 de 2018, respectivamente.
- El logro de una razón de reciclaje líder en la industria de 7x y 4.8x 1P para los períodos de uno y tres años terminados en diciembre 31 de 2018, respectivamente.
- El logro de una razón de reciclaje líder en la industria de 12x y 7.1x 2P para los períodos de uno y tres años terminados en diciembre 31 de 2018, respectivamente.
- Culminación de la refinanciación de la línea de crédito sindicada de \$305 millones de la Compañía con \$320 millones de títulos preferenciales no garantizados con un pago de contado al vencimiento a siete años, reduciendo efectivamente la tasa de interés y logrando mayor flexibilidad operacional y financiera.
- Disposición de la mayoría de los activos de petróleo convencional de la Compañía en Ecuador y Colombia, convirtiéndonos en un actor enfocado en gas en Colombia con poca o ninguna competencia; y
- Mayores recursos prospectivos sin riesgo brutos promedio confirmados de 2,6 TCF en más de 145 prospectos e indicaciones para futura perforación de exploración.

Para 2019, la Compañía está enfocada en los siguientes objetivos: 1) culminación de la expansión de la planta de procesamiento de gas Jobo durante el primer trimestre, lo cual aumentará la capacidad de tratamiento de gas de los niveles actuales de 200 MMscfpd a 300 MMscfpd antes de la culminación de la expansión del gasoducto de Promigás prevista para finalizar en junio 1 de 2019, lo cual aumentará las ventas de gas de los niveles actuales de aproximadamente 130 MMscfpd a aproximadamente 220 MMscfpd; 2) la perforación de ocho pozos de exploración, evaluación y desarrollo en un programa continuo con el objetivo de una razón de reemplazo de reservas 3P de más de 200%; y 3) firma de un acuerdo definitivo para construir un nuevo gasoducto de Jobo a Medellín o a Cartagena/Barranquilla, aumentando con ello las ventas de gas natural de la Compañía en 100 MMscfpd adicionales en 2021 a un nivel total de ventas de más de 300 MMscfpd.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2018				2017			
	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1
Financieros								
Ingresos totales de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gastos de transporte	50,727	53,398	52,397	47,629	39,781	35,962	37,022	40,900
Fondos provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	28,679	26,482	28,826	21,581	16,573	13,876	18,644	15,910
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.16	0.15	0.16	0.12	0.09	0.08	0.11	0.09
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.16	0.15	0.16	0.12	0.09	0.08	0.11	0.09
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	(16,272)	12,138	(25,979)	8,278	(150,343)	(1,514)	11,770	(7,942)
Por acción – básica (\$) ⁽¹⁾	(0.09)	0.07	(0.15)	0.05	(0.85)	(0.01)	0.07	(0.05)
Por acción – diluida (\$) ⁽¹⁾	(0.09)	0.07	(0.15)	0.05	(0.85)	(0.01)	0.07	(0.05)
EBITDAX ⁽¹⁾	33,440	36,006	33,617	35,567	29,857	32,912	29,071	32,244
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	177,678	177,453	177,018	176,572	175,988	175,663	174,668	174,378
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	178,977	178,985	178,742	178,759	177,881	177,705	176,739	176,560
Gastos de capital, netos	37,701	18,585	31,111	40,194	41,652	24,978	30,572	24,000
Operaciones (boepd)								
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías								
Gas natural (Mcfpd)	116,616	114,923	111,446	105,262	83,043	75,947	77,948	76,876
Petróleo de Colombia (bopd) ⁽³⁾	488	1,816	1,967	1,924	1,825	1,890	1,920	2,002
Petróleo a tarifa de Ecuador (bopd) ⁽²⁾	—	—	—	564	1,183	1,373	1,567	1,503
Total (boepd) ⁽²⁾	20,947	21,978	21,519	20,955	17,577	16,587	17,162	16,992
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)								
Gas natural (Mcfpd)	119,284	115,316	111,933	106,334	85,214	76,027	78,059	82,798
Petróleo de Colombia (\$/bbl) ⁽³⁾	592	1,945	1,903	1,896	1,820	1,895	1,933	2,014
Petróleo a tarifa de Ecuador (bopd) ⁽²⁾	—	—	—	564	1,183	1,373	1,567	1,503
Total (boepd) ⁽²⁾	21,519	22,176	21,540	21,115	17,953	16,606	17,195	18,043
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾								
Gas natural (\$/Mcf)	3.92	3.80	3.79	3.71	3.56	3.84	3.96	4.23
Petróleo de Colombia (\$/bbl) ⁽³⁾	27.89	26.27	35.30	33.21	23.44	20.28	15.58	17.16
Petróleo a tarifa de Ecuador (\$/bbl) ⁽²⁾	—	—	—	38.54	38.54	38.54	38.54	38.54
Total (\$/boe) ⁽²⁾	22.51	22.04	22.90	21.64	21.82	20.07	19.32	19.21

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

(2) Incluye la producción de petróleo a tarifa relacionada con el CPI de Ecuador.

(3) Disminuyó durante el año terminado en diciembre 31 de 2018 debido a la venta de los activos de petróleo de la Compañía.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

La Compañía está sujeta a varios factores de riesgo, entre los cuales están la volatilidad de los precios del petróleo y el gas natural; el riesgo de cambio y el riesgo monetario; los riesgos generales relacionados con operaciones extranjeras tales como las incertidumbres políticas, económicas, de regulación y otras en cuanto se refieran a políticas de inversión extranjera y políticas energéticas; el ejercicio, en cualquier momento, de una influencia importante de los gobiernos en la economía para controlar la inflación; el desarrollo de regulaciones ambientales en jurisdicciones extranjeras; el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo y gas natural; la concentración de recibos de ventas de petróleo en unos pocos clientes grandes; y los gastos sustanciales de capital para la adquisición, la exploración, el desarrollo y la producción de reservas de petróleo y gas natural en el largo plazo, para los cuales se requieran financiaci3nes adicionales con el fin de implementar el plan de negocio de la Compañía.

Aunque la volatilidad periódica de los mercados financieros y de capitales puede limitar severamente el acceso a capital, la Compañía en el pasado ha tenido la capacidad de atraer capital exitosamente.

La Compañía está expuesta al riesgo monetario y de cambio como resultado de las fluctuaciones de las tasas de cambio mediante sus depósitos e inversiones en efectivo denominadas en pesos colombianos y dólares canadienses.

Se espera que una buena parte los ingresos y los fondos provenientes de actividades de financiaci3n de la Compañía se reciban con referencia a precios denominados en dólares de Estados Unidos (“d3lares de EE.UU.”), en tanto que una porci3n de sus costos operativos, de capital y generales y administrativos est3 denominada en pesos colombianos y dólares canadienses. La Compañía no ha adquirido ning3n derivado de monedas con el fin de reducir su exposici3n a las fluctuaciones que pueda presentar el d3lar de EE.UU.

La Compañía no est3 expuesta al riesgo de tasa de inter3s pues todos los instrumentos de deuda est3n sujetos a tasas de inter3s fijas.

Las fluctuaciones de los precios de la energía no solamente impactar3n los ingresos de la Compañía sino que tambi3n pueden impactar la habilidad de la Compañía de conseguir capital. La Compañía mitiga su riesgo de precios de productos b3sicos mediante la celebraci3n de contratos de compra en firme con precios fijos y de largo plazo con los clientes.

La polít3ca de la Compañía es celebrar acuerdos con clientes que sean entidades bien establecidas y bien financiadas en la industria del petr3leo y el gas, de modo que el nivel de riesgo relacionado con el hecho de que uno o m3s de sus clientes enfrenen dificultades financieras se mitigue a la vez que se equilibren los factores de dependencia econ3mica con la maximizaci3n de las ganancias. A la fecha, la Compañía no ha experimentado ninguna p3rdida de cr3dito significativa en el recaudo de cuentas comerciales por cobrar.

La Compañía procura mitigar su exposici3n a riesgos operacionales y del negocio con el mantenimiento de una cobertura global de seguro sobre sus activos y operaciones, el empleo o la contrataci3n de t3cnicos y profesionales competentes, la instituci3n y el mantenimiento de est3ndares y procedimientos operacionales de salud, seguridad y medio ambiente, y el mantenimiento de un enfoque prudente en relaci3n con las actividades de exploraci3n y desarrollo. La Compañía tambi3n se dirige y regularmente reporta a sus accionistas en relaci3n con el impacto de los riesgos, y ajusta los valores en libros de activos que puedan no ser recuperables.

Una presentaci3n m3s completa de los riesgos y las incertidumbres est3 contenida en el Formulario de Informaci3n Anual de la Compañía para el a3o terminado en diciembre 31 de 2018, seg3n fue radicado en SEDAR, el cual se incorpora al presente documento por referencia.

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 el año terminado en diciembre 31 de 2018. La Compañía actualmente está revisando NIIF nuevas que han sido emitidas pero que aún no están en efecto. En los estados financieros se presentan análisis detallados de las nuevas políticas contables y el 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 importante es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con la revelación pública, y que la información que deba ser revelada por el emisor conforme a 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 administración, han diseñado los C&PR, o han hecho que los mismos se diseñen bajo la supervisión del CEO y el CFO, y han evaluado la efectividad del diseño y la operación de los C&PR de la Compañía a diciembre 31 de 2018. Con base en esta evaluación, se concluyó que el diseño y la operación de los C&PR de la Compañía son efectivos a diciembre 31 de 2018.

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. El CEO y el CFO de la Compañía, con el apoyo de la administración, han evaluado la efectividad del diseño y la operación de los CIIF de la Compañía a diciembre 31 de 2018, con base en los criterios descritos en “Control Interno - Marco Integrado” emitido en 2013 por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway. Con base en esta evaluación, se concluyó que el diseño y la operación de los CIIF de la Compañía son efectivos a diciembre 31 de 2018.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2018, no ha habido cambios en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los controles y procedimientos

La administración de la Compañía, incluidos su CEO y su CFO, consideran que, sin importar cuán bien concebido y operado sea un C&PR o CIIF, sólo puede brindar seguridad razonable, no absoluta, sobre que se cumplen los objetivos del sistema de control. Además, el diseño de un sistema de control debe reflejar el hecho de que hay limitaciones de recursos, y que los beneficios de los controles deben ser considerados en relación con sus costos. Debido a las limitaciones inherentes en todos los sistemas de control, no pueden ofrecer seguridad absoluta de que todos los problemas de control y los casos de fraude dentro de la Compañía, si los ha habido, han sido prevenidos o detectados. Estas limitaciones inherentes incluyen las realidades de que los juicios en la toma de decisiones pueden ser deficientes, y que pueden presentarse fallas debido a simples errores o equivocaciones. El diseño de todo sistema de controles también se basa en parte en ciertos supuestos sobre la probabilidad de eventos futuros, y no puede haber seguridad de que un diseño será exitoso en lograr sus objetivos fijados bajo todas las condiciones potenciales futuras. Así, debido a las

limitaciones inherentes en un sistema de control efectivo desde el punto de vista de costos, las declaraciones erróneas debidas a error o fraude pueden ocurrir y no ser detectadas. También, las proyecciones de cualquier evaluación de efectividad para períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados debido a cambios en las condiciones, o a que el grado de cumplimiento de las políticas o los procedimientos se deteriore.