

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y SEIS MESES TERMINADOS EN JUNIO 30 DE 2021**



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		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Ingresos totales por gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	59,969	54,405	10%	125,787	125,399	—
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	33,643	31,181	8%	71,929	76,462	(6%)
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.19	0.17	12%	0.40	0.42	(5%)
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.19	0.17	12%	0.40	0.42	(5%)
Ganancia (pérdida) neta y otra ganancia (pérdida) total ⁽³⁾	2,424	17,715	(86%)	(638)	(8,273)	(92%)
Por acción – básica (\$)	0.01	0.10	(90%)	—	(0.05)	(100%)
Por acción – diluida (\$)	0.01	0.10	(90%)	—	(0.05)	(100%)
Flujo de caja aportado por actividades operativas ⁽²⁾	(13)	37,814	n/a	37,887	75,832	(50%)
Por acción – básico (\$)	—	0.21	(100%)	0.21	0.42	(50%)
Por acción – diluido (\$)	—	0.21	(100%)	0.21	0.42	(50%)
EBITDAX ⁽¹⁾	44,638	40,415	10%	91,354	99,285	(8%)
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	179,289	180,916	(1%)	179,401	180,923	(1%)
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	179,289	181,484	(1%)	179,401	181,622	(1%)
Gastos de capital, netos de disposiciones	26,363	8,269	219%	54,207	28,161	92%
				Junio 30 de 2021	Diciembre 31 de 2020	Variación
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽⁴⁾				34,834	68,280	(49%)
Superávit de capital de trabajo				44,740	73,404	(39%)
Deuda total				410,896	415,209	(1%)
Activos totales				728,242	749,792	(3%)
Acciones ordinarias, final del período (000)				178,515	179,515	(1%)

Operativos	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	173,117	151,127	15%	176,278	176,259	—
Petróleo de Colombia (bopd)	262	245	7%	259	280	(8%)
Total (boepd)	30,633	26,758	14%	31,185	31,203	—
Ventas contractuales realizadas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	171,463	152,248	13%	174,532	176,884	(1%)
Petróleo de Colombia (bopd)	209	197	6%	258	247	4%
Total (boepd)	30,290	26,907	13%	30,878	31,279	(1%)
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.14	3.63	(13%)	3.25	3.60	(10%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	33.54	12.16	176%	33.81	17.00	99%
Corporativo (\$/boe)	17.98	20.61	(13%)	18.67	20.55	(9%)

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

(2) Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan el flujo de caja (usado) aportado por actividades operativas antes de algunos ajustes relacionados con: i) cambios en capital de trabajo distinto a efectivo de \$20,7 millones, principalmente por algunos pagos en efectivo por gasto de impuesto de renta (ver la sección "Gasto de Impuesto de Renta" en este MD&A); y ii) el pago del saldo pendiente remanente del pasivo de liquidación del litigio de la Compañía de \$12,9 millones.

(3) La Compañía realizó una pérdida neta durante los seis meses terminados en junio 30 de 2021 debida principalmente al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$9,7 millones, que se debe principalmente al efecto de la reducción de la tasa de cambio del peso colombiano ("COP") en el valor de pérdidas fiscales no usadas y grupos de costos. En el evento de que el COP se fortalezca en el futuro, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto de renta diferido para el período.

(4) Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021, la Compañía hizo los siguientes pagos en efectivo: 1) gasto de impuesto de renta de 2020 de \$11,3 millones; ii) cuotas de impuesto de 2021 pagado por anticipado de \$10,7 millones; y iii) pago semestral de intereses de Títulos Preferenciales de \$12,1 millones. La Compañía espera recibir una parte de sus cuotas de impuesto de 2020 pagado por anticipado por un total de \$9,3 millones en efectivo de las autoridades tributarias colombianas para finales del 3T de 2021.

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 4 de 2021 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, y deben ser leídos en conjunto con, los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2020. Los estados financieros 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 (“USD”), salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas son expresados en miles de USD, 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 las licencias ambientales exigidas para construir el ducto de las operaciones de la Compañía a Medellín, 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, este MD&A contiene planteamientos de proyecciones a futuro que son generalmente identificables como cualquier planteamiento que exprese o que involucre discusiones en relación con expectativas, creencias, planes, objetivos, supuestos o eventos de desempeño futuro (con frecuencia, aunque no siempre, mediante el uso de palabras o frases tales como “probablemente tendrá como resultado”, “esperado”, “se anticipa”, “cree”, “estimado”, “pretende”, “planea”, “proyección” y “perspectiva”). Estos planteamientos no son hechos históricos. Pueden ser proyecciones a futuro y contener estimados, supuestos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados 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 de gas natural, GNL y 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 y están sujetos a un mayor grado de incertidumbre durante este período volátil debido al COVID-19. 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.

Se advierte además a los lectores que no deben confiar indebidamente 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 (usado) por actividades operativas antes de la liquidación de obligaciones de desmantelamiento, el pago de un pasivo de liquidación de litigio y los cambios en 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, costos previos a la licencia 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 consideradas 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 ajustados provenientes de las operaciones por acción, de tal modo que los montos por acción se calculan mediante el uso del promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo de ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total por acción.

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

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2021	2020	2021	2020
Flujo de caja aportado (usado) por actividades operativas	\$ (13)	\$ 37,814	\$ 37,887	\$ 75,832
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	20,730	(6,633)	20,915	630
Pago de pasivo de liquidación de litigio ⁽¹⁾⁽²⁾	12,872	—	13,073	—
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	54	—	54	—
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 33,643	\$ 31,181	\$ 71,929	\$ 76,462

(1) El pago del pasivo de liquidación de litigio fue incluido en el flujo de caja (usado) aportado por actividades operativas debido a que la naturaleza de la liquidación está relacionada con una disputa previa sobre gastos de transporte y, en esa medida, los costos se incluyen en las actividades operativas en el trimestre actual.

(2) La liquidación del pasivo de liquidación de litigio incluye pagos mensuales regulares de \$0.2 millones durante los seis meses terminados en junio 30 de 2021.

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

	2020		2021		Período total
	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total ⁽¹⁾	\$ 2,609	\$ 921	\$ (3,062)	\$ 2,424	\$ 2,892
(+) Gasto de interés	7,602	7,850	7,754	8,078	31,284
(+) Gasto (recuperación) de impuesto de renta	14,864	20,149	17,137	4,769	56,919
(+) Agotamiento y depreciación	14,045	16,314	16,903	15,930	63,192
(+) Gasto de exploración	—	—	5,904	5,671	11,575
(+) Costos previos a la licencia	395	191	163	819	1,568
(+/-) Pérdida (ganancia) en diferencia en cambio no realizada	(327)	(524)	584	4,050	3,783
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo e ítems no recurrentes	3,115	1,040	1,333	2,897	8,385
EBITDAX	\$ 42,303	\$ 45,941	\$ 46,716	\$ 44,638	\$ 179,598

(1) La Compañía realizó una pérdida neta durante los seis meses terminados en junio 30 de 2021 debida principalmente al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$9,7 millones, que se debe principalmente al efecto de la reducción de la tasa de cambio del COP en el valor de las pérdidas fiscales no usadas y los grupos de costos. En el evento de que el COP se fortalezca en el futuro, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto de renta diferido para el período.

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 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 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. Los volúmenes de gas natural y GNL por día se expresan en millones de pies cúbicos estándares por día (“MMscfpd”) en este MD&A.

Aspectos financieros y operacionales destacados para los tres meses terminados en junio 30 de 2020

- Los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) aumentaron un 13% a 171,5 MMscfpd para los tres meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con 152,2 MMscfpd para el mismo período en 2020. Los volúmenes de producción promedio de gas natural y GNL aumentaron un 15% a 173,1 MMscfpd para los tres meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con 151,1 MMscfpd para el mismo período en 2020. El aumento se debe principalmente al aumento de ventas de contrato en firme y mercado al contado como resultado del levantamiento gradual de las restricciones por la pandemia del COVID-19 durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021.
- Los ingresos totales por gas natural y GNL, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en junio 30 de 2021, disminuyeron un 1% a \$52,6 millones, en comparación con \$53,3 millones para el mismo período en 2020, lo cual es principalmente atribuible a un precio promedio de venta de gas natural más bajo, neto de transporte; compensado, sin embargo, por un aumento en la producción de gas natural.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron un 8% a \$33,6 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con \$31,2 millones para el mismo período en 2020. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción básica aumentaron un 12% a \$0,19 por acción básica de \$0,17 por acción básica.

- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan el flujo de caja (usado) aportado por actividades operativas antes de algunos ajustes principalmente relacionados con: i) cambios en capital de trabajo distinto a efectivo de \$20,7 millones, principalmente por algunos pagos en efectivo por gasto de impuesto de renta (ver la sección “Gasto de Impuesto de Renta” en este MD&A); y ii) la liquidación del saldo pendiente remanente del pasivo de liquidación del litigio de la Compañía de \$12,9 millones. Debido a estos ajustes, la Compañía reconoció flujo de efectivo usado en las operaciones durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con el flujo de caja aportado por las operaciones de \$37,8 millones para el mismo período en 2020.
- El EBITDAX aumentó un 10% a \$44,6 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con \$40,4 millones para el mismo período en 2020.
- La Compañía realizó una ganancia neta de \$2,4 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con una ganancia neta de \$17,7 millones para el mismo período en 2020, lo cual resultó en una disminución del 86% de un año a otro. La disminución se debe principalmente a una recuperación de impuesto diferido realizada durante los tres meses terminados en junio 30 de 2020 como resultado de la recuperación del COP en relación con el USD a junio 30 de 2020 en comparación con marzo 31 de 2020.
- La ganancia operacional neta por gas natural y GNL de la Compañía disminuyó un 13% a \$3,14 por Mcf en los tres meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con \$3,63 por Mcf para el mismo período en 2020. La disminución se debe principalmente a precios promedio realizados más bajos, netos de gasto de transporte. Adicionalmente, las regalías por Mcf de la Compañía aumentaron un 11% a \$0,71 por Mcf en los tres meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con \$0,64 por Mcf para el mismo período en 2020. El aumento se debe a una mayor producción en el bloque VIM-5 de la Compañía, la cual está sujeta a una tasa de regalía más alta.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en junio 30 de 2021 fueron de \$26,4 millones. Los gastos de capital netos incluyeron ajustes distintos a efectivo relacionados con obligaciones de desmantelamiento y activos de derecho de uso arrendados de \$1,9 millones.
- En junio 17 de 2021, la Compañía celebró un contrato de crédito a tres años de plazo con el Banco Davivienda (“Deuda con Banco Colombiano”) por un monto de capital de \$12,9 millones denominado en COP, el cual está sujeto a una tasa de interés anual de Indicador Bancario de Referencia (“IBR”) más 2,5% (el IBR fue de 1,86% en la fecha del contrato). La Deuda con Banco Colombiano fue usada para pagar el pasivo de la liquidación del litigio de la Compañía, que estaba sujeto a una tasa de interés del 8,74% anual. Como resultado de una tasa de interés más baja, la Compañía realizará un ahorro anual de intereses de aproximadamente \$0,6 millones (tasa de interés más baja de 4,38% en la fecha del contrato).
- A junio 30 de 2021, la Compañía tenía \$34,8 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$44,7 millones en superávit de capital de trabajo. Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021, la Compañía hizo pagos en efectivo como se indica a continuación: i) Cuota restante de impuesto de renta de 2020 de \$11,3 millones. ii) Cuotas de impuesto de 2021 pagado por anticipado de \$10,7 millones; y iii) pago semestral de intereses de Títulos Preferenciales de \$12,1 millones. La Compañía espera que una parte de sus cuotas de impuesto de 2020 pagado por anticipado por un total de \$9,3 millones sea devuelta por las autoridades tributarias colombianas para finales de 2021.

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en junio 30 de 2021, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Nispero y Cañahuate en el bloque Esperanza, los campos Clarinete, Pandereta y Oboe en el bloque VIM-5, y los campos Toronja, Arandala, Brevia y Aguas Vivas en el bloque VIM-21, situado en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. La producción de la Compañía también incluyó petróleo crudo de su propiedad Rancho Hermoso en Colombia (“Petróleo de Colombia”). La producción de GNL de la Compañía fue menor al uno por ciento de la producción total del gas natural y GNL y por lo tanto los resultados han sido combinados como “Gas natural y GNL”.

En marzo de 2020, el brote de COVID-19 fue declarado una pandemia por la Organización Mundial de la Salud. Los gobiernos en todo el mundo, incluidos los de Colombia y Canadá, promulgaron medidas de emergencia para combatir la propagación del virus. Estas medidas, que incluyeron la implementación de prohibiciones de viaje, períodos autoimpuestos de cuarentena y distanciamiento social, causaron una interrupción sustancial de los negocios a nivel global que dio lugar a una recesión económica.

Muchas compañías de energía alrededor del mundo fueron fuertemente impactadas por la drástica caída del precio y de la demanda mundiales de petróleo relacionada con las medidas tomadas para limitar la pandemia de COVID-19. Canacol ha estado relativamente aislada de los efectos de los bajos precios del petróleo dado el enfoque de la Compañía en la producción de gas natural, con la mayoría de las ventas de gas natural bajo contratos en firme con volumen y precio fijos con precios en USD en boca de pozo.

En marzo 26 de 2020 el gobierno de Colombia impuso un cierre en todo el país y, como resultado, la demanda de gas de la industria, la construcción y el comercio disminuyó significativamente. La demanda de ventas al contado y los precios promedio realizados de ventas de gas natural de la Compañía fueron impactados en consecuencia, cual compone una minoría de la cartera de gas natural de la Compañía. Los contratos de gas natural en firme de Canacol no presentaron casos de fuerza mayor ni eventos de incumplimiento en los pagos por las entregas. Sin embargo, durante el resto de 2020, Canacol permitió a los compradores en firme diferir una parte de sus volúmenes contratados no entregados, para ser entregados a más tardar en noviembre de 2021.

A la fecha de este MD&A, el cierre colombiano está siendo levantado gradualmente y la economía está mostrando signos de recuperación, incluyendo una mayor demanda del gas natural de la Compañía en el mercado al contado en comparación con 2020. Las ventas contractuales realizadas de gas natural durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021 fueron de 171,5 MMscfpd y 174,5 MMscfpd, respectivamente, lo cual es un aumento en comparación con los 162,8 MMscfpd realizados durante los últimos nueve meses terminados en diciembre 31 de 2020, durante el pico de la pandemia. Sin embargo, las ventas contractuales realizadas de gas natural todavía no se han recuperado totalmente a los niveles previos la pandemia de 201,5 MMscfpd realizados durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021, la Compañía perforó el pozo de exploración Milano-1 localizado en su bloque Esperanza. El pozo no encontró gas comercial y ha sido taponado y abandonado.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021, la Compañía completó el pozo de desarrollo Cañahuat-4 localizado en su bloque Esperanza en busca de gas dentro del depósito de arenisca Ciénaga de Oro ("CDO"). El pozo fue conectado y puesto en producción permanente.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021, la Compañía perforó el pozo de desarrollo Nelson-9 localizado en su bloque Esperanza en busca de gas dentro del depósito de arenisca Porquero. El pozo encontró 52 pies de verdadera profundidad vertical de zona productiva de gas y ha sido completado, conectado y puesto en producción permanente.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021, la Compañía perforó el pozo de exploración Aguas Vivas-1 localizado en su bloque VIM-21 en busca de gas dentro del depósito de arenisca CDO. El pozo encontró 412 pies de verdadera profundidad vertical de zona productiva neta de gas, que es la más gruesa encontrada por la Compañía y marca un nuevo descubrimiento de gas significativo e importante. El pozo, probado a una tasa final de 35,5 MMscfpd, fue conectado y puesto en producción permanente. El pozo de evaluación Aguas Vivas-2 fue perforado en junio 12 de 2021 en busca de una profundidad total planeada de aproximadamente 8.419 pies de profundidad medida dentro del depósito de arenisca CDO. El pozo de evaluación Aguas Vivas-2 encontró 229 pies de zona productiva neta de gas, confirmando un descubrimiento significativo de gas natural. Al finalizar las operaciones de perforación, el pozo de evaluación Aguas Vivas-2 será entubado y completado y la torre será usada para inmediatamente perforar el pozo de evaluación Aguas Vivas-3.

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

Promedio diario de volúmenes de producción y ventas contractuales realizadas

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

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Gas Natural y GNL (MMscfpd)						
Producción de gas natural y GNL	173,117	151,127	15%	176,278	176,259	—
Consumo de campo	(1,654)	(257)	544%	(1,785)	(237)	653%
Ventas de gas natural y GNL ⁽¹⁾	171,463	150,870	14%	174,493	176,022	(1%)
Volúmenes en firme ⁽²⁾	—	1,378	(100%)	39	862	(95%)
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	171,463	152,248	13%	174,532	176,884	(1%)
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	262	245	7%	259	280	(8%)
Movimientos de inventario y otros	(53)	(48)	10%	(1)	(33)	(97%)
Ventas de petróleo de Colombia	209	197	6%	258	247	4%
Corporativas (boepd / bopd)						
Producción de gas natural y GNL ⁽¹⁾	30,371	26,513	15%	30,926	30,923	—
Producción de petróleo de Colombia	262	245	7%	259	280	(8%)
Producción total	30,633	26,758	14%	31,185	31,203	—
Consumo de campo e inventario	(343)	(93)	269%	(314)	(75)	319%
Ventas corporativas totales	30,290	26,665	14%	30,871	31,128	(1%)
Volúmenes en firme ⁽²⁾	—	242	(100%)	7	151	(95%)
Ventas contractuales realizadas totales	30,290	26,907	13%	30,878	31,279	(1%)

⁽¹⁾ Los volúmenes de ventas de gas natural y GNL excluyeron las ventas de gas natural relacionadas con un contrato a largo plazo de un comprador según lo descrito en "Comercialización de gas natural" en la sección "Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte" de este MD&A.

La Compañía tiene tres tipos de ventas de gas natural y GNL:

- 1) *Ventas de gas natural y GNL*: Representan la producción de gas natural y GNL menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que es consumida a nivel de campo.
- 2) *Ingreso en firme*: Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL por parte de compradores de la Compañía que no se entregan debido a la incapacidad del comprador de aceptar tal gas natural, 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; y
- 3) *Nominaciones de gas natural y GNL no entregadas*: Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas para las cuales los compradores tienen 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 las ventas de gas natural y GNL y el ingreso en firme, y en esa medida se incluyen en ingreso diferido del período. La Compañía reconoce los ingresos asociados con tales derechos de compensación ("liquidaciones") en la fecha más pronta entre: a) la entrega del volumen de compensación; b) la expiración del derecho de compensación; y c) la determinación de que es remota la probabilidad de uso del derecho de compensación por el comprador.

El aumento del 15% en los volúmenes de producción de gas natural y GNL durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, se debe principalmente a: i) un incremento en las ventas de mercado al contado como resultado del levantamiento gradual de las restricciones de la pandemia de COVID-19 durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021; y ii) un aumento de los volúmenes de los contratos en firme debido a la utilización por algunos compradores bajo contratos en firme de una gran parte de su inactividad contractual anual durante los tres meses terminados en junio 30 de 2020.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021 promediaron aproximadamente 171,5 y 174,5 MMscfpd, respectivamente. Las ventas contractuales

realizadas se definen como gas natural y GNL producidos y vendidos más el ingreso recibido por contratos en firme nominados sin entrega real de gas natural o GNL y la expiración de los derechos de los clientes de tomar las entregas más compras de gas natural.

Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Gas Natural y GNL						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 73,051	\$ 68,228	7%	\$ 151,859	\$ 162,623	(7%)
Gastos de transporte	(9,301)	(6,116)	52%	(18,575)	(17,416)	7%
Ingresos, netos de gastos de transporte	63,750	62,112	3%	133,284	145,207	(8%)
Regalías	(11,116)	(8,842)	26%	(22,416)	(22,014)	2%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 52,634	\$ 53,270	(1%)	\$ 110,868	\$ 123,193	(10%)
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 989	\$ 384	158%	\$ 2,292	\$ 1,378	66%
Gastos de transporte	(14)	8	n/a	(13)	15	n/a
Ingresos, netos de gastos de transporte	975	392	149%	2,279	1,393	64%
Regalías	(75)	(29)	159%	(175)	(104)	68%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 900	\$ 363	148%	\$ 2,104	\$ 1,289	63%
Corporativos						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 73,051	\$ 68,228	7%	\$ 151,859	\$ 162,623	(7%)
Ingresos de petróleo crudo	989	384	158%	2,292	1,378	66%
Ingresos totales	74,040	68,612	8%	154,151	164,001	(6%)
Regalías	(11,191)	(8,871)	26%	(22,591)	(22,118)	2%
Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	62,849	59,741	5%	131,560	141,883	(7%)
Ingresos de gas natural y GNL en firme (2)	—	772	(100%)	24	917	(97%)
Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	62,849	60,513	4%	131,584	142,800	(8%)
Ingresos de comercialización de gas natural	6,435	—	n/a	12,791	—	n/a
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, después de regalías	69,284	60,513	14%	144,375	142,800	1%
Gastos de transporte	(9,315)	(6,108)	53	(18,588)	(17,401)	7%
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 59,969	\$ 54,405	10%	\$ 125,787	\$ 125,399	—

Comercialización de gas natural

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Ingreso de comercialización de gas natural	\$ 6,435	\$ —	n/a	\$ 12,791	\$ —	n/a
Costo de compras de comercialización de gas natural	(6,410)	—	n/a	(12,731)	—	n/a
Ganancia de comercialización de gas natural	\$ 25	\$ —	n/a	\$ 60	\$ —	n/a

La Compañía reconoció \$6,4 millones y \$12,8 millones de ingresos de comercialización del gas natural e incurrió en costos de compra de gas de \$6,4 millones y \$12,7 millones durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021, respectivamente, relacionados con la entrega de un contrato de comprador a largo plazo. Las compras de gas de la Compañía están limitadas a este contrato a largo plazo en particular y la misma no tiene intención de participar en actividades especulativas de comercialización de gas.

Gastos de transporte de gas natural

La Compañía vende su gas natural en la puerta de su planta de gas de Jobo (de modo que el comprador asume los gastos de transporte y, en esa medida, Canacol no reconoce un gasto de transporte), o bien entrega su gas natural en las sedes de los compradores (de modo que Canacol paga y reconoce los gastos de transporte directamente). En el último caso, los gastos de transporte de la Compañía sobre tales contratos son compensados con precios brutos de venta más altos, lo cual resulta en precios promedio de venta realizados (netos de transporte) consistentes con el precio realizado de la Compañía en que el comprador incurre en el gasto de transporte. La mezcla de estos dos tipos de opciones de entrega varía de un contrato a otro y de un trimestre a otro, por lo cual la Compañía se refiere a un precio neto promedio de venta realizado, que en cualquier caso es neto de cualquier costo de transporte, independientemente de cuál parte incurre en el gasto del transporte.

Los gastos del transporte del gas natural aumentaron un 52% y un 7% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, respectivamente, principalmente debido al aumento en el volumen de ventas de gas natural sujeto a gastos de transporte, según lo describe anteriormente, en comparación con los mismos períodos en 2020.

Regalías de gas natural

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Gas Natural						
Regalías de Esperanza	\$ 1,551	\$ 2,662	(42%)	\$ 3,493	\$ 5,744	(39%)
Regalías de VIM-5	9,225	6,036	53%	18,239	15,999	14%
Regalías de VIM-21	340	144	136%	684	271	152%
Gasto de Regalías	\$ 11,116	\$ 8,842	26%	\$ 22,416	\$ 22,014	2%
Tasas de Regalías de Gas Natural						
Esperanza	8.5%	8.6%	(1%)	7.7%	8.9%	(14%)
VIM-5	22.3%	20.7%	8%	23.0%	20.8%	11%
VIM-21	9.7%	9.7%	—	9.7%	9.5%	1%
Tasa de Regalías de Gas Natural	17.4%	14.2%	23%	16.8%	15.2%	11%

Las regalías de gas natural de la Compañía generalmente son a una tasa de 6,4%, hasta que la producción neta del campo alcanza 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 Esperanza y VIM-5 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 y VIM-21 está sujeta a un factor x de regalía adicional a tasas de 13% y 3%, respectivamente.

La tasa de regalía de gas natural de 17,4% y 16,8% fue 23% y 11% más alta durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con 14,2% y 15,2% para los mismos períodos en 2020, respectivamente, principalmente debido a una mayor producción en el bloque VIM-5, la cual está sujeta a una tasa de regalía más alta. Adicionalmente, la tasa de regalía de VIM-5 fue más alta, en comparación con 2020, debido a que la producción en algunos campos excedió el umbral de 5.000 boepd, punto en el cual está sujeta a una tasa de regalía más alta, según lo descrito anteriormente. La asignación de producción en el bloque Esperanza de la Compañía, la cual está sujeta a una tasa de regalía más baja, fue menor durante el segundo trimestre de 2021, pues la Compañía continúa realizando mantenimiento de rutina en el bloque. Se espera que el mantenimiento aumente la producción en el bloque Esperanza en lo sucesivo y, en esa medida, se espera que la tasa general de regalía disminuya durante el resto de 2021.

Precios promedio de referencia y precios de venta realizados, netos de transporte

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Precios promedio de referencia						
Henry Hub (\$/Mcf)	\$ 2.97	\$ 1.75	70%	\$ 2.84	\$ 1.81	57%
Alberta Energy Company (\$/Mcf)	\$ 2.48	\$ 1.41	76%	\$ 2.39	\$ 1.42	68%
Brent (\$/bbl)	\$ 69.02	\$ 33.26	108%	\$ 65.04	\$ 42.30	54%
Precios promedio de venta, netos de transporte						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 4.09	\$ 4.52	(10%)	\$ 4.22	\$ 4.53	(7%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 51.26	\$ 21.87	134%	\$ 48.80	\$ 30.99	57%
Promedio corporativo (\$/boe)	\$ 23.48	\$ 25.76	(9%)	\$ 24.26	\$ 25.88	(6%)

Los precios de venta de los contratos de venta de gas natural de la Compañía son en su mayor parte fijos, con una parte de su cartera vendida en el mercado al contado.

La disminución en los precios promedio de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, se debe principalmente a contratos de precio fijo más bajo para el año contractual 2021 en comparación con el año contractual 2020. La disminución durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021 fue compensada por precios más altos en el mercado al contado como resultado del levantamiento gradual de las restricciones de la pandemia de COVID-19 durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021.

La disminución en los precios promedio de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, en el 2T de 2021, en comparación con el 1T de 2021, se debió principalmente a que compradores bajo contratos a precio fijo más alto realizaron mantenimiento regular durante los tres meses finalizados en junio 30 de 2021. Además, los precios promedio de venta de gas natural y GNL en el mercado al contado en el 2T de 2021, netos del transporte, fueron negativamente impactados por: i) el fenómeno climático de La Niña experimentado en Colombia durante el 2T de 2021, el cual aumenta las precipitaciones y, en esa medida, disminuye la demanda de gas natural, y ii) el cierre en Colombia debido al reciente malestar político, que también resultó en una menor demanda de gas natural.

Con posterioridad al 30 de junio de 2021, la demanda de volúmenes en el mercado al contado ha aumentado, según se evidencia con el volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural en julio de 2021, de aproximadamente 190 MMscf/d, principalmente debido a lo siguiente: i) el reciente malestar político en Colombia ha mejorado, ii) el despliegue de vacunación contra el COVID-19 en Colombia está en marcha, y iii) el fenómeno climático de La Niña se ha debilitado, todo lo cual resulta en una mayor demanda de gas natural. En esa medida, los precios promedio de venta en el mercado al contado de gas natural y GNL, netos de transporte, han sido significativamente más altos desde mediados de julio de 2021, en comparación con los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021.

El aumento en los precios promedio de venta de petróleo crudo durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, se debe principalmente a precios de referencia de petróleo crudo más altos.

Gastos Operativos

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Gas natural y GNL	\$ 3,715	\$ 3,477	7%	\$ 8,156	\$ 7,563	8%
Petróleo de Colombia	262	145	81%	525	525	—
Gastos operativos totales	\$ 3,977	\$ 3,622	10%	\$ 8,681	\$ 8,088	7%
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.24	\$ 0.25	(4%)	\$ 0.26	\$ 0.24	8%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 13.78	\$ 8.09	70%	\$ 11.24	\$ 11.68	(4%)
Corporativos (\$/boe)	\$ 1.44	\$ 1.49	(3%)	\$ 1.55	\$ 1.43	8%

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf disminuyeron un 4% a \$0,24 por Mcf para los tres meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con \$0,25 por Mcf para el mismo período en 2020. La disminución se debe principalmente a volúmenes más altos de ventas de gas natural. Sin embargo, la disminución fue compensada por costos de mantenimiento más altos durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021.

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf aumentaron un 8% a \$0,26 por Mcf para los seis meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con \$0,24 por Mcf para el mismo período en 2020. El aumento se debe principalmente a costos más altos de ingeniería de yacimientos, mano de obra y arrendamiento relacionados con ciertas pruebas de pozos realizadas, en comparación con el mismo período en 2020.

Ganancias operacionales netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Gas natural y GNL						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 4.09	\$ 4.52	(10%)	\$ 4.22	\$ 4.53	(7%)
Regalías	(0.71)	(0.64)	11%	(0.71)	(0.69)	3%
Gastos operativos	(0.24)	(0.25)	(4%)	(0.26)	(0.24)	8%
Ganancia operacional neta	\$ 3.14	\$ 3.63	(13%)	\$ 3.25	\$ 3.60	(10%)

\$/bbl	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 51.26	\$ 21.87	134%	\$ 48.80	\$ 30.99	57%
Regalías	(3.94)	(1.62)	143%	(3.75)	(2.31)	62%
Gastos operativos	(13.78)	(8.09)	70%	(11.24)	(11.68)	(4%)
Ganancia operacional neta	\$ 33.54	\$ 12.16	176%	\$ 33.81	\$ 17.00	99%

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
\$/boe						
Corporativas						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 23.48	\$ 25.76	(9%)	\$ 24.26	\$ 25.88	(6%)
Regalías	(4.06)	(3.66)	11%	(4.04)	(3.90)	4%
Gastos operativos	(1.44)	(1.49)	(3%)	(1.55)	(1.43)	8%
Ganancia operacional neta	\$ 17.98	\$ 20.61	(13%)	\$ 18.67	\$ 20.55	(9%)

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Costos brutos	\$ 8,612	\$ 7,309	18%	\$ 16,620	\$ 15,065	10%
Menos: montos capitalizados	(1,486)	(1,243)	20%	(2,823)	(2,486)	14%
Gastos generales y administrativos	\$ 7,126	\$ 6,066	17%	\$ 13,797	\$ 12,579	10%
\$/boe	\$ 2.59	\$ 2.50	4%	\$ 2.47	\$ 2.22	11%

Los costos brutos generales y administrativos ("G&A") aumentaron un 18% y un 10% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, respectivamente, debido principalmente a que algunos costos anuales de fin de año que normalmente se pagan al final del año ahora se causan en forma trimestral a lo largo del año.

Los G&A por boe aumentaron un 4% y un 11% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, respectivamente, debido principalmente a que algunos costos anuales de fin de año se han causado en forma trimestral a lo largo del año durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021. Se espera que los costos brutos anuales se mantengan relativamente iguales a medida que la base de producción de la Compañía crezca, lo que hará que los G&A por boe disminuyan en lo sucesivo.

Gasto de financiación neto

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,880	\$ 7,369	7%	\$ 15,400	\$ 13,899	11%
Gastos de financiación distintos a efectivo	1,001	(285)	n/a	1,907	529	260%
Gasto de financiación neto	\$ 8,881	\$ 7,084	25%	\$ 17,307	\$ 14,428	20%

El gasto de financiación neto aumentó un 25% y un 20% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, respectivamente, principalmente como resultado de: i) ingresos por intereses de \$1 millón causados sobre recursos debidos a la Compañía en relación con la liquidación de un litigio fallado a favor de la Compañía durante los seis meses terminados en junio 30 de 2021; y ii) una ganancia en modificación de deuda de \$1,2 millones relacionada con la modificación de la Deuda con el Banco Credit Suisse durante los tres meses terminados en junio 30 de 2020.

Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en junio 30 de			Tres meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 166	\$ 595	(72%)	\$ 370	\$ 1,116	(67%)
Gasto por unidades de acciones restringidas	1,693	1,898	(11%)	2,056	2,898	(29%)
Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 1,859	\$ 2,493	(25%)	\$ 2,426	\$ 4,014	(40%)

El gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas es un gasto distinto a efectivo reconocido con base en el valor razonable de las unidades otorgadas sobre una base de maduración escalonada durante el tiempo de otorgamiento. El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas se estimó con el uso del modelo de fijación de precios de opciones de Black-Scholes.

El gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas disminuyó un 25% y un 46% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, respectivamente, debido a que no se han otorgado opciones de compra de acciones en 2021 y a que menos unidades de acciones restringidas fueron amortizadas durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021 debido al tiempo del otorgamiento.

Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 15,930	\$ 16,226	(2%)	\$ 32,833	\$ 34,180	(4%)
\$/boe	\$ 5.78	\$ 6.69	(14%)	\$ 5.88	\$ 6.03	(3%)

El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó un 2% y un 4% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, respectivamente, principalmente como resultado de un ajuste reconocido durante los tres meses terminados en junio 30 de 2020 relacionado con el bloque Rancho Hermoso de la Compañía, el cual no fue agotado previamente por estar clasificado como activo mantenido para venta desde el tercer trimestre de 2019.

Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2021	2020	2021	2020
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 6,319	\$ 7,912	\$ 12,183	\$ 17,652
Gasto (recuperación) de impuesto de renta diferido	\$ (1,550)	\$ (11,666)	9,723	29,474
Gasto (recuperación) de impuesto de renta	\$ 4,769	\$ (3,754)	\$ 21,906	\$ 47,126

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa reglamentaria del impuesto sobre la renta en Colombia del 31% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021. La tasa reglamentaria del impuesto sobre la renta en Colombia actualmente está prevista para disminuir al 30% en enero 1 de 2022.

Las pérdidas fiscales no usadas y los grupos de costos de la Compañía están denominados en COP, y se revalora en cada fecha de reporte con el uso de la tasa de cambio a fin del período del COP frente al USD. El gasto distinto a efectivo de impuesto sobre la renta diferido reconocido durante los seis meses terminados en junio 30 de 2021 de \$9,7 millones fue principalmente el resultado de la devaluación del 9% del COP frente al USD a junio 30 de 2021 de 3.757:1, en comparación con la tasa a diciembre 31 de 2020 de 3.433:1. En el evento de que el COP se fortalezca en el futuro, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

Pagos en efectivo de impuestos de renta

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2021	2020	2021	2020
Impuestos de renta pagados	\$ 22,020	\$ 13,967	\$ 26,037	\$ 20,890

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021, la Compañía pagó su saldo restante de gasto de impuesto de renta de 2020 de \$11,3 millones. Adicionalmente, la Compañía también pagó cuotas de impuesto relacionadas con su gasto de impuesto de renta de 2021 de \$10,7 millones y \$14,7 millones durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021 respectivamente.

Gastos de capital

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2021	2020	2021	2020
Perforación y completamientos	\$ 11,682	\$ 5,218	\$ 29,195	\$ 15,932
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	5,920	2,977	11,884	6,900
Tierra, sísmica, comunidades y otros	5,423	2,516	9,225	6,622
G&A capitalizados	1,486	1,243	2,823	2,486
Ingresos netos por disposición de propiedades, planta y equipo	(31)	—	(270)	(58)
Gastos de capital netos en efectivo	24,480	11,954	52,857	31,882
Costos y ajustes distintos a efectivo:				
Activos de derecho de uso arrendados ⁽¹⁾	355	—	474	1,305
Disposición	5	—	164	(25)
Costos y ajustes distintos a efectivo ⁽¹⁾	1,523	(3,685)	712	(5,001)
Gastos de capital netos	\$ 26,363	\$ 8,269	\$ 54,207	\$ 28,161
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 11,428	\$ 2,752	\$ 25,215	\$ 5,067
Gastos en propiedades, planta y equipo	14,961	5,517	29,098	23,177
Disposición	(26)	—	(106)	(83)
Gastos de capital netos	\$ 26,363	\$ 8,269	\$ 54,207	\$ 28,161

⁽¹⁾ Costos y ajustes distintos a efectivo principalmente relacionados con un cambio en el estimado relativo a obligaciones de desmantelamiento.

Los gastos de capital netos durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021 están relacionados principalmente con:

- Perforación del pozo de exploración Milano-1.
- Completamiento del pozo de desarrollo Cañahuate-4.
- Perforación y completamiento del pozo de desarrollo Nelson-9.
- Perforación y completamiento del pozo de exploración Aguas Vivas-1.
- Perforación del pozo de exploración Aguas Vivas-2.
- Costos de instalación y acondicionamiento en Esperanza.
- Costos de instalación en el bloque VIM-5; y
- Sísmica relacionada con los bloques VIM-33 Y SSJN-7.

Liquidez y recursos de capital

Riesgo de moneda extranjera

A junio 30 de 2021, la tasa de cambio del COP al USD fue de 3.757:1 (3.433:1 a diciembre 31 de 2020) y la tasa de cambio del CAD al USD fue de 1,24:1 (1,27:1 a diciembre 31 de 2020). La devaluación del 9% del COP resultó

en la reducción de algunos gastos y pasivos a y durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021. Además, el total de \$9,7 millones de gasto de impuesto sobre la renta diferido reconocido durante los seis meses terminados en junio 30 de 2021 fue principalmente como resultado de la devaluación del COP frente al USD.

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021, la Compañía no tuvo un contrato de cambio de moneda extranjera.

Como resultado de los recientes eventos mundiales, la Compañía actualmente se está beneficiando de la reciente devaluación del COP. La caída del COP frente al USD efectivamente reduce los gastos denominados en COP, incluyendo gastos de capital, costos operacionales y G&A para lo que queda de 2021, en comparación con los estimados de presupuesto originales de la Compañía.

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 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, las obligaciones de arrendamiento y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes excluyendo la porción corriente de las obligaciones de largo plazo. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, de tiempo en tiempo la Compañía puede emitir o recomprar acciones ordinarias u otros valores, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles corrientes 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 sus obligaciones de largo plazo pendientes menos capital de trabajo, según se define arriba. 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 corrientes 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.

En junio 17 de 2021, la Compañía celebró un contrato de crédito a tres años de plazo con el Banco Davivienda (“Deuda con Banco Colombiano”) por un monto de capital de \$12,9 millones, denominado en COP, el cual está sujeto a una tasa de interés anual de Indicador Bancario de Referencia (“IBR”) más 2,5% (el IBR fue de 1,86% en la fecha del contrato). La Deuda con Banco Colombiano fue usada para pagar el pasivo de la liquidación del litigio de la Compañía, que estaba sujeto a una tasa de interés del 8,74% anual. Como resultado de una tasa de interés más baja, la Compañía realizará un ahorro anual de intereses de aproximadamente \$0,6 millones (tasa de interés más baja de 4,38% en la fecha del contrato).

Los Títulos Preferenciales, la Deuda con el Banco Credit Suisse y el Préstamo Puente de la Compañía incluyen 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 para los últimos doce meses (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de 3,50:1,00 y una razón mínima de EBITDAX para los últimos doce meses a gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo (“Razón de Cobertura de Interés Consolidado”) de 2,50:1,00. A junio 30 de 2021, la Compañía estaba cumpliendo con los pactos.

	Junio 30 de 2021	Diciembre 31 de 2020
Títulos Preferenciales - capital (7.25%)	\$ 320,000	\$ 320,000
Deuda con el Banco Credit Suisse - capital (LIBOR + 4.25%) ⁽¹⁾	30,000	30,000
Préstamo Puente - capital (LIBOR + 4.25%) ⁽¹⁾	25,000	25,000
Préstamo Operativo - capital (IBR + 1.5%) ⁽²⁾	2,661	2,661
Deuda con Banco Colombiano – capital (IBR + 2.5) ⁽²⁾⁽³⁾	12,831	—
Pasivo de liquidación de litigio (8.74%) ⁽³⁾	—	14,353
Obligación de arrendamiento (5.1%)	20,404	22,943
Deuda total	410,896	415,209
Menos: superávit de capital de trabajo	(44,740)	(73,404)
Deuda neta	\$ 366,156	\$ 341,805

(1) La tasa LIBOR durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021 fue de 0,178% y 0,199%, respectivamente.

(2) La tasa IBR durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2021 fue de 1,74% y 1,72%, respectivamente.

(3) Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021, la compañía reemplazó su pasivo de liquidación de litigio, el cual estaba sujeto a una tasa de interés anual del 8,74%, con su Deuda con Banco Colombia, la cual está sujeta a una tasa de interés anual significativamente más baja de IBR más 2,5% (el IBR fue 1,86% en la fecha del contrato), resultando en significativos ahorros de interés en lo sucesivo.

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

	Junio 30 de 2021	Diciembre 31 de 2020
Deuda total	\$ 410,896	\$ 415,209
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo	(34,834)	(68,280)
Deuda neta para efectos del pacto	\$ 376,062	\$ 346,929
EBITDAX	\$ 179,598	\$ 187,529
Razón de Apalancamiento Consolidado	2.09	1.85

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

	Junio 30 de 2021	Diciembre 31 de 2020
EBITDAX	\$ 179,598	\$ 187,529
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$ 31,284	\$ 30,788
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	5.74	6.09

A agosto 4 de 2021, la Compañía tenía en circulación 177,5 millones de acciones ordinarias, 12,3 millones de opciones de compra de acciones y 1,6 millones de unidades de acciones restringidas. Después de junio 30 de 2021, la Compañía recompró 1.060.000 acciones ordinarias de la Compañía a un costo de \$2,8 millones, incluyendo costos de transacción.

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 2021:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	\$ 15,518	\$ 54,974	\$ 320,000	\$ 390,492
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	4,987	7,298	11,133	23,418
Cuentas por pagar, comerciales y otras	51,427	—	—	51,427
Dividendo por pagar	7,489	—	—	7,489
Impuestos por pagar	6	—	—	6
Otras obligaciones de largo plazo	—	3,485	—	3,485
Unidades de acciones restringidas	1,684	164	—	1,848
Contratos de exploración y producción	4,872	34,082	4,370	43,324
Contratos de operación de estación de compresión	2,634	5,428	10,029	18,091
	\$ 88,617	\$ 105,431	\$ 345,532	\$ 539,580

Cartas de crédito

A junio 30 de 2021, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$75,9 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de los cuales \$4,1 millones de garantías financieras se relacionan con algunos 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 junio 30 de 2021 por \$43,3 millones y ha emitido \$33,3 millones en garantías financieras relacionadas con ellos.

Transacciones con Partes Relacionadas

La Compañía tiene cinco millones de acciones de Arrow Exploration Ltd. ("Arrow") valoradas en \$0,4 millones a junio 30 de 2021 y un saldo por cobrar de \$6,2 millones. Dos miembros de la administración clave de Canacol son también miembros de la junta directiva de Arrow.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021, la Compañía contrató un sexto pagaré modificado con Arrow, el cual incluye un nuevo monto de capital de \$6 millones, continúa estando sujeto a una tasa de interés anual de 15%, e incluye los siguientes términos de pago: a) en el evento de que Arrow no complete una financiación de capital exitosa de \$12 millones o más para septiembre 30 de 2021, el capital más los intereses serán pagados como sigue: i) dos pagos en efectivo de \$1,6 millones pagaderos en julio 30 de 2022 y diciembre 30 de 2022, respectivamente, y ii) la emisión de acciones ordinarias de Arrow en julio 30 de 2022 por el saldo remanente; o b) en el evento de que Arrow complete una financiación exitosa de capital de \$12 millones o más para septiembre 30 de 2021, el capital más los intereses serán pagados como sigue: i) un pago en efectivo de \$3,2 millones pagaderos quince días después de la fecha de cierre de la financiación, y ii) a discreción de Arrow, el saldo será pagado en efectivo o en una combinación de efectivo y emisión de acciones ordinarias de Arrow. Arrow también se compromete a reemplazar las cartas de crédito actualmente garantizadas por Canacol. De acuerdo con recientes comunicados de prensa de Arrow, la compañía actualmente está buscando inscribir sus acciones ordinarias para comercialización en el Mercado de Inversiones Alternativas ("AIM" [por sus siglas en inglés]) de la Bolsa de Valores de Londres y pretende captar \$12 millones. Así las cosas, la Compañía reclasificó su saldo por cobrar a Arrow de \$6,2 millones (capital e intereses causados) durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021 de corriente a no corriente, lo cual reduce el superávit de capital de trabajo de la Compañía.

PERSPECTIVA

Para lo que resta de 2021, la Compañía está enfocada en los siguientes objetivos: 1) Apuntar a la perforación de hasta doce pozos de exploración, evaluación y desarrollo en un programa continuo con el objetivo de lograr una tasa de reemplazo de reservas 2P de más del 200 por ciento. La Compañía ha perforado seis pozos de exploración y desarrollo, con un importante descubrimiento de gas hecho en Aguas Vivas, que actualmente está siendo evaluado. 2) La adquisición de los 655 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en los bloques VIM-5 y SSJN-7 de la Compañía para ampliar su inventario de prospectos de exploración. La Compañía ha completado con éxito el programa de sísmica en SSJN-7 y actualmente está en el proceso de adquisición en VIM-5. 3) La firma de un acuerdo definitivo para construir un nuevo ducto de gas natural desde la instalación de procesamiento de gas natural de Jobo hasta Medellín, Colombia, que aumentará las ventas de gas natural de la Compañía en 100 MMscfpd adicionales en 2024. 4) El fortalecimiento continuo de nuestra estrategia y reporte ambiental, social y de gobierno. La Compañía ha publicado su informe de sostenibilidad de 2020, logrando avances sustanciales en todas las mediciones claves. 5) La continuación de nuestro programa de retorno de capital a los accionistas. La Compañía ha continuado emitiendo dividendos trimestrales sin reducción en los montos de los dividendos. Además, dado que la Compañía obtuvo la aprobación necesaria para realizar una oferta de emisor en el curso normal a fin de adquirir acciones ordinarias en circulación de la Compañía en noviembre de 2018, ha adquirido y cancelado 4.857.013 acciones ordinarias de la Compañía a un precio promedio de C\$3,59 por acción ordinaria, incluyendo 2.060.000 acciones ordinarias, que fueron recompradas desde mayo de 2021, a un precio promedio de C\$3,31 por acción ordinaria.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2021		2020			2019		
	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3
Financieros								
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	59,969	65,818	63,976	57,429	54,405	70,994	65,795	56,634
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽³⁾	33,643	38,085	35,251	33,409	31,181	45,281	33,004	36,420
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.19	0,21	0,20	0.18	0.17	0.25	0.18	0.20
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.19	0,21	0,20	0.18	0.17	0.25	0.18	0.20
Flujo de caja (usado) aportado por actividades operativas ⁽³⁾	(13)	37,900	26,477	50,016	37,814	38,018	37,181	36,887
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ⁽²⁾	2,424	(3,062)	921	2,609	17,715	(25,988)	25,432	663
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.01	(0.02)	0.01	0.01	0.10	(0.14)	0.14	—
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.01	(0.02)	0.01	0.01	0.10	(0.14)	0.14	—
EBITDAX ⁽¹⁾	44,638	46,716	45,941	42,303	40,415	58,870	43,144	46,037
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	179,289	179,515	179,764	180,980	180,916	180,931	179,238	178,273
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	179,289	179,515	179,764	181,495	181,484	181,811	181,412	180,873
Gastos de capital, netos de disposiciones	26,363	27,844	29,366	26,437	8,269	19,892	21,514	30,806
Operaciones								
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	173,117	179,474	170,087	162,012	151,127	201,398	180,986	147,630
Petróleo de Colombia (bopd)	262	256	287	317	245	315	309	322
Total (boepd)	30,633	31,743	30,127	28,740	26,758	35,648	32,061	26,222
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	171,463	177,633	169,763	162,984	152,248	201,524	180,753	146,439
Petróleo de Colombia (bopd)	209	307	300	347	197	298	301	329
Total (boepd)	30,290	31,471	30,083	28,941	26,907	35,653	32,012	26,020
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.14	3.36	3.58	3.47	3.63	3.60	3.58	3.86
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	33.54	34.06	23.04	17.04	12.16	20.13	27.08	24.34
Corporativas (\$/boe)	17.98	19.33	20.44	19.76	20.61	20.49	20.49	22.06

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

(2) La Compañía realizó una pérdida neta durante los seis meses terminados en junio 30 de 2021, debida principalmente al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$9,7 millones, que se debe principalmente al efecto de la reducción de la tasa de cambio del COP en el valor de pérdidas de impuestos no usadas y grupos de costos. En el evento de que el COP se fortalezca en el futuro, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto de renta diferido para el período.

(3) Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan el flujo de caja (usado) aportado por actividades operativas antes de algunos ajustes relacionados con: i) cambios en capital de trabajo distinto a efectivo de \$20,7 millones, principalmente por algunos pagos en efectivo por gasto de impuesto de renta (ver la sección "Gasto de Impuesto de Renta" en este MD&A); y ii) el pago del saldo pendiente remanente del pasivo de liquidación del litigio de la Compañía de \$12,9 millones.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en junio 30 de 2021 en los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2020.

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 no ha implementado nuevas políticas contables durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y procedimientos de revelación

Los Controles y Procedimientos de Revelación (“C&PR”) son diseñados para ofrecer una seguridad razonable sobre que toda la información significativa es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con su revelación pública, y que la información que debe ser revelada por el emisor bajo la legislación de valores es registrada, procesada, resumida y reportada dentro de los períodos de tiempo especificados en la legislación de valores. El Director Ejecutivo (“CEO” [por sus siglas en inglés]) y el Director Financiero (“CFO” [por sus siglas en inglés]), junto con otros miembros de la administración, han diseñado, o han hecho que se diseñen bajo la supervisión del CEO y el CFO, C&PR y procesos establecidos para asegurarse de recibir suficiente conocimiento para sustentar las declaraciones hechas en los certificados intermedios que deben ser presentados conforme al Instrumento Nacional 52-109.

Controles internos de informes financieros

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

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021, no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los controles y procedimientos

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