

CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y SEIS MESES TERMINADOS EN JUNIO 30 DE 2023



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		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte	74,605	70,256	6%	148,518	136,139	9%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	33,686	39,086	(14%)	66,379	72,902	(9%)
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	0.99	1.15	(14%)	1.95	2.12	(8%)
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	0.99	1.15	(14%)	1.95	2.12	(8%)
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	39,990	(6,404)	n/a	56,864	18,011	216%
Por acción – básica (\$) ⁽²⁾	1.17	(0.19)	n/a	1.67	0.52	221%
Por acción – diluida (\$) ⁽²⁾	1.17	(0.19)	n/a	1.67	0.52	221%
Flujo de caja aportado (usado) por actividades operativas	(24,413)	35,338	n/a	6,556	73,401	(91%)
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	(0.72)	1.04	n/a	0.19	2.14	(91%)
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	(0.72)	1.04	n/a	0.19	2.14	(91%)
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	60,654	55,208	10%	121,582	104,832	16%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico ⁽²⁾	34,111	34,118	—%	34,111	34,330	(1%)
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido ⁽²⁾	34,111	34,118	—%	34,111	34,330	(1%)
Gastos de capital en efectivo, netos ⁽¹⁾	51,985	42,686	22%	99,108	70,164	41%
				Junio 30 de 2023	Diciembre 31 de 2022	Variación
Efectivo y equivalentes de efectivo				38,936	58,518	(33%)
Superávit de capital de trabajo				8,721	(22,603)	n/a
Deuda total				659,319	550,752	20%
Activos totales				1,130,408	1,014,848	11%
Acciones ordinarias, final del período (000) ⁽²⁾				34,111	34,111	—%
Operativos	Tres meses terminados en Junio 30 de			Seis meses terminados en Junio 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Producción ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	187,687	190,559	(2%)	188,033	186,865	1%
Petróleo de Colombia (bopd)	527	571	(8%)	546	500	9%
Total (boepd)	33,455	34,002	(2%)	33,534	33,283	1%
Ventas contractuales realizadas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	184,752	187,963	(2%)	185,185	184,905	—%
Petróleo de Colombia (bopd)	523	565	(7%)	555	489	13%
Total (boepd)	32,936	33,541	(2%)	33,044	32,929	—%
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.94	3.66	8%	3.97	3.63	9%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	18.57	27.49	(32%)	22.39	21.92	2%
Corporativo (\$/boe)	22.36	21.02	6%	22.61	20.69	9%

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

(2) Reexpresado para reflejar la consolidación de acciones de 5:1 en enero 17 de 2023. Ver la sección "Consolidación de Acciones" en este MD&A.

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 2000, 215 – 9th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1K3, 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 9 de 2023 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 2023 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2022. 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, como 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, o que el fenómeno de El Niño creará una demanda superior a la normal de ventas de gas natural. 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 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 ajustado, que son medidas no definidas en las NIIF. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan el flujo de caja aportado por actividades operativas antes de la liquidación de obligaciones de desmantelamiento y los cambios en capital de trabajo distinto a efectivo, ajustados por los cargos no recurrentes. El EBITDAX ajustado 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 por actividades operativas de la Compañía con los fondos ajustados provenientes de las operaciones:

	Tres meses terminados en		Seis meses terminados en	
	Junio 30 de		Junio 30 de	
	2023	2022	2023	2022
Flujos de caja aportados (usados) por actividades operativas	\$ (24,413)	\$ 35,338	\$ 6,556	\$ 73,401
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	58,099	3,748	59,606	(499)
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	—	217	—
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 33,686	\$ 39,086	\$ 66,379	\$ 72,902

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

	2022		2023		Período total
	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	\$ (4,463)	\$ 133,722	\$ 16,874	\$ 39,990	\$ 186,213
(+) Gasto de interés	8,438	8,632	9,671	12,182	38,923
(+) Gasto de impuesto de renta	25,970	(135,523)	8,869	(14,500)	(115,184)
(+) Agotamiento y depreciación	17,388	16,226	18,971	19,249	71,834
(+) Gasto de exploración	—	22,333	—	—	22,333
(+) Costos previos a la licencia	446	453	408	198	1,505
(+/-) Pérdida (ganancia) en diferencia en cambio no realizada	4,999	2,660	1,745	245	9,649
(+/-) Otros ítems distintos a efectivo o no recurrentes	3,237	3,500	4,390	3,290	14,417
EBITDAX ajustado	\$ 56,015	\$ 52,003	\$ 60,928	\$ 60,654	\$ 229,600

En adición a lo anterior, la administración usa la medida de ganancia operacional neta. 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.

La ganancia operacional neta, tal como se ha presentado, no tiene un significado estándar establecido por las NIIF y, por lo tanto, puede no ser comparable con el cálculo de medidas similares para otras entidades.

En este MD&A se utiliza la expresión “boe”. El boe puede ser engañoso, en particular 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 el boe se expresa 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 miles de pies cúbicos por día (“Mcfpd”) o millones de pies cúbicos por día (“MMcfpd”) a lo largo de este MD&A.

Aspectos Financieros y Operativos Destacados para los Tres Meses Terminados en Junio 30 de 2023

- El EBITDAX ajustado aumentó un 10% a \$60.7 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2023, en comparación con \$55.2 millones para el mismo período en 2022.
- La ganancia operacional neta por gas natural y GNL de la Compañía aumentó un 8% a \$3.94 por Mcf para los tres meses terminados en junio 30 de 2023, en comparación con \$3.66 por Mcf para el mismo período en 2022. El aumento se debe principalmente a un incremento de los precios promedios de ventas, netos de gastos de transporte, compensado por un aumento de los gastos operativos y las regalías.
- Los ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en junio 30 de 2023, aumentaron un 6% a \$74.6 millones, en comparación con \$70.3 millones para el mismo período en 2022, principalmente por un mayor precio promedio de venta, neto de gastos de transporte.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones disminuyeron un 14% a \$33.7 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2023, en comparación con \$39.1 millones para el mismo período en 2022, principalmente por un aumento del gasto de impuesto corriente, compensado por un aumento del ingreso total, neto de regalías y gastos de transporte.
- Los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) disminuyeron un 2% a 184.8 MMcfpd para los tres meses terminados en junio 30 de 2023, en comparación con 188 MMcfpd para el mismo período en 2022. La disminución se debe principalmente a una reducción de las ventas al contado (interrumpibles), compensada por ventas de gas a Tesorito, según se explica más ampliamente en la sección “Promedio Diario de Volúmenes de Producción y Ventas Contractuales Realizadas” de este MD&A.
- La Compañía obtuvo un ingreso neto de \$40.0 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2023, en comparación con una pérdida neta \$6.4 millones para el mismo período en 2022.
- A junio 30 de 2023, la Compañía tenía \$38.9 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$8.7 millones en superávit de capital de trabajo.

Consolidación de Acciones

En diciembre 19 de 2022, los accionistas de la Compañía aprobaron la consolidación de las acciones ordinarias de la Compañía (“Acciones Ordinarias”) sobre la base de cinco (5) Acciones Ordinarias existentes antes de la consolidación por cada una (1) de las Acciones Ordinarias posteriores a la consolidación (la “Consolidación de Acciones”). Como resultado de la Consolidación de Acciones, en enero 17 de 2023, 170,557,290 Acciones Ordinarias emitidas y en circulación antes de la Consolidación de Acciones se redujeron a 34,111,458 Acciones Ordinarias (sin tener en cuenta el tratamiento de las fracciones de acciones resultantes). El porcentaje de participación de cada accionista en la Compañía y el poder de voto proporcional permanecen sin cambios después de la Consolidación de Acciones. La totalidad de las unidades de acciones comparativas y los montos por acción en este MDA se han reexpresado para reflejar la Consolidación de Acciones.

Resultados de las Operaciones

Para los tres meses terminados en junio 30 de 2023, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los bloques Esperanza, VIM-5 y VIM-21 ubicados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. La producción de la Compañía también incluyó petróleo crudo de su bloque Rancho Hermoso en Colombia (“Petróleo de Colombia”). La producción de GNL de la Compañía fue menor al uno por ciento de la producción total de gas natural y GNL y por lo tanto los resultados han sido combinados como “Gas natural y GNL”. Además de sus bloques productivos, la Compañía tiene intereses en varios contratos de exploración de gas natural en Colombia.

En abril 17 de 2023, la Compañía inició la perforación del pozo de exploración Lulo-1 situado en su bloque VIM-21. El pozo de exploración Lulo-1 alcanzó una profundidad total de 8,434 pies de profundidad medida (“ft MD”) en abril 26 de 2023 y encontró 207 pies de verdadera profundidad vertical (“ft TVD”) de zona productiva neta de gas con porosidad promedio de 21% dentro del depósito primario de arenisca Ciénaga de Oro (“CDO”). El pozo de exploración Lulo-1 ha sido entubado y conectado a producción permanente directamente a la instalación de tratamiento de gas Jobo (“Jobo”), que está situada a solamente 50 metros de la plataforma de perforación. Después de completar Lulo-1, la Compañía perforó el pozo Lulo-2 para evaluar la extensión del descubrimiento de Lulo-1. El pozo de evaluación Lulo-2 alcanzó una profundidad total de 7,112 ft MD en junio 1 de 2023. El pozo de evaluación Lulo-2 encontró 230 ft TVD de zona productiva neta de gas con porosidad promedio de 20% dentro del depósito primario de arenisca CDO. El pozo de exploración Lulo-2 obtuvo 24 MMcfpd en prueba de flujo y fue conectado a producción permanente.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2023, la Compañía perforó el pozo de desarrollo Clarinete-8 situado en su bloque VIM-5. El pozo de desarrollo Clarinete-8 fue completado y conectado a producción permanente.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2023, la Compañía hizo pruebas al pozo de exploración Chimela-1 situado en su bloque VIM-45, al pozo de exploración Saxofón-1 situado en su bloque VIM-5 y al pozo de exploración Dividivi-1 situado en su bloque VIM-33. El pozo de exploración Chimela-1 obtuvo en la prueba 353 barriles de petróleo por día (“bopd”), el pozo de exploración Saxofón-1 obtuvo 16 MMcfpd en la prueba, y el pozo de exploración Dividivi-1 obtuvo 5 MMcfpd en la prueba.

El programa de exploración de campo cercano de Canacol incluye el exitoso descubrimiento de Lulo, así como los prospectos Piña Norte, Cereza y Mafaldine. El programa apunta a los prospectos de exploración dentro de los depósitos de arenisca de CDO probados situados cerca de Jobo que pueden ser comercializados muy rápidamente, permitiendo a la Compañía construir capacidad productiva para satisfacer la alta demanda de gas natural que se prevé asociada al próximo fenómeno de El Niño.

La Compañía inició la perforación del pozo de exploración Piña Norte-1 situado en su bloque VIM-21 en junio 26 de 2023. El pozo de exploración Piña Norte-1 está situado aproximadamente 500 metros al occidente de Jobo y apuntaba a los depósitos de arenisca de CDO idénticos a los encontrados en el cercano descubrimiento de Lulo. El pozo encontró una zona de sobrepresión en un depósito muy poco profundo y debido a dificultades de perforación tuvo que ser taponado y abandonado. En julio 18 de 2023 se inició la perforación del pozo de exploración gemelo Piña Norte-2, y actualmente su perforación avanza. La Compañía espera completar el pozo de exploración Piña Norte-2 a finales de agosto de 2023.

Una vez sea completado el pozo Piña Norte-2, el equipo de perforación será movilizado para perforar el pozo de exploración Mafaldine-1, también situado en el bloque VIM-21, aproximadamente 1.5 kilómetros al noroeste de Jobo.

Un segundo equipo está siendo movilizado para perforar el pozo de exploración Cereza-1, que también está situado en el bloque VIM-21. El pozo de exploración Cereza-1 está situado aproximadamente 500 metros al norte de Jobo. Se espera iniciar la perforación del pozo en la segunda semana de agosto de 2023, y también está apuntando al depósito de arenisca de CDO. Se espera que el pozo de exploración Cereza-1 tome aproximadamente cuatro semanas en ser perforado y completado.

Un tercer equipo de perforación está siendo movilizado para perforar el pozo de desarrollo Aguas Vivas-4, también situado en el bloque VIM-21. Se espera que la perforación del pozo inicie en la tercera semana de agosto de 2023, y su objetivo es el depósito de arenisca de CDO dentro del campo Aguas Vivas.

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		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gas Natural y GNL (Mcfpd)						
Producción de gas natural y GNL	187,687	190,559	(2%)	188,033	186,865	1%
Consumo de campo	(3,004)	(2,887)	4%	(2,939)	(2,307)	27%
Ventas de gas natural y GNL	184,683	187,672	(2%)	185,094	184,558	—%
Volúmenes en firme (2)	69	291	(76%)	91	347	(74%)
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	184,752	187,963	(2%)	185,185	184,905	—%
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	527	571	(8%)	546	500	9%
Movimientos de inventario y otros	(4)	(6)	(33%)	9	(11)	(182%)
Ventas de petróleo de Colombia	523	565	(7%)	555	489	13%
Corporativas (boepd)						
Producción de gas natural y GNL	32,928	33,431	(2%)	32,988	32,783	1%
Producción de petróleo de Colombia	527	571	(8%)	546	500	9%
Producción total	33,455	34,002	(2%)	33,534	33,283	1%
Consumo de campo e inventario	(531)	(512)	4%	(506)	(415)	22%
Ventas corporativas totales	32,924	33,490	(2%)	33,028	32,868	—%
Volúmenes en firme (2)	12	51	(76%)	16	61	(74%)
Ventas contractuales realizadas totales	32,936	33,541	(2%)	33,044	32,929	—%

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.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023 promediaron 184.8 y 185.2 MMcfpd, 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.

La disminución de 2% en las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres meses terminados en junio 30 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, es principalmente atribuible a una reducción de las ventas de gas natural en el mercado al contado (interrumpible), compensada por ventas de gas natural a una planta de generación de energía en Colombia de propiedad de Termoeléctrica El Tesorito S.A.S. ESP (“Tesorito”) que comenzó operaciones en septiembre de 2022.

Ingresos, Netos de Regalías y Gastos de Transporte

	Tres meses terminados en Junio 30 de			Seis meses terminados en Junio 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gas Natural y GNL						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 89,216	\$ 89,187	—%	\$ 177,154	\$ 174,267	2%
Gastos de transporte	(3,059)	(8,397)	(64%)	(5,349)	(17,349)	(69%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	86,157	80,790	7%	171,805	156,918	9%
Regalías	(14,178)	(12,928)	10%	(28,757)	(24,762)	16%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 71,979	\$ 67,862	6%	\$ 143,048	\$ 132,156	8%
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 1,944	\$ 2,394	(19%)	\$ 4,136	\$ 4,027	3%
Gastos de transporte	(14)	(11)	(27%)	(42)	(98)	(57%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	1,930	2,383	(19%)	4,094	3,929	4%
Regalías	(110)	(143)	(23%)	(240)	(243)	(1%)
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$1,820	\$ 2,240	(19%)	\$3,854	\$3,686	5%
Corporativos						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 89,216	\$ 89,187	—%	\$ 177,154	\$ 174,267	2%
Ingresos de petróleo crudo	1,944	2,394	(19%)	4,136	4,027	3%
Ingresos totales	91,160	91,581	—%	181,290	178,294	2%
Regalías	(14,288)	(13,071)	9%	(28,997)	(25,005)	16%
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	76,872	78,510	(2%)	152,293	153,289	(1%)
Ingreso en espera por generación de energía	764	—	n/a	1,513	—	n/a
Ingreso de gas natural en firme	42	154	(73%)	103	297	(65%)
Ingresos totales, netos de regalías, según lo reportado	77,678	78,664	(1%)	153,909	153,586	—%
Gastos de transporte	(3,073)	(8,408)	(63%)	(5,391)	(17,447)	(69%)
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 74,605	\$ 70,256	6%	\$ 148,518	\$ 136,139	9%

Ventas de Gas Natural y GNL e Ingreso en Espera por Generación de Energía

Los ingresos de gas natural y GNL, netos de gastos de transporte, para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, aumentaron un 7% y un 9% a \$86.2 millones y \$171.8 millones, respectivamente, en comparación con \$80.8 millones y \$156.9 millones, para los mismos períodos en 2022, respectivamente, debido a un aumento del precio de venta promedio, neto de gastos de transporte.

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, la Compañía obtuvo ingresos en espera por generación de energía de \$0.8 millones y \$1.5 millones, respectivamente, por su compromiso de suministrar gas

natural para Tesorito. Los ingresos en espera por generación de energía se obtienen diariamente, independientemente de si el gas natural se entrega realmente.

A junio 30 de 2023, la Compañía tenía ingresos diferidos de \$14.5 millones, relacionados con nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas que se pagaron o se registraron en cuentas por cobrar, para las cuales los compradores tienen el derecho legal de recibir la entrega en una fecha posterior, momento en el cual se reconocerán como ingreso. Si los compradores no aceptan la entrega dentro del período asignado, la Compañía reconocerá las nominaciones correspondientes como ingreso en firme según se explicado en la página 6 de este MD&A.

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 con respecto a tales contratos son compensados con precios de venta brutos más altos, lo cual resulta en precios promedios 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 de venta realizado neto promedio, que en cualquier caso es neto de cualquier costo de transporte, independientemente de cuál parte incurre en el gasto del transporte.

Los gastos de transporte de gas natural disminuyeron un 64% y un 69% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, debido a la disminución en las ventas de gas natural sujetas a gastos de transporte, según lo descrito anteriormente.

Regalías de Gas Natural

	Tres meses terminados en Junio 30 de			Seis meses terminados en Junio 30 de,		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gas Natural						
Regalías de Esperanza	\$ 1,165	\$ 928	26%	\$ 2,179	\$ 2,188	—%
Regalías de VIM-5	10,670	9,478	13%	22,661	17,800	27%
Regalías de VIM-21	2,343	2,522	(7%)	3,917	4,774	(18%)
Gasto de Regalías	\$ 14,178	\$ 12,928	10%	\$ 28,757	\$ 24,762	16%
Tasas de Regalías de Gas Natural						
Esperanza	9.2%	8.6%	7%	8.9%	8.5%	5%
VIM-5	22.1%	21.7%	2%	21.4%	22.3%	(4%)
VIM-21	9.6%	9.9%	(3%)	9.9%	9.7%	2%
Tasa de Regalías de Gas Natural	16.5%	16.0%	3%	16.7%	15.8%	6%

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 regalías aumentan en una escala gradual hasta una tasa máxima del 20% con una producción del campo de 600,000 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 aumentó a 16.5% y 16.7% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, en comparación con 16.0% y 15.8% para los mismos períodos en 2022, respectivamente, principalmente debido a una mayor producción en el bloque VIM-5, la cual está sujeta a una tasa de regalía más alta.

Precios Promedios de Referencia y Realizados de Venta, Netos de Transporte

	Tres meses terminados en Junio 30 de			Seis meses terminados en Junio 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Precios Promedios de Referencia						
Henry Hub (\$/MMbtu)	\$ 2.48	\$ 7.49	(67%)	\$ 2.45	\$ 6.03	(59%)
Alberta Energy Company ("AECO") (\$/MMBtu)	\$ 1.44	\$ 5.42	(73%)	\$ 1.75	\$ 4.55	(62%)
Brent (\$/bbl)	\$ 74.98	\$ 111.79	(33%)	\$ 77.10	\$ 104.59	(26%)
Precios Promedios de Venta, Netos de Transporte						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 5.13	\$ 4.73	8%	\$ 5.13	\$ 4.70	9%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 40.55	\$ 46.35	(13%)	\$ 40.75	\$ 44.39	(8%)
Promedio corporativo (\$/boe)	\$ 29.40	\$ 27.29	8%	\$ 29.42	\$ 27.04	9%

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 (interrumpible). Los gastos de transporte de la Compañía asociados a las ventas al contado son normalmente compensados por precios de venta brutos más altos, resultando en precios de venta realizados, netos de transporte, que son consistentes con los contratos de precio fijo de la Compañía.

Los precios promedios de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, aumentaron un 8% y un 9% a \$5.13 por Mcf tanto para los tres como para los seis meses terminados en junio 30 de 2023, respectivamente, en comparación con \$4.73 por Mcf y \$4.70 por Mcf para los mismos períodos en 2022, respectivamente, debido principalmente a contratos en firme e interrumpibles a mayor precio. El aumento del precio promedio de venta de contratos en firme es resultado de la firma de nuevos contratos con tarifas más altas, así como del incremento del precio de los contratos existentes.

La disminución del 13% y del 8% en los precios promedios de venta de petróleo crudo para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, se debe principalmente a la reducción de los precios de referencia del petróleo crudo de la producción de petróleo de la Compañía no sujeta a tarifa.

Gastos Operativos

	Tres meses terminados en Junio 30 de			Seis meses terminados en Junio 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gas natural y GNL	\$ 5,862	\$ 5,217	12%	\$ 10,098	\$ 11,061	(9%)
Petróleo de Colombia	936	827	13%	1,604	1,745	(8%)
Gastos operativos totales	\$ 6,798	\$ 6,044	12%	\$ 11,702	\$ 12,806	(9%)
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.35	\$ 0.31	13%	\$ 0.30	\$ 0.33	(9%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 19.67	\$ 16.08	22%	\$ 15.97	\$ 19.72	(19%)
Corporativos (\$/boe)	\$ 2.27	\$ 1.98	15%	\$ 1.96	\$ 2.15	(9%)

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf aumentaron un 13% a \$0.35 por Mcf para los tres meses terminados en junio 30 de 2023, en comparación con \$0.31 por Mcf para el mismo período en 2022, principalmente debido a la inflación. Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf disminuyeron un 9% a \$0.30 por Mcf para los seis meses terminados en junio 30 de 2023, en comparación con \$0.33 por Mcf para el mismo período en 2022, principalmente debido a menos actividades de mantenimiento realizadas en el año hasta la fecha y un peso colombiano ("COP") más débil frente al dólar de Estados Unidos ("USD"), compensado por la inflación.

Los gastos operativos del petróleo de Colombia aumentaron un 13% para los tres meses terminados en junio 30 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, principalmente debido a la inflación. Los gastos operativos del petróleo de Colombia disminuyeron un 8% para los seis meses terminados en junio 30 de 2023, en comparación

con el mismo período en 2022, principalmente debido a menos actividades de mantenimiento realizadas en el año hasta la fecha y un COP más débil frente al USD, compensado por la inflación.

Ganancias Operacionales Netas

	Tres meses terminados en Junio 30 de			Seis meses terminados en Junio 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
\$/Mcf						
Gas Natural y GNL						
Ingreso, neto de gastos de transporte ⁽¹⁾	\$ 5.13	\$ 4.73	8%	\$ 5.13	\$ 4.70	9%
Regalías	(0.84)	(0.76)	11%	(0.86)	(0.74)	16%
Gastos operativos ⁽²⁾	(0.35)	(0.31)	13%	(0.30)	(0.33)	(9%)
Ganancia operacional neta	\$ 3.94	\$ 3.66	8%	\$ 3.97	\$ 3.63	9%

	Tres meses terminados en Junio 30 de			Seis meses terminados en Junio 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
\$/bbl						
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gastos de transporte ⁽¹⁾	\$ 40.55	\$ 46.35	(13%)	\$ 40.75	\$ 44.39	(8%)
Regalías	(2.31)	(2.78)	(17%)	(2.39)	(2.75)	(13%)
Gastos operativos ⁽²⁾	(19.67)	(16.08)	22%	(15.97)	(19.72)	(19%)
Ganancia operacional neta	\$ 18.57	\$ 27.49	(32%)	\$ 22.39	\$ 21.92	2%

(1) Consulte la sección de “Precios Promedios de Referencia y Realizados de Venta, Netos de Transporte” en este MD&A para más información.

(2) Consulte la sección de “Gastos Operativos” en este MD&A para más información.

	Tres meses terminados en Junio 30 de			Seis meses terminados en Junio 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
\$/boe						
Corporativas						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 29.40	\$ 27.29	8%	\$ 29.42	\$ 27.04	9%
Regalías	(4.77)	(4.29)	11%	(4.85)	(4.20)	15%
Gastos operativos	(2.27)	(1.98)	15%	(1.96)	(2.15)	(9%)
Ganancia operacional neta	\$ 22.36	\$ 21.02	6%	\$ 22.61	\$ 20.69	9%

Gastos Generales y Administrativos

	Tres meses terminados en Junio 30 de			Seis meses terminados en Junio 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Costos brutos	\$ 10,732	\$ 8,719	23%	\$ 19,942	\$ 17,223	16%
Menos: montos capitalizados	(2,590)	(2,022)	28%	(4,604)	(4,036)	14%
Gastos generales y administrativos	\$ 8,142	\$ 6,697	22%	\$ 15,338	\$ 13,187	16%
\$/boe	\$ 2.72	\$ 2.20	24%	\$ 2.57	\$ 2.22	16%

Los costos brutos generales y administrativos (“G&A”) aumentaron un 23% y un 16% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, debido principalmente a costos relacionados con reestructuración corporativa de Canacol y la inflación.

Gasto de Financiación Neto

	Tres meses terminados en Junio 30 de			Seis meses terminados en Junio 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gasto de financiación neto pagado	\$ 11,407	\$ 8,194	39%	\$ 20,271	\$ 16,518	23%
Gastos de financiación netos distintos a efectivo	2,884	2,094	38%	6,789	4,073	67%
Gasto de financiación neto	\$ 14,291	\$ 10,288	39%	\$ 27,060	\$ 20,591	31%

El gasto de financiación neto aumentó un 39% y un 31% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, principalmente como resultado de un aumento de la deuda total de \$105 millones.

Gasto por Remuneración Basada en Acciones

	Tres meses terminados en Junio 30 de			Seis meses terminados en Junio 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gasto de unidades liquidadas en acciones	\$ —	\$ 42	n/a	\$ 14	\$ 123	(89%)
Gasto de unidades liquidadas en efectivo	1,694	932	82%	3,271	2,555	28%
Remuneración basada en acciones	\$ 1,694	\$ 974	74%	\$ 3,285	\$ 2,678	23%

El gasto de unidades liquidadas en efectivo es una amortización distinta a efectivo de unidades de acciones restringidas (“UAR”), unidades de acciones por desempeño (“PSU” [por su sigla en inglés]) y unidades de acciones diferidas (“DSU” [por su sigla en inglés]), que se espera que sean liquidadas en efectivo, amortizadas a lo largo de sus respectivos plazos de adquisición y revaloradas en cada período con base en el precio de la acción de la Compañía. El gasto de unidades liquidadas en efectivo aumentó en un 82% y un 28% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, debido a nuevos otorgamientos.

Gasto por Agotamiento y Depreciación

	Tres meses terminados en Junio 30 de			Seis meses terminados en Junio 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 19,249	\$ 18,284	5%	\$ 38,220	\$ 34,952	9%
\$/boe	\$ 6.42	\$ 6.00	7%	\$ 6.39	\$ 5.88	9%

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó un 5% y un 9% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, debido principalmente a mayores gastos de capital de desarrollo.

Gasto de Impuesto de Renta

	Tres meses terminados en Junio 30 de		Seis meses terminados en Junio 30 de	
	2023	2022	2023	2022
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 24,376	\$ 15,194	\$ 50,668	\$ 28,556
Gasto (recuperación) de impuesto de renta diferido	(38,876)	11,962	(56,299)	(197)
Gasto (recuperación) de impuesto de renta	\$ (14,500)	\$ 27,156	\$ (5,631)	\$ 28,359

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa reglamentaria del impuesto sobre la renta en Colombia del 35% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023. Además, el ingreso gravable generado por el negocio relacionado con el petróleo crudo estuvo sujeto a una sobretasa adicional del 15%. Asimismo, como resultado de la reforma tributaria en Colombia, para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, el gasto de regalía base (6.4% del ingreso de gas natural, neto de transporte, y 8% del ingreso de petróleo crudo, neto de transporte), no fue deducible para efectos del impuesto de renta.

El aumento del gasto de impuesto de renta corriente para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, en comparación con los mismos períodos en 2022, se debe principalmente a: a) gasto de impuesto de renta corriente adicional generado por el aumento de EBITDA para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023 en comparación con los mismos períodos en 2022; b) costo de impuesto anticipado del último período relacionado con el proceso de reestructuración corporativa de la Compañía, que comenzó en el cuarto trimestre de 2022, por el cual la Compañía ha transferido sus activos de Esperanza y VIM-21 de una subsidiaria totalmente de su propiedad a otra, en un esfuerzo por alinear mejor las necesidades operativas del negocio y crear una estructura organizacional más eficiente y rentable (“Reestructuración Corporativa”); c) gasto de regalía base no deducible para efectos tributarios, según lo explicado anteriormente; y d) sobretasa del 15% sobre el ingreso gravable generado por el negocio de petróleo crudo de la Compañía.

Los grupos de impuestos de la Compañía están denominados en COP, y se revaloran a cada fecha de reporte usando la tasa de cambio de COP a USD de fin del período. La Compañía realizó una recuperación de impuesto de renta diferido de \$38.9 millones y \$56.3 millones para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, respectivamente, principalmente como resultado del fortalecimiento del COP frente al USD, que aumentó el valor de los grupos de impuestos de la Compañía a junio 30 de 2023.

Pagos en Efectivo de Impuestos de Renta

	Tres meses terminados en Junio 30 de		Seis meses terminados en Junio 30 de	
	2023	2022	2023	2022
Impuestos de renta pagados	\$ 79,864	\$ 13,867	\$ 98,119	\$ 21,420

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, la Compañía pagó impuestos de renta de \$57.7 millones y \$72.5 millones (2022 - \$1.5 millones y \$4.8 millones), para el año fiscal 2022, respectivamente, lo que incluyó un gasto de impuesto corriente único de \$64.7 millones relacionado con la reestructuración corporativa de la Compañía que se produjo a diciembre 31 de 2022. Además, la Compañía también pagó cuotas relacionadas con su gasto de impuesto de renta de 2023 de \$22.1 millones y \$25.6 millones (2022 - \$12.3 millones y \$16.5 millones) durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2023, respectivamente.

Gastos de Capital

	Tres meses terminados en Junio 30 de		Seis meses terminados en Junio 30 de	
	2023	2022	2023	2022
Tierra, sísmica, EIA y comunidades	\$ 1,070	\$ 9,091	\$ 4,866	\$ 15,503
Perforación, completamiento, prueba y acondicionamientos	26,280	17,633	48,644	30,387
Instalaciones, equipos e infraestructuras	6,502	8,435	11,654	6,625
Ducto a Medellín	1,683	1,864	4,086	3,208
Inventario de bodega, activos corporativos y otros	13,874	3,641	25,677	10,405
G&A capitalizados	2,590	2,022	4,604	4,036
Ingresos por disposición	(14)	—	(423)	—
Gastos de capital netos en efectivo	51,985	42,686	99,108	70,164
Costos y ajustes distintos a efectivo:				
Activos de derecho de uso arrendados	18	29	99	1,931
Disposición	14	(114)	394	(3,481)
Cambio en obligaciones de desmantelamiento y otros	(4,727)	3,874	3,965	4,504
Gastos de capital netos	\$ 47,290	\$ 46,475	\$ 103,566	\$ 73,118
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 11,332	\$ 19,590	\$ 22,930	\$ 31,772
Gastos en propiedades, planta y equipo	35,958	26,999	80,667	44,827
Disposición	—	(114)	(31)	(3,481)
Gastos de capital netos	\$ 47,290	\$ 46,475	\$ 103,566	\$ 73,118

Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en junio 30 de 2023 están relacionados principalmente con:

- Costos de perforación y completamiento del pozo de exploración Lulo-1;
- Costos de perforación y completamiento del pozo de desarrollo Lulo-2;
- Costos de perforación y completamiento del pozo de desarrollo Clarinete-8;
- Costos de completamiento y prueba del pozo de exploración Chimela-1;
- Costos de completamiento y prueba del pozo de exploración Saxofón-1;
- Costos de perforación del pozo de exploración Natilla-1;
- Compra de inventario de bodega para los bloques Esperanza y VMM-45;
- Costos relacionados con instalaciones de compresión y acondicionamiento en los bloques VIM-5, VIM-21 y Esperanza; y
- Costos de tierra y otros costos en los bloques VIM-5, VMM-47, VIM-21, VMM10-1, VMM-53 y VMM-45.

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 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.

Oferta de Emisor de Curso Normal

En enero 31 de 2023, la Compañía renovó su oferta de emisor de curso normal ("NCIB" [por su sigla en inglés]), según lo autorizado por la TSX para comprar hasta 1,971,950 Acciones Ordinarias en circulación, que representan aproximadamente el 10% del capital flotante de Canacol en ese momento. El número máximo de Acciones Ordinarias que Canacol puede comprar en un día determinado es 13,095 Acciones Ordinarias, que fue el 25% del volumen de negociación diario promedio de la Compañía en la TSX para los seis meses terminados en diciembre 30 de 2022. Canacol también puede hacer una recompra semanal en bloque en exceso del límite diario con sujeción a reglas prescritas. La Compañía está autorizada para realizar compras durante el período de febrero 2 de 2023 a febrero 1 de 2024 o hasta el momento anterior en que la NCIB se complete o termine a opción de la Compañía. La Compañía no compró Acciones Ordinarias durante los tres meses terminados en junio 30 de 2023.

En enero 31 de 2023, Canacol renovó su plan automático de compra de acciones ("ASPP" [por su sigla en inglés]) con su corredor designado. El ASPP está destinado a permitir la compra de Acciones Ordinarias en virtud de la NCIB en momentos en que a la Compañía normalmente no se le permita comprar Acciones Ordinarias debido a restricciones reglamentarias y períodos de bloqueo autoimpuestos habituales. De conformidad con el ASPP, el corredor designado puede comprar Acciones Ordinarias hasta la expiración de la NCIB en febrero 1 de 2024. Dichas compras son determinadas por el corredor a su sola discreción con base en los parámetros de compra establecidos por la Compañía, de acuerdo con las reglas de la TSX, las leyes de valores aplicables y los términos del ASPP. El ASPP terminará en la primera fecha en que: (i) expire la NCIB, (ii) se haya comprado el número máximo de Acciones Ordinarias en virtud del ASPP, y (iii) la Compañía termine el ASPP de acuerdo con sus términos. Fuera del ASPP, las Acciones Ordinarias pueden continuar siendo compradas en virtud de la NCIB a discreción de la administración, de conformidad con las reglas de la TSX y las leyes de valores aplicables. Todas las compras realizadas en virtud del ASPP se incluyen en el número de Acciones Ordinarias disponibles para compra en virtud de la NCIB.

Préstamo Puente

En julio 31 de 2020, la Compañía suscribió un préstamo puente a plazo preferencial no garantizado por \$75 millones ("Préstamo Puente") con un sindicato de bancos. El Préstamo Puente tenía un plazo inicial de dos años, y estaba destinado a ser usado para construir un ducto desde las operaciones de la Compañía en Jobo hasta la ciudad de Medellín, Colombia (el "Proyecto").

En agosto 28 de 2020, la Compañía retiró los \$25 millones iniciales del Préstamo Puente, netos de costos de transacción de \$3.1 millones, que se usaron para costos iniciales de ingeniería y licencias ambientales en relación con el Proyecto. Los \$50 millones restantes estaban disponibles para ser retirados en cualquier momento hasta la fecha de vencimiento y estaban destinados a ser usados para materiales de construcción para el Proyecto. El Préstamo Puente tenía una tasa de interés anual de LIBOR + 4.25%, y la Compañía podía pagar el Préstamo Puente en cualquier momento dentro del plazo sin penalización. Todo monto no retirado estaba sujeto a una tasa de compromiso del 30% del margen de interés de 4.25% durante todo el período de disponibilidad. Los intereses y los costos de financiación asociados con el Préstamo Puente se capitalizaron en PP&E.

En agosto 12 de 2021, la Compañía modificó su Préstamo Puente para ampliar tanto el plazo como el período de disponibilidad de los montos no retirados de julio 31 de 2022 a julio 31 de 2023.

En febrero 17 de 2023, la Compañía pagó los \$25 millones pendientes del Préstamo Puente con ingresos de la Nueva RCF (ver "Línea de Crédito Rotativo" más adelante) y posteriormente terminó el acuerdo de préstamo.

Deuda con Banco Colombiano

En junio 17 de 2021, la Compañía suscribió un acuerdo de préstamo de tres años de plazo con el Banco Davivienda

("Deuda con Banco Colombiano") por \$12.9 millones, denominado en COP, el cual estaba sujeto a una tasa de interés anual de IBR + 2.5% (el IBR era de 1.86% a la fecha del acuerdo). La Deuda con Banco Colombiano fue usada para pagar el pasivo de liquidación de litigio de la Compañía, el cual estaba sujeto a una tasa de interés anual de 8.74%. El capital estaba previsto para vencer en tres años a partir de la fecha del acuerdo, en junio 18 de 2024.

En febrero 17 de 2023, la Compañía pagó los \$9.9 millones pendientes de la Deuda con Banco Colombiano con recursos provenientes de la Nueva RCF (ver "Línea de Crédito Rotativo" más adelante) y posteriormente terminó el contrato de préstamo.

Títulos Preferenciales

En noviembre 24 de 2021, la Compañía completó una oferta privada de títulos preferenciales no garantizados por un monto de capital total de \$500 millones ("Títulos Preferenciales"). Los Títulos Preferenciales pagan intereses semestralmente a una tasa fija de 5.75% anual, y vencen en 2028 a menos que sean redimidos anticipadamente o sean recomprados de conformidad con sus términos. Los Títulos Preferenciales están total e incondicionalmente garantizados por algunas subsidiarias de Canacol.

Línea de Crédito Rotativo

En julio 31 de 2020, la Compañía suscribió una línea de crédito rotativo no garantizado preferencial ("RCF" [por su sigla en inglés]) de \$46 millones con un sindicato de bancos. La RCF tenía una tasa de interés anual de LIBOR + 4.75%, tenía un plazo de tres años, y la Compañía podía pagar/volver a retirar la RCF en cualquier momento dentro del plazo sin penalización. Todo monto no retirado estaba sujeto a una tasa de compromiso equivalente al 30% del margen de interés del 4.75% durante todo el período de disponibilidad. La RCF no estaba sujeta a redeterminaciones periódicas típicas.

En febrero 17 de 2023, la Compañía terminó la RCF no utilizada y suscribió una nueva línea de crédito rotativo no garantizado preferencial de \$200 millones ("Nueva RCF") con un sindicato de bancos. La Nueva RCF tiene una tasa de interés anual de SOFR [sigla en inglés de Tasa de Financiación Garantizada a Un Día] + 4.5%, tiene un plazo de cuatro años, y la Compañía puede pagar/volver a retirar la Nueva RCF en cualquier momento dentro del plazo sin penalización. Todo monto no retirado está sujeto a una tasa de compromiso equivalente al 30% del margen de interés del 4.50% durante todo el período de disponibilidad. La Nueva RCF no está sujeta a redeterminaciones periódicas típicas. El monto utilizado y pendiente a junio 30 de 2023 era de \$145 millones.

Pactos Financieros

Los Títulos Preferenciales de la Compañía y su Nueva RCF incluyen varios pactos relacionados con máximo apalancamiento, mínima cobertura de intereses, endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros pactos de negocios operativos estándares. Los pactos financieros de la Compañía incluyen: a) una razón máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes a efectivo, a EBITDAX ajustado de los últimos 12 meses ("Razón de Apalancamiento Consolidado"), de 3.25:1.00 (endeudamiento) o 3.50:1.00 (mantenimiento), y b) una razón mínima de EBITDAX ajustado de los últimos 12 meses a gasto de interés, excluyendo gastos no en efectivo ("Razón de Cobertura de Interés Consolidado"), de 2.50:1.00.

A junio 30 de 2023, la Compañía estaba cumpliendo con los pactos.

	Junio 30 de 2023	Diciembre 31 de 2022
Títulos Preferenciales - capital (5.75%)	\$ 500,000	\$ 500,000
Préstamo Puente - capital (LIBOR + 4.25%)	—	25,000
Nueva RCF (SOFR + 4.5%)	145,000	—
Deuda con Banco Colombiano - capital (IBR + 2.5%)	—	10,020
Obligación de arrendamiento	14,319	15,732
Deuda total	659,319	550,752
Déficit de capital de trabajo	(8,721)	22,603
Deuda neta	\$ 650,598	\$ 573,355

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

	Junio 30 de 2023		Diciembre 31 de 2022	
Deuda total	\$	659,319	\$	550,752
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo		(38,936)		(58,518)
Deuda neta para efectos del pacto	\$	620,383	\$	492,234
EBITDAX ajustado	\$	229,600	\$	212,850
Razón de Apalancamiento Consolidado		2.70		2.31

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

	Junio 30 de 2023		Diciembre 31 de 2022	
EBITDAX ajustado	\$	229,600	\$	212,850
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$	38,923	\$	34,058
Razón de Cobertura de Interés Consolidado		5.90		6.25

A agosto 9 de 2023, la Compañía tenía en circulación 34.1 millones de acciones ordinarias, 0.9 millones de opciones de compra de acciones, y 0.9 millones de UAR, DSU y PSU.

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 2023:

	Menos de 1 año		1-3 años		Más de 3 años		Total	
Deuda de largo plazo - capital	\$	—	\$	—	\$	645,000	\$	645,000
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas		3,568		7,320		5,431		16,319
Cuentas por pagar, comerciales y otras		70,956		—		—		70,956
Dividendo por pagar		6,699		—		—		6,699
Impuestos por pagar		35,001		—		—		35,001
Otras obligaciones de largo plazo		—		5,109		—		5,109
Pasivo de remuneración de incentivo a largo plazo		2,425		1,569		—		3,994
Contratos de exploración y producción		24,703		14,468		16,336		55,507
Contratos de operación de estación de compresión		2,742		5,648		4,379		12,769
	\$	146,094	\$	34,114	\$	671,146	\$	851,354

Cartas de Crédito

A junio 30 de 2023, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$93.4 millones (\$87.9 millones a diciembre 31 de 2022) para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales.

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 2023 por \$55.5 millones y ha emitido \$43.6 millones del total de \$93.4 millones en garantías financieras relacionadas con ellos.

Transacciones con Partes Relacionadas

A junio 30 de 2023, la Compañía tenía 41.7 millones de acciones ordinarias y 18.4 millones de derechos de compra

de acciones de Arrow con valores en libros de \$5.8 millones (costo) y \$2.9 millones (valor razonable de mercado), respectivamente. Dos miembros del personal gerencial clave de Canacol son también miembros de la junta directiva de Arrow.

Sostenibilidad

Como se indica en el Informe Integrado ASG de 2022 de la Compañía, Canacol actualmente es un productor de gas natural sostenible líder en las Américas, con emisiones de GEI de Alcance 1 y 2 que son en promedio 80% más bajas que las de sus pares productores de petróleo y 50% más bajas que las de sus pares productores de gas. La ambición de Canacol es continuar liderando la industria de petróleo y gas en Colombia en términos de abastecer las crecientes demandas de energía de los colombianos, al mismo tiempo reduciendo las emisiones de carbono, explorando vías de generación de energía renovable, fomentando la autosuficiencia energética nacional y catalizando el crecimiento y el desarrollo de la economía colombiana y de su gente. Canacol apoya con entusiasmo los objetivos globales para cumplir con las metas del Acuerdo de París, y mantiene su compromiso de apoyar el objetivo de Colombia de lograr una reducción del 51% en las emisiones para 2030. En línea con este compromiso, Canacol ha establecido sus metas de descarbonización, por las cuales apunta a lograr cero emisiones de metano para 2026, reducir las emisiones de Alcance 1 y 2 en un 50% para 2035, y lograr neutralidad de carbono en 2050. El objetivo de la Compañía en asuntos ASG es mejorar la calidad de vida de millones de personas a través de la exploración, la producción y el suministro de gas natural convencional en Colombia. Además, la Compañía está enfocada en generar valor para sus grupos de interés de forma sostenible, colaborativa, corresponsable, respetuosa y transparente. Con la transición al gas natural, la Compañía tiene una propuesta de valor ambientalmente amigable que contribuye a la reducción de las emisiones de CO₂ en Colombia y permite un uso más eficiente de los recursos.

La Compañía continúa apoyando a sus comunidades en proyectos sociales esenciales como acceso a agua y servicios públicos, proyectos económicos locales, construcción y mejora de infraestructura pública y comunitaria, becas técnicas y universitarias, entre otros.

La Compañía tiene sólidos estándares y procedimientos de gobierno corporativo, los cuales están alineados con las mejores prácticas globales, y usa mecanismos de control que protegen los intereses de los accionistas, respetan y promueven los derechos humanos, garantizan el comportamiento ético, la integridad y la transparencia, aseguran el cumplimiento normativo y minimizan el riesgo.

La Compañía está comprometida a continuar desarrollando y manteniendo una estrategia ASG sólida y, en esa medida, ha implementado un plan con los siguientes tres pilares:

1. Un futuro con energía más limpia - entregar gas natural conforme a los más altos estándares de eficiencia ambiental y operativa.
2. Empoderar a nuestra gente – fomentar nuestro compromiso de mejorar el bienestar, la prosperidad y la salud y seguridad de nuestros empleados, contratistas y las comunidades a las cuales servimos.
3. Un negocio transparente y ético - adoptar mejores prácticas, incorporar gobierno, fomentar el respeto de los derechos humanos y garantizar la ética y la integridad en todo lo que Canacol hace.

PERSPECTIVA

Para lo que resta de 2023, la Compañía está enfocada en los siguientes objetivos: 1) la perforación de hasta 10 pozos de exploración y evaluación en un programa continuo apuntando a una tasa de reemplazo de reservas 2P de más de 200%; 2) la adquisición de 282 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en el bloque VIM-5 para expandir el inventario de prospectos de exploración de la Compañía; 3) progresar en el proyecto del nuevo gasoducto de Jobo a Medellín, el cual añadirá 100 MMcfpd de nuevas ventas de gas al interior, permitiendo a Canacol aumentar las ventas de gas a más de 300 MMcfpd; 4) continuar retornando capital a los accionistas; y 5) continuar con su compromiso de fortalecer su estrategia ambiental, social y de gobierno.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2023		2022				2021	
	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3
Financieros								
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte	74,605	73,913	67,956	70,133	70,256	65,883	69,903	66,288
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	33,686	32,693	(16,977)	38,715	39,086	33,816	43,691	38,227
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	0.99	0.96	(0.50)	1.15	1.15	1.00	1.25	1.10
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	0.99	0.96	(0.50)	1.15	1.15	1.00	1.25	1.10
Flujo de caja (usado) aportado por actividades operativas	(24,413)	30,969	50,034	61,994	35,338	38,063	28,881	57,046
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	39,990	16,874	133,722	(4,463)	(6,404)	24,415	7,024	8,790
Por acción – básicos (\$) ⁽²⁾	1.17	0.49	3.92	(0.15)	(0.20)	0.70	0.20	0.25
Por acción – diluidos (\$) ⁽²⁾	1.17	0.49	3.92	(0.15)	(0.20)	0.70	0.20	0.25
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	60,654	60,928	52,003	56,015	55,208	49,624	49,198	53,836
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico ⁽²⁾	34,111	34,111	34,113	34,157	34,118	34,490	35,312	35,449
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido ⁽²⁾	34,111	34,111	34,113	34,157	34,118	34,490	35,312	35,449
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	51,985	47,123	50,382	45,742	42,686	27,478	21,513	24,051
Operaciones								
Producción ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	187,687	188,384	177,985	186,695	190,559	183,130	186,145	192,402
Petróleo de Colombia (bopd)	527	565	546	544	571	428	244	394
Total (boepd)	33,455	33,615	31,771	33,298	34,002	32,556	32,901	34,149
Ventas contractuales realizadas ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	184,752	185,624	175,580	184,163	187,963	181,813	185,896	190,553
Petróleo de Colombia (bopd)	523	587	541	558	565	412	490	168
Total (boepd)	32,936	33,153	31,345	32,867	33,541	32,309	33,103	33,598
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.94	4.01	3.73	3.73	3.66	3.58	3.59	3.49
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	18.57	25.86	22.81	27.48	27.49	14.23	21.93	30.93
Corporativas (\$/boe)	22.36	22.88	21.27	21.31	21.02	20.33	20.51	19.96

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

(2) Reexpresado para reflejar la consolidación de acciones de 5:1 en enero 17 de 2023. Ver la sección “Consolidación de Acciones” en este MD&A.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

La Compañía está sujeta a varios factores de riesgos que incluyen, entre otros, la volatilidad de los precios del gas natural y del petróleo crudo; riesgos cambiarios y monetarios; riesgos generales relacionados con operaciones extranjeras, como las incertidumbres políticas, económicas, normativas, de seguridad y otras, relacionadas con políticas de inversión extranjera y políticas energéticas; gobiernos que de tiempo en tiempo ejerzan significativa influencia sobre la economía para controlar la inflación; desarrollo de regulaciones ambientales en jurisdicciones extranjeras; descubrimiento de reservas de gas natural y petróleo; concentración de transacciones de venta en unos pocos clientes importantes; demora o cancelación de la construcción del gasoducto a Medellín; gastos de capital sustanciales para la adquisición, la exploración, el desarrollo y la producción de reservas de gas natural y petróleo crudo en el largo plazo, para lo cual se requieran financiamientos adicionales a fin de implementar el plan de negocio de la Compañía.

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en junio 30 de 2023 en los riesgos e incertidumbres según están identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2022.

Una discusión más completa de los riesgos e incertidumbres está contenida en el Formulario de Información Anual de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2022, según está radicado en SEDAR, incorporado en este documento por referencia.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

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

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía no ha implementado nuevas políticas contables durante los tres meses terminados en junio 30 de 2023. Discusiones detalladas de las nuevas políticas contables y su impacto se proporcionan en los estados financieros.

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 en virtud de 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 su sigla en inglés]) y el Director Financiero (“CFO” [por su sigla 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 a fin de 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 2023, no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que haya afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecte 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 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.