

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y SEIS MESES TERMINADOS EN JUNIO 30 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 junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Ingresos totales por gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	47,689	52,397	(9%)	97,093	100,026	(3%)
Fondos provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	25,583	28,252	(9%)	55,491	49,833	11%
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.14	0.16	(13%)	0.31	0.29	7%
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.14	0.16	(13%)	0.31	0.28	11%
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	1,878	(25,979)	n/a	8,152	(17,701)	n/a
Por acción – básico(a) (\$) ⁽¹⁾	0.01	(0.15)	n/a	0.05	(0.10)	n/a
Por acción – básico(a) (\$) ⁽¹⁾	0.01	(0.15)	n/a	0.05	(0.10)	n/a
EBITDAX ⁽¹⁾	37,008	33,617	10%	76,830	67,228	14%
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	177,381	177,018	-	177,464	176,796	-
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	178,979	178,742	-	179,282	178,669	-
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	13,442	31,111	(57%)	48,167	71,305	(32%)
				Junio 30 de 2019	Diciembre 31 de 2018	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				28,676	51,632	(44%)
Efectivo restringido				4,558	4,196	9%
Superávit de capital de trabajo				47,077	60,782	(23%)
Deuda total				392,351	388,222	1%
Activos totales				712,592	705,003	1%
Acciones ordinarias, final del período (000)				177,402	177,462	-
Operativos	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural (Mcfpd)	121,496	111,446	9%	122,385	108,368	13%
Petróleo de Colombia (bopd) ⁽²⁾	342	1,967	(83%)	387	1,946	(80%)
Total (boepd) ⁽³⁾	21,657	21,519	1%	21,858	20,958	4%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural (Mcfpd)	120,515	111,931	8%	121,265	109,149	11%
Petróleo de Colombia (bopd) ⁽²⁾	356	1,903	(81%)	398	1,900	(79%)
Total (boepd) ⁽³⁾	21,499	21,540	-	21,673	21,049	3%
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural (\$/Mcf)	3.88	3.81	2%	3.96	3.76	5%
Petróleo de Colombia (\$/bopd) ⁽²⁾	29.20	35.30	(17%)	26.13	34.26	(24%)
Corporativo (\$/boe) ⁽³⁾	22.27	22.90	(3%)	22.64	22.59	-

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

(2) Disminuyó en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019 debido a la venta de los activos de petróleo de la Compañía en 2018.

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

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. y sus subsidiarias (“Canacol” o la “Compañía”) están dedicadas principalmente a actividades de exploración y desarrollo de gas natural en Colombia. La oficina principal de la Compañía está situada en 2650, 585 – 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1G1, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto (la “TSX”) bajo el símbolo CNE, la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha agosto 6 de 2019 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios se refieren a los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019 y 2018 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2018, y deben ser leídos en conjunto con ellos. Los estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, Informes Financieros Intermedios, y todos los montos contenidos aquí son expresados en dólares de 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 Formulario 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 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 que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá, ni, si alguno de ellos llega a ocurrir, qué beneficios reportará a la Compañía.*

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

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

Medidas que no están en las NIIF – Dos de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño son los fondos provenientes de las operaciones y el EBITDAX, que son medidas no definidas en las NIIF. Los fondos provenientes de las operaciones representan el flujo de caja aportado por actividades operativas antes de la liquidación de obligaciones de desmantelamiento y los cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo. El EBITDAX se calcula para los últimos doce meses y se define como ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ajustados por intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. La Compañía considera que estas son medidas claves para demostrar su capacidad de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital, y para pagar dividendos y pagar su deuda. Estas medidas no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas o al ingreso (la pérdida) neto(a) y el ingreso (la pérdida) total según lo determinado conforme a las NIIF, ni como más valiosas que estos, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de estas medidas puede no ser comparable con la reportada por otras compañías.

La Compañía también presenta los fondos provenientes de las operaciones por acción, de tal modo que los montos por acción se calculan mediante el uso del promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo de ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total por acción.

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

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2019	2018	2019	2018
Flujo de caja proveniente de actividades operativas	\$ 9,027	\$ 19,252	\$ 34,282	\$ 39,120
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	16,557	9,000	18,468	10,713
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	—	2,741	—
Fondos provenientes de las operaciones	\$ 25,584	\$ 28,252	\$ 55,491	\$ 49,833

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

	2018		2019		
	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	Período total
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	\$ (12,138)	\$ (16,272)	\$ 6,274	\$ 1,878	\$ 4,018
(+) Gasto de intereses	8,225	8,249	7,737	7,631	31,842
(+/-) Impuestos sobre la renta (recuperación)	(2,738)	22,189	4,765	10,282	34,498
(+) Agotamiento y depreciación	10,636	11,802	12,689	11,737	46,864
(+) Gastos de exploración	1,844	745	171	2,211	4,971
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo y rubros no recurrentes	5,901	6,727	8,186	3,269	24,083
EBITDAX	\$ 36,006	\$ 33,440	\$ 39,822	\$ 37,008	\$ 146,276

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 todo ítem distinto a efectivo y la porción corriente de obligaciones a 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 operacionales, calculado por unidad de volúmenes de ventas. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad relativa a los precios corrientes de productos básicos.

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

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

Aspectos financieros y operacionales destacados para los tres meses terminados en junio 30 de 2019

- Las ventas contractuales realizadas de gas natural aumentaron un 8% a 120,5 MMscfpd para los tres meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con 111,9 MMscfpd para el mismo período en 2018. Los volúmenes de producción promedio de gas natural aumentaron un 9% a 121,5 MMscfpd para los tres meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con 111,4 MMscfpd para el mismo período en 2018. Los aumentos se deben principalmente al aumento en las ventas de gas natural como resultado de la operación a plena capacidad del gasoducto de Sabanas y los compresores.
- El ingreso total por gas natural, neto de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en junio 30 de 2019, aumentó un 8% a \$45,7 millones, en comparación con \$42,4 millones para el mismo período en 2018, lo cual es principalmente atribuible al aumento de la producción de gas natural.
- La Compañía realizó un EBITDAX de \$37 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con \$33,6 millones para el mismo período en 2018.

- La Compañía registró un ingreso neto de \$1,9 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con una pérdida neta de \$26 millones para el mismo período en 2018.
- La ganancia operacional neta por gas natural de la Compañía aumentó en un 2% a \$3,88 por Mcf en los tres meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con \$3,81 por Mcf para el mismo período en 2018. El aumento es principalmente atribuible a una reducción del 26% en los gastos operacionales a \$0,31 por Mcf para los tres meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con \$0,42 por Mcf para el mismo período en 2018.
- Los fondos provenientes de las operaciones disminuyeron un 9% a \$25,6 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con \$28,3 millones para el mismo período en 2018, principalmente debido a una disminución en los ingresos de petróleo netos, como resultado de la venta de los activos de petróleo de la Compañía en 2018.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en junio 30 de 2019 fueron de \$13,4 millones. Los gastos de capital netos incluyeron una adición neta distinta a efectivo relacionada con obligaciones de desmantelamiento y activos arrendados con derecho de uso de \$0,3 millones, y fueron netos de la disposición de \$14,5 millones de la participación en la explotación de la línea de flujo Sabanas durante los tres meses terminados en junio 30 de 2019.
- A junio 30 de 2019, la Compañía tenía \$28,7 millones en efectivo y equivalentes de efectivo, \$4,6 millones en efectivo restringido y \$47,1 millones en superávit de capital de trabajo.

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en junio 30 de 2019, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Trombón, Níspero y Cañahuat en el Bloque Esperanza, los campos Clarinete, Chirimía, Pandereta y Oboe en el bloque VIM-5, y el campo Toronja en el bloque VIM-21, situados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. La producción de la Compañía también incluye petróleo crudo de su propiedad Rancho Hermoso en Colombia (“Petróleo de Colombia”).

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2019, la Compañía perforó el pozo de desarrollo Nelson-7 en su bloque Esperanza y alcanzó una profundidad total de 9.300 pies de profundidad medida. El pozo encontró 56 pies de profundidad vertical real (“ft TVD”) de zona productiva neta de gas en el depósito de arenisca poco profundo de Porquero y 165 ft TVD de zona productiva neta de gas en el depósito de arenisca Ciénaga de Oro (“CDO”). La prueba de producción del intervalo fluyó a una tasa final de 29 MMscf/d y la tasa de flujo promedio para todo el período fue de 15 MMscf/d. El pozo ha sido entubado con tubería de revestimiento y puesto en producción permanente.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2019, la Compañía perforó los pozos de exploración Acordeón-1 y Ocarina-1 en su bloque VIM-5. El pozo de exploración Acordeón-1 está situado aproximadamente a cuatro kilómetros al sureste del campo Clarinete de la Compañía. El pozo de exploración Acordeón-1 alcanzó una profundidad total de 8.500 ft TVD en catorce días. El pozo encontró 420 pies de zona productiva bruta de gas entre 7.646 y 8.066 ft TVD dentro del depósito objetivo principal de arenisca de CDO. La prueba de producción del intervalo entre 7.706 y 7.862 ft TVD fluyó a una tasa final de 33 MMscf/d. La perforación del pozo de exploración Ocarina-1 inició en junio 10 de 2019 y alcanzó una profundidad total de 8.751 ft TVD en quince días. El pozo encontró 530 pies de zona productiva bruta de gas entre 6.384 y 6.914 ft TVD dentro del depósito objetivo principal de arenisca de CDO. La prueba de producción del intervalo entre 6.444 y 6.457 ft TVD fluyó a una tasa final de 30,4 MMscf/d. La tasa de flujo promedio para todo el período de prueba fue de 16 MMscf/d. Los pozos fueron conectados con la instalación de producción de Jobo a través de la línea de flujo de Pandereta y fueron llevados a producción permanente.

En junio de 2019 terminó la expansión de la instalación de procesamiento de gas natural de Jobo 3, con lo cual se elevó la capacidad de tratamiento de gas natural de Canacol de los niveles actuales de 200 MMscf/d a 330 MMscf/d en anticipación a la culminación de la expansión del gasoducto de Promigás en julio 25 de 2019.

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

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

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

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gas Natural (Mcfpd)						
Producción de gas natural	121,496	111,446	9%	122,385	108,368	13%
Consumo de campo	(1,710)	(1,208)	42%	(1,767)	(980)	80%
Ventas de gas natural	119,786	110,238	9%	120,618	107,388	12%
Volúmenes en firme	729	1,693	(57%)	647	1,761	(63%)
Ventas Contractuales Realizadas de Gas Natural	120,515	111,931	8%	121,265	109,149	11%
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	342	1,967	(83%)	387	1,946	(80%)
Movimientos de inventario y otros	14	(64)	n/a	11	(46)	n/a
Ventas de Petróleo de Colombia	356	1,903	(81%)	398	1,900	(79%)
Corporativo						
Producción de gas natural (boepd)	21,315	19,552	9%	21,471	19,012	13%
Producción de petróleo de Colombia (bopd)	342	1,967	(83%)	387	1,946	(80%)
Total producción (boepd)	21,657	21,519	1%	21,858	20,958	4%
Consumo de campo e inventario (boepd)	(286)	(276)	4%	(299)	(218)	37%
Total Ventas Corporativas (boepd)	21,371	21,243	1%	21,559	20,740	4%
Volúmenes en firme (boepd)	128	297	(57%)	114	309	(63%)
Total ventas contractuales realizadas (boepd)	21,499	21,540	—	21,673	21,049	3%

El aumento en los volúmenes de producción de gas natural durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, se debe principalmente a la operación a plena capacidad del gasoducto Sabanas y los compresores en 2019, compensada por un aumento en el tiempo de inactividad del comprador por mantenimiento tomado en los primeros seis meses del año.

La disminución en los volúmenes de producción de petróleo de Colombia durante los tres y seis meses terminados en junio 30 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 y seis meses terminados en junio 30 de 2019 promediaron aproximadamente 120,5 y 121,3 MMscfpd, respectivamente. Las ventas contractuales realizadas se definen como el gas producido y vendido más los ingresos por gas recibidos por contratos nominados en firme sin la entrega real de gas natural.

Ingresos de gas natural y petróleo

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gas Natural						
Ingresos por gas natural	\$ 54,801	\$ 53,237	3%	\$ 110,519	\$ 101,562	9%
Gastos de transporte	(2,134)	(4,607)	(54%)	(3,535)	(8,500)	(58%)
Ingresos, netos de gasto de transporte	52,667	48,630	8%	106,984	93,062	15%
Regalías	(6,968)	(6,206)	12%	(13,919)	(12,005)	16%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 45,699	42,424	8%	93,065	81,057	15%
Petróleo de Colombia						
Ingresos por petróleo crudo	\$ 1,845	10,880	(83%)	3,873	20,716	(81%)
Gastos de transporte	(105)	(197)	n/a	(226)	(431)	(48%)
Ingresos, netos de gasto de transporte	1,740	10,683	(84%)	3,647	20,285	(82%)
Regalías	(140)	(1,079)	(87%)	(298)	(2,054)	(85%)
Ingresos netos de regalías y gastos de transporte	\$ 1,600	\$ 9,604	(83%)	\$ 3,349	\$ 18,231	(82%)
Corporativo						
Ingresos por gas natural	\$ 54,801	\$ 53,237	3%	\$ 110,519	\$ 101,562	9%
Ingresos por petróleo crudo	1,845	10,880	(83%)	3,873	20,716	(81%)
Total ingresos	56,646	64,117	(12%)	114,392	122,278	(6%)
Regalías	(7,108)	(7,285)	(2%)	(14,217)	(14,059)	1%
Ingresos por gas natural y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	49,538	56,832	(13%)	100,175	108,219	(7%)
Ingreso por gas natural en firme (2)	390	369	6%	679	738	(8%)
Total ingresos por gas natural y petróleo crudo después de regalías, según lo reportado	49,928	57,201	(13%)	100,854	108,957	(7%)
Gastos de transporte	(2,239)	(4,804)	(53%)	(3,761)	(8,931)	(58%)
Total ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 47,689	\$ 52,397	(9%)	\$ 97,093	\$ 100,026	(3%)

La Compañía tiene tres tipos de ventas de gas natural:

- 1) *Ventas de gas natural*: Representan la producción de gas natural menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que se consume a nivel de campo.
- 2) *Ingreso en firme*: Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural por compradores de la Compañía que no logran ser entregadas, debido a 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.

Para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019, la Compañía ha realizado \$0,4 millones y \$0,7 millones, respectivamente, de ingreso en firme (según lo descrito en el punto (2) precedente), lo cual es equivalente a 0,7 MMscfpd y 0,6 MMscfpd, respectivamente, de ventas de gas natural, sin entrega efectiva del gas natural.

A junio 30 de 2019, la Compañía ha recibido recursos por petróleo crudo y gas natural por entregar en una fecha posterior (según lo descrito en el punto (3) precedente). A junio 30 de 2019, las nominaciones no entregadas resultaron en un saldo de ingreso diferido de \$5,5 millones (\$4,9 millones relacionados con gas y \$0,6 millones relacionados con petróleo crudo), el cual ha sido clasificado como un 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 junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Guajira (\$/Mcf)	\$ 4.30	\$ 4.24	1%	\$ 4.30	\$ 4.24	1%
Brent (\$/bbl)	\$ 67.41	\$ 74.33	(9%)	\$ 63.19	\$ 70.61	(11%)
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 65.89	\$ 67.67	(3%)	\$ 61.95	\$ 65.26	(5%)
Gas natural, neto de transporte (\$/Mcf)	\$ 4.83	\$ 4.85	—	\$ 4.90	\$ 4.79	2%
Petróleo de Colombia, neto de transporte (\$/bbl)	\$ 53.71	\$ 61.69	(13%)	\$ 50.63	\$ 58.99	(14%)
Promedio corporativo, neto de transporte	\$ 27.98	\$ 30.68	(9%)	\$ 28.35	\$ 30.19	(6%)

Las ventas de gas natural de la Compañía están sujetas en su mayoría a contratos de venta a precio fijo con una porción insignificante de las ventas de gas natural de la Compañía atada al precio de referencia de Guajira. El cambio en los precios promedio realizados de ventas de gas natural, netos de transporte, durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, se debe principalmente a fluctuaciones de precios en las ventas al contado. Los precios promedio realizados de ventas de gas natural, netos de transporte de \$4,83/Mcf y \$4,90/Mcf, realizados durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019, respectivamente, son más altos en comparación con la proyección previamente anunciada para 2019 de \$4,75/Mcf.

La disminución en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo durante los tres y seis meses terminados en junio 30 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 junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gas natural	\$ 3,357	\$ 4,253	(21%)	\$ 6,638	\$ 8,055	(18%)
Petróleo de Colombia	654	3,492	(81%)	1,467	6,453	(77%)
Total gastos operacionales	\$ 4,011	\$ 7,745	(48%)	\$ 8,105	\$ 14,508	(44%)
Gas natural (\$/Mcf)	\$ 0.31	\$ 0.42	(26%)	\$ 0.30	\$ 0.41	(27%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 20.19	\$ 20.16	—	\$ 20.36	\$ 18.76	9%
Corporativo (\$/boe)	\$ 2.06	\$ 4.01	(49%)	\$ 2.07	\$ 3.86	(46%)

Los gastos operacionales totales de gas natural por Mcf disminuyeron en 26% y 27% a \$0,31/Mcf y \$0,30/Mcf para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019, respectivamente, en comparación con \$0,42/Mcf y \$0,41/Mcf para los mismos períodos en 2018, respectivamente. La disminución es atribuible principalmente a la compra y operación de Jobo 2 y otras eficiencias operacionales. La Compañía también capitalizó algunos costos operacionales durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019, como resultado de la adopción de una nueva política contable a enero 1 de 2019.

Más del 90% de los gastos operacionales de gas natural de la Compañía son fijos y, en esa medida, la Compañía espera que sus gastos operacionales de gas natural por Mcf disminuyan más con la terminación del gasoducto de Promigás.

Los gastos operacionales totales del petróleo de Colombia disminuyeron durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, debido a la venta por parte de la Compañía de su participación en la mayoría de sus activos de petróleo a finales de 2018.

Ganancias operacionales netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gas natural						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 4.83	\$ 4.85	—	\$ 4.90	\$ 4.79	2%
Regalías	(0.64)	(0.62)	3%	(0.64)	(0.62)	3%
Gastos operacionales	(0.31)	(0.42)	(26%)	(0.30)	(0.41)	(27%)
Ganancia operacional neta	\$ 3.88	\$ 3.81	2%	\$ 3.96	\$ 3.76	5%
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 53.71	\$ 61.69	(13%)	\$ 50.63	\$ 58.99	(14%)
Regalías	(4.32)	(6.23)	(31%)	(4.14)	(5.97)	(31%)
Gastos operacionales	(20.19)	(20.16)	—	(20.36)	(18.76)	9%
Ganancia operacional neta	\$ 29.20	\$ 35.30	(17%)	\$ 26.13	\$ 34.26	(24%)
Corporativo						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 27.98	\$ 30.68	(9%)	\$ 28.35	\$ 30.20	(6%)
Regalías	(3.65)	(3.77)	(3%)	(3.64)	(3.75)	(3%)
Gastos operacionales	(2.06)	(4.01)	(49%)	(2.07)	(3.86)	(46%)
Ganancia operacional neta	\$ 22.27	\$ 22.90	(3%)	\$ 22.64	\$ 22.59	—

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Costos brutos	\$ 6,978	\$ 8,344	(16%)	\$ 14,366	\$ 15,894	(10%)
Menos: montos capitalizados	(1,291)	(1,277)	1%	(2,856)	(2,714)	5%
Gastos generales y administrativos	\$ 5,687	\$ 7,067	(20%)	\$ 11,510	\$ 13,180	(13%)
\$/boe	\$ 2.92	\$ 3.66	(20%)	\$ 2.95	\$ 3.51	(16%)

Los gastos generales y administrativos (“G&A”) por boe disminuyeron en 20% y 16% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, respectivamente. La disminución se debe principalmente a las eficiencias en costos y el aumento de 9% y 13% en la producción de gas natural, respectivamente, así como la capitalización de algunos costos durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019, como resultado de la adopción de una nueva política contable a enero 1 de 2019. Se espera que los G&A por boe continúen disminuyendo en tanto la base de producción de la Compañía crezca en lo que resta de 2019 y en 2020, con el gasoducto de 100 MMscfpd de Promigás ahora terminado.

Gasto financiero neto

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,341	\$ 7,301	1%	\$ 14,729	\$ 14,958	(2%)
Costos de financiación distintos a efectivo	850	649	31%	1,688	2,042	(17%)
Gasto financiero neto	\$ 8,191	\$ 7,950	3%	\$ 16,417	\$ 17,000	(3%)

El gasto de financiación neto pagado aumentó durante los tres meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con el mismo período en 2018, principalmente debido a una mayor amortización distinta a efectivo de cargos financieros pagados en relación con refinanciación de deuda de largo plazo ejecutada en 2018.

El gasto de financiación neto pagado disminuyó durante los seis meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con el mismo período en 2018, principalmente como resultado de: a) tasas de interés más bajas sobre la deuda de largo plazo de la Compañía, y b) la compra de la instalación de procesamiento de gas natural Jobo 2 de la Compañía, previamente mantenida bajo un acuerdo de arrendamiento financiero.

Gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gasto de remuneración basada en acciones	\$ 700	\$ 996	(30%)	\$ 2,249	\$ 3,216	(30%)
Gasto de unidades de acciones restringidas	—	—	—	3,256	2,253	45%
Gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 700	\$ 996	(30%)	\$ 5,505	\$ 5,469	1%

El gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas es un gasto distinto a efectivo reconocido con base en el valor razonable de las unidades otorgadas. El valor razonable de las opciones de

compra de acciones otorgadas fue estimado usando el modelo de fijación de precio de opciones de Black-Scholes.

Gasto de agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gasto de agotamiento y depreciación	\$ 11,737	\$ 11,677	1%	\$ 24,426	\$ 21,808	12%
\$/boe	\$ 6,04	\$ 6.04	—	\$ 6.26	\$ 5.81	8%

El gasto de agotamiento y depreciación aumentó en 1% y 12% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, respectivamente, principalmente como resultado de una mayor producción de gas natural y la depreciación de los activos arrendados con derecho de uso reconocida en el período debido a un cambio de política contable.

Gasto de impuesto sobre la renta

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2019	2018	2019	2018
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 7,930	\$ 6,392	\$ 15,188	\$ 13,586
Gasto de impuesto sobre la renta diferido (recuperación)	2,352	5,235	(141)	(3,854)
Gasto de impuesto sobre la renta (recuperación)	\$ 10,282	\$ 11,627	\$ 15,047	\$ 9,732

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

Gastos de capital

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2019	2018	2019	2018
Perforación y completamientos	\$ 10,968	\$ 10,745	\$ 17,760	\$ 23,853
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	5,362	7,832	21,164	11,196
Costos de oleoducto intermedio	—	1,677	—	3,887
Tierra, sísmica, comunidades y otros	10,026	3,947	13,512	9,905
Activos arrendados con derecho de uso	(627)	—	5,250	11,300
G&A capitalizados	1,291	1,277	2,856	2,714
Disposición	(14,506)	—	(14,506)	—
Costos distintos a efectivo y ajustes ⁽¹⁾	928	5,633	2,131	8,450
Gastos de capital netos	\$ 13,442	\$ 31,111	\$ 48,167	\$ 71,305
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 14,903	\$ 13,943	\$ 17,393	\$ 29,074
Gastos en propiedades, planta y equipo	13,045	17,168	45,280	42,231
Disposición	(14,506)	—	(14,506)	—
Gastos de capital netos	\$ 13,442	\$ 31,111	\$ 48,167	\$ 71,305

⁽¹⁾ Los costos distintos a efectivo y ajustes incluyen cambio en estimados relacionado con obligaciones de desmantelamiento.

Los gastos de capital durante los tres meses terminados en junio 30 de 2019 están relacionados principalmente con:

- Costos de sísmica en el bloque VIM-5.
- Perforación de los pozos Nelson-7, Acordeón-1 y Ocarina-1.
- Costos de instalaciones en los bloques Esperanza y VIM-5; y
- Disposición de la participación en la explotación de la Compañía en la línea de flujo de Sabanas.

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

Liquidez y recursos de capital

Administración de capital

La política de la Compañía es mantener una fuerte base de capital con el fin de proveer flexibilidad para el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado. La Compañía maneja su estructura de capital y hace ajustes en respuesta a los cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el capital accionario, la deuda de largo plazo, el pasivo de liquidación, las obligaciones de arrendamiento y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes menos la porción corriente de obligaciones de largo plazo. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, de tiempo en tiempo la Compañía puede emitir o recomprar acciones ordinarias u otros valores, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles de deuda corrientes y proyectados.

La Compañía 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 las obligaciones de largo plazo pendientes menos capital de trabajo, según lo definido anteriormente. Con el fin de facilitar el manejo de su deuda neta, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores que varían, incluidos los precios corrientes y proyectados de los productos básicos, los cambios en la estructura de capital, la ejecución del plan de negocio de la Compañía y las condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y las actualizaciones son preparadas y revisadas según se requiera.

La deuda con bancos de la Compañía incluye varios compromisos no financieros relacionados con endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros compromisos de negocio operacionales estándares. La deuda con bancos también está sujeta a varios compromisos financieros, incluyendo una razón de máxima deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes de efectivo, a EBITDAX (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de 3,50:1,00, y una razón de EBITDAX mínimo a gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo (“Razón de Cobertura de Interés Consolidada”) de 2,50:1,00. A junio 30 de 2019, la Compañía estaba en cumplimiento de los compromisos.

	Junio 30 de 2019	Diciembre 31 de 2018
Títulos Preferenciales - Capital (7,25%)	\$ 320,000	\$ 320,000
Deuda con bancos - Capital (6,875%)	30,000	30,000
Pasivo de liquidación (8,74%)	16,554	16,749
Obligación de arrendamiento (2019 – 6,875%; 2018 – 5,2%)	25,797	21,473
Deuda total	392,351	388,222
Menos: Superávit de capital de trabajo	(47,077)	(60,782)
Deuda neta	\$ 345,274	\$ 327,440

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

	Junio 30 de 2019
Razón de Apalancamiento Consolidado	
Deuda total	\$ 392,351
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(28,676)
Deuda neta para fines de los compromisos	363,675
EBITDAX	146,276
Razón de Apalancamiento Consolidado	2.49

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

	Junio 30 de 2019
Razón de Cobertura de Interés Consolidada	
EBITDAX	\$ 146,276
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	31,842
Razón de Cobertura de Interés Consolidada	4.59

A agosto 6 de 2019 la Compañía tenía en circulación 177,7 millones de acciones ordinarias, 15,8 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 junio 30 de 2019:

	Menos de 1 año		1-3 años		Más de 3 años	Total		
Deuda de largo plazo - capital	\$	2,727	\$	21,818	\$	325,455	\$	350,000
Obligaciones de arrendamiento – no descontadas		5,675		7,911		17,873		31,459
Cuentas por pagar, comerciales y otras		44,248		—		—		44,248
Impuestos por pagar		5,692		—		—		5,692
Ingreso diferido		5,453		—		—		5,453
Pasivo de liquidación		1,900		3,800		10,854		16,554
Otras obligaciones a largo plazo		—		3,247		—		3,247
Unidades de acciones restringidas		3,946		14		—		3,960
Contratos de exploración y producción		14,537		42,856		5,586		62,979
Contratos de operación de estación de compresión		2,532		5,218		15,457		23,207

Cartas de crédito

A junio 30 de 2019, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$77,6 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de las cuales \$12,2 millones de garantías financieras están relacionadas con algunos activos de petróleo previamente vendidos. Las cartas de crédito relativas a tales activos de petróleo serán canceladas al cumplirse el período de transición que termina no después del fin de 2020.

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos pendientes de exploración a junio 30 de 2019 por \$63 millones y ha emitido \$21,7 millones en garantías financieras relacionadas con ellos.

PERSPECTIVA

Para lo que resta de 2019, la Compañía está enfocada en ejecutar su programa de perforación de exploración y desarrollo, y firmar los acuerdos necesarios en relación con la construcción de un nuevo gasoducto a Medellín, el cual transportará 100 MMscfpd de nuevas ventas de gas a finales de 2022.

El programa de perforación de 2019 ha sido exitoso hasta la fecha, con dos descubrimientos, Acordeón-1 y Ocarina-1, y dos pozos de desarrollo exitosos, Palmer-2 y Nelson-7. El éxito en Acordeón-1 y Ocarina-1 eleva la posibilidad comercial de éxito en la exploración de Canacol a 85%, una medida líder en la industria para una zona productiva de gas convencional en tierra. El resto del programa de perforación incluye el pozo de avanzada Pandereta-5, el cual está siendo perforado actualmente, que será seguido por el pozo de avanzada Clarinete-4, y los pozos de exploración Porro Norte-1 y Arándala-1 hasta fin de año.

Con respecto al proyecto del gasoducto a Medellín, la Compañía espera firmar un contrato de venta de gas en firme con una empresa importante de servicios públicos en Colombia durante el mes de agosto de 2019, por el cual la mitad de la capacidad del nuevo gasoducto será contratada por un período de diez años. El siguiente paso, por cumplirse a finales del tercer trimestre de 2019, será formar el consorcio que construirá y operará el gasoducto.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2019		2018				2017	
	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3
Financieros								
Ingresos totales de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	47,689	49,404	50,727	53,398	52,397	47,629	39,781	35,962
Fondos provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	25,583	29,907	28,679	25,810	28,252	21,581	16,573	13,876
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.14	0.17	0.16	0.15	0.16	0.12	0.09	0.08
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.14	0.17	0.16	0.14	0.16	0.12	0.09	0.08
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	1,878	6,274	(16,272)	12,138	(25,979)	8,278	(150,343)	(1,514)
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.01	0.03	(0.09)	0.07	(0.15)	0.05	(0.85)	(0.01)
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.01	0.03	(0.09)	0.07	(0.15)	0.05	(0.85)	(0.01)
EBITDAX ⁽¹⁾	37,008	39,822	33,440	36,006	33,617	35,567	29,857	32,912
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	177,381	177,547	177,678	177,453	177,018	176,572	175,988	175,663
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	178,979	179,637	178,977	178,985	178,742	178,759	177,881	177,705
Gastos de capital, netos	13,442	34,725	37,701	18,585	31,111	40,194	41,652	24,978
Operaciones								
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural (Mcfpd)	121,496	123,291	116,616	114,923	111,446	105,262	83,043	75,947
Petróleo de Colombia (bopd)	342	433	488	1,816	1,967	1,924	1,825	1,890
Total (boepd) ⁽²⁾	21,657	22,063	20,947	21,978	21,519	20,391	16,394	15,214
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías⁽¹⁾								
Gas natural (Mcfpd)	120,515	122,025	119,284	115,316	111,933	106,334	85,214	76,027
Petróleo de Colombia (bopd)	356	440	592	1,945	1,903	1,896	1,820	1,895
Total (boepd)⁽²⁾	21,499	21,848	21,519	22,176	21,540	20,551	16,770	15,233
Ganancias operacionales netas (\$/boe) ⁽¹⁾								
Gas natural (\$/Mcf)	3.88	4.03	3.92	3.80	3.79	3.71	3.56	3.84
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	29.20	23.64	27.89	26.27	35.30	33.21	23.44	20.28
Corporativo (\$/boe) ⁽²⁾	22.27	23.00	22.51	22.04	22.90	22.24	19.07	21.62

(1) Medida que no es de las NIIF. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

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

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en junio 30 de 2019 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2018.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

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

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía ha implementado nuevas políticas contables durante los seis meses terminados en junio 30 de 2019. En los estados financieros se presentan discusiones detalladas de las nuevas políticas contables y su impacto.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y procedimientos de revelación

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

Controles internos de informes financieros

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

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2019 no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los controles y procedimientos

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