

# **CANACOL ENERGY LTD.**

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN  
AÑO TERMINADO EN DICIEMBRE 31 DE 2019**



## ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

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

Financieros	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Ingresos totales por gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gastos de transporte	65,795	50,727	30%	219,522	204,151	8%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	33,004	28,679	15%	124,915	104,914	19%
Por acción – básico (\$) <sup>(1)</sup>	0.18	0.16	13%	0.70	0.59	19%
Por acción – diluido (\$) <sup>(1)</sup>	0.18	0.16	13%	0.69	0.59	17%
Ingreso (pérdida) neto y otro ingreso (pérdida) total	25,432	(16,272)	n/a	34,247	(21,835)	n/a
Por acción – básico (\$) <sup>(1)</sup>	0.14	(0.09)	n/a	0.19	(0.12)	n/a
Por acción – diluido (\$) <sup>(1)</sup>	0.14	(0.09)	n/a	0.19	(0.12)	n/a
Flujo de caja proveniente de actividades operativas	37,181	18,753	98%	108,350	94,011	15%
Por acción – básico (\$) <sup>(1)</sup>	0.21	0.11	91%	0.61	0.53	15%
Por acción – diluido (\$) <sup>(1)</sup>	0.20	0.10	100%	0.60	0.53	13%
EBITDAX <sup>(1)</sup>	43,144	31,686	36%	167,515	136,876	22%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	179,238	177,678	1%	178,266	177,184	1%
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	181,412	178,977	1%	180,395	178,681	1%
Gastos de capital, netos de disposiciones	21,514	37,701	(43%)	100,487	127,591	(21%)
<b>A diciembre 31 de</b>				<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>Cambio</b>
Efectivo y equivalentes a efectivo				41,239	51,632	(20%)
Efectivo restringido				4,524	4,196	8%
Superávit de capital de trabajo				50,676	60,782	(17%)
Deuda total				392,946	388,222	1%
Activos totales				754,062	705,003	7%
Acciones ordinarias, final del período (000)				180,075	177,462	1%
Operativos	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías <sup>(1)</sup>						
Gas natural (Mcfpd)	180,986	116,616	55%	143,524	112,102	28%
Petróleo de Colombia (bopd) <sup>(2)</sup>	309	488	(37%)	351	1,546	(77%)
Total (boepd) <sup>(3)</sup>	32,061	20,947	53%	25,531	21,213	20%
<b>Ventas contractuales realizadas, antes de regalías<sup>(1)</sup></b>						
<b>Gas natural (Mcfpd)</b>	180,753	119,284	52%	142,603	113,261	26%
<b>Petróleo de Colombia (bopd)<sup>(2)</sup></b>	301	592	(49%)	356	1,581	(77%)
<b>Total (boepd)<sup>(3)</sup></b>	32,012	21,519	49%	25,374	21,451	18%
Ganancia operacional neta <sup>(1)</sup>						
Gas natural (\$/Mcf)	3.58	3.92	(9%)	3.82	3.80	1%
Petróleo de Colombia (\$/bopd) <sup>(2)</sup>	27.08	27.89	(3%)	25.92	31.18	(17%)
Corporativa (\$/boe) <sup>(3)</sup>	20.49	22.51	(9%)	21.80	22.42	(3%)

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

(2) Disminuyó durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019 debido a la venta de los activos de petróleo de la Compañía en 2018.

(3) Los resultados del CPI de Ecuador están excluidos en el período previo para fines comparativos.

## INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. y sus subsidiarias (“Canacol” o la “Compañía”) están dedicadas principalmente a actividades de exploración y desarrollo de gas natural en Colombia. La oficina principal de la Compañía está situada en 2650, 585 – 8<sup>th</sup> 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 17 de 2020 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero cubierto por los estados financieros consolidados auditados de la Compañía para los años terminados en diciembre 31 de 2019 y 2018 (los “estados financieros”), junto con el análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios deben ser leídos en conjunto con los estados financieros. 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](http://www.sedar.com).

**Planteamientos de proyecciones a futuro** – *Cierta información incluida en este documento contiene planteamientos de proyecciones a futuro. Todas las declaraciones distintas a hechos históricos contenidas aquí son planteamientos de proyecciones a futuro, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera futura, la estrategia del negocio, las tasas de producción, 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 gas natural y petróleo de tales proyectos principales, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías calculadas con base en hidrocarburos continuarán siendo consistentes, o que las regalías continuarán siendo aplicadas sobre la base de una escala móvil en la medida en que la producción aumente en cualquier bloque. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía pueden diferir sustancialmente de aquellos expresados en estos planteamientos de proyecciones a futuro, o derivados 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 gas natural y el petróleo; los

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

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

**Medidas que no están en las NIIF** – Dos de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño son los fondos ajustados provenientes de las operaciones y el EBITDAX, que son medidas no definidas en las NIIF. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan el flujo de caja aportado por actividades operativas antes de la liquidación de obligaciones de desmantelamiento y los cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo. El EBITDAX es calculado en forma continua para los últimos 12 meses y se define como ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total ajustado para intereses, impuestos de renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. La Compañía considera que estas 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, ni más significativas, con respecto al 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 ajustados 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	
	2019	2018	2019	2018
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 37,181	\$ 18,753	\$ 108,350	\$ 94,011
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(4,177)	8,268	13,824	8,653
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	1,658	2,741	2,250
<b>Fondos ajustados provenientes de las operaciones</b>	<b>\$ 33,004</b>	<b>\$ 28,679</b>	<b>\$ 124,915</b>	<b>\$ 104,914</b>

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

2019					
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Período Total
Ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total	\$ 6,274	\$ 1,878	\$ 663	\$ 25,432	\$ 34,247
(+) Gasto de interés	7,737	7,631	7,620	7,800	30,788
(+) Gasto de impuestos de renta (recuperación)	4,969	10,875	20,973	(6,330)	30,487
(+) Agotamiento y depreciación	12,689	11,737	13,015	16,842	54,283
(+) Gastos de exploración	171	2,211	223	368	2,973
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo e ítems no recurrentes	8,186	3,269	4,250	(968)	14,737
<b>EBITDAX</b>	<b>\$ 40,026</b>	<b>\$ 37,601</b>	<b>\$ 46,744</b>	<b>\$ 43,144</b>	<b>\$ 167,515</b>

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 la porción corriente de las obligaciones de largo plazo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como 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. Los volúmenes de gas natural por día se expresan en millones de pies cúbicos estándares por día (“MMscfpd”) a lo largo de este MD&A.

### Aspectos destacados de reservas para el año 2019

- Según lo anunciado en febrero 19 de 2020, las reservas probadas desarrolladas productivas de gas natural convencional de la Compañía (“PDP”) aumentaron en un 31% desde diciembre 31 de 2018, llegando a un total de 252 miles de millones de pies cúbicos (“Bcf”) a diciembre 31 de 2019 (razón de reemplazo de reservas PDP de 213%). Las reservas probadas más probables totales de gas natural convencional de la Compañía (“2P”) aumentaron en un 12% desde diciembre 31 de 2018, llegando a un total de 624 Bcf a diciembre 31 de 2019 (razón de reemplazo de reservas 2P de 224%). Las reservas probadas de gas natural convencional de la Compañía (“1P”) aumentaron en un 4% desde diciembre 31 de 2018, llegando a un total de 394 Bcf a diciembre 31 de 2019 (razón de reemplazo de reservas 1P de 127%).
- El costo de hallazgo y desarrollo de 1P y 2P fue de \$0,98/Mcf y \$0,67/Mcf para el período de tres años terminado en diciembre 31 de 2019, respectivamente.
- La razón de reciclaje de 2P de la Compañía fue de 4,4x y 5,7x para el período de uno y tres años terminado en diciembre 31 de 2019, 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 2019 de \$3,82/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 2019 de \$3,83/Mcf.

- La razón de reciclaje de 1P de la Compañía fue de 2,7x y 3,9x para el período de uno y tres años terminado en diciembre 31 de 2019, 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 2019 de \$3,82/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 \$3,83/Mcf.

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

- Las ventas contractuales realizadas de gas natural aumentaron en un 52% a 180,8 MMscfpd para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019 en comparación con 119,3 MMscfpd para el mismo período en 2018. Los volúmenes de producción promedio de gas natural aumentaron en un 55% a 181 MMscfpd para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019 en comparación con 116,6 MMscfpd para el mismo período en 2018. Los aumentos se deben principalmente a la culminación de la Expansión de Gasoducto a finales de agosto de 2019.
- Los ingresos totales de gas natural, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019, aumentaron en un 39% a \$64,2 millones en comparación con \$46,2 millones para el mismo período en 2018, lo cual es principalmente atribuible al aumento de la producción de gas natural.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron en un 15% a \$33 millones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019 en comparación con \$28,7 millones para el mismo período en 2018. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción básica aumentaron en un 13% a \$0,18 por acción básica de \$0,16 por acción básica.
- El EBITDAX aumentó en un 36% a \$43,1 millones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019 en comparación con \$31,7 millones para el mismo período en 2018.
- La Compañía realizó un ingreso neto \$25,4 millones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019 en comparación con una pérdida neta de \$16,3 millones para el mismo período en 2018.
- La ganancia operacional neta de gas natural de la Compañía disminuyó en un 9% a \$3,58 por Mcf en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019 en comparación con \$3,92 por Mcf para el mismo período en 2018. La disminución se debe a: i) precios de venta en los mercados de gas al contado y costos de transporte netos más bajos, y ii) un aumento en las regalías por unidad de \$0,12 por Mcf debido a mayores volúmenes de gas natural producidos en el bloque VIM-5 de la Compañía, el cual está sujeto a una mayor tasa de regalía. La disminución está compensada con una reducción del 34% en los gastos operativos por Mcf a \$0,29 por Mcf para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019 en comparación con \$0,44 por Mcf para el mismo período en 2018.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019 fueron de \$21,5 millones. Los gastos de capital netos incluyeron adiciones distintas a efectivo relacionadas con obligaciones de desmantelamiento de \$0,8 millones y activos de derecho de uso arrendados de \$4,3 millones.
- A diciembre 31 de 2019, la Compañía tenía \$41,2 millones en efectivo y equivalentes a efectivo, \$4,5 millones en efectivo restringido y \$50,7 millones en superávit de capital de trabajo.

### Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Níspero y Cañahuate en el bloque Esperanza, los campos Clarinete, Pandereta, Oboe y Acordeón 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”).

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019, la Compañía perforó el pozo de exploración Arándala-1 en su bloque VIM-21, el cual aún no ha sido sometido a prueba o completado. Al culminar la línea de flujo Breva, el pozo será completado, probado y conectado para producción permanente.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019, la Compañía comenzó operaciones en su instalación de procesamiento de gas natural licuado (“GNL”) con capacidad de producción de 2,4 MMscfpd de gas natural que se convierten en 29.000 galones de GNL. La producción de GNL será vendida a un tercero en la puerta de la planta para distribución mediante camiones a sus clientes en Antioquia y Santander a una distancia de 800 kilómetros de la planta de GNL de la Compañía.

El volumen de ventas de gas natural a partir de diciembre de 2019 fue en promedio aproximado de 214 MMscfpd en la medida en que algunos contratos programados de venta en firme de largo plazo entraron en efecto en diciembre 1 de 2019. Desde el tercer trimestre de 2019, la Compañía ha aumentado su capacidad de procesamiento y transporte de gas natural a aproximadamente 330 MMscfpd lo cual se atribuye a la culminación del gasoducto que conecta la instalación de procesamiento de gas natural de la Compañía con Cartagena, Colombia (“Expansión de Gasoducto”) y la culminación de la instalación de procesamiento de gas natural Jobo 3 (“Jobo 3”).

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 contractuales realizadas de gas natural y petróleo crudo

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

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
<b>Gas natural (Mcfpd)</b>						
Producción de gas natural	180,986	116,616	55%	143,524	112,102	28%
Consumo de campos	(706)	(1,470)	(52%)	(1,501)	(1,129)	33%
Ventas de gas natural	180,280	115,146	57%	142,023	110,973	28%
Volúmenes de venta en firme	473	4,138	(89%)	580	2,288	(75%)
<b>Ventas contractuales realizadas de gas natural</b>	<b>180,753</b>	<b>119,284</b>	<b>52%</b>	<b>142,603</b>	<b>113,261</b>	<b>26%</b>
<b>Petróleo de Colombia (bopd)</b>						
Producción de petróleo crudo	309	488	(37%)	351	1,546	(77%)
Movimientos de inventario y otros	(8)	104	(108%)	5	35	(86%)
<b>Ventas de petróleo de Colombia</b>	<b>301</b>	<b>592</b>	<b>(49%)</b>	<b>356</b>	<b>1,581</b>	<b>(77%)</b>
<b>Corporativo</b>						
Producción de gas natural (boepd)	31,752	20,459	55%	25,180	19,667	28%
Producción de petróleo de Colombia (bopd)	309	488	(37%)	351	1,546	(77%)
Producción total (boepd)	32,061	20,947	53%	25,531	21,213	20%
Consumo de campos e inventario (boepd)	(132)	(154)	(14%)	(259)	(163)	59%
Ventas corporativas totales (boepd)	31,929	20,793	54%	25,272	21,050	20%
Volúmenes de venta en firme (boepd)	83	726	(89%)	102	401	(75%)
<b>Ventas contractuales realizadas totales (boepd)</b>	<b>32,012</b>	<b>21,519</b>	<b>49%</b>	<b>25,374</b>	<b>21,451</b>	<b>18%</b>

El aumento de 55% y 28% en los volúmenes de producción de gas natural durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, respectivamente, se debe principalmente a la culminación de la Expansión de Gasoducto y el inicio de operaciones de Jobo 3 en el tercer trimestre de 2019. En el futuro, se espera que la producción de la Compañía sea de aproximadamente 205 MMscfpd con la Expansión de Gasoducto ahora en operación a su capacidad total de 100 MMscfpd.

La disminución en los volúmenes de producción de petróleo durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, se debe principalmente a la venta

por parte de la Compañía de su participación en la mayoría de sus activos de petróleo durante el año terminado en diciembre 31 de 2018.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019 promediaron aproximadamente 180,8 y 142,6 MMscfpd, respectivamente. Las ventas contractuales realizadas se definen como el gas natural producido y vendido más el ingreso recibido por contratos nominados en firme sin la entrega efectiva de gas natural.

### Ingresos netos de gas natural y petróleo crudo

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
<b>Gas natural</b>						
Ingresos de gas natural	\$ 87,763	\$ 56,063	57%	\$ 268,848	\$ 213,306	26%
Gastos de transporte	(11,775)	(3,621)	225%	(22,224)	(17,566)	27%
Ingresos, netos de gastos de transporte	75,988	52,442	45%	246,624	195,740	26%
Regalías	(11,746)	(6,273)	87%	(34,219)	(24,581)	39%
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 64,242</b>	<b>\$ 46,169</b>	<b>39%</b>	<b>\$ 212,405</b>	<b>\$ 171,159</b>	<b>24%</b>
<b>Petróleo de Colombia</b>						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 1,408	\$ 2,840	(50%)	\$ 6,733	\$ 33,894	(80%)
Gastos de transporte	(9)	25	n/a	(333)	(696)	(52%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	1,399	2,865	(51%)	6,400	33,198	(81%)
Regalías	(106)	(181)	(41%)	(521)	(3,200)	(84%)
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 1,293</b>	<b>\$ 2,684</b>	<b>(52%)</b>	<b>\$ 5,879</b>	<b>\$ 29,998</b>	<b>(80%)</b>
<b>Corporativo</b>						
Ingresos de gas natural	\$ 87,763	\$ 56,063	57%	\$ 268,848	\$ 213,306	26%
Ingresos de petróleo crudo	1,408	2,840	(50%)	6,733	33,894	(80%)
Ingresos totales	89,171	58,903	51%	275,581	247,200	11%
Regalías	(11,852)	(6,454)	84%	(34,740)	(27,781)	25%
Ingresos de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	77,319	52,449	47%	240,841	219,419	10%
Ingreso de gas natural en firme (2)	260	1,874	(86%)	1,238	2,994	(59%)
Ingresos totales de gas natural y petróleo crudo, después de regalías, según lo reportado	77,579	54,323	43%	242,079	222,413	9%
Gastos de transporte	(11,784)	(3,596)	228%	(22,557)	(18,262)	24%
<b>Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 65,795</b>	<b>\$ 50,727</b>	<b>30%</b>	<b>\$ 219,522</b>	<b>\$ 204,151</b>	<b>8%</b>

### Ventas contractuales realizadas de gas natural

La Compañía tiene tres tipos de ventas realizadas 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 2019, la Compañía ha realizado \$0,3 millones y \$1,2 millones, respectivamente, de ingreso en firme (según lo descrito en (2) arriba), lo cual es equivalente a 0,5 MMscfpd y 0,6 MMscfpd, respectivamente, de ventas de gas natural, sin entrega efectiva del gas natural.

A diciembre 31 de 2019, la Compañía ha recibido recursos por gas natural y petróleo crudo por entregar en fecha posterior (según lo descrito en (3) arriba). A diciembre 31 de 2019, las nominaciones no entregadas resultaron en un saldo de ingreso diferido de \$11,1 millones, el cual ha sido clasificado como pasivo corriente pues se espera que sea liquidado dentro de los próximos doce meses.

#### **Gastos de transporte de gas natural**

Los gastos de transporte de gas natural relacionados con los contratos de venta de gas natural a precio fijo de la Compañía generalmente se trasladan a los clientes de Canacol, con la excepción de las ventas al contado de la Compañía. Los gastos de transporte de gas natural aumentaron en un 225% y 27% durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019 en comparación con los mismos períodos en 2018 debido al aumento del 57% y el 28% en los volúmenes de venta de gas, respectivamente. Además, los mayores volúmenes de venta de gas relacionados con la Expansión de Gasoducto estuvieron por debajo de las ventas al contado hasta que los contratos a precio fijo comenzaron en diciembre 1 de 2019, lo cual resulta en menores costos de transporte siendo trasladados a los clientes. En el futuro, las ventas de gas natural de la Compañía estarán en su mayoría bajo contratos a precio fijo.

#### **Regalías de gas natural**

Las regalías de gas natural de la Compañía generalmente son a una tasa de 6,4%, hasta que la producción neta del campo alcance los 5.000 boepd, punto en el cual las tasas de regalía aumentan en una escala gradual hasta una tasa máxima del 20% con una producción del campo de 125.000 boepd. La producción de gas natural de la Compañía está sujeta a una regalía especial adicional de 2% a 4%. La producción de gas natural de la Compañía en VIM-5 está sujeta a un factor x de regalía adicional del 13%. Durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019, las regalías de gas natural aumentaron en un 87% y un 39% en comparación con los mismos períodos en 2018, principalmente por el aumento de los volúmenes de producción de gas en 57% y 28%, respectivamente. Adicionalmente, el aumento se debe a la mayor producción en el bloque VIM-5 de la Compañía, el cual está sujeto a una tasa de regalía más alta.

## Precio promedio de referencia y precios realizados de venta, netos de transporte

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Guajira (\$/Mcf)	\$ 4.33	\$ 4.26	2%	\$ 4.31	\$ 4.24	2%
Brent (\$/bbl)	\$ 62.48	\$ 68.71	(9%)	\$ 63.71	\$ 71.31	(11%)
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 57.79	\$ 60.16	(4%)	\$ 57.62	\$ 64.79	(11%)
Gas natural, neto de transporte (\$/Mcf)	\$ 4.58	\$ 4.95	(7%)	\$ 4.76	\$ 4.83	(1%)
Petróleo de Colombia, neto de transporte (\$/bbl)	\$ 50.52	\$ 52.60	(4%)	\$ 49.25	\$ 57.53	(14%)
<b>Promedio corporativo, neto de transporte (\$/boe)</b>	<b>\$ 26.34</b>	<b>\$ 28.91</b>	<b>(9%)</b>	<b>\$ 27.43</b>	<b>\$ 29.80</b>	<b>(8%)</b>

Los precios de venta de los contratos de venta de gas natural de la Compañía son en gran parte fijos, con una porción de su portafolio vendida en el mercado al contado. Los gastos de transporte de la Compañía relacionados con las ventas al contado se compensan con precios de venta brutos más altos, lo que resulta en precios de venta realizados, netos de transporte, que son consistentes con los contratos a precio fijo de la Compañía.

El precio promedio de venta de gas natural, neto de transporte, para el año terminado en diciembre 31 de 2019, fue de \$4,76/Mcf, en línea con el objetivo de la Compañía de \$4,75/Mcf para el año 2019. El cambio en los precios promedio realizados de venta de gas natural, netos de transporte, durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, se debe principalmente a las fluctuaciones de precios y los mayores costos de transporte relacionados con ventas al contado.

La disminución en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, se debe principalmente a menores precios de referencia del petróleo crudo.

## Gastos operacionales

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gas natural	\$ 4,798	\$ 4,638	3%	\$ 14,628	\$ 16,895	(13%)
Petróleo de Colombia	543	1,165	(53%)	2,510	12,001	(79%)
<b>Gastos operacionales totales</b>	<b>\$ 5,341</b>	<b>\$ 5,803</b>	<b>(8%)</b>	<b>\$ 17,138</b>	<b>\$ 28,896</b>	<b>(41%)</b>
Gas natural (\$/Mcf)	\$ 0.29	\$ 0.44	(34%)	\$ 0.28	\$ 0.42	(33%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 19.61	\$ 21.39	(8%)	\$ 19.32	\$ 20.80	(7%)
<b>Corporativo (\$/boe)</b>	<b>\$ 1.82</b>	<b>\$ 3.03</b>	<b>(40%)</b>	<b>\$ 1.86</b>	<b>\$ 3.76</b>	<b>(51%)</b>

Los gastos operacionales de gas natural por Mcf disminuyeron en un 34% y un 33% a \$0,29/Mcf y \$0,28/Mcf para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019, en comparación con \$0,44/Mcf y \$0,42/Mcf para los mismos períodos en 2018, respectivamente. La disminución es principalmente atribuible al aumento en los volúmenes de venta de gas natural como resultado de la culminación de Jobo 3 y la Expansión de Gasoducto dado que los gastos operacionales de la Compañía en más del 90% son fijos. La compra y operación de la Compañía de la instalación de gas natural Jobo 2 ("Jobo 2") igualmente resultó en gastos operacionales más bajos por eficiencias de operación. La Compañía también capitalizó algunos costos operacionales durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019 como resultado de la adopción de la NIIF 16 a enero 1 de 2019.

Los gastos operacionales totales de petróleo de Colombia disminuyeron durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, principalmente

debido a la venta por parte de la Compañía de las participaciones en la mayoría de sus activos de petróleo a finales de 2018.

### Ganancias operacionales netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
<b>Gas Natural</b>						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 4.58	\$ 4.95	(7%)	\$ 4.76	\$ 4.83	(1%)
Regalías	(0.71)	(0.59)	20%	(0.66)	(0.61)	8%
Gastos operacionales	(0.29)	(0.44)	(34%)	(0.28)	(0.42)	(33%)
<b>Ganancia operacional neta</b>	\$ 3.58	\$ 3.92	(9%)	\$ 3.82	\$ 3.80	1%

\$/bbl	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
<b>Petróleo de Colombia</b>						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 50.52	\$ 52.60	(4%)	\$ 49.25	\$ 57.53	(14%)
Regalías	(3.83)	(3.32)	15%	(4.01)	(5.55)	(28%)
Gastos operacionales	(19.61)	(21.39)	(8%)	(19.32)	(20.80)	(7%)
<b>Ganancia operacional neta</b>	\$ 27.08	\$ 27.89	(3%)	\$ 25.92	\$ 31.18	(17%)

\$/boe	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
<b>Corporativo</b>						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 26.34	\$ 28.91	(9%)	\$ 27.43	\$ 29.80	(8%)
Regalías	(4.03)	(3.37)	20%	(3.77)	(3.62)	4%
Gastos operacionales	(1.82)	(3.03)	(40%)	(1.86)	(3.76)	(51%)
<b>Ganancia operacional neta</b>	\$ 20.49	\$ 22.51	(9%)	\$ 21.80	\$ 22.42	(3%)

### Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Costos brutos	\$ 14,449	\$ 10,817	34%	\$ 35,337	\$ 34,422	3%
Menos: montos capitalizados	(2,282)	(2,132)	7%	(6,364)	(6,227)	2%
<b>Gastos generales y administrativos</b>	\$ 12,167	\$ 8,685	40%	\$ 28,973	\$ 28,195	3%
\$/boe	\$ 4.14	\$ 4.54	(9%)	\$ 3.14	\$ 3.67	(14%)

Los gastos generales y administrativos (“G&A”) por boe disminuyeron en un 9% y en un 14% durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, respectivamente. La disminución se debe principalmente al aumento de la producción de gas natural durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019, respectivamente. Se espera que los costos brutos permanezcan estables en tanto crezca la base de producción de la Compañía en 2020 y posteriormente, lo cual resultará en que los G&A por boe disminuyan aún más en el futuro.

El aumento en los costos brutos para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, se debe principalmente a indemnizaciones por despido por \$2,5 millones pagadas en el cuarto trimestre de 2019, compensadas con la capitalización por parte de la Compañía de algunos costos como resultado de la adopción de la NIIF 16 a enero 1 de 2019.

## Gasto de financiación neto

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,486	\$ 7,912	(5%)	\$ 29,505	\$ 30,982	(5%)
Costos de financiación distintos a efectivo	835	793	5%	3,397	3,557	(4%)
<b>Gasto financiero neto</b>	<b>\$ 8,321</b>	<b>\$ 8,705</b>	<b>(4%)</b>	<b>\$ 32,902</b>	<b>\$ 34,539</b>	<b>(5%)</b>

El gasto de financiación neto pagado disminuyó durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, principalmente como resultado de: a) tasas de interés más bajas en la deuda de largo plazo de la Compañía; y b) la compra de Jobo 2, que previamente se tenía bajo un acuerdo de arrendamiento financiero.

## Gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gasto de remuneración basada en acciones	\$ 581	\$ 599	(3%)	\$ 3,398	\$ 4,934	(31%)
Gasto de unidades de acciones restringidas	746	49	>1000%	4,523	3,542	28%
<b>Gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas</b>	<b>\$ 1,327</b>	<b>\$ 648</b>	<b>105%</b>	<b>\$ 7,921</b>	<b>\$ 8,476</b>	<b>(7%)</b>

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 reconocido sobre una base de maduración gradual durante el término de otorgamiento. 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		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 16,842	\$ 11,802	43%	\$ 54,283	\$ 44,246	23%
\$/boe	\$ 5.73	\$ 6.17	(7%)	\$ 5.88	\$ 5.76	2%

El gasto de agotamiento y depreciación aumentó en un 43% y un 23% durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, respectivamente, principalmente como resultado de una producción más alta de gas natural, el agotamiento de Jobo 3 y la depreciación de los activos de derecho de uso arrendados reconocidos en el período como resultado de la adopción de una nueva política contable.

## Gasto de impuesto sobre la renta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2019	2018	2019	2018
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 9,302	\$ 2,240	\$ 32,058	\$ 23,587
Gasto de impuesto sobre la renta diferido (recuperación)	(15,632)	19,949	(1,571)	7,350
<b>Gasto de impuesto sobre la renta (recuperación)</b>	<b>\$ (6,330)</b>	<b>\$ 22,189</b>	<b>\$ 30,487</b>	<b>\$ 30,937</b>

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa reglamentaria del impuesto sobre la renta en Colombia del 33% para el año terminado en diciembre 31 de 2019. La tasa reglamentaria del impuesto sobre la renta en Colombia disminuirá 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.

### Activos y pasivos mantenidos para la venta

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, la Compañía culminó la venta de su inversión en el CPI de Ecuador que mantenía para la venta y recibió \$22,1 millones del total de recursos en efectivo de \$28,1 millones y el depósito a término pendiente de \$8,3 millones, previamente registrado como efectivo restringido. Los restantes \$6 millones de los recursos en efectivo fueron recaudados durante el año terminado en diciembre 31 de 2019. Los recursos recibidos fueron iguales al valor en libros de los activos mantenidos para la venta a la fecha de disposición.

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, la Compañía culminó la venta de algunos activos de petróleo mantenidos para la venta y los correspondientes pasivos, por una contraprestación total de \$40 millones, ajustada por ajustes de cierre habituales de \$0,8 millones, lo cual resultó en una contraprestación total ajustada de \$39,2 millones. La contraprestación ajustada consistió en \$14,2 millones en pagos en efectivo, \$20 millones a través del recibo de 22.598.870 acciones ordinarias de Arrow Exploration Ltd. (“Acciones de Arrow”) y un pagaré de \$5 millones, con tasa de interés anual del 15%, por pagar por parte de Arrow a más tardar en abril de 2021. Otros activos adicionales con valores en libros de \$1 millón también fueron transferidos a Arrow, lo cual resultó en una pérdida total en activos y pasivos mantenidos para la venta de \$1,8 millones reconocidos durante el año terminado en diciembre 31 de 2018. Posteriormente, los \$20 millones de las 22.598.870 Acciones de Arrow se distribuyeron a los accionistas de la Compañía (los “Accionistas”) como reembolso de capital accionario. Los Accionistas recibieron 0,127 Acciones de Arrow por cada acción ordinaria de Canacol poseída por el accionista.

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2019, la Compañía clasificó los costos y correspondientes pasivos relacionados con su bloque Rancho Hermoso como activos y pasivos mantenidos para la venta debido a su intención de vender su participación en la explotación dentro del año siguiente a diciembre 31 de 2019. A diciembre 31 de 2019, los activos y pasivos mantenidos para la venta fueron reconocidos a sus valores en libros de \$8 millones y \$10,6 millones, respectivamente, que son los más bajos entre los valores en libros y el valor razonable estimado menos costo de venta.

## Gastos de capital

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2019	2018	2019	2018
Perforación y completamientos	\$ 3,828	\$ 7,027	\$ 33,609	\$ 37,138
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	4,895	20,493	35,829	38,067
Costos de ductos medios	—	—	—	3,887
Tierra, sísmica, comunidades y otros	5,462	5,904	26,562	7,577
Activos de derecho de uso arrendados <sup>(1)</sup>	4,285	—	8,797	13,900
G&A capitalizados	2,282	2,132	6,364	6,227
Disposición	—	—	(14,506)	(3,000)
Costos y ajustes distintos a efectivo <sup>(1)</sup>	762	2,145	3,832	23,795
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 21,514</b>	<b>\$ 37,701</b>	<b>\$ 100,487</b>	<b>\$ 127,591</b>
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 9,437	\$ 5,129	\$ 36,778	\$ 42,534
Gastos en propiedades, planta y equipo	12,747	32,572	78,885	88,057
Disposición	(670)	—	(15,176)	(3,000)
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 21,514</b>	<b>\$ 37,701</b>	<b>\$ 100,487</b>	<b>\$ 127,591</b>

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

Los gastos de capital netos durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019 se relacionan principalmente con:

- Costos de instalaciones en los bloques VIM-5 y Esperanza.
- Costos de sísmica en el bloque VIM-5.
- Perforación del pozo Arándala-1.
- Costos previos a la perforación de los pozos Nelson-14 y Porro Norte.
- Costos posteriores a la perforación de los pozos Clarinete-4 y Pandereta-5; y
- Costos de culminación de planta de GNL.

## Liquidez y recursos de capital

### Riesgo de moneda extranjera

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2019, la Compañía celebró un contrato de tasa de cambio bajo los siguientes términos:

Plazo	Capital	Clase	Rango de tasa de cambio
Agosto de 2019 – Julio de 2020	\$2,5 millones	Instrumento financiero de cobertura sobre la tasa de cambio de COP a USD	3,383:1 - 3,535:1

Como consecuencia de los recientes eventos mundiales, la Compañía actualmente se está beneficiando de la reciente depreciación del peso colombiano (“COP”) y el dólar canadiense (“CAD”). A la fecha de este MD&A, la reciente disminución del COP, de aproximadamente el 22% frente al dólar de Estados Unidos (“dólar de EE.UU.”), efectivamente reduce los gastos denominados en COP incluyendo gastos de capital, costos operacionales y G&A por aproximadamente \$15 millones de dólares de EE.UU. para lo que resta de 2020, en comparación con los estimados de presupuesto originales de la Compañía.

La Compañía tiene un instrumento financiero de cobertura sobre tasa de cambio para el COP, que expira en julio de 2020 (en el cual Canacol históricamente ha estado “dentro del dinero”), el cual efectivamente reduce los ahorros indicados arriba en aproximadamente el 15% para lo que resta de 2020. En forma similar, la reciente debilidad de 8% en el CAD efectivamente reduce los G&A basados en Canadá.

## 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 y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes excluyendo la porción corriente de obligaciones de largo plazo. 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.

La deuda con bancos de la Compañía incluye varios pactos no financieros relacionados con endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros pactos estándares operativos del negocio. La deuda con bancos también está sujeta a varios pactos financieros, incluyendo una razón máxima de deuda total consolidada menos efectivo y equivalentes a efectivo a EBITDAX de los últimos 12 meses (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de 3,50:1,00 y una razón mínima de EBITDAX de los últimos 12 meses a gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo (“Razón de Cobertura de Interés Consolidado”) de 2,50:1,00. A diciembre 31 de 2019, la Compañía estaba cumpliendo con los pactos.

	Diciembre 31 de 2019	Diciembre 31 de 2018
Títulos Preferenciales – Capital (7,25%)	\$ 320,000	\$ 320,000
Deuda con bancos - Capital (6,875%)	30,000	30,000
Pasivo de liquidación (8,74%)	15,848	16,749
Obligación de arrendamiento (6,875% en 2019; 5,2% en 2018)	27,098	21,473
Deuda total	392,946	388,222
Menos: superávit de capital de trabajo	(50,676)	(60,782)
<b>Deuda neta</b>	<b>\$ 342,270</b>	<b>\$ 327,440</b>

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

	Diciembre 31 de 2019
Deuda total	\$ 392,946
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo	(41,239)
Deuda neta para efectos de los pactos	351,707
EBITDAX	167,515
<b>Razón de Apalancamiento Consolidado</b>	<b>2.10</b>

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

	Diciembre 31 de 2019	
EBITDAX	\$	167,515
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo		30,788
<b>Razón de Cobertura de Interés Consolidado</b>		<b>5.44</b>

A marzo 17 de 2020, la Compañía tenía en circulación 181,3 millones de acciones ordinarias, 16,8 millones de opciones de compra de acciones y 1,9 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 2019:

	Menos de		Más de		
	1 año	1-3 años	3 años		Total
Deuda de largo plazo – capital	\$ 8,182	\$ 21,818	\$ 320,000	\$	350,000
Obligación de arrendamiento – no descontadas	6,082	10,033	16,111		32,226
Cuentas por pagar, comerciales y otras	52,591	—	—		52,591
Impuestos por pagar	6,043	—	—		6,043
Ingreso diferido	11,134	—	—		11,134
Pasivo de liquidación	2,306	4,612	8,930		15,848
Otras obligaciones de largo plazo	—	3,219	—		3,219
Unidades de acciones restringidas	2,235	15	—		2,250
Contratos de exploración y producción	17,008	29,176	4,781		50,965
Contratos de operación de estación de compresión	2,558	5,270	14,125		21,953

### Cartas de crédito

A diciembre 31 de 2019, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$76,2 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de los cuales \$11,3 millones de garantías financieras están relacionados con ciertos activos de petróleo previamente vendidos.

### Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos de exploración pendientes a diciembre 31 de 2019 por \$51 millones y ha emitido \$38,6 millones en garantías financieras relacionadas con ellos.

### PERSPECTIVA

La mezcla de producción de Canacol consiste en gas natural al 100% sin producción de petróleo. Aproximadamente el 80% de la producción de gas de Canacol se vende bajo contratos en firme denominados en dólares de EE. UU. y con precio fijado en cabeza de pozo. Aproximadamente el 20% de las ventas de gas de Canacol se realiza bajo contratos interrumpibles denominados en dólares de EE. UU. y con precio fijado en cabeza de pozo. En esa medida, la Compañía está aislada de los efectos actuales de los bajos precios de



petróleo a nivel mundial, que recientemente han llevado a importantes colegas petroleros a reducir programas de capital, proyecciones de producción y retorno de capital a los accionistas.

La Compañía por lo tanto mantiene su proyección previamente anunciada para 2020 de gastos de capital, producción y retorno de capital. El presupuesto de capital para 2020 se mantiene en \$114 millones, el cual estará totalmente financiado con efectivo existente que se tiene y flujo de caja de 2020. Se espera que las ventas contractuales realizadas de gas proyectadas para 2020, incluyendo los tiempos de parada de los compradores, promedien aproximadamente 205 MMscfpd, lo cual representa un aumento del 43% sobre el promedio de ventas contractuales realizadas de gas natural en 2019 de 143 MMscfpd. Se espera que el precio promedio de venta de gas natural, neto de costos de transporte, cuando fueren aplicables, sea de aproximadamente \$4,80/Mcf.

Las ventas contractuales reales de gas durante el período de enero 1 de 2020 a marzo 13 de 2020 promediaron 207 MMscfpd.

La Compañía está en el proceso de contratar una segunda torre de perforación a fin de lograr su objetivo de perforación de doce pozos, con la meta de reemplazar producción en más del 200% y continuar aumentando su base de reservas. La Compañía espera añadir la segunda torre de perforación en mayo de 2020, la cual se espera que ejecute cuatro de los doce pozos del programa de perforación hasta fin de año.

Se espera que la producción proyectada de la Compañía, el EBITDAX y el flujo de caja proveniente de las operaciones para 2020 sean sustancialmente más altos que en años previos, con el EBITDAX previsto en aproximadamente \$265 millones, un 58% más frente a \$167,5 millones en 2019. Durante 2020, la Compañía planea usar el exceso de efectivo para: 1) mantener su pago trimestral de dividendos, el cual ha sido establecido en C\$0,052 por acción para un total de aproximadamente \$7 millones para el primer trimestre de 2020, pagadero en abril 15 de 2020 a los accionistas registrados al cierre de negocios de marzo 31 de 2020; 2) reducir la deuda en aproximadamente \$15 millones; y 3) continuar la recompra de acciones ordinarias de la Compañía bajo su Oferta de Emisor en el Curso Normal. Igualmente, es notable la significativa disminución prevista de la razón de Deuda Neta a EBITDAX de la Compañía, que se situó en 2,1x a diciembre 31 de 2019 y se espera que sea de aproximadamente 1,1x en diciembre 31 de 2020.

Para 2020, la Compañía sigue enfocada en: 1) su programa continuo de perforación de doce pozos de exploración, avanzada y desarrollo, que representa el programa de perforación de exploración históricamente más grande de la Compañía; 2) la firma de un acuerdo de construcción definitivo de un gasoducto que aumentará las ventas de gas esperadas de la Compañía en 100 MMscfpd adicionales en 2023 a un nivel general de ventas de gas en exceso de 300 MMscfpd; 3) continuar el programa de pagos trimestrales de dividendos y el pago programado de deuda; y 4) continuar el compromiso de fortalecer la estrategia y el reporte Ambiental, Social y de Gobierno (“ESG” [por sus siglas en inglés]) para garantizar resultados exitosos a sus accionistas.

Durante el primer trimestre de 2020, la Compañía completó la perforación del pozo de desarrollo Nelson-14, el cual encontró 309 pies de zona productiva neta de gas, y actualmente está perforando el pozo de desarrollo Clarinete-5. Al completamiento del pozo Clarinete-5, la Compañía perforará el pozo de exploración Porro Norte-1, su primer pozo de exploración en 2020, cuya perforación se espera que inicie a mediados de abril de 2020.

Canacol toma seriamente su responsabilidad ambiental, con las comunidades, y de gobierno. Durante 2020, continuaremos fortaleciendo nuestra estrategia y reporte de ESG, para asegurar resultados exitosos para nuestros accionistas. Ejecutamos nuestras actividades con los más altos estándares técnicos para garantizar un impacto mínimo al ambiente, y una inversión máxima en las comunidades locales. Durante 2020, continuaremos construyendo el inventario de efecto de gases de efecto invernadero (“GEI”) de nuestras actividades y profundizando nuestro compromiso con la reducción de nuestra huella de carbono, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos y compromisos globales asumidos por el gobierno

colombiano para contrarrestar el cambio climático. Somos conscientes de la importancia de agua limpia y abundante para el futuro del planeta y nuestros hijos, y continuaremos adoptando y promoviendo iniciativas para garantizar la promoción y preservación de fuentes de agua en nuestras áreas de operación.

Finalmente, la Compañía ha tomado todas las medidas apropiadas para garantizar la continuidad de sus operaciones y negocios en Colombia y Canadá, incluido el cumplimiento de todos los decretos locales, provinciales y nacionales obligatorios.

## RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2019				2018			
	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1
<b>Financieros</b>								
Ingresos totales de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gastos de transporte	65,795	56,634	47,689	49,404	50,727	53,398	52,397	47,629
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	33,004	36,420	25,583	29,907	28,679	25,810	28,252	21,581
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	0.18	0.20	0.14	0.17	0.16	0.15	0.16	0.12
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	0.18	0.20	0.14	0.17	0.16	0.14	0.16	0.12
Ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total	25,432	663	1,878	6,274	(16,272)	12,138	(25,979)	8,278
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	0.14	—	0.01	0.03	(0.09)	0.07	(0.15)	0.05
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	0.14	—	0.01	0.03	(0.09)	0.07	(0.15)	0.05
EBITDAX <sup>(1)</sup>	43,144	46,037	37,008	39,822	33,440	36,006	33,617	35,567
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	179,238	178,273	177,381	177,547	177,678	177,453	177,018	176,572
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	181,412	180,873	178,979	179,637	178,977	178,985	178,742	178,759
Gastos de capital, netos	21,514	30,806	13,442	34,725	37,701	18,585	31,111	40,194
<b>Operaciones (boepd)</b>								
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías <sup>(1)</sup>								
Gas natural (Mcfpd)	180,986	147,630	121,496	123,291	116,616	114,923	111,446	105,262
Petróleo de Colombia (bopd)	308	322	342	433	488	1,816	1,967	1,924
Total (boepd) <sup>(2)</sup>	32,061	26,222	21,657	22,063	20,947	21,978	21,519	20,391
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías <sup>(1)</sup>								
Gas natural (Mcfpd)	180,753	146,439	120,515	122,025	119,284	115,316	111,933	106,334
Petróleo de Colombia (bopd)	301	329	356	440	592	1,945	1,903	1,896
Total (boepd) <sup>(2)</sup>	32,012	26,020	21,499	21,848	21,519	22,176	21,540	20,551
Ganancia operacional neta (\$/boe) <sup>(1)</sup>								
Gas natural (\$/Mcf)	3.58	3.86	3.88	4.03	3.92	3.80	3.79	3.71
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	27.08	24.34	29.20	23.64	27.89	26.27	35.30	33.21
Total (\$/boe) <sup>(2)</sup>	20.49	22.06	22.27	23.00	22.51	22.04	22.90	22.24

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

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

## RESUMEN DE INFORMACIÓN ANUAL

	Año terminado en diciembre 31 de		
	2019	2018	2017
<b>Financiera</b>			
Ingresos totales de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gastos de transporte	219,522	204,151	153,665
Ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total	34,247	(21,835)	(148,029)
Por acción – básicos (\$)	0.19	(0.12)	(0.85)
Por acción – diluidos (\$)	0.19	(0.12)	(0.85)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	124,915	104,914	64,896
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	0.70	0.59	0.37
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	0.69	0.59	0.37
EBITDAX <sup>(1)</sup>	167,515	136,876	130,192
Efectivo	41,239	51,632	39,071
Activos totales	754,062	705,003	696,443
Deuda total	392,946	388,222	335,038
Gastos de capital, netos	100,487	127,591	121,202
<b>Año terminado en diciembre 31 de</b>			
	2019	2018	2017
<b>Operativa</b>			
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías <sup>(1)</sup>			
Gas natural (Mcfpd)	143,524	112,102	78,461
Petróleo de Colombia (bopd)	351	1,546	1,909
Total (boepd) <sup>(2)</sup>	25,531	21,213	15,674
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías <sup>(1)</sup>			
Gas natural (Mcfpd)	142,603	113,261	80,513
Petróleo de Colombia (bopd)	356	1,581	1,915
Total (boepd) <sup>(2)</sup>	25,374	21,451	16,040
Ganancia operacional neta (\$/boe) <sup>(1)</sup>			
Gas natural (\$/Mcf)	3.82	3.80	3.89
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	25.92	31.18	19.05
Corporativa (\$/boe) <sup>(2)</sup>	21.80	22.42	21.77

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

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

## RIESGOS E INCERTIDUMBRES

La Compañía está sujeta a varios factores de riesgo, entre los cuales están la volatilidad de los precios al contado del 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 gas natural y petróleo; la concentración de transacciones de ventas en unos pocos clientes grandes; y los gastos sustanciales de capital para la adquisición, la exploración, el desarrollo y la producción de reservas de gas natural y petróleo en el largo plazo, para los cuales se requieran financiaci3nes adicionales con el fin de implementar el plan de negocio de la Compañía.

En enero 30 de 2020, la Organizaci3n Mundial de la Salud declar3 al brote de COVID-19 como una Emergencia de Salud P3blica de Inter3s Internacional, y en marzo 11 de 2020 caracteriz3 al COVID-19 como una pandemia. Un brote local, regional, nacional o internacional de una enfermedad contagiosa, como el COVID-19 u otra enfermedad similar, puede resultar en: una disminuci3n significativa de la actividad econ3mica en la regi3n operacional de Colombia, fluctuaciones monetarias, una reducci3n de las personas dispuestas a viajar, restricciones de movilidad impuestas u otras medidas de cuarentena mediante regulaci3n gubernamental, e interrupciones del negocio debidas a brotes o cuarentenas requeridas en una o m3s sedes de la Compañía. En tanto se espera que los efectos de este brote sean temporales, la duraci3n y magnitud de las potenciales interrupciones de negocios actualmente son desconocidas y pueden tener un efecto adverso significativo en la situaci3n financiera y los resultados financieros de la Compañía.

La volatilidad peri3dica de los mercados financieros y de capitales puede limitar severamente el acceso a capital; sin embargo, la Compañía en el pasado ha tenido 3xito en poder atraer capital, y tiene suficiente flujo de caja esperado proveniente de las operaciones para apoyar sus operaciones, programa de capital y programa de dividendos actuales.

La Compañía est3 expuesta al riesgo monetario y de cambio como resultado de las fluctuaciones de las tasas de cambio mediante sus dep3sitos e inversiones en efectivo denominadas en pesos colombianos (“COP”) y d3lares canadienses (“CAD”). 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 d3lares 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 COP y CAD. Durante el a3o terminado en diciembre 31 de 2019, la Compañía adquiri3 un instrumento financiero de cobertura de tasa de cambio de COP a USD para mitigar su riesgo de cambio. El instrumento financiero de cobertura de tasa de cambio expira en julio de 2020.

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 al contado del gas natural no solamente impactar3n los ingresos de la Compañía sino que tambi3n pueden impactar la capacidad de la Compañía de obtener capital, si ello es necesario, lo cual no se espera actualmente. La exposici3n de la Compañía a la volatilidad de los precios al contado del gas natural est3 limitada pues una porci3n significativa de las ventas de gas natural de la Compañía se hace bajo contratos con precios fijos.

La pol3tica de la Compañía es celebrar acuerdos con clientes que sean entidades bien establecidas y bien financiadas, de modo que el nivel de riesgo relacionado con el hecho de que uno o m3s de sus clientes enfrenten 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 institución y el mantenimiento de estándares y procedimientos operacionales de salud, seguridad y medio ambiente, y el mantenimiento de un enfoque prudente en relación con las actividades de exploración y desarrollo. La Compañía también se dirige y regularmente reporta a sus accionistas en relación con el impacto de los riesgos, y ajusta los valores en libros de activos que puedan no ser recuperables.

Una presentación más completa de los riesgos y las incertidumbres está contenida en el Formulario de Información Anual de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2019, según 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 2019. 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 2019. 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 2019.

### **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 2019, 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 2019. Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2019, 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.