

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y NUEVE MESES TERMINADOS EN SEPTIEMBRE 30 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 septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|--|---------|--------|---|-----------------|--------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías | 59,133 | 37,950 | 56% | 168,090 | 116,816 | 44% |
| Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías ⁽²⁾ | 59,133 | 43,258 | 37% | 170,046 | 133,240 | 28% |
| Flujo de caja aportado por actividades operativas | 36,810 | 11,783 | 212% | 76,504 | 40,345 | 90% |
| Por acción – básico (\$) | 0.21 | 0.07 | 200% | 0.43 | 0.23 | 87% |
| Por acción – diluido (\$) | 0.21 | 0.07 | 200% | 0.43 | 0.23 | 87% |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾ | 26,482 | 18,871 | 40% | 78,845 | 63,947 | 23% |
| Por acción – básicos (\$) | 0.15 | 0.11 | 36% | 0.45 | 0.37 | 22% |
| Por acción – diluidos (\$) | 0.15 | 0.11 | 36% | 0.44 | 0.36 | 22% |
| Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total | 12,138 | (1,514) | n/a | (5,563) | 2,314 | n/a |
| Por acción – básico(a) (\$) | 0.07 | (0.01) | n/a | (0.03) | 0.01 | n/a |
| Por acción – diluido(a) (\$) | 0.07 | (0.01) | n/a | (0.03) | 0.01 | n/a |
| Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones | 18,585 | 24,978 | (26%) | 89,890 | 79,550 | 13% |
| Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones ⁽¹⁾⁽²⁾ | 18,585 | 25,568 | (27%) | 92,267 | 81,034 | 14% |
| | | | | Sep. 30 de 2018 | Dic. 31 de 2017 | Cambio |
| Efectivo | | | | 53,470 | 39,071 | 37% |
| Efectivo restringido | | | | 5,427 | 27,919 | (81%) |
| Superávit de capital de trabajo | | | | 65,678 | 110,401 | (41%) |
| Deuda de largo plazo | | | | 310,705 | 294,590 | 5% |
| Total activos | | | | 725,932 | 696,443 | 4% |
| Acciones ordinarias, final del período (000) | | | | 177,623 | 176,109 | — |

| Operativos | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|--|--------|--------|---|--------|--------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd) | | | | | | |
| Petróleo ⁽³⁾ | 1,816 | 3,263 | (44%) | 2,088 | 3,418 | (39%) |
| Gas natural | 20,162 | 13,324 | 51% | 19,400 | 13,495 | 44% |
| Total ⁽²⁾ | 21,978 | 16,587 | 33% | 21,488 | 16,913 | 27% |
| Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd) | | | | | | |
| Petróleo ⁽³⁾ | 1,945 | 3,268 | (40%) | 2,101 | 3,428 | (39%) |
| Gas natural | 19,972 | 13,239 | 51% | 19,222 | 13,403 | 43% |
| Total ⁽²⁾ | 21,917 | 16,507 | 33% | 21,323 | 16,831 | 27% |
| Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd) | | | | | | |
| Gas natural | 20,231 | 13,338 | 52% | 19,514 | 13,848 | 41% |
| Petróleo de Colombia | 1,945 | 1,895 | 3% | 1,915 | 1,947 | (2%) |
| Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽²⁾ | — | 1,373 | (100%) | 186 | 1,481 | (87%) |
| Total ⁽²⁾ | 22,176 | 16,606 | 34% | 21,615 | 17,276 | 25% |
| Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾ | | | | | | |
| Gas natural | 21.62 | 21.81 | (1%) | 21.48 | 22.82 | (6%) |
| Petróleo de Colombia | 26.27 | 20.28 | 30% | 31.52 | 17.65 | 79% |
| Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾ | — | 38.54 | (100%) | 38.54 | 38.54 | — |
| Total ⁽²⁾ | 22.04 | 23.02 | (4%) | 22.53 | 23.60 | (5%) |

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

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

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

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. y sus subsidiarias (“Canacol” o la “Compañía”) están dedicadas principalmente a actividades de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural en Colombia. 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 noviembre 8 de 2018 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios se refieren a los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018 y 2017 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el informe de discusión y análisis de la administración para el año terminado en diciembre 31 de 2017 y deben ser leídos en conjunto con ellos. Los estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, “Informes financieros intermedios”, y todos los montos contenidos aquí 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 que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá; ni cuáles beneficios reportarán a la Compañía, si alguno de ellos llega a ocurrir.

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

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

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

Medidas que no están en las NIIF – El CPI de Ecuador fue contabilizado usando el método contable de participación aplicado bajo 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. Por lo tanto, en este MD&A la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, para complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF. Tales medidas adicionales no deben ser consideradas como una alternativa a las medidas determinadas de acuerdo con las NIIF ni deben ser consideradas más significativas que estas últimas como un indicador del desempeño de la Compañía, pues tales medidas pueden no ser comparables con aquellas reportadas por otras compañías. En febrero 15 de 2018, la Compañía vendió su participación en la inversión en el CPI de Ecuador. Los volúmenes de producción incremental, los ingresos y los gastos relacionados con el CPI de Ecuador se reportan en este MD&A hasta la fecha de disposición.

Dos de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño son los fondos ajustados provenientes de sus operaciones y el EBITDAX, los cuales son medidas no definidas en las NIIF. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan el efectivo aportado por actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y gastos por obligaciones de desmantelamiento, e incluyen la participación proporcional de la Compañía de aquellos conceptos que de otro modo habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador si el mismo se hubiera contabilizado conforme al método contable de consolidación proporcional. El EBITDAX se calcula para los últimos 12 meses y se define como ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ajustados por intereses, impuestos de renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración, ingreso (pérdida) de capital y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. 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 y para el pago de su deuda. Estas medidas no deben ser consideradas como una alternativa a, o más significativas que, el efectivo proveniente de actividades operativas o el ingreso (la pérdida) neto(a) y el ingreso (la 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 el flujo de caja provenientes de las operaciones y los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción, de tal modo que los montos por acción se calculan mediante el uso del promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo de ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total por acción. La siguiente tabla incluye el promedio ponderado básico y dilusivo de las acciones en circulación de la Compañía:

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | |
|--|---|----------------|--|----------------|
| | 2018 | 2017 | 2018 | 2017 |
| Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, básico | 177,453 | 175,663 | 177,018 | 174,908 |
| Efecto de opciones de compra de acciones | 1,532 | 2,042 | 1,677 | 1,847 |
| Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, diluido | 178,985 | 177,705 | 178,695 | 176,755 |

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

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | |
|---|---|------------------|--|------------------|
| | 2018 | 2017 | 2018 | 2017 |
| Flujo de caja proveniente de actividades operativas | \$ 36,810 | \$ 11,783 | \$ 76,504 | \$ 40,345 |
| Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo | (10,328) | 2,093 | 385 | 7,978 |
| Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuestos de renta corrientes | — | 4,995 | 1,956 | 15,624 |
| Fondos ajustados provenientes de operaciones | \$ 26,482 | \$ 18,871 | \$ 78,845 | \$ 63,947 |

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

| | 2017 | | 2018 | | |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| | Trimestre 4 | Trimestre 1 | Trimestre 2 | Trimestre 3 | Período Total |
| Ingreso (pérdida) neto(a) consolidado(a) | (150,343) | 8,278 | (25,979) | 12,138 | (155,906) |
| (+) Gasto de interés | 4,948 | 7,945 | 7,428 | 8,225 | 28,546 |
| (+/-) Impuestos de renta (recuperación) | 19,050 | (1,895) | 11,627 | (2,738) | 26,044 |
| (+) Agotamiento y depreciación | 10,060 | 10,131 | 11,677 | 10,636 | 42,504 |
| (+) Gastos de exploración | 26,017 | 595 | 10,490 | 1,844 | 38,946 |
| (-) Utilidad (pérdida) de capital | (1,475) | — | — | — | (1,475) |
| (+/-) Otros gastos (ingresos) distintos a efectivo | 117,407 | 8,557 | 18,374 | 5,901 | 150,239 |
| (+) Aporte de CPI de Ecuador | 4,193 | 1,956 | — | — | 6,149 |
| EBITDAX | 29,857 | 35,567 | 33,617 | 36,006 | 135,047 |

En adición a lo anterior, la administración usa mediciones de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluido todo ítem distinto a efectivo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de petróleo y gas natural, menos regalías, menos los gastos de producción y de transporte, calculada por volúmenes de ventas en barriles de petróleo equivalentes ("boe") con el uso de una conversión. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos. El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal

como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por los IFRS y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

En este MD&A se utiliza la expresión “boe”. El boe puede ser engañoso, especialmente si se usa aisladamente. La razón de conversión de boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este MD&A hemos expresado el boe usando el estándar de conversión colombiano de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2018, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Trombón y Níspero en el bloque Esperanza, los campos Clarinete y Oboe en el bloque VIM-5, y el campo Toronja en el bloque VIM-21, situados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. La producción de la Compañía también incluye petróleo crudo de los campos Leono, Labrador y Tigro en el bloque LLA-23 en la Cuenca de los Llanos en Colombia, y, en menor medida, petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso, VMM-2, Santa Isabel y Capella en Colombia, las cuales se unieron en un solo grupo (“Petróleo de Colombia”) para fines de análisis en este MD&A.

A septiembre 30 de 2018, la Compañía ha vendido la mayoría de sus activos de petróleo en Colombia (con la excepción de su participación en el bloque Rancho Hermoso y su portafolio de petróleo no convencional) a Arrow Exploration Ltd. (“Arrow”) por una contraprestación total de \$40 millones, incluyendo los ajustes habituales de cierre y costos acordados 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 Arrow (“Acciones de Arrow”) y \$5 millones con un pagaré a una tasa de interés anual de 15% el cual vence cuatro meses después del cierre de la transacción.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2018, la Compañía inició la perforación del pozo de evaluación Cañahuate-3 en su bloque Esperanza, cuya perforación tomó aproximadamente cuatro semanas. La Compañía perforará el pozo de evaluación adyacente Cañahuate-2 a principios de 2019. Los dos pozos están situados en compartimentos de falla separados a cada lado del descubrimiento de exploración Cañahuate-1 en el contrato de E&P de Esperanza anunciado por la Compañía en mayo 3 de 2017. Ambos pozos serán probados con una torre de reacondicionamiento a la perforación del pozo de evaluación Cañahuate-2 con el fin de minimizar los costos de traslado.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2018, el pozo de evaluación Chirimía-1 en el bloque VIM-5 de la Compañía, fue conectado con la instalación de procesamiento de gas de Jobo a través de la línea de flujo existente que conecta a todos los pozos productores de Clarinete con la instalación de procesamiento de gas de Jobo.

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

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

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

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|---|---------------|------------|--|---------------|------------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Producción (boepd) | | | | | | |
| Esperanza (gas) | 12,525 | 11,244 | | 12,405 | 10,038 | 24% |
| VIM-5 (gas) | 6,911 | 2,080 | 232% | 6,328 | 3,457 | 83% |
| VIM-21 (gas) | 726 | — | n/a | 667 | — | n/a |
| Petróleo de Colombia | 1,816 | 1,890 | (4%) | 1,902 | 1,937 | (2%) |
| Ecuador (petróleo a tarifa) | — | 1,373 | (100%) | 186 | 1,481 | (87%) |
| Producción total | 21,978 | 16,587 | 33% | 21,488 | 16,913 | 27% |
| Movimientos de inventario y otros | (61) | (80) | (24%) | (165) | (82) | 101% |
| Total ventas | 21,917 | 16,507 | 33% | 21,323 | 16,831 | 27% |
| Ventas (boepd) | | | | | | |
| Esperanza (gas) | 12,436 | 11,166 | 11% | 12,305 | 9,953 | 24% |
| VIM-5 (gas) | 6,836 | 2,073 | 230% | 6,268 | 3,450 | 82% |
| VIM-21 (gas) | 700 | — | n/a | 649 | — | n/a |
| Petróleo de Colombia | 1,945 | 1,895 | 3% | 1,915 | 1,947 | (2%) |
| Ecuador (petróleo a tarifa) | — | 1,373 | (100%) | 186 | 1,481 | (87%) |
| Total ventas | 21,917 | 16,507 | 33% | 21,323 | 16,831 | 27% |
| Ventas contractuales realizadas (boepd) | | | | | | |
| Esperanza (gas) | 12,436 | 11,166 | 11% | 12,305 | 9,953 | 24% |
| VIM-5 (gas) | 6,836 | 2,073 | 230% | 6,268 | 3,450 | 82% |
| VIM-21 (gas) | 700 | — | n/a | 649 | — | n/a |
| Volúmenes en firme | 259 | 99 | 161% | 292 | 445 | (34%) |
| Total gas natural | | | | | 13,848 | |
| | 20,231 | 13,338 | 52% | 19,514 | 8 | 41% |
| Total petróleo de Colombia | 1,945 | 1,895 | 3% | 1,915 | 1,947 | (2%) |
| Ecuador (petróleo a tarifa) | — | 1,373 | (100%) | 186 | 1,481 | (87%) |
| Total ventas contractuales realizadas | 22,176 | 16,606 | 34% | 21,615 | 17,276 | 25% |

El aumento general en los volúmenes de producción en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, se debe principalmente a un aumento en la producción de gas en Esperanza, VIM-5 y VIM-21, como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la construcción y operación del gasoducto de Sabanas parcialmente de propiedad de la Compañía. La propiedad por parte de Canacol de su infraestructura continúa permitiendo que la Compañía controle los niveles de producción en sus campos desde cabeza de pozo hasta el punto de entrega de ventas y permite a la Compañía responder rápidamente a condiciones cambiantes y de este modo maximizar la rentabilidad.

La disminución general de los volúmenes de producción de petróleo crudo durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 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 durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018 fueron en promedio de aproximadamente 115 MMscfpd. Las ventas contractuales realizadas se definen como el gas producido y vendido más los ingresos de gas recibidos por contratos en firme nominados.

Ingresos de petróleo y gas natural

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|---|------------------|------------|--|-------------------|------------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Esperanza (gas) | \$ 35,772 | \$ 29,214 | 22% | \$ 104,063 | \$ 78,958 | 32% |
| VIM-5 (gas) | 18,044 | 5,197 | 247% | 48,044 | 25,888 | 86% |
| VIM-21 (gas) | 1,865 | — | n/a | 5,136 | — | n/a |
| Petróleo de Colombia | 10,338 | 7,556 | 37% | 31,054 | 22,869 | 36% |
| Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías | 66,019 | 41,967 | 57% | 188,297 | 127,715 | 47% |
| Regalías | (7,268) | (4,308) | 69% | (21,327) | (14,498) | 47% |
| Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías | 58,751 | 37,659 | 56% | 166,970 | 113,217 | 47% |
| Ingreso de gas natural en firme | 382 | 291 | 31% | 1,120 | 3,599 | (69%) |
| Ingresos totales de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado | 59,133 | 37,950 | 56% | 168,090 | 116,816 | 44% |
| Tarifa de Ecuador y otros ingresos ⁽¹⁾ | — | 5,308 | (100%) | 1,956 | 16,424 | (88%) |
| Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías ⁽¹⁾ | \$ 59,133 | \$ 43,258 | 37% | \$ 170,046 | \$ 133,240 | 28% |

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

La Compañía tiene tres tipos de ventas de gas natural:

- 1) *Ventas de gas natural*: Representa la producción de gas natural menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que se consume a nivel de campo.
- 2) *Ingreso en firme*: Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural por compradores de la Compañía que no logran ser entregadas, normalmente por la incapacidad de los compradores de aceptar dicho gas, para las cuales los compradores no tienen recurso o derecho legal de entrega en fecha posterior. Como tales, son registradas como ingreso en el período.
- 3) *Nominaciones de gas no entregadas*: Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural no entregadas para las cuales los compradores tienen el derecho legal de obtener la entrega en fecha posterior, por un período fijo de tiempo (“derechos de recuperación”). Estas nominaciones se pagan al momento, junto con las ventas de gas y el ingreso en firme, y se incluyen como tales en el ingreso diferido para el período. La Compañía reconoce los ingresos relacionados con tales derechos de recuperación (“liquidaciones”) en la primera fecha entre: a) la entrega del volumen recuperado; b) la expiración del derecho de recuperación; y c) cuando se determina que la probabilidad de que el comprador use el derecho de recuperación es remota.

Durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, la Compañía ha realizado \$0,4 millones y \$1,1 millones de ingreso en firme (según lo descrito en el punto (2) arriba), respectivamente, lo cual es equivalente a 259 boepd y 292 boepd de ventas de gas natural, respectivamente, sin entrega efectiva del gas natural.

A septiembre 30 de 2018, la Compañía ha recibido ingresos por petróleo crudo y gas natural por entregar en fecha posterior (según lo descrito en el punto (3) arriba). A septiembre 30 de 2018, las nominaciones no entregadas resultaron en un saldo de ingreso diferido de \$9,4 millones (\$8,2 millones relacionados con gas y \$1,2 millones relacionados con petróleo crudo en el bloque Rancho Hermoso) el cual se ha clasificado como pasivo corriente pues se espera que se liquide dentro de los siguientes doce meses.

Precio promedio de referencia y precios realizados de venta

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|---|-----------------|-----------|--|-----------------|-----------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Brent (\$/bbl) | \$ 75.27 | \$ 51.69 | 46% | \$ 72.16 | \$ 52.05 | 39% |
| West Texas Intermediate (\$/bbl) | \$ 68.40 | \$ 48.55 | 41% | \$ 66.30 | \$ 49.23 | 35% |
| Gas natural (\$/boe) | \$ 30.30 | \$ 28.25 | 7% | \$ 29.96 | \$ 28.65 | 5% |
| Petróleo crudo (\$/boe) | \$ 57.77 | \$ 43.34 | 33% | \$ 59.40 | \$ 43.02 | 38% |
| Tarifa de Ecuador (\$/boe) | \$ — | \$ 38.54 | (100%) | \$ 38.54 | \$ 38.54 | — |
| Esperanza (\$/boe) | 31.27 | 28.44 | 10% | 30.98 | 29.06 | 7% |
| VIM-5 (\$/boe) | 28.69 | 27.25 | 5% | 28.08 | 27.49 | 2% |
| VIM-21 (\$/boe) | 28.96 | — | n/a | 28.99 | — | n/a |
| Petróleo de Colombia (\$/bbl) | 57.77 | 43.34 | 33% | 59.40 | 43.02 | 38% |
| Ecuador (\$/bbl) | — | 38.54 | (100%) | 38.54 | 38.54 | — |
| Precio promedio realizado de venta (\$/boe)⁽¹⁾ | \$ 32.74 | \$ 30.84 | 6% | \$ 32.68 | \$ 31.18 | 5% |

(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".

Los precios de venta de gas natural, netos de transporte, durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, fueron de US\$4,80/Mcf y US\$4,79/Mcf, respectivamente, los cuales fueron más altos que la proyección previa de la Compañía.

El aumento en los precios promedio realizados de venta de gas natural en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, se debe a ventas contractuales firmes de mayor precio.

El aumento en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, se debe principalmente a precios de referencia de petróleo crudo más altos.

Regalías

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | |
|-----------------------|---|-----------------|--|------------------|
| | 2018 | 2017 | 2018 | 2017 |
| Esperanza | \$ 2,919 | \$ 2,542 | \$ 8,794 | \$ 6,897 |
| VIM-5 | 3,264 | 1,018 | 9,135 | 5,316 |
| VIM-21 | 120 | — | 379 | — |
| Petróleo de Colombia | 965 | 748 | 3,019 | 2,285 |
| Total regalías | \$ 7,268 | \$ 4,308 | \$ 21,327 | \$ 14,498 |

En Colombia, las regalías de petróleo crudo ligero y gas natural son generalmente a una tasa de 8% y 6.4% respectivamente, hasta que la producción neta del campo llega a los 5.000 boepd, momento en el cual las tasas de regalía aumentan en una escala móvil hasta el 20%, hasta una producción del campo de 125.000 boepd. Los bloques LLA-23 y VMM-2 de la Compañía estuvieron sujetos a un factor x adicional de regalía del 3% sobre el ingreso neto (efectivamente el 2.76%). Las regalías de petróleo crudo en Rancho Hermoso se calculan en especie. Las regalías totales de gas natural y petróleo se calculan con base en el ingreso neto de gastos de transporte. No hubo regalías en la producción a tarifa en Ecuador.

La producción de gas natural de la Compañía en Esperanza está sujeta a una regalía especial adicional del 2% y la producción de gas natural de la Compañía en VIM-5 está sujeta a un factor x adicional de regalía del 13% y una regalía especial del 3% al 4%.

Gastos de producción y de transporte

El total de los gastos de producción y de transporte fue el siguiente:

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|--|---------|--------|---|-----------|--------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Gastos de producción | \$ 8,585 | 5,56 | | \$ 23,093 | \$ 17,360 | 33% |
| Gastos de transporte | | 1,98 | 54% | | | |
| | 5,735 | 8 | 188% | 14,666 | 2,932 | 400% |
| Total gastos de producción y transporte | \$ 14,320 | 7,55 | | \$ 37,759 | \$ 20,29 | |
| \$/boe | \$ 7.10 | \$ 4.98 | 90% | \$ 6.49 | \$ 4.42 | 86% |
| | | | 43% | | | 47% |

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

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|-----------------------------------|--|----------|--------|---|----------|--------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Esperanza | \$ 2,831 | \$ 1,763 | 61% | \$ 8,087 | \$ 4,780 | 69% |
| VIM-5 | 1,212 | 694 | 75% | 3,679 | 2,487 | 48% |
| VIM-21 | 159 | — | n/a | 491 | — | n/a |
| Petróleo de Colombia | | | | 10,83 | 10,09 | |
| | 4,383 | 3,311 | 41% | 6 | 3 | 7% |
| Total gastos de producción | \$ 8,585 | \$ 5,568 | 541% | 23,09 | 17,36 | 33% |
| | | | | 3 | 0 | |
| \$/boe | | | | | | |
| Esperanza | \$ 2.47 | \$ 1.72 | 44% | \$ 2.41 | \$ 1.76 | 37% |
| VIM-5 | \$ 1.93 | 3.64 | (47%) | \$ 2.15 | 2.64 | (19%) |
| VIM-21 | \$ 2.47 | — | n/a | \$ 2.77 | — | n/a |
| Total gas natural | \$ 2.29 | \$ 2.02 | 13% | \$ 2.34 | \$ 1.99 | 18% |
| Petróleo de Colombia | \$ 24.49 | \$ 17.84 | 37% | \$ 20.73 | \$ 18.99 | 9% |
| Total | \$ 4.26 | \$ 3.67 | 16% | \$ 3.97 | \$ 3.78 | 5% |

Los gastos totales de producción de gas natural por boe aumentaron en 13% y 18% a \$2,29/boe (\$0,40/Mcf) y \$2,34/boe (\$0,41/Mcf) para los tres meses y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, en

comparación con \$2,02/boe (\$0,35/Mcf) y \$1,99/boe (\$0,35/Mcf) para los mismos períodos en 2017, respectivamente. El aumento es principalmente atribuible a gastos asociados con gastos operativos fijos adicionales en los nuevos campos, como Níspero, Trombón y Toronja.

Los gastos de producción por bbl en las propiedades de petróleo de Colombia han aumentado en 37% y 9% de \$17.84 y \$18.99 en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, respectivamente. El aumento se debe principalmente a mayores costos fijos sobre menor producción.

La Compañía no pagó gastos de producción en Ecuador y, en esa medida, su precio a tarifa de \$38,54 igualó la ganancia operacional neta.

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

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|-----------------------------------|---|-----------------|-------------|--|-----------------|-------------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Esperanza | \$ 2,055 | \$ 813 | 153% | \$ 6,832 | \$ 813 | 740% |
| VIM-5 | 2,767 | 1,012 | 173% | 5,471 | 1,012 | 441% |
| VIM-21 | 623 | — | n/a | 1,642 | — | n/a |
| Petróleo de Colombia | 290 | 163 | 78% | 721 | 1,107 | (35%) |
| Total gastos de transporte | \$ 5,735 | \$ 1,988 | 188% | \$ 14,666 | \$ 2,932 | 400% |
| \$/boe | | | | | | |
| Esperanza | \$ 1.80 | \$ 0.79 | 128% | \$ 2.03 | \$ 0.30 | 577% |
| VIM-5 | \$ 4.40 | \$ 5.31 | (17%) | \$ 3.20 | \$ 1.07 | 199% |
| VIM-21 | \$ 9.67 | — | n/a | \$ 9.27 | — | n/a |
| Total gas natural | \$ 2.96 | \$ 1.50 | 97% | \$ 2.66 | \$ 0.50 | 432% |
| Petróleo de Colombia | \$ 1.62 | \$ 0.93 | 74% | \$ 1.38 | \$ 2.08 | (34%) |
| Total | \$ 2.84 | \$ 1.31 | 117% | \$ 2.52 | \$ 0.64 | 294% |

Los precios de venta de gas natural, netos de transporte, durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, fueron de US\$4,80/Mcf y US\$4,79/Mcf, respectivamente, los cuales fueron más altos que la proyección previa de la Compañía.

La Compañía contrajo costos de transporte de gas natural durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018 debido a lo siguiente: a) algunos contratos de venta de gas tienen un precio de venta integrado por el cual Canacol es responsable de entregar el gas natural a los compradores en Cartagena, y b) el aumento de la producción de gas natural entregada a través de la Línea de Flujo de Sabanas, la cual está sujeta a una tarifa neta de la participación en la explotación de 25,6% de la Compañía. Los contratos de venta con un precio de venta integrado han sido asignados principalmente a VIM-21.

Ganancia operacional neta

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|------------------------------------|---|----------|--------|--|----------|--------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| \$/boe | | | | | | |
| Corporativa | | | | | | |
| Ingresos de petróleo y gas natural | \$ 32.74 | \$ 30.84 | 6% | \$ 32.68 | \$ 31.18 | 5% |
| Regalías | (3.60) | (2.84) | 27% | (3.66) | (3.16) | 16% |
| Gasto de producción | (4.26) | (3.67) | 16% | (3.97) | (3.78) | 5% |
| Gasto de transporte | (2.84) | (1.31) | 117% | (2.52) | (0.64) | 294% |
| Ganancia operacional neta | | | | | | |
| (1) | \$ 22.04 | \$ 23.02 | (4%) | \$ 22.53 | \$ 23.60 | (5%) |

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

La ganancia operacional neta por categoría principal de producción fue la siguiente:

Gas natural (\$/boe)

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|----------------------------------|---|----------|--------|--|----------|--------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| \$/boe | | | | | | |
| Esperanza | | | | | | |
| Ingresos de gas natural | \$ 31.27 | \$ 28.44 | 10% | \$ 30.98 | \$ 29.06 | 7% |
| Regalías | (2.55) | (2.47) | 3% | (2.62) | (2.54) | 3% |
| Gastos de producción | (2.47) | (1.72) | 44% | (2.41) | (1.76) | 37% |
| Gastos de transporte | (1.80) | (0.79) | 128% | (2.03) | (0.30) | 577% |
| Ganancia operacional neta | \$ 24.45 | \$ 23.46 | 4% | \$ 23.92 | \$ 24.46 | (2%) |
| VIM-5 | | | | | | |
| Ingresos de gas natural | \$ 28.69 | \$ 27.25 | 5% | \$ 28.08 | \$ 27.49 | 2% |
| Regalías | (5.19) | (5.34) | (3%) | (5.34) | (5.64) | (5%) |
| Gastos de producción | (1.93) | (3.64) | (47%) | (2.15) | (2.64) | (19%) |
| Gastos de transporte | (4.40) | (5.31) | (17%) | (3.20) | (1.07) | 199% |
| Ganancia operacional neta | \$ 17.17 | \$ 12.96 | 32% | \$ 17.39 | \$ 18.14 | (4%) |
| VIM-21 | | | | | | |
| Ingresos de gas natural | \$ 28.96 | \$ — | n/a | \$ 28.99 | \$ — | n/a |
| Regalías | (1.86) | — | n/a | (2.14) | — | n/a |
| Gastos de producción | (2.47) | — | n/a | (2.77) | — | n/a |
| Gastos de transporte | (9.67) | — | n/a | (9.27) | — | n/a |
| Ganancia operacional neta | \$ 14.96 | \$ — | n/a | \$ 14.81 | \$ — | n/a |
| Total gas natural | | | | | | |
| Ingresos de gas natural | \$ 30.30 | \$ 28.25 | 7% | \$ 29.96 | \$ 28.65 | 5% |
| Regalías | (3.43) | (2.92) | 17% | (3.49) | (3.34) | 4% |
| Gastos de producción | (2.29) | (2.02) | 13% | (2.34) | (1.99) | 18% |
| Gastos de transporte | (2.96) | (1.50) | 97% | (2.66) | (0.50) | 432% |
| Ganancia operacional neta | \$ 21.62 | \$ 21.81 | (1%) | \$ 21.47 | \$ 22.82 | (6%) |

Natural gas (\$/Mcf)

| \$/Mcf | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|---|---------|--------|--|---------|--------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Total gas natural | | | | | | |
| Ingresos de gas natural | \$ 5.32 | \$ 4.96 | 7% | \$ 5.26 | \$ 5.03 | 38% |
| Regalías | (0.60) | (0.51) | 17% | (0.61) | (0.59) | 34% |
| Gastos de producción | (0.40) | (0.35) | 13% | (0.41) | (0.35) | 9% |
| Gastos de transporte | (0.52) | (0.26) | 98% | (0.47) | (0.09) | (34%) |
| Ganancia operacional neta | \$ 3.80 | \$ 3.84 | (1%) | \$ 3.77 | \$ 4.00 | (6%) |
| Precio de venta de gas natural, neto de transporte | \$ 4.80 | \$ 4.70 | 2% | \$ 4.79 | \$ 4.94 | (3%) |

Petróleo crudo

| \$/boe | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|------------------------------------|---|----------|--------|--|----------|--------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Petróleo de Colombia | | | | | | |
| Ingresos de petróleo crudo | \$ 57.77 | \$ 43.34 | 33% | \$ 59.40 | \$ 43.02 | 38% |
| Regalías | (5.39) | (4.29) | 26% | (5.77) | (4.30) | 34% |
| Gastos de producción | (24.49) | (17.84) | 37% | (20.73) | (18.99) | 9% |
| Gastos de transporte | (1.62) | (0.93) | 74% | (1.38) | (2.08) | (34%) |
| Ganancia operacional neta | \$ 26.27 | \$ 20.28 | 30% | \$ 31.52 | \$ 17.65 | 79% |
| Ecuador | | | | | | |
| Ingresos por tarifa ⁽¹⁾ | \$ — | \$ 38.54 | (100%) | \$ 38.54 | \$ 38.54 | — |
| Ganancia operacional neta | \$ — | \$ 38.54 | (100%) | \$ 38.54 | \$ 38.54 | — |

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

Gastos generales y administrativos

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|---|----------|--------|--|-----------|--------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Costos brutos | \$ 7,711 | \$ 5,772 | 34% | \$ 23,605 | \$ 20,138 | 17% |
| Menos: montos capitalizados | (1,381) | (889) | 55% | (4,095) | (2,632) | 56% |
| Gastos generales y administrativos | \$ 6,330 | \$ 4,883 | 30% | \$ 19,510 | \$ 17,506 | 11% |
| \$/boe | \$ 3.14 | \$ 3.22 | (2%) | \$ 3.35 | \$ 3.81 | (12%) |

Los gastos generales y administrativos ("G&A") totales por boe disminuyeron en 2% y 12% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, en comparación con los mismos periodos en 2017, respectivamente. La disminución en los G&A por boe es el resultado del aumento de 33% y 27% en producción. 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 34% y 17% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, principalmente debido a mayores costos de soporte para el aumento de 33% y 27% en la producción de la Compañía en comparación con los mismos períodos en 2017, respectivamente. Además, un pago de indemnización por despido por una vez contribuyó a los mayores costos en los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018.

Ingreso y gasto financiero neto

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|---|-----------------|------------|--|------------------|-----------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Gasto de financiación neto pagado | \$ 8,112 | \$ 6,025 | 35% | \$ 23,070 | \$ 17,06 | 35% |
| Costos de financiación distintos a efectivo | 722 | 1,382 | (48%) | 2,764 | 8,070 | (66%) |
| Gasto financiero neto | \$ 8,834 | \$ 7,407 | 19% | \$ 25,834 | \$ 25,134 | 3% |

El gasto financiero neto pagado aumentó durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, debido a: a) obligaciones de arrendamiento financiero, b) menor ingreso de intereses debido a la liberación de los depósitos a término del CPI de Ecuador, y c) el aumento del monto de capital de la deuda de largo plazo de \$305 millones a \$320 millones.

Remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--|---|-----------------|-------------|--|------------------|--------------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Gasto por remuneración basada en acciones | \$ 1,119 | \$ 2,321 | (52%) | \$ 4,335 | \$ 6,711 | (35%) |
| Gasto por unidades de acciones restringidas | 1,240 | 67 | >1000% | 3,493 | 3,913 | (11%) |
| Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas | \$ 2,359 | \$ 2,388 | (1%) | \$ 7,828 | \$ 10,624 | (26%) |

El gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas es un gasto distinto a efectivo reconocido con base en el valor razonable de las unidades otorgadas. El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas se estimó usando el modelo Black-Scholes de fijación de precio de opciones.

Gasto por agotamiento y depreciación

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|--------------------------------------|---|---------|--------|--|---------|--------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Gasto por agotamiento y depreciación | | 10,38 | | | 25,71 | |
| \$/boe | \$ 10,636 | \$ 0 | 2% | \$ 32,444 | \$ 6 | 26% |
| | \$ 5.27 | \$ 6.84 | (23%) | \$ 5.57 | \$ 5.60 | (1%) |

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó en 2% y 26% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, principalmente como resultado de una mayor producción de gas natural y una mayor base agotable.

Gasto de deterioro y recuperación

Recuperación de deterioro

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | |
|---------------------------|--|------|---|------|
| | 2018 | 2017 | 2018 | 2017 |
| Recuperación de deterioro | \$ — | \$ — | \$ 19,126 | \$ — |

Durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, se registró una recuperación de deterioro de \$19.1 millones con base en el monto recuperable estimado del bloque Rancho Hermoso (unidad generadora de efectivo) de \$8.9 millones, que se estimó previamente en \$0 con una obligación estimada de desmantelamiento de \$10.2 millones, que representa el valor razonable menos el costo de disposición con el uso de flujos de caja descontados, según lo estimado por la administración y los precios corrientes proyectados de petróleo crudo. Tal recuperación fue principalmente el resultado de un mayor interés de participantes en el mercado en adquirir el bloque y la recuperación en los precios de referencia del petróleo crudo durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018.

Deterioro en activos de E&E

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | |
|-----------------------------|--|------|---|------|
| | 2018 | 2017 | 2018 | 2017 |
| Deterioro en activos de E&E | \$ — | \$ — | \$ 9,865 | \$ — |

Durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, la Compañía evaluó sus bloques de exploración para establecer deterioro y, como resultado del abandono planeado de un bloque, todos los costos asociados con dicho bloque han sido eliminados y transferidos a deterioro de exploración. En adición a los \$9,9 millones de costos de abandono relacionados reconocidos durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, \$1,8 millones y \$2,7 millones de costos previos a la licencia también fueron incluidos en deterioro de exploración y costos previos a la licencia para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, respectivamente.

Gasto de impuesto de renta

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | |
|---|--|-------------------|---|------------------|
| | 2018 | 2017 | 2018 | 2017 |
| Gasto de impuesto de renta corriente | \$ 6,007 | \$ 6,826 | \$ 19,593 | \$ 19,969 |
| Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación) | (8,745) | (8,485) | (12,599) | (6,572) |
| Gasto de impuesto de renta | \$ (2,738) | \$ (1,659) | \$ 6,994 | \$ 13,397 |

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia del 37% para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018. La tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia disminuirá a 33% en enero 1 de 2019. La Compañía consistentemente implementa las medidas de planeación de impuestos para reducir su tasa efectiva total de impuesto.

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

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | | |
|---|---|------------|--------|--|-----------|--------|
| | 2018 | 2017 | Cambio | 2018 | 2017 | Cambio |
| Flujo de caja aportado por actividades operativas | \$ 36,810 | \$ 11,783 | 212% | \$ 76,504 | \$ 40,345 | 90% |
| Por acción – básico | \$ 0.21 | \$ 0.07 | 200% | \$ 0.43 | \$ 0.23 | 87% |
| Por acción – diluido | \$ 0.21 | \$ 0.07 | 200% | \$ 0.43 | \$ 0.23 | 87% |
| Fondos ajustados provenientes de operaciones ⁽¹⁾ | \$ 26,482 | \$ 18,871 | 40% | \$ 78,845 | \$ 63,947 | 23% |
| Por acción – básicos | \$ 0.15 | \$ 0.11 | 36% | \$ 0.45 | \$ 0.37 | 22% |
| Por acción – diluidos | \$ 0.15 | \$ 0.11 | 36% | \$ 0.44 | \$ 0.36 | 22% |
| Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total | \$ 12,138 | \$ (1,514) | n/a | \$ (5,563) | \$ 2,314 | n/a |
| Por acción – básico(a) | \$ 0.07 | \$ (0.01) | n/a | \$ (0.03) | \$ 0.01 | n/a |
| Por acción – diluido(a) | \$ 0.07 | \$ (0.01) | n/a | \$ (0.03) | \$ 0.01 | n/a |

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

El flujo de caja de la Compañía aportado por las actividades operativas aumentó en 212% y 90% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, respectivamente. El aumento se debe principalmente a mayor producción, precios realizados de ventas, netos de transporte, y administración efectiva de costos, que se espera que continúen en 2019 y 2020.

Gastos de capital

| | Tres meses terminados en septiembre 30 de | | Nueve meses terminados en septiembre 30 de | |
|---|---|------------------|--|------------------|
| | 2018 | 2017 | 2018 | 2017 |
| Perforación y completamientos | \$ 6,258 | \$ 1,135 | \$ 30,111 | \$ 25,061 |
| Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura | 6,378 | 3,379 | 17,574 | 9,504 |
| Costos de oleoducto intermedio | — | 15,290 | 3,887 | 24,607 |
| Tierra, sísmica, comunidades y otros | 7,049 | 5,237 | 19,668 | 22,152 |
| Costos distintos a efectivo y ajustes ⁽²⁾ | 1,900 | (63) | 21,650 | (1,774) |
| Disposición | (3,000) | — | (3,000) | — |
| Gastos de capital netos | 18,585 | 24,978 | 89,890 | 79,550 |
| Ecuador | — | 590 | 2,377 | 1,484 |
| Gastos de capital netos ajustados ⁽¹⁾ | \$ 18,585 | \$ 25,568 | \$ 92,267 | \$ 81,034 |
| Gastos de capital netos contabilizados como: | | | | |
| Gastos en activos de exploración y evaluación | \$ 8,332 | \$ 4,774 | \$ 37,406 | \$ 37,581 |
| Gastos en propiedades, planta y equipo | 13,253 | 20,204 | 55,484 | 41,969 |
| Disposición | (3,000) | — | (3,000) | — |
| Gastos de capital netos | \$ 18,585 | \$ 24,978 | \$ 89,890 | \$ 79,550 |

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

(2) Otros costos distintos a efectivo incluyen costos capitalizados relacionados con obligaciones de desmantelamiento.

Los gastos de capital en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2018 se relacionaron principalmente con:

- Costos de planta de gas (Jobo 3).
- Perforación de Cañahuate-3 y preperforación de Cañahuate-2.
- Costos de instalaciones en Esperanza y VIM-5; y
- Otros costos capitalizados (G&A capitalizados de \$1,4 millones y costos de desmantelamiento distintos a efectivo de \$0,5 millones principalmente por un cambio en el estimado).

La expansión de la planta de gas Jobo 3 facilitará la producción hasta 330 MMcfpd, lo cual permitirá tener capacidad excedente y crecimiento futuro por encima de la producción esperada de la Compañía de 230 MMcfpd cuando el nuevo gasoducto de Promigás sea terminado en marzo de 2019.

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 los riesgos de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el capital accionario, la deuda de largo plazo, 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 acciones ordinarias u otros títulos, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles actuales y proyectados de deuda.

La compañía hace seguimiento al apalancamiento y ajusta su estructura de capital con base en su nivel de deuda neta. La deuda neta se define como el monto de capital de su deuda pendiente de largo plazo y obligaciones de arrendamiento financiero 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 los precios actuales y proyectados de petróleo crudo, cambios en la estructura de capital, ejecución del plan de negocios de la Compañía y las condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y se preparan y revisan actualizaciones según sea necesario.

A septiembre 30 de 2018, la Compañía tenía \$53,5 millones de efectivo no restringido. La Compañía también tenía \$27,6 millones de cuentas corrientes por cobrar por ser recaudadas, consistentes en: i) \$11,6 millones relacionados con la disposición de la inversión de la Compañía en una compañía de generación de energía, ii) \$13 millones relacionados con la venta de activos y pasivos mantenidos para la venta, y iii) \$3 millones relacionados con la venta de la planta de gas de la Compañía en su bloque Rancho Hermoso, lo cual contribuirá a la fuerte posición de efectivo de la Compañía a finales de 2018 y principios de 2019.

Durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, la Compañía vendió sus acciones restantes en Interoil obteniendo recursos por \$1,9 millones, lo cual resultó en una ganancia total realizada en efectivo de \$3,8 millones sobre la inversión original de la Compañía de \$3,2 millones. Durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, la Compañía vendió su inversión en una compañía de generación de energía obteniendo recursos por \$12,4 millones.

Durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018, la Compañía también 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 en 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 adquiridos mediante el recibo de las Acciones de Arrow.

En mayo 3 de 2018, la Compañía culminó una oferta privada de Títulos Preferenciales por un monto de capital total de \$320 millones. El producto neto ha sido usado para pagar en su totalidad los montos pendientes pedidos en préstamo bajo la línea de crédito existente por un monto de \$305 millones más intereses causados y costos de transacción. Los Títulos Preferenciales pagan intereses en forma semestral a una tasa de 7,25% anual, y vencerán en mayo de 2025, a menos que sean anticipadamente redimidos o recomprados de acuerdo con sus términos. Debido a la liquidación de la línea de crédito existente, se reconoció una pérdida de \$14,4 millones en la línea de crédito durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018.

Al reemplazar la línea de crédito de \$305 millones, la Compañía se beneficia con: (i) el reemplazo del préstamo a término, el cual tiene una tasa de interés fluctuante de Libor a tres meses +5,5% (que podría haber totalizado aproximadamente 8,1%, pues la Libor a tres meses ha estado aumentando significativamente durante los últimos 18 meses), por un cupón fijo de 7,25%, lo cual brinda 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 de la línea de crédito a partir de marzo de 2019, para un vencimiento único en mayo de 2025; (iii) un contrato de títulos administrativamente menos complicado que no requiere garantía o certificación trimestral de compromisos de mantenimiento (solamente compromisos en la medida en que se den ciertos eventos); (iv) la ausencia del requisito de mantener efectivo en una cuenta de reserva para servicio de deuda, según era exigido bajo la línea de crédito (se tenía previsto que estos montos sumaran en total aproximadamente \$25 millones posteriormente en 2018); y (v) el logro de algunas otras flexibilidades operacionales y financieras, incluyendo la posibilidad para la Compañía de pagar dividendos.

En julio 3 de 2018, los Accionistas aprobaron una reducción del capital accionario declarado en el monto del déficit de la Compañía de \$533,8 millones a enero 1 de 2018. Una distribución a los Accionistas, como devolución de capital accionario, en efectivo o propiedades, por el monto de \$20 millones, también fue aprobada por los Accionistas. A septiembre 30 de 2018, la junta directiva a este respecto decretó una distribución especial de \$20 millones, por liquidar mediante la transferencia de las 22.598.870 Acciones de Arrow, que estaban mantenidas en fiducia a septiembre 30 de 2018. Con posterioridad a septiembre 30 de 2018, la Compañía distribuyó 0,127 Acciones de Arrow mantenidas en fiducia por cada acción ordinaria de Canacol poseída por cada accionista.

| | Septiembre 30 de 2018 |
|--|-----------------------|
| Deuda de largo plazo – capital | \$ 320,000 |
| Obligaciones de arrendamiento financiero | 44,187 |
| Superávit de capital de trabajo | (65,678) |
| Deuda neta | \$ 298,509 |

Cartas de crédito

A septiembre 30 de 2018, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$90,7 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de las cuales \$21,9 millones del total de \$90,7 millones de garantías financieras tenían relación con algunos activos de petróleo vendidos durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2018. Las cartas de crédito relacionadas con dichos activos de petróleo serán canceladas después de septiembre 30 de 2018 a la culminación del período de transición.

A noviembre 8 de 2018 la Compañía tenía en circulación 177,7 millones de acciones ordinarias, 16.4 millones de opciones de compra de acciones y 0,7 millones de unidades de acciones restringidas.

OBLIGACIONES CONTRACTUALES

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a septiembre 30 de 2018:

| | Menos de 1 año | 1-3 años | Más de 3 años | Total |
|--|-------------------|----------|------------------|------------|
| Deuda de largo plazo - capital | \$ — | \$ — | \$ 320,000 | \$ 320,000 |
| Obligación de arrendamiento financiero – no descontada ⁽¹⁾ | 10,558 | 21,372 | 20,669 | 52,599 |
| Cuentas por pagar, comerciales y otras | 47,003 | — | — | 47,003 |
| Distribución a accionistas por pagar | 20,000 | — | — | 20,000 |
| Ingreso diferido | 9,423 | — | — | 9,423 |
| Pasivo de liquidación | 3,600 | 7,200 | 8,212 | 19,012 |
| Otras obligaciones de largo plazo | — | 2,310 | — | 2,310 |
| Unidades de acciones restringidas | 2,188 | 31 | — | 2,219 |
| Contratos de exploración y producción | 25,263 | 27,418 | 17,297 | 69,978 |
| Contrato de operación de sede de Jobo | 2,879 | 2,879 | 3,357 | 9,115 |
| Contratos de operación de estaciones de compresión | 2,495 | 2,545 | 20,035 | 25,075 |
| Arrendamientos de oficinas | 1,192 | 1,836 | 154 | 3,182 |

(1) Las obligaciones de arrendamiento financiero comprenden las de la sede de procesamiento de gas de Jobo (\$24,8 millones) y las estaciones de compresión de Sabanas (\$27,8 millones).

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia los cuales exigen que la compañía cumpla compromisos de programa de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. Durante los nueve meses terminados en septiembre 30 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 septiembre 30 de 2018 de \$70 millones y ha emitido \$41,3 millones de garantías financieras relacionadas con los mismos. Debido a la venta de algunos activos de petróleo, \$30 millones de compromisos de exploración han sido transferidos a la compradora y \$21,9 millones del total de \$41,3 millones de garantías financieras relacionadas con estos activos se cancelarán con posterioridad a septiembre 30 de 2018.

Pasivo de liquidación

Como resultado de un desacuerdo entre la Compañía y otra entidad colombiana (la “Contraparte”) sobre el pago de ciertos costos de operación relacionados con producción de petróleo crudo, se ha causado un gasto de pasivo de liquidación de \$20,3 millones (la “Transacción”) durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018. El pasivo de liquidación pendiente está sujeto a una tasa de interés anual de 8,74%. Bajo los términos acordados, la Compañía reducirá el pasivo de liquidación pendiente mediante la realización de pagos en efectivo en forma mensual iguales al monto de aproximadamente \$0,3 millones por mes hasta que se logre un acuerdo mutuo para liquidar el resto de la deuda.

EVENTO SUBSIGUIENTE

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2018, la Compañía declaró una devolución de capital accionario de \$20 millones mediante la distribución de 22.598.870 Acciones de Arrow, las cuales estaban mantenidas en fiducia a septiembre 30 de 2018. Con posterioridad a septiembre 30 de 2018, la Compañía

distribuyó 0,127 Acciones de Arrow mantenidas en fiducia por cada acción ordinaria de Canacol poseída por el accionista.

PERSPECTIVA

Para lo que resta de 2018, la Compañía continúa enfocada en lograr 230 MMscfpd de capacidad productiva mediante la expansión de las instalaciones de procesamiento de gas en Jobo y la conexión de los pozos Pandereta-1, 2 y 3, Cañahuate-1 y 3, y Chirimía-1 en diciembre de 2018. La Compañía culminó la descongestión de la línea de flujo de Betania a Jobo en octubre de 2018, y actualmente está culminando la línea de flujo de Pandereta a Jobo. La expansión de la instalación de procesamiento de gas de Jobo está progresando según lo planeado, y añadirá otros 130 MMscfpd de capacidad a la instalación, para llevar la capacidad total de procesamiento a 330 MMscfpd. Promigás espera que todos los 100 MMscfpd adicionales de capacidad estén disponibles en marzo de 2019, con los primeros 20 MMscfpd disponibles en diciembre 1 de 2018.

La Compañía ha contratado una torre de perforación e iniciará a mediados de diciembre de 2018, con el pozo de desarrollo Nelson-13, la perforación del primero de un programa planeado de perforación de nueve pozos de exploración y desarrollo.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

| | 2018 | | | | 2017 | | | 2016 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | TRIMESTRE 3 | TRIMESTRE 2 | TRIMESTRE 1 | TRIMESTRE 4 | TRIMESTRE 3 | TRIMESTRE 2 | TRIMESTRE 1 | TRIMESTRE 4 |
| Financieros | | | | | | | | |
| Ingresos totales de petróleo y gas natural, netos de regalías | 59,133 | 57,201 | 51,756 | 42,092 | 37,950 | 37,283 | 41,583 | 41,967 |
| Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías ⁽¹⁾ | 59,133 | 57,201 | 53,712 | 46,285 | 43,258 | 43,007 | 46,975 | 47,943 |
| Flujo de caja aportado por actividades operativas | 36,810 | 19,826 | 19,868 | 25,001 | 11,783 | 11,130 | 17,539 | 30,289 |
| Por acción – básico (\$) | 0.21 | 0.11 | 0.11 | 0.14 | 0.07 | 0.06 | 0.10 | 0.17 |
| Por acción – diluido (\$) | 0.21 | 0.11 | 0.11 | 0.14 | 0.07 | 0.06 | 0.10 | 0.17 |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾ | 26,482 | 28,826 | 23,537 | 20,857 | 18,871 | 24,236 | 20,947 | 41,979 |
| Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾ | 0.15 | 0.16 | 0.13 | 0.12 | 0.11 | 0.14 | 0.12 | 0.24 |
| Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾ | 0.15 | 0.16 | 0.13 | 0.12 | 0.11 | 0.14 | 0.12 | 0.24 |
| Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total | 12,138 | (25,979) | 8,278 | (150,343) | (1,514) | 11,770 | (7,942) | 20,331 |
| Por acción – básico (\$) | 0.07 | (0.15) | 0.05 | (0.85) | (0.01) | 0.07 | (0.05) | 0.12 |
| Por acción – diluido (\$) | 0.07 | (0.15) | 0.05 | (0.85) | (0.01) | 0.07 | (0.05) | 0.12 |
| Gastos de capital, netos | 18,585 | 31,111 | 40,194 | 41,652 | 24,978 | 30,572 | 24,000 | 58,638 |
| Gastos de capital ajustados, netos ⁽¹⁾ | 18,585 | 31,111 | 42,571 | 44,373 | 25,568 | 30,648 | 24,818 | 59,691 |
| Operaciones (boepd) | | | | | | | | |
| Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías | | | | | | | | |
| Petróleo ⁽²⁾ | 1,816 | 1,967 | 2,488 | 3,008 | 3,263 | 3,487 | 3,505 | 3,616 |
| Gas natural | 20,162 | 19,552 | 18,467 | 14,569 | 13,324 | 13,675 | 13,487 | 14,112 |
| Total ⁽²⁾ | 21,978 | 21,519 | 20,955 | 17,577 | 16,587 | 17,162 | 16,992 | 17,728 |
| Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías | | | | | | | | |
| Petróleo ⁽²⁾ | 1,945 | 1,903 | 2,460 | 3,003 | 3,268 | 3,500 | 3,517 | 3,657 |
| Gas natural | 19,972 | 19,340 | 18,335 | 14,379 | 13,239 | 13,563 | 13,409 | 13,986 |
| Total ⁽²⁾ | 21,917 | 21,243 | 20,795 | 17,382 | 16,507 | 17,063 | 16,926 | 17,643 |
| Ventas contractuales realizadas, antes de regalías | | | | | | | | |
| Gas natural | 20,231 | 19,637 | 18,655 | 14,950 | 13,338 | 13,695 | 14,526 | 14,653 |
| Petróleo de Colombia | 1,945 | 1,903 | 1,896 | 1,820 | 1,895 | 1,933 | 2,014 | 2,026 |
| Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽²⁾ | — | — | 564 | 1,183 | 1,373 | 1,567 | 1,503 | 1,631 |
| Total ⁽²⁾ | 22,176 | 21,540 | 21,115 | 17,953 | 16,606 | 17,195 | 18,043 | 18,310 |

(1) Medición no contemplada en los IFRS. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa “Medidas que no están en los IFRS”.

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

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2018 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2017.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

La administración de la Compañía acogió criterios, supuestos y estimados en la preparación de los estados financieros. Los resultados reales pueden diferir de esos estimados, y tales diferencias pueden ser significativas. La base de presentación y las principales políticas contables de la Compañía pueden consultarse en las notas a los estados financieros.

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía ha implementado nuevas políticas contables durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2018. La Compañía actualmente está revisando una serie de 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.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y procedimientos de revelación

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

Controles internos de informes financieros

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

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2018 no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los controles y procedimientos

La administración de la Compañía, incluidos su CEO y su CFO, consideran que, sin importar cuán bien concebido y operado sea un C&PR o CIIF, 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.